

28 y 29 de marzo de 1996

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

"Proyecto Privatizaciones y Regulación en
Bolivia y Nicaragua (SUE/94/S18)"

Seminario Regional sobre Privatizaciones
organizado por CEPAL y ASDI
Santiago 28 y 29 de marzo de 1996



ANALISIS DE LAS REFORMAS A LA INDUSTRIA ELECTRICA EN
BOLIVIA Y NICARAGUA

Este documento fue elaborado por el señor Fernando Cuevas para el Proyecto "Privatizaciones en Bolivia y Nicaragua" (SUE/94/S18), que realiza la CEPAL con el financiamiento de la Agencia de Cooperación Sueca (ASDI). Las opiniones expresadas en este trabajo, el cual no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.



4
4

7
8

R/

16 de enero de 1996

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ANALISIS DE LAS REFORMAS A LA INDUSTRIA ELECTRICA EN
BOLIVIA Y NICARAGUA**

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

4
.
8
2

8
4
.

INDICE

	Página
RESUMEN	1
PRESENTACION	7
I. EVALUACION DE ALGUNAS EXPERIENCIAS DE REFORMAS EN LA INDUSTRIA ELECTRICA	8
A. MARCO CONCEPTUAL	8
1. Características técnico-económicas de la industria eléctrica	9
2. Motivaciones para un proceso de reformas	10
3. La eficiencia en la industria eléctrica	12
B. REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN INGLATERRA, CHILE Y ARGENTINA	12
1. Descripción de las reformas de la industria eléctrica en los países seleccionados	13
2. Principales enseñanzas de dichas reformas	14
a) Caso de Gran Bretaña	14
b) Caso de Chile	15
c) Comentarios generales	16
II. REFORMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN BOLIVIA	18
A. SITUACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA PREVIA AL PROCESO DE REFORMAS	18
1. La economía y el subsector eléctrico	18
2. Breve reseña histórica de la industria eléctrica	19
3. Mecanismo de reglamentación	21
4. Condiciones de base	22
5. Estructura de la industria	23
6. Desempeño de la industria	24
7. Resultados	25

B.	ALCANCE Y AVANCE DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA	27
1.	Descripción del proceso de reforma	27
2.	Avance de las reformas del subsector eléctrico boliviano	32
C.	FUTURA ORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELECTRICA	33
1.	Sistema de reglamentación	33
2.	Estructura de la industria	34
3.	Mercado eléctrico	35
4.	Operación del sistema eléctrico	35
5.	Sistema de precios	36
6.	Proceso de planificación de las inversiones	38
D.	POSIBLES EFECTOS DE LA IMPLEMENTACION DE LA REFORMA	38
1.	La reforma y la eficiencia económica	39
2.	La reforma y la equidad	40
3.	Riesgos de la reforma subsectorial	41
III.	REFORMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN NICARAGUA	44
A.	SITUACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA PREVIO AL PROCESO DE REFORMAS	44
1.	La economía y el subsector eléctrico	44
2.	Breve reseña histórica	46
3.	Mecanismos de reglamentación	47
4.	Condiciones de base	47
5.	Estructura de la industria	48
6.	Desempeño de la industria	48
7.	Resultados	49
B.	ALCANCE Y AVANCE DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA	50
1.	Creación de la empresa eléctrica ENEL	51
2.	Concentración y consolidación de los niveles normativo y regulatorio en el INE	52
3.	Preparación de un anteproyecto de ley de la industria eléctrica	52

4.	Continuación de los estudios de corporativización y de tarifas	53
C.	FUTURA ORGANIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA	54
1.	Sistema de reglamentación	54
2.	Estructura de la industria	55
3.	Mercado eléctrico	56
4.	Operación del sistema eléctrico	57
5.	Sistema de precios	58
6.	Proceso de planificación de las inversiones	58
D.	COMENTARIOS AL ANTEPROYECTO DE LEY	59
1.	Manejo integral del sector energía	59
2.	Carácter indicativo de la planificación	59
3.	Operación del sistema eléctrico al mínimo costo	60
4.	Elaboración de un encuesta de calidad anual	60
5.	Explotación de los recursos naturales para generar electricidad	60
6.	Referencia a sistemas eficientes en la definición de tarifas	60
7.	Ausencia de consideraciones de equidad social	61
8.	Presencia de consideraciones ambientales	61
9.	Necesidad de reglamentos para la aplicación de la Ley	61
IV	ANALISIS COMPARATIVO DE LAS REFORMAS BOLIVIANAS Y NICARAGUENSES	62
A.	REFLEXIONES PRECAUTORIAS A LOS PROCESOS DE REFORMA	62
1.	La reforma y el modelo industrial seleccionado	62
2.	La reforma y el suministro de electricidad	64
3.	La reforma y el nuevo sistema tarifario	66
B.	ELEMENTOS COMPARATIVOS DE AMBAS REFORMAS	66
1.	El régimen de propiedad pública de las empresas eléctricas en el pasado y su eficiencia	67
2.	Punto de partida de las reformas	67
3.	Características principales de los subsectores eléctricos	68
4.	Modelo de reforma seleccionado	68
5.	Organización resultante en las respectivas industrias eléctricas	68
6.	Avances de la reforma subsectorial con respecto al programa general	69

C. CONCLUSIONES	69
Anexo 1	71
Bibliografia	73

RESUMEN

1) Los procesos de reforma de la industria eléctrica comprenden una serie de transformaciones que afectan los marcos institucional, regulatorio, empresarial y legal del subsector eléctrico de un país. Este fenómeno se ha presentado con especial énfasis a partir de los años ochenta, tanto en países industrializados como en vías de desarrollo. Los procesos mencionados contemplan la creación de unidades de regulación de las actividades sectoriales, el establecimiento de entidades de formulación de política energética, la adopción de mecanismos de fijación de precios, la definición de segmentos de actividad con precios desregulados, etc. En el campo empresarial, las reformas se encuentran asociadas a la definición de centros de costos y de utilidades, y a la privatización de empresas públicas.

2) En general, los procesos de reforma de la industria eléctrica en América Latina han tenido diversas motivaciones, existiendo algunas de carácter estructural y otras más del tipo coyuntural. Entre las estructurales se puede citar, la crisis financiera, la búsqueda de mayor eficiencia sectorial y modernización, la acomodación a la estructura de los mercados, así como factores ideológicos. Entre las motivaciones de carácter coyuntural se puede citar, la búsqueda de credibilidad política, la solución de crisis fiscal e impulso a los programas de estabilización de la economía, así como la liberación de las restricciones de inversión para la expansión sectorial, y las presiones externas.

3) La reforma de la industria eléctrica boliviana se inició en marzo de 1994, con la aprobación de la Ley de Capitalización, seguida posteriormente, durante ese mismo año, por la leyes del sistema regulatorio y de la electricidad. La aplicación de esta reforma estaba programada para el primer semestre de 1995.

4) En la industria eléctrica boliviana participaban, antes de la reforma, nueve empresas de régimen diverso (público, privado, mixto, cooperativo), siendo las principales la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), organizada como sociedad anónima de capital estatal, la Corporación Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), de capital privado, y la Cooperativa Rural de Electricidad (CRE). La capacidad instalada total en Bolivia, al 31 de diciembre de 1993, fue de 756 MW. Esta industria presentaba un alto grado de integración vertical en sus principales empresas y de concentración en el segmento de producción de energía eléctrica.

5) Como resultados de su gestión, la industria eléctrica boliviana presentaba hasta finales de 1994 aspectos positivos. Las evaluaciones realizadas a la empresa pública ENDE apuntaban algunas características muy favorables en su administración, con resultados económicos y financieros positivos en todos los años de operación. Asimismo, las otras empresas estatales, mixtas o cooperativas, también mostraron resultados similares, aunque modestos. Por su parte, la regulación sectorial cumplió un excelente papel en la labor de electrificación inicial del país.

6) Los estudios previos al proceso de reformas de la industria eléctrica en Bolivia identificaron como los principales problemas: i) tarifas distorsionadas, cuyos niveles y estructuras no reflejan los costos económicos del servicio; ii) falta de claridad jurisdiccional entre el gobierno y los municipios; iii) marco regulatorio débil, sin independencia de gestión ni autonomía presupuestaria, y iv) carencia de incentivos para atraer capital privado y promover la competencia.

7) La reforma legal del subsector eléctrico boliviano comprende cuatro instrumentos importantes: Ley de Capitalización, Ley de Participación Popular, Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) y Ley de Electricidad, todas aprobadas parlamentariamente y promulgadas por el Poder Ejecutivo. A partir de estas leyes, el nivel normativo le corresponderá a la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Económico, la cual tendrá a su cargo la elaboración y formulación de las políticas, así como del Plan Referencial del Sector Eléctrico. El nivel regulatorio lo asumirá la Superintendencia de Electricidad, dependiente de la Superintendencia Nacional de Regulación Sectorial, la cual se encargará de la fijación de tarifas y del otorgamiento de concesiones y licencias para el ejercicio de la industria eléctrica.

8) El nuevo modelo de la industria eléctrica prevé una desintegración horizontal y vertical de las empresas existentes, al separar los segmentos de producción, transmisión, distribución y comercialización. Las empresas de generación podrán suministrar energía eléctrica a sus clientes, ya sean empresas distribuidoras o grandes usuarios, mediante contratos de largo plazo, utilizando para ello el sistema de transmisión, el cual operará bajo un esquema de libre acceso. Se ha definido que la electrificación rural, de no ser realizada por la iniciativa privada, será responsabilidad del Estado, por medio del Fondo Nacional de Desarrollo Regional.

9) La reforma empresarial prevista supone la Capitalización de la ENDE, así como la adecuación de las empresas existentes en el SIN, verticalmente integradas a la nueva Ley de Electricidad. La capitalización de la ENDE consiste básicamente en la definición de cuatro unidades de negocio, tres de las cuales serán inicialmente sujetas al proceso de capitalización (dos de ellas están conformadas por centrales termoeléctricas en base a gas natural, mientras que la tercera unidad de negocio corresponde a dos centrales hidroeléctricas). La cuarta unidad de negocio, que inicialmente quedaría en propiedad del Estado, está conformada por todo el sistema troncal de transmisión del SIN, además de los respectivos sistemas aislados, propiedad de la ENDE. Por su parte, la compañía COBEE se desintegraría en dos empresas.

10) La Ley de Electricidad contempla dos tipos de precios: regulados y libres. Estarán sujetos a regulación, en el SIN: i) los precios de transferencias entre generadores, y entre generadores y distribuidoras, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministros; ii) los peajes por utilización de las redes de transporte; iii) los precios de nodos, para las empresas de distribución, y iv) los precios máximos para los consumidores regulados.

11) Con relación al proceso de planificación de las expansiones, la nueva Ley establece que será la Secretaría de Energía e Hidrocarburos la que elaborará un Plan Referencial para el SIN, así como planes indicativos para los Sistemas Aislados. Tales planes serán realizados con criterios de optimización del uso de recursos y podrán orientar a los agentes privados en cuanto a las posibilidades de inversión en el subsector.

12) A continuación se enumeran algunos riesgos que el proceso de reforma de la industria eléctrica en Bolivia podría traer aparejados: i) la capitalización de la ENDE no incremente las inversiones en el subsector; ii) los mercados externos de electricidad no se lleguen a concretar; iii) la capitalización de ENDE sea un método inadecuado para atraer inversiones; iv) la reforma subsectorial divida al país en dos tipos de mercado y v) el sistema de tarifación represente ineficiencias en la asignación de los recursos y que, en consecuencia, aumenten la brecha de inequidad en el país.

13) Por su parte, la reforma de la industria eléctrica en Nicaragua se inició con algunas acciones implementadas a principio de 1995, a través de decretos del Poder Ejecutivo. El anteproyecto de ley que define el alcance total de dicha reforma se encontraba, a mediados de 1995, en revisión por parte del Poder Ejecutivo, para su posterior presentación al Poder Legislativo.

14) La industria eléctrica en Nicaragua estaba conformada por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), como empresa verticalmente integrada, con la generación y el monopolio de la transmisión y la distribución, y por una empresa de producción, de capital mixto, cuyas obras aún estaban en fase de construcción. La capacidad instalada total de generación del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua, al 31 de diciembre de 1994, fue de 390 MW. El grado de concentración, en el segmento de la producción, era total, pues toda la capacidad en operación pertenecía a INE.

15) La gestión de la empresa eléctrica en Nicaragua presentaba resultados negativos. Por un lado, el sistema presentaba un bajo nivel de reserva, resultado de un programa reducido de instalación de nuevas centrales de producción, falta de mantenimiento en el parque de generación, particularmente las plantas termoeléctricas. Esta situación, aunada en algunos años con bajos aportes hidrológicos, ha sido la causa de largos períodos de racionamiento en los últimos cinco años. Por el otro, el nivel de pérdidas del sistema eléctrico de Nicaragua, ha mostrado una tendencia creciente, en particular, durante los últimos cuatro años, habiendo alcanzado en 1994 el valor de 28.7%. Adicionalmente, la situación financiera ha sido difícil, dado los bajos niveles de las tarifas, habiendo requerido transferencias del gobierno central.

16) Entre los primeros pasos ejecutados en 1995, sobresalen la creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), la conformación de un nuevo INE, y la preparación de un anteproyecto de ley. ENEL se organizó como una empresa estatal, verticalmente integrada, con giro comercial, para el suministro del servicio público de energía eléctrica. Dentro de estas funciones, la ENEL no solamente generaría con sus propias centrales, sino que compraría a los productores independientes y a los cogeneradores. En el nuevo INE sólo quedaron las funciones normativas del antiguo organismo, agregándosele las nuevas funciones regulatorias.

17) En el anteproyecto de ley se contempla que la organización institucional, tanto el nivel normativo como regulatorio cubrirán a todo el sector energía, manteniendo así una visión integral y coherente del sector. El primer nivel le corresponderá a un Ministerio u Organismo del Estado designado por la Presidencia, el cual no fue definido en el anteproyecto de Ley. El nivel regulatorio lo ejercerá el INE, con las funciones propias correspondientes.

18) La futura estructura de la industria eléctrica en Nicaragua se caracterizará por una desintegración vertical, a causa de la separación de los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización así como por una desintegración horizontal, dada la existencia de varias empresas de generación y de distribución. La actividad de producción de energía eléctrica estará totalmente liberada, pudiendo cualquier agente económico instalar sus centrales de generación, limitada sólo al cumplimiento de las normas de seguridad y de protección del medio ambiente. Por su parte, la transmisión operará bajo la modalidad de acceso abierto.

19) El régimen tarifario contemplará un régimen de precios libres y uno de precios regulados. El primero comprenderá las transacciones entre empresas generadoras, cogeneradores, auto-productores,

empresas de distribución y grandes consumidores, así como las importaciones y exportaciones de energía eléctrica. El régimen de precios regulado comprenderá las ventas de energía de las empresas de distribución a los consumidores finales, pequeños y medianos, los peajes por transporte de energía y las remuneraciones al Centro Nacional de Despacho de Carga.

20) La función de planificación de los sistemas de generación y de transmisión corresponde al nivel normativo, a través del ministerio encargado por el poder ejecutivo. Sin embargo, la planificación de los sistemas de distribución estará bajo la responsabilidad de las correspondientes empresas de distribución, en base a los criterios determinados por el INE, como ente regulador. Conviene mencionar que los planes de expansión de la producción y la transmisión son de carácter indicativo. Con respecto a la electrificación rural, ésta será responsabilidad directa del Gobierno, quien destinará recursos presupuestarios, a través de los organismos competentes.

21) Analizando ambas reformas se constata que son de tipo radical, pues promueven la desintegración vertical y horizontal de sus respectivas industrias. Tomando en consideración las primeras experiencias internacionales en reformas de la industria eléctrica, se pueden mencionar algunas reflexiones de carácter precautorio a los procesos de Bolivia y Nicaragua:

a) Las primeras reformas de tipo radical se dieron en sistemas de gran tamaño (Inglaterra, Argentina, Chile), habiendo desintegrado verticalmente la industria, con el fin de introducir la competencia a nivel de generación. Esta justificación no puede utilizarse directamente en el caso de sistemas pequeños, con capacidades inferiores a los 1,000 MW, pues las ventajas y desventajas pueden ser muy diferentes. La introducción de la competencia en un sistema pequeño no tiene las mismas características y efectos que en el caso de uno de gran tamaño.

b) La desintegración vertical de una industria conlleva un incremento en los costos de transacción, al existir un mayor número de agentes económicos. En el caso de una industria regulada, adicionalmente se tiene que considerar que el ente regulatorio tendrá que dedicar mayores esfuerzos y recursos humanos para vigilar el cumplimiento del marco regulatorio entre un mayor número de empresas.

c) Cuando la reforma de la industria pretende la formación de un mercado libre en el segmento de la producción de electricidad, existe la posibilidad real de prácticas colusivas entre los oferentes que, en la realidad, conlleven a una situación cartelizada u oligopólica en dicho mercado.

d) En las reformas que contemplan la desintegración vertical de la industria eléctrica, siempre existe el riesgo de que posteriormente las empresas efectúen una cuasi-integración vertical, o que productores de fuentes primarias se integren verticalmente con generadores de electricidad.

e) Los procesos de reforma ya aplicados, tanto en América Latina como extrarregionalmente, fueron realizados inicialmente en países con un elevado nivel de cobertura del servicio. En razón a los niveles de electrificación de Bolivia y Nicaragua, los respectivos gobiernos deberán poner especial énfasis en las políticas de expansión de la cobertura del servicio eléctrico, ya que, en la actualidad alcanzan el 56% y el 51%, respectivamente.

22) Existe una dificultad metodológica para comparar las reformas descritas anteriormente, a causa del grado disímil de su avance en la implementación, a comienzos de 1995. A pesar de ello, se tratará de identificar aquellos elementos que pueden ser comparados, con el objeto de sacar algunas conclusiones.

a) A pesar del régimen de propiedad pública de la empresa ENDE, los diferentes gobiernos de Bolivia le permitieron un desarrollo eficiente. Por el contrario, el régimen de propiedad del INE, permitió a los gobiernos de este país la posibilidad de imponer a dicha empresa una estrategia de precios, cuyos objetivos respondieron más a consideraciones macroeconómicas, sociales o políticas, que a una gestión eficiente. Un elemento importante a notar en ambos casos, es la existencia de marcos regulatorios adecuados. En Bolivia el Código Nacional de Electricidad proporcionó un marco general de referencia para el desarrollo de las empresas del subsector; sin embargo, en el caso de Nicaragua, la ley de electricidad fue ignorada.

b) Las reformas analizadas fueron promovidas por los actuales gobiernos de Bolivia y Nicaragua, quienes tomaron el poder en los años 1993 y 1990, respectivamente. El punto de partida para ambas reformas tuvo como único eje común, la instalación de gobiernos proclives a los procesos de reforma estructural económica ya que, tanto en la situación macroeconómica como en la gestión de sus empresas eléctricas, Bolivia presentaba resultados favorables, contrarios a los del segundo país.

c) Los dos sistemas son muy pequeños, siendo de los menores de toda América Latina. Ambos presentaban una alta integración vertical y un elevado grado de concentración, a nivel de la producción de electricidad, así como una baja cobertura del servicio eléctrico.

d) En ambas reformas se contempla la creación de un ente regulador. En el caso de Bolivia se trata de una oficina multisectorial, pues abarca también a otros sectores, mientras que en Nicaragua se contempla un ente sectorial energético. Por su lado, la planificación de los segmentos de la generación y la transmisión será de tipo referencial o indicativa, de forma tal que la eficiencia productiva a largo plazo no necesariamente se alcanzará, pues las nuevas centrales de producción serán instaladas en función de las estrategias de las nuevas empresas, sin ninguna obligatoriedad con respecto a un óptimo económico desde el punto de vista nacional. Asimismo, la eficiencia asignativa en ambos casos podría verse comprometida, pues las tarifas se establecerían por el sistema "cost plus", y no como una relación con los costos marginales de desarrollo.

f) El proceso boliviano se iniciaba precisamente con las reformas de la industria eléctrica, pues la ENDE sería la primera empresa a ser capitalizada, previo a las otras empresas. En cambio, el Gobierno de Nicaragua había iniciado, desde 1990, un vasto proceso de privatización de empresas públicas en diferentes sectores de la actividad económica del país.

23) A continuación se presentan las conclusiones más importantes del estudio, con la debida precaución por tratarse de una comparación entre dos procesos de reforma con grados de implementación diferentes:

- a) Las reformas boliviana y nicaragüense pueden ser justificadas por razones financieras, pero difícilmente por razones de eficiencia económica. El proceso de capitalización de la empresa ENDE y la futura participación de inversionistas privados en toda la cadena de la industria eléctrica boliviana, así como la apertura a este tipo de inversionistas en Nicaragua, principalmente en el segmento de la generación, responden a la necesidad de buscar nuevas fuentes de financiamiento para la ampliación de los respectivos sistemas eléctricos.
- b) La desintegración horizontal y vertical de ambos sistemas eléctricos es una decisión reñida con la búsqueda de la eficiencia económica, pues las bases teóricas que justifican tal desintegración son muy discutibles, con mayor razón cuando se trata de sistemas pequeños.
- c) En Nicaragua, el gobierno no ha tenido experiencia como reguladores de una actividad, fuera del control directo de las empresas públicas, lo cual sí existió en cierto grado, en Bolivia. En todo caso, para estas nuevas funciones se requerirá personal profesional especializado en el tema, con suficientes recursos y autonomía para desempeñarlas.
- d) Existe un riesgo latente en ambas reformas con respecto a la posibilidad de una colusión entre el reducido número de productores, así como a la de una reintegración vertical de las empresas.
- e) La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico no puede abandonarse a las fuerzas del mercado, pues su rentabilidad, en la mayoría de los casos, no está asegurada. Bolivia y Nicaragua requerirán de una intervención más decidida por parte de los gobiernos, para lograr ampliar la cobertura en sus respectivas sociedades.

PRESENTACION

El Estudio Comparativo sobre las Experiencias de Privatización en Bolivia y Nicaragua que ejecuta la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), dentro de un convenio de cooperación con la Agencia Sueca para el Desarrollo (ASDI), tiene por objetivo central la evaluación de los procesos de privatización de empresas públicas, implementados en los países mencionados, a fin de derivar proposiciones y criterios operacionales para el diseño de los programas futuros de privatización, que sean eventualmente implementados en la región.

El estudio contempla la elaboración de estudios nacionales, sobre la experiencia de los países en materia de privatización y de regulación en actividades específicas (electricidad y telecomunicaciones). Adicionalmente, el proyecto contempla la elaboración de un documento síntesis que resuma las principales lecciones que pueden relevarse de los estudios nacionales.

Este documento aborda las reformas de la industria eléctrica en cada uno de los países seleccionados. Inicialmente, se presenta el marco conceptual de las reformas en esta industria, analizando las características técnicas económicas, la eficiencia y las motivaciones para emprender procesos de reforma. Adicionalmente, se abordan los resultados de las primeras evaluaciones sobre algunas de las experiencias internacionales más relevantes (Inglaterra, Chile y Argentina).

Luego se analiza la situación de ambas industrias, tanto antes de la reformas, como posterior, con el objeto de evaluar sus alcances. Para la nueva organización de la industria eléctrica, se enfoca el sistema regulatorio, el nivel normativo y la estructura resultante. Finalmente, se realiza un análisis comparativo, indicando algunas reflexiones precautorias de los procesos, destinadas a colaborar en lo posible al cumplimiento efectivo de los objetivos de eficiencia y equidad subsectorial. Adicionalmente, se derivan algunas conclusiones sobre ambos procesos, a pesar de su diferente grado de avance.

I. EVALUACION DE ALGUNAS EXPERIENCIAS DE REFORMAS EN LA INDUSTRIA ELECTRICAL/

En este capítulo se abordan, inicialmente, los conceptos generales sobre reformas de la industria eléctrica. A continuación se analizan las experiencias de Inglaterra y Chile, de las cuales se han realizado, a la fecha, evaluaciones con un buen nivel de detalle. Asimismo, se aborda el caso argentino, a pesar de no contar con una evaluación al mismo nivel.

A. MARCO CONCEPTUAL

Por procesos de reforma de la industria eléctrica se entiende la serie de transformaciones que afectan los marcos institucional, regulatorio, empresarial y legal, del subsector eléctrico de un país. Este fenómeno se ha presentado con especial énfasis a partir de los años ochenta, tanto en países industrializados como en vías de desarrollo. En América Latina, Chile comenzó su proceso a inicios de los ochenta y Argentina en 1991. Otros países como Bolivia, Perú, Colombia y México, ya han establecido un nuevo marco conceptual. En América Central todos los países tienen nuevas leyes o propuestas de reforma de la industria eléctrica, con distintos grados de avance.

Desde el punto de vista de la reforma institucional, en la mayoría de los casos se contempla la creación de unidades de regulación de las actividades sectoriales, así como el fortalecimiento o establecimiento de entidades de formulación de política energética. Por otra parte, la adopción de mecanismos de fijación de precios, la definición de segmentos de actividad con precios desregulados, así como la definición de modalidades de transferencias y transacciones económicas entre los distintos actores de los sectores eléctricos, son ejemplos de acciones contempladas en las reformas de carácter regulatorio. En el campo empresarial, las reformas normalmente se encuentran asociadas a la definición de centros de costos y de utilidades o, en forma genérica, a la definición de centros de negocios. Otros campos de acción en los que ha incursionado la reforma empresarial se relacionan con el cambio en el régimen de propiedad.

Todos los casos contienen particularidades que los diferencian entre sí; sin embargo, un elemento que engloba a todos los subsectores eléctricos y, por ende, desde ese punto de vista puede ser considerado como una generalidad, se refiere al hecho de que la industria eléctrica deberá proveer en cantidad y calidad adecuadas, la energía eléctrica necesaria a todos los sectores de la economía, maximizando el beneficio social del consumo de electricidad, a niveles de calidad del servicio acordes con las posibilidades de cada país. Por tanto, la meta que habrá de perseguirse en cualquier proceso de reforma debe ser lograr, en la forma más expedita posible, el cumplimiento de dicho objetivo.

1/ Este capítulo es tomado parcialmente del capítulo 2 del informe final del proyecto: Revisión Global de la Cooperación Eléctrica en América Central, ejecutado a través de un convenio entre la CEPAL y la Agencia Canadiense para el Desarrollo (ACDI).

1. Características técnico-económicas de la industria eléctrica

El análisis de la cadena productiva en la industria eléctrica permite identificar cinco segmentos verticalmente relacionados: suministro de la fuente primaria de energía, generación, transmisión, distribución y comercialización.^{2/}

Con respecto al suministro de la fuente primaria para la producción de energía eléctrica, es importante destacar lo relativo a los costos ambientales asociados a cada una de dichas fuentes. En el caso de los combustibles fósiles (derivados del petróleo, carbón), su utilización produce emisiones de contaminantes. Por su parte, la producción de vapor en los campos geotérmicos lleva asociada, además de emisiones con altos contenidos de azufre, la descarga de las aguas de desecho a elevada temperatura, generalmente con importantes contenidos de sustancias nocivas. En estos casos, el control ambiental implica la instalación de equipos especiales en las centrales para la recolección de los diferentes contaminantes, la utilización de combustibles con menores niveles de azufre u otras sustancias nocivas, etc. Por su parte, la producción de hidroelectricidad presenta también impactos ecológicos importantes, relacionados principalmente con la inundación de grandes áreas, con sus efectos sobre la flora y la fauna, la relocalización de las poblaciones afectadas, etc.

Ahora bien, en el caso de la generación de energía eléctrica, el análisis de sus características técnico-económicas muestra que, en el caso de centrales tradicionales, este segmento es intensivo en capital, con costos irre recuperables (*sunk costs*). Con las tecnologías convencionales de plantas térmicas, los diversos estudios realizados indican que el tamaño mínimo eficiente para una unidad (presencia de economías de escala) se ubica entre los 400 MW y 800 MW.^{3/} Pueden presentarse también economías de escala y de alcance en la operación de centrales con varias unidades de generación. Sin embargo, el reciente desarrollo tecnológico de las turbinas a gas ha limitado el efecto del tamaño de la central en el segmento de la producción de electricidad.

Por su parte, la actividad de transporte de la energía eléctrica, ya sea a nivel de transmisión o de distribución, presenta características de monopolio natural, con las propiedades de economías de escala, subaditividad de costos y la existencia de costos irre recuperables en una zona territorial determinada.

La actividad del suministro final de la electricidad al consumidor, llamada comercialización, no presenta características de monopolio natural, pudiendo, en principio, cualquier cliente escoger su suplidor. Esta innovación en la industria eléctrica ha sido posible gracias a los progresos tecnológicos en las telecomunicaciones, la informática y la medición, lo que permite el manejo en tiempo real de los intercambios entre productor y consumidor.

^{2/} Véase, Armstrong M., Cowan S. y Vickers J., Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience, The MIT Press, Massachusetts, 1994.

^{3/} Ni en Bolivia ni en Nicaragua se encuentran en operación unidades térmicas convencionales de 400 MW, ni tampoco están contempladas en los planes de expansión de los sistemas nacionales para los próximos 10 años.

El suministro de energía eléctrica presenta algunas características relevantes, como son: i) la rapidez en los cambios entre la oferta y la demanda de electricidad (medida en fracciones de segundo); ii) la débil capacidad de almacenamiento en la mayoría de los sistemas eléctricos, la cual se limita a las centrales hidroeléctricas, de rebombeo, y reserva rodante, iii) la obligación de suministro, etc. Estas características técnicas obligan al segmento de la transmisión a tener una función estratégica de coordinación con los medios de producción, determinando el funcionamiento de las centrales de generación en orden de mérito, dentro de una región geográfica (función de despacho de carga), con el objeto de alcanzar economías de coordinación, alcance y escala. Algunos autores denominan a esta relación estrecha entre los dos segmentos, "solidaridad técnica" productor - transportista,^{4/} la cual explica en buena medida la integración vertical de estos dos segmentos en la mayoría de los sistemas eléctricos.

En resumen, la industria eléctrica es intensiva en capital, con costos irrecuperables en la mayoría de los segmentos e importantes costos ambientales y sociales de las fuentes primarias de producción. Adicionalmente, presenta características de monopolio natural en la actividad de transporte (transmisión y distribución), así como una actividad potencialmente competitiva en los segmentos de la producción y la comercialización. De gran importancia es la estrecha coordinación entre la producción y la transmisión.

Estas características incidieron en el modelo industrial predominante hacia finales de los años ochenta, conformado por una integración o cuasi integración vertical, un monopolio territorial a nivel regional o nacional y una reglamentación fuerte por parte del Estado.^{5/} Este modelo pretendía satisfacer tres principios básicos: la coordinación de la operación de las centrales de generación (despacho óptimo de carga), la planificación a largo plazo, y una gestión de la industria reglamentada por el poder público, dadas las implicaciones económicas y sociales.^{6/}

2. Motivaciones para un proceso de reformas

En general, los procesos de reforma de la industria eléctrica en América Latina han tenido diversas motivaciones, existiendo algunas de carácter estructural y otras más del tipo coyuntural. Entre las estructurales se puede citar la crisis financiera, la búsqueda de mayor eficiencia sectorial y modernización, la acomodación a la estructura de los mercados, así como factores ideológicos. Entre las motivaciones de carácter coyuntural se puede citar la búsqueda de credibilidad política, la

^{4/} Véase, Bouttes J. P. y Lederer P., Les reseaux et la théorie économique, Réalités industrielles, abril 1991, p. 89-97.

^{5/} Véase, Cuevas, F., La réglementation d'un monopole naturel. Le cas de l'industrie électrique en Amérique Latine. Une approche politico-économique, Tesis de doctorado en economía de la Universidad de Montpellier I, septiembre 1993.

^{6/} Véase, Finon D., La diversification des modèles d'organisation des industries électriques dans le monde: une mise en perspective. Revue de l'Énergie, enero-febrero 1995, p. 3-15.

solución de crisis fiscal e impulso a los programas de estabilización de la economía, así como la liberación de las restricciones de inversión para la expansión sectorial y las presiones externas.^{7/}

Gran parte de los esfuerzos de la modernización y la reforma sectorial buscan la participación del sector privado. Varios gobiernos han hecho gran hincapié en la idea del "Estado subsidiario"; es decir, que el sector público únicamente debe realizar actividades comerciales que el sector privado aún no desarrolla. La búsqueda de una mayor eficiencia dentro de la industria eléctrica es otra de las motivaciones normalmente esgrimidas por quienes defienden los procesos de reforma.

Otro motivo de carácter estructural para emprender la reforma sectorial, se refiere a la reestructuración del mercado eléctrico. Por una parte, tras la decisión de la mayoría de los países de la región latinoamericana de liberalizar el comercio en forma expedita, en general, se ha asumido que la desregulación de los mercados de productos transables puede generar un interés a nivel internacional por participar en los mismos. Bajo esta perspectiva, se han investigado nuevas connotaciones sobre el carácter de la industria eléctrica, pretendiendo encontrar segmentos en los que puede haber competencia, paralelamente, definiendo las formas de operación y regulación en aquellos otros con características de monopolio natural. En definitiva, una de las motivaciones de la reforma consiste en readecuar las estructuras de los mercados eléctricos.

En lo que concierne a los factores de carácter coyuntural, la crisis financiera y la credibilidad política han impulsado a varios gobiernos a reaccionar ante la hipótesis que establece que, por la vía del planteamiento de reformas sectoriales profundas, se podría contar con una mejor acogida en el seno de la comunidad internacional.

Otros aspectos de naturaleza coyuntural, tales como la obtención de fondos vía privatización de activos o empresas del sector eléctrico, pueden contabilizarse como motivos que impulsan hacia los procesos de reforma sectorial. Particularmente aquellos países bajo situaciones de crisis fiscal que están emprendiendo programas de ajuste y estabilización de las principales variables de su economía, ven en la participación de la iniciativa privada en este sector y en la transferencia de las obligaciones de gasto e inversión hacia actores del sector privado e, incluso, en la transferencia de pasivos (deuda externa), una salida sumamente atractiva de las crisis por las que han venido atravesando.

Especial énfasis merece la posibilidad de que las expansiones sectoriales puedan ser emprendidas por agentes privados, liberando al Estado de tal obligación y permitiendo que éste vuelque los recursos de inversión, normalmente escasos, hacia sectores de infraestructura social. Esta motivación coincide con las políticas vigentes de la banca multilateral de fomento, la cual tradicionalmente había sido una de las fuentes de financiamiento de las expansiones sectoriales. Al respecto, cabe mencionar que una motivación adicional para enfrentar procesos de reforma constituye la persistente presión externa proveniente de organismos internacionales de financiamiento.

^{7/} Véase, CEPAL, La Crisis de la Empresa Pública, las Privatizaciones y la Equidad Social, Serie Reformas de Política Pública 26, Santiago de Chile, 1994.

3. La eficiencia en la industria eléctrica

En términos teóricos, la eficiencia en el subsector eléctrico se logra cuando se alcanzan simultáneamente la eficiencia productiva, tanto de corto como de largo plazo, la eficiencia asignativa y la eficiencia en la estructura de la industria.

La eficiencia productiva de corto plazo se refiere a la operación de los sistemas de producción de electricidad, transmisión y distribución, en condiciones óptimas. En los sistemas de producción, la operación óptima implica que la combinación de las distintas tecnologías de generación, en todo instante, debe ser tal que minimice los costos de operación. Es decir las unidades de generación deben ser despachadas por "orden de mérito", en función de los costos marginales de operación (despacho económico). En los sistemas de transmisión, dicho concepto implica la minimización de las pérdidas de energía con el equipamiento existente. Eso significará un óptimo manejo de la potencia reactiva para mantener adecuados niveles de voltaje en todos los puntos del sistema. Por su parte, los sistemas de distribución alcanzan las condiciones de operación óptima cuando brindan al usuario final las cantidades y calidades necesarias de electricidad en condiciones de mínimo costo, con las instalaciones de distribución existentes. Al igual que en el caso de los sistemas de transmisión, esto significará, entre otras acciones, que la operación minimice las pérdidas de energía.

Por otro lado, la eficiencia productiva a largo plazo se consigue cuando el proceso de inversiones se realiza en forma óptima, desde el punto de vista económico. En este sentido, teóricamente, el nivel de capacidad óptima se define como el punto en el cual el costo marginal de incrementar la confiabilidad del sistema es igual al incremento marginal en los beneficios de los consumidores, por disponer de mejor calidad de suministro. Ahora bien, es conveniente notar que el proceso anterior corresponde a un esquema de planificación centralizado, de carácter obligatorio, el cual pudo desarrollarse ampliamente en el pasado, a causa de la existencia de un modelo predominante en la industria eléctrica: empresas verticalmente integradas, de régimen público en su gran mayoría. En las nuevas reformas aplicadas a la industria eléctrica se contempla la elaboración de un plan indicativo de expansión, bajo los mismos conceptos anteriores de eficiencia económica; sin embargo, dicho plan no tiene ningún carácter obligatorio para los actores privados. Por tanto, no puede asegurarse en ningún momento que las decisiones de los nuevos actores sigan la optimalidad económica del plan indicativo.

La eficiencia en la estructura de la industria se cumple, en la medida en que el número de empresas en el mercado corresponden al valor óptimo, que minimiza los costos de producción del bien o servicio en forma sustentable. Este objetivo será cumplido en la medida en que la estructura de la industria responda a las características naturales de cada una de sus actividades.

B. REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN INGLATERRA, CHILE Y ARGENTINA

Se han seleccionado los casos de Inglaterra y Chile, por ser los únicos que cuentan con evaluaciones de los primeros años de reforma, realizadas por instituciones de reconocido nivel. Sin embargo, a

pesar de no contar con análisis similares, se agregó el caso de Argentina, por su representatividad en la región latinoamericana.

1. Descripción de las reformas de la industria eléctrica en los países seleccionados

La industria eléctrica británica, nacionalizada en 1947, estaba conformada por una empresa productora-transportadora y 12 empresas regionales de distribución. La ley de reforma, aprobada en julio de 1989, dio a esta industria una nueva organización, al desintegrarla vertical y horizontalmente. De esta forma, el segmento de la producción se dividió en tres empresas, mientras que el segmento de la transmisión se asignó a una sola compañía, propiedad de las empresas de distribución. Esta empresa transmisora es también responsable del despacho de carga, en base a ofertas de los productores, y maneja la red en forma "abierta". Por su parte, en el segmento de la distribución mantuvieron su presencia las mismas 12 empresas. Toda la industria fue privatizada, a excepción de la empresa de generación con centrales nucleares. La ley creó también una agencia reglamentaria, cuya función es favorecer la competencia en la producción, proteger a los consumidores y controlar los precios de transporte y distribución, mediante el mecanismo de "límite de precios". Existe un mercado mayorista, que cuenta con un precio "spot" semihorario y contratos por diferencias.

A nivel latinoamericano, la primera experiencia de reforma fue la chilena. A partir de una industria eléctrica vertical y horizontalmente integrada, se procedió a una desintegración horizontal de los segmentos de la producción y la distribución, así como a una cuasi desintegración vertical. De esta forma, se han constituido 11 empresas de generación, aunque tres de ellas representan el 85% del sistema eléctrico central. Por su parte, una de las principales empresas de producción cuenta también con la red de transmisión y con los derechos de uso de aguas. Asimismo, el segmento de la distribución se dividió en 13 empresas, a nivel regional. Las redes de transporte, tanto a nivel de transmisión como de distribución, se operan en forma "abierta", con la obligación de transporte por cuenta de terceros. Casi toda la industria eléctrica fue privatizada, quedando una central hidroeléctrica en manos del Estado. La autoridad reglamentaria quedó constituida por medio de una comisión en la que intervienen representantes de varios ministerios del gobierno.

El caso argentino es en la actualidad el proceso de transformación más profundo a nivel mundial, caracterizándose por una desintegración vertical y horizontal total, acompañado de un proceso radical de privatización. En dicho proceso se ha establecido un ente regulador con características independientes, quedando en manos del Estado la formulación de la política eléctrica. Asimismo, se ha generado un mercado eléctrico mayorista, en el cual participan todos los agentes dedicados a la generación y transmisión de energía eléctrica. Dicho mercado está dirigido por una institución responsable del despacho de la generación, bajo criterios de minimización global de costos de operación. El mercado está dividido en consumidores regulados y desregulados. Estos últimos pueden contratar sus necesidades energéticas en forma directa con los productores de energía o las empresas distribuidoras, mediante contratos de largo plazo. Se ha establecido un sistema de fijación de precios, basado en criterios económicos de naturaleza marginalista y estructuras que reflejen los costos de provisión del servicio. Las actividades de transmisión y distribución son de naturaleza monopólica, reguladas por el ente creado para el efecto.

2. Principales enseñanzas de dichas reformas

Publicaciones especializadas recientes, tanto de libros, como de documentos y revistas, permiten anotar las primeras evaluaciones de algunas de estas reformas radicales. En este sentido, se ha contado con documentos de referencia solamente para los casos de Gran Bretaña y Chile. En otras publicaciones se han presentado algunos comentarios sobre Argentina.

a) Caso de Gran Bretaña

Transcurridos cuatro años desde la reforma de la industria eléctrica en Gran Bretaña, diferentes autores han comenzado a realizar una evaluación de las experiencias en dicho período.^{8/} En ese sentido, dos de los aspectos que sobresalen como los más controversiales se refieren al nivel de competencia resultante en el segmento de la producción y al nivel de utilidades alcanzado por las empresas eléctricas.^{9/}

La estructura resultante de la industria en el segmento de la generación es asimétrica, concentrada y oligopólica. En este tipo de situaciones, es muy probable esperar sobrecostos importantes en relación con el costo marginal de corto plazo. Por otro lado, el ejercicio repetido de las empresas de producción en el proceso de definir sus ofertas al pool cada media hora, es favorable a colusiones entre las firmas, creando mayores márgenes en los precios. Evidentemente, estos altos márgenes crean condiciones propicias para la entrada innecesaria de nuevos productores, provocando una ineficiencia productiva. La revisión hecha por la oficina de regulación OFFER en 1991, constató que los principales productores fueron capaces de influenciar los precios del pool. Uno de los métodos para manipular el mercado fue la declaración de no disponibilidad de algunas centrales, posteriormente declaradas disponibles. Lo anterior permitió incrementar los precios del pool. Aun la revisión en 1992 confirma la posición dominante de mercado de los dos grandes generadores.

Por otro lado, las reducciones en los costos de producción y el mejoramiento de la productividad, han provocado un incremento muy fuerte de las utilidades de las empresas en toda la industria eléctrica. Se ha dado entonces, posterior a la reforma, un desplazamiento de la renta, de los consumidores y de los empleados de las empresas eléctricas a los accionistas y dirigentes. Las grandes utilidades de las empresas y los altos salarios de sus directivos han sido motivo de fuertes discusiones a nivel público en Gran Bretaña, lo que ha obligado al ente regulador a establecer nuevas reglas para aumentar el nivel de competencia y revisar las reglas de cálculo de las tarifas. De esta forma, en 1994, el regulador tuvo que intervenir en el segmento de la generación, imponiendo un límite en el precio para los siguientes dos años y la obligación a los dos productores más grandes de vender parte de sus activos. Similarmente, en el segmento de la distribución, el regulador impuso

^{8/} Véase, Armstrong M., Cowan S. y Vickers J., *op. cit.*, Finon D, *op. cit.*, MacKerron G., Regulation and the economic outcomes of electricity privatisation in England and Wales, *Revue de l'Energie*, enero-febrero 1995, p. 77-83.

^{9/} El otro tema controversial se refiere a las fuertes consecuencias de la reforma inglesa sobre la industria carbonífera nacional. Por sus implicaciones para el presente estudio, sólo se abordaron las dos primeras.

una importante reducción de precio, además de la revisión de los índices en la fórmula de fijación de tarifas.

Otro fenómeno detectado es la integración vertical de las empresas distribuidoras con productores independientes, filiales de las primeras, en el límite impuesto por la ley (15%). A causa del sistema de tarifación, existe el peligro de que las empresas distribuidoras compren a sus filiales productoras a un precio superior al del mercado.

En conclusión, la reforma inglesa, encaminada a incentivar la competencia en la industria eléctrica, y consecuentemente, a aligerar la reglamentación del Estado, ha conducido a la situación contraria, ya que el ente regulador ha aumentado sus actividades, volviéndose un actor importante.

b) Caso de Chile

Para el caso de las reformas de Chile se contó con el estudio realizado por la CEPAL, como parte de un proyecto con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).^{10/}

En la práctica, la instrumentación de la reforma de la industria eléctrica en Chile duró aproximadamente nueve años. Es así que la reorganización institucional se llevó a cabo en el período 1974-1980; la subdivisión de las distintas actividades de la industria en el período 1981-1988; la privatización parcial de las instalaciones, entre 1980 y 1986 y, finalmente, la privatización intensiva, entre 1986 y 1990. También es importante mencionar que dichos cambios estuvieron inscritos dentro de todo un proceso general de reformas económicas en el país, cuyas características más relevantes fueron: la apertura económica; las reformas laboral, previsional y del mercado de capitales; el capitalismo popular, y la autonomía del Banco Central.

La estructura institucional resultante ha permitido la constitución de una empresa privada integrada verticalmente (generación y transmisión) en el principal mercado eléctrico del país. De esta manera, la empresa de transmisión, cuya actividad es de carácter monopólico, es a su vez uno de los principales actores del mercado de generación y, como tal, miembro del Centro de Despacho Económico de Carga. Asimismo, el sistema de peajes es discriminatorio y poco flexible. Tal situación da a esta empresa una posición privilegiada frente a los otros competidores en el mercado de generación, al desempeñar el doble papel de juez y parte. Adicionalmente, el proceso de privatización le ha concedido la propiedad de los derechos del agua, imposibilitando la entrada de otros eventuales generadores en el aprovechamiento de los principales recursos hidráulicos. Existe, por tanto, importantes barreras de entrada al segmento de la generación.

^{10/} Véase, CEPAL, Estudio sobre el comportamiento de las empresas eléctricas en Chile (LC/R.1491), 23 de enero de 1995; CEPAL, Estudio sobre la reforma del sector energético en Chile (LC/R.1493), 27 de enero de 1995; CEPAL, El sector eléctrico y el mercado de capitales en Chile (LC/R.1496), 2 de febrero de 1995, y CEPAL, Análisis de la competitividad en la generación eléctrica. El caso de Chile (LC/R.1498), 7 de febrero de 1995.

Por otro lado, la reforma colocó al sector empresarial privado en una posición privilegiada, lo cual se puede detectar a través de los niveles de concentración de la propiedad de las empresas en los segmentos de generación y transmisión. La principal empresa controla, junto con sus filiales, el 62.5% del mercado eléctrico nacional, mientras que la segunda empresa cubre el 19.3% del mercado.

El sistema tarifario establecido en la reforma ha sido exitoso, ya que la mayoría de proyectos de inversión han sido construidos. Sin embargo, los precios de la electricidad en Chile son altos comparados con los de otros países similares. Se nota también que el sistema de fijación de tarifas ha sido más favorable para el segmento de la distribución que para las otras actividades, ya que las rentabilidades alcanzadas por las empresas distribuidoras son superiores a las obtenidas por los productores, a pesar del mayor riesgo que enfrentan estos últimos. Existe, por lo tanto, una transferencia de rentas del segmento de la producción al de la distribución. Sin embargo, existen problemas en el mecanismo de fijación de tarifas, los cuales afloraron durante la revisión realizada en 1992, relacionados con omisiones y contradicciones de la ley, así como a interpretaciones diferentes sobre el concepto de empresa modelo por parte del regulador y de las empresas privadas.

De relevancia en el caso chileno es la presencia importante de los fondos privados de pensión como inversionistas institucionales en la industria eléctrica privatizada, de forma que el 22.8 % de la cartera total de dichos fondos ha estado dirigida al subsector eléctrico.

Asimismo, se ha constatado la debilidad de la Comisión Nacional de Energía ante poderosos actores económicos en la nueva industria eléctrica privatizada. La falta de transparencia y acceso a la información es uno de los principales problemas que enfrenta dicha comisión.

c) Comentarios generales

Otras enseñanzas que pueden obtenerse de los casos estudiados se presentan a continuación:^{11/}

i) Las evaluaciones de los casos inglés y chileno coinciden en que ambos procesos partieron de la premisa de aumentar la competencia en el segmento de la producción, para lo cual realizaron la desintegración vertical y horizontal de las respectivas industrias eléctricas. Sin embargo, dichas evaluaciones cuestionan seriamente el grado de competencia en el segmento de la producción, ya que presentan más bien características oligopólicas. Operativamente, al integrar pocos actores al mercado de generación (tres en el caso británico y tres en el principal sistema interconectado chileno), corren el riesgo de ser víctimas de acciones de colusión entre los generadores.^{12/}

^{11/} Véase, *Revue de l'Energie*, no. 465, enero-febrero de 1995, y ENER Bulletin, *The European Network for energy economics research*, 15.95.

^{12/} Esta situación no se presenta en el caso argentino, pues el número de productores es superior a 40.

ii) Para el caso de la reforma argentina no se contó con documentos al mismo nivel de los dos precedentes, sin embargo, análisis recientes proporcionan algunos elementos importantes.^{13/} El comportamiento técnico y económico de la industria ha mostrado mejoras notables desde 1993, sin embargo se constata una cierta forma de reintegración vertical de las empresas, en razón a la existencia de grupos inversionistas con acciones en empresas localizadas en diferentes segmentos de la industria eléctrica. Por otro lado, la reglamentación actual tiene una complejidad tal que hace difícil su comprensión por parte de los diferentes actores presentes en el mercado eléctrico. A causa de la alta producción hidroeléctrica, la fijación de precios en base a costos marginales a corto plazo ha ocasionado fuertes variaciones del precio spot, afectando a los productores térmicos.

iii) En algunos casos, por las radicales privatizaciones involucradas en los procesos de reforma de la industria eléctrica (Argentina, Inglaterra y Chile), se observan fenómenos que alteran, frente a determinados sectores de la sociedad, el carácter eminentemente de servicio público de las actividades de ésta. En efecto, debe destacarse que el proceso de suministrar electricidad no cambia su carácter de "servicio público" al modificar su propiedad a agentes privados. En consecuencia, al margen del tipo de propiedad de las instalaciones, el Estado no puede ni debe olvidar su obligación de vigilar el normal desarrollo de dicho servicio.

iv) En los dos países latinoamericanos estudiados, las reformas sectoriales han venido acompañadas por drásticos procesos de privatización. En ambos casos ha existido un importante efecto financiero que ha permitido a los respectivos gobiernos recaudar importantes cantidades de recursos y liberación de deuda externa. Sin discutir las ventajas y desventajas de los efectos en las finanzas públicas, cabe subrayar, tomando los casos latinoamericanos como referencia, que no debe soslayarse la estructura empresarial que la privatización trae aparejada. En efecto, para el caso chileno, en forma más notoria que en el caso argentino, la privatización ha significado una importante concentración de la propiedad y, en consecuencia, una alta concentración de poder económico. Para el caso argentino, este tema fue tomado en cuenta a partir de la propia experiencia chilena, y no se ha permitido una concentración de propiedad tan marcada como en el caso de su país vecino. En suma, si bien los procesos de reforma conllevan potenciales mejoras en la eficiencia sectorial, no debe descuidarse el hecho indiscutible de que, en los países más pobres, éstas pueden agravar los problemas de inequidad.

^{13/} Díaz de Hasson, G., Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine, Revue de l'Energie, enero-febrero 1995, p.102-111.

II. REFORMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN BOLIVIA

La reforma de la industria eléctrica boliviana se inició en marzo de 1994, con la aprobación de la Ley de Capitalización, seguida posteriormente, durante ese mismo año, por la leyes del ente regulatorio y de electricidad. La aplicación de esta reforma estaba programada para el primer semestre de 1995.

A. SITUACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA PREVIA AL PROCESO DE REFORMAS

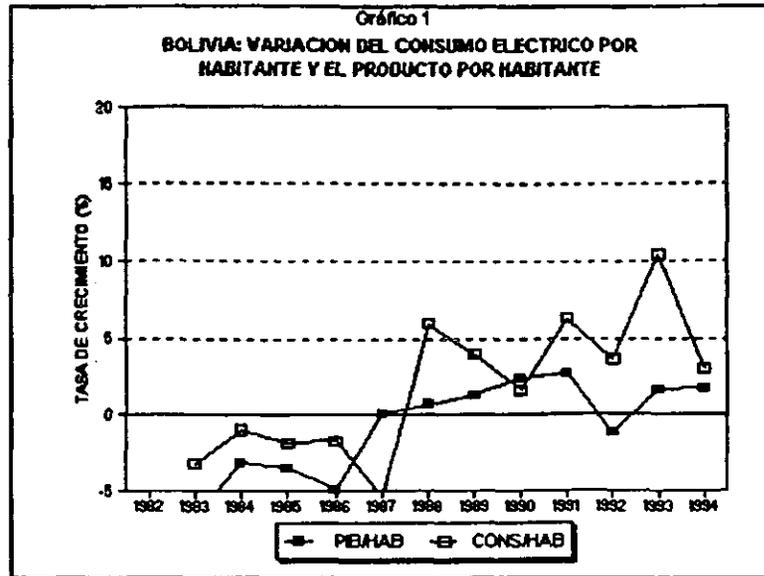
A finales de 1994, en la industria eléctrica boliviana participaban empresas públicas, privadas, mixtas y cooperativas de electrificación, en una combinación que difiere del modelo predominante de tipo estatal, prevaleciente en los años ochenta en la mayoría de países de América Latina.

1. La economía y el subsector eléctrico

Bolivia enfrentó, en el primer quinquenio de los ochenta, su peor crisis económica del siglo, habiendo alcanzado en 1986 un ingreso per cápita de sólo 596 dólares, con una disminución de casi 20% del producto interno bruto en el período 1980 - 1986. En 1985, la inflación promedio de los primeros cuatro meses fue de 60% mensual (equivalente a casi 28,000% anual), con un déficit fiscal de 24% del PIB del año 1984. Tal comportamiento de la economía tuvo su origen en el agotamiento de un modelo de desarrollo que se instauró en el país a comienzos de la década de los cincuenta, el cual experimentó una gran expansión hasta mediados de los setenta, pero llegó finalmente a su crisis a principios de los ochenta.

Una serie de ajustes económicos realizados a partir de 1985 permitieron, por una parte, un control drástico de la inflación hasta niveles que en la actualidad no alcanzan los dos dígitos, una considerable disminución del déficit fiscal y un penoso camino de recuperación del crecimiento. Los resultados de las medidas de ajuste en la economía, la apertura internacional, y la promoción de exportaciones no tradicionales, hicieron que, a partir de 1986, se revirtiera la tendencia decreciente de la economía, aunque como se puede ver en el gráfico 1, las tasas de crecimiento del ingreso per cápita fueron muy bajas, habiendo sido más significativas en 1990 y 1991. Es interesante destacar que el ingreso per cápita, que en 1982 había sido de 719 dólares, en 1994 aún no había alcanzado ese valor, siendo apenas de 646 dólares.^{14/}

^{14/} Véase, CEPAL, Estudio económico de América Latina y el Caribe, Santiago, 1995.



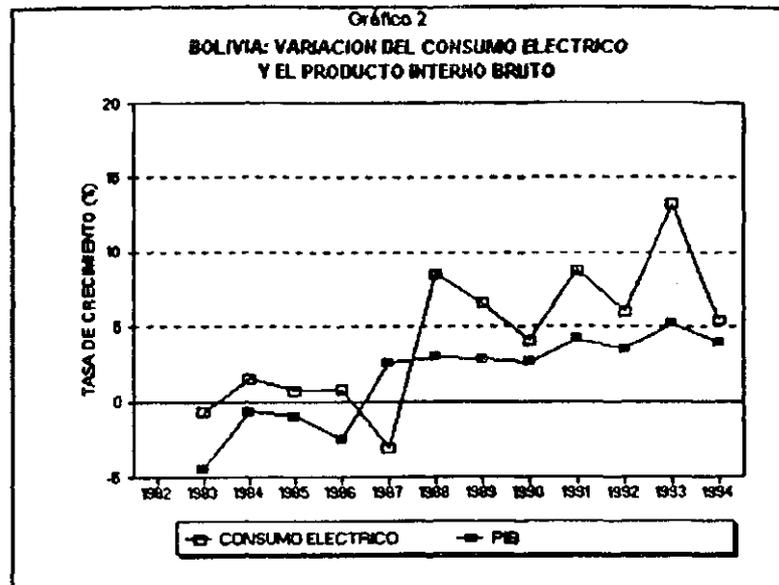
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

El subsector eléctrico compartió los ciclos anteriormente descritos, ya que en épocas de expansión económica se registraron crecimientos en dicho sector, mientras que en épocas de recesión, con algún rezago, la industria eléctrica también experimentó contracciones. La evolución un tanto paralela, aunque con retrasos en el tiempo, entre las tasas de crecimiento del PIB y del consumo de energía eléctrica, se muestra en el gráfico 2. Es interesante destacar que una vez producida la crisis de las cotizaciones internacionales del estaño en 1985, la economía registró una rápida disminución en su crecimiento, mientras que el consumo de electricidad se mantuvo casi constante hasta 1986. A partir de ese año recién se notó el cierre de una buena cantidad de consumidores de la industria del estaño. El consumo de electricidad por habitante, que en 1982 fue de 253 KWh/hab, alcanzó su punto más bajo en 1987 (222 KWh/hab), para llegar a 311 KWh/hab en 1994; sin duda, uno de los niveles más bajos de América Latina, cuyo promedio es cuatro veces superior.^{15/}

2. Breve reseña histórica de la industria eléctrica

La industria eléctrica en Bolivia empezó a desarrollarse a principios de siglo, asociada a la provisión de fuerza motriz a la explotación minera, principal actividad económica del país en esa época. Posteriormente, la industria se expandió hacia las principales ciudades para cubrir requerimientos de transporte (tranvías), e iluminación en los sectores doméstico y comercial. El subsector eléctrico creció en forma desordenada, normalmente ligado a la iniciativa privada en la minería y en la actividad industrial o, en algunos casos, a los esfuerzos municipales.

^{15/} Datos del SIEE de OLADE.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Los importantes procesos de transformación económica, social y política, implantados en Bolivia en la década de los años cincuenta, significaron acciones de diversificación económica, así como la instauración de una incipiente etapa de industrialización. Tales acciones tuvieron un impacto en el crecimiento de la demanda eléctrica que, sumado a la poca dinámica de la iniciativa privada, ocasionó el agotamiento del modelo sectorial vigente en ese entonces, requiriéndose soluciones cualitativamente diferentes. Es así que, a inicios de la década de los sesenta, cuando la Corporación Minera de Bolivia desempeñaba un papel preponderante, se formuló un "Plan Decenal de Desarrollo Económico y Social", bajo la tónica de impulso al crecimiento por medio de agentes empresariales estatales. Tal ejercicio puso al descubierto el desconocimiento nacional sobre el potencial energético del país, la debilidad institucional que existía en el sector y la incertidumbre para enfrentar los futuros requerimientos de inversión en materia de energía eléctrica.

Por estas razones, en febrero de 1962, se dispuso la creación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), con características de alcance nacional, sobre la base de la División de Energía de la Corporación Boliviana de Fomento y con la finalidad de desarrollar el sector eléctrico en aquellas áreas donde no se presentara la iniciativa privada. Las cualidades de la entidad debían ser tales, que gozara de una estructura sólida, capacidad técnica adecuada y criterio empresarial, elementos necesarios para ser sujeto de crédito internacional. Los objetivos de su creación fueron: i) formular y ejecutar el plan nacional de energía, a nivel de generación y transmisión, en todos aquellos mercados en los cuales no participase la iniciativa privada; ii) realizar la generación, transmisión y distribución eléctrica en todas las ciudades y centros donde no existiese servicio, incentivando la formación de cooperativas eléctricas o pequeñas empresas, que posteriormente se encargarían de la distribución en baja tensión, y iii) hacerse cargo de las eventuales interconexiones con sistemas de países vecinos. Adicionalmente, en esa misma fecha, se creó la Dirección Nacional de Electricidad (DINE), como entidad destinada a la regulación de la industria eléctrica a nivel nacional.

Paralelamente, la empresa de origen canadiense, Bolivian Power Company, posteriormente convertida en Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), que había comenzado sus actividades a inicios de siglo, quedó encargada de la generación, transmisión y distribución de electricidad en los mercados de La Paz, Oruro y centros mineros de influencia.

Posteriormente, en 1968, se promulgó el Código Nacional de Electricidad (CNE), como instrumento legal destinado a la regulación de la industria eléctrica, habiéndose encargado a la DINE la supervisión de su cumplimiento. En 1970 se creó el Instituto Nacional de Electrificación Rural (INER), para la promoción del servicio eléctrico a las áreas rurales.

A mediados de la década de los setenta, la ENDE interconectó importantes mercados eléctricos del país (Cochabamba, Oruro, Potosí y Chuquisaca), con un amplio programa de electrificación, tanto urbano como rural. Cumpliendo los objetivos de su creación, la ENDE participó en la creación de múltiples empresas y cooperativas de distribución de energía eléctrica en todo el territorio nacional. A finales de esa misma década, esa empresa nacional interconectó el sistema central sur (Cochabamba - Oruro - Potosí - Sucre) con el sistema norte (La Paz) y, en la década de los ochenta, incorporó al sistema oriental (Santa Cruz), formando así el actual Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El INER fue sustituido por la Corporación de Fomento Energético Rural (COFER), ampliando sus funciones hacia otras formas de provisión de energéticos, particularmente no convencionales, destinadas a las áreas rurales. Esta Corporación fue sustituida posteriormente por la Dirección de Fomento Energético a las Areas Rurales (DIFER).

3. Mecanismo de reglamentación

El principal mecanismo de reglamentación de la industria eléctrica boliviana, previo al proceso de reforma actual, fue el CNE, de cuyo estricto cumplimiento era responsable la Dirección Nacional de Electricidad, organismo técnico del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. Las principales funciones de esta dirección fueron: regulación de tarifas, revisión de los aspectos económicos y financieros de las empresas, otorgamiento de las concesiones de áreas de servicio y de la utilización de los recursos energéticos para la producción de electricidad, etc.

La metodología de fijación de tarifas de energía eléctrica, de acuerdo a dicho código, estaba basada en criterios contables. Las tarifas eran determinadas para cada compañía, de manera tal que su nivel fuera suficiente para proveer un retorno anual del 9% en base a tarifas. Esta base se calculaba sobre los activos revalorizados, más una provisión para capital de trabajo. La estructura tarifaria se definía en la DINE, sin que para el efecto existieran metodologías de carácter económico establecidas. En teoría, de acuerdo al CNE, cada empresa contaba con una cuenta de compensaciones para considerar eventuales excedentes o déficit respecto a la rentabilidad estipulada del 9%. Dicha cuenta de excedentes o déficit debería ser aplicada cada año, en ocasión del cálculo de las tarifas.

Si bien tales niveles tarifarios no fueron cumplidos estrictamente en la historia de la industria eléctrica boliviana, la aplicación del CNE permitió su desarrollo, aun en épocas de hiperinflación.

Un elemento a tener en cuenta sobre esta metodología de fijación de tarifas se refiere a que los rendimientos sobre el capital propio fueron superiores al 9% establecido. En efecto, al estar los activos de las empresas de electricidad, públicas o privadas, compuesto de patrimonio más pasivos, resulta que el rendimiento garantizado sobre el patrimonio era superior al 9% anual. Es justamente tal característica la que, entre otros aspectos, permitió a la iniciativa privada expandir sus instalaciones en épocas de costos de oportunidad del capital superiores al 9%.

Es importante destacar que la Ley Orgánica de Municipalidades, aprobada en el Parlamento Nacional en 1985, introdujo una dualidad de competencias en la fijación de tarifas, particularmente en el área de distribución. En efecto, dicho elemento legal establece que los Alcaldes Municipales son los encargados de la fijación de tarifas para todos los servicios públicos, en las áreas de sus respectivas jurisdicciones municipales. Si bien tal disposición no ha sido aplicada en el caso del servicio público de electricidad, en la mayoría de las jurisdicciones municipales del país ya sea por imposibilidad práctica o técnica, en algunos municipios importantes se ha tenido que lamentar dualidad de funciones, con los consecuentes perjuicios para el normal desarrollo de la industria eléctrica.

4. Condiciones de base

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el SIN y por los Sistemas Aislados. El primero cubre los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca y Santa Cruz, mientras que el segundo abastece los departamentos de Beni, Pando y Tarija. Los requerimientos de energía eléctrica a nivel nacional son abastecidos por empresas y cooperativas de servicio público de electricidad (91.1%) y por autoprodutores (8.9%). En 1993, la capacidad instalada total fue de 756 MW, de los cuales 648.1 MW pertenecían al servicio público. Esta capacidad estaba desglosada en 282.3 MW de centrales hidroeléctricas (43.5%) y 365.8 MW de termoeléctricas (56.4%), correspondiendo un 80.8% de éstas a centrales que usan gas natural.

La producción de electricidad en 1993, a nivel de servicio público, alcanzó la cifra de 2,414.9 GWh, suministrados en un 61% por plantas hidroeléctricas, y 39% por plantas térmicas. Por su parte, los autoprodutores generaron 235.8 GWh, para un total nacional de 2,650.7 GWh. En ese mismo año, el consumo de energía eléctrica se distribuyó como sigue: 41.3%; sector residencial; 34.6%, industria y minería; 15.3%, sector comercial y general; 4.3%, alumbrado público, y 4.5%, reventa y otros.

En referencia a la evolución de la demanda eléctrica, es conveniente notar que, en una primera etapa, el primer quinquenio de los años sesenta se caracterizó por un modesto crecimiento de la oferta y la demanda eléctricas, como resultado de la debilidad empresarial y la falta de un ordenamiento institucional. A partir de mediados de esa década, y prácticamente hasta inicios de los ochenta, la demanda experimentó una alta tasa de crecimiento, obligando a duplicar la capacidad instalada casi cada nueve años. El tercer período, hasta mediados de la década de los ochenta, coincidió con la profunda crisis económica que sufrió el país, en la que a causa del descontrol de precios, las tarifas se debilitaron sustancialmente en términos reales. Paralelamente, como se comentó, se padeció una crisis en la minería, la cual repercutió en el consumo de electricidad, ya que en el período anterior este sector había llegado a representar hasta el 40% de la demanda total. Finalmente, a partir de mediados de los ochenta y hasta

la actualidad, el sector muestra una evolución creciente, con una recuperación del consumo. La primera etapa antes mencionada se caracterizó por una oferta dispersa, fundamentalmente de sistemas aislados y ligados a los grandes centros mineros. En la segunda etapa, una vez constituida la ENDE, se produjeron las mayores expansiones en el sistema de generación y se pusieron en marcha las principales interconexiones. La tercera etapa, de carácter recesivo, estuvo acompañada de un debilitamiento financiero de las empresas, como consecuencia de los bajos niveles tarifarios. La cuarta época coincidió con importantes medidas tarifarias, ya que en 1987 se indexaron las tarifas al dólar norteamericano, y el Estado subrogó parte de la deuda a largo plazo de la ENDE (aproximadamente 90 millones de dólares).

5. Estructura de la industria

En la industria eléctrica boliviana participaban, a finales de 1994, nueve empresas de régimen diverso (público, privado, mixto, cooperativo) (véase el anexo 1). La principal era la ENDE, creada el 9 de febrero de 1962, y organizada como sociedad anónima de capital estatal, la cual contaba, a finales de 1993, con 469.5 MW instalados, (72% del total nacional).^{16/} La segunda empresa era la COBEE, legalmente constituida e incorporada bajo las leyes de la Provincia de Nova Scotia en Canadá, con una capacidad instalada, a finales de 1993, de 142.2 MW, (22% del total nacional). Esta compañía, además de generar energía eléctrica, realizaba actividades de distribución y comercialización en el Departamento de La Paz, a través de su División La Paz; en Oruro, a través de su subsidiaria Empresa de Luz y Fuerza de Oruro (ELFEO), y en parte del Departamento de Potosí. La empresa distribuidora más importante era la Cooperativa Rural de Electricidad (CRE), que abastecía de electricidad a las áreas urbanas y rurales del Departamento de Santa Cruz. Por su parte, en el Departamento de Cochabamba, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A.M. (ELFECSAM), era la encargada de la distribución eléctrica. Las otras empresas distribuidoras, de menor tamaño, distribuyen en Oruro (ELFEO), Potosí (SEPSA), Sucre (CESSA), Tarija (SETAR) y Trinidad (COSERELEC).

La industria eléctrica boliviana presentaba un alto grado de integración vertical en sus principales empresas. La ENDE estaba dedicada a las actividades de generación y transmisión, en el marco del SIN. Por su parte, la COBEE generaba energía hidroeléctrica en los valles de Zongo y Miguillas, la cual era transmitida en sus propias líneas hasta los mercados de La Paz y Oruro, más una porción del Departamento de Potosí, respectivamente, comprando a la ENDE, por medio del SIN, los déficit para cubrir su demanda. Además, es importante notar el alto grado de concentración en el segmento de producción de energía eléctrica, pues dos empresas controlaban el 94% de la capacidad de generación a nivel nacional.

De acuerdo con las disposiciones legales de su constitución, la ENDE tenía cobertura nacional en aquellos mercados no cubiertos por la iniciativa privada, teniendo en consecuencia una presencia nacional, ya sea por medio del SIN o de los Sistemas Aislados.

Las actividades de generación de la COBEE se regían por la concesión otorgada en 1990 por el Gobierno Nacional para el ejercicio de la industria eléctrica, por un período de 40 años, sin carácter de

^{16/} Del servicio público de electricidad.

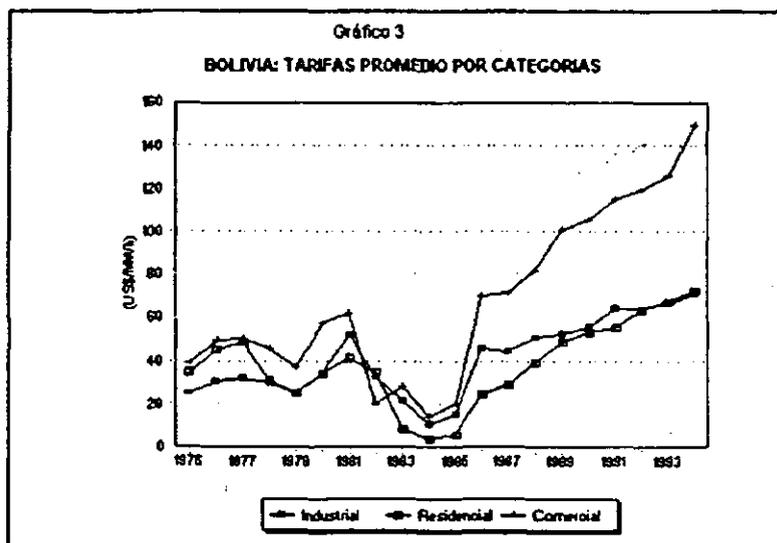
exclusividad en los departamentos ya mencionados. Sus actividades de distribución en el Departamento de La Paz no tenían, a finales de 1994, un instrumento legal de respaldo, ya que la concesión original otorgada por la Municipalidad de La Paz había fenecido, sin que se le haya otorgado la renovación a comienzos de 1995.

Las empresas distribuidoras cuyas áreas de concesión se encontraban en el área de influencia del SIN, compraban su energía para abastecer a los usuarios de dicho sistema, en tanto que las pertenecientes a sistemas aislados lo hacían a la ENDE o generaban su propia electricidad, en sistemas verticalmente integrados.

6. Desempeño de la industria

El CNE estipulaba que los precios de la energía eléctrica debían cubrir todos los costos de provisión del servicio, más una rentabilidad del 9% sobre el activo fijo neto en operación y una provisión de capital de trabajo. No obstante, en la mayoría de los casos esta regulación no se cumplía por causas ajenas al subsector eléctrico, en particular por razones políticas, ligadas a la impopularidad de las alzas en las tarifas. A pesar de ello, los niveles tarifarios nunca fueron tan bajos como para requerir subsidios del gobierno, a excepción del año 1984, durante el período de hiperinflación, en que el Estado tuvo que subrogarse una deuda de aproximadamente 90 millones de dólares. Sin embargo, estos niveles tarifarios tampoco fueron suficientes como para alcanzar la rentabilidad anual del 9%.

Por otro lado, la estructura tarifaria estaba distorsionada, con una subvención cruzada, particularmente de los sectores industrial y comercial, hacia el sector residencial. En el gráfico 3 se ilustra la evolución de las tarifas por categorías, en dólares corrientes por MWh, calculados con las tasas de cambio vigentes en cada fecha, según datos de la OLADE.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Ahora bien, con respecto al programa de inversiones de la empresa estatal ENDE, ésta debía reinvertir los dividendos de capital en forma obligatoria. La anterior normativa permitió la ejecución de un programa fuerte de inversiones en la expansión de sus sistemas de generación y transmisión.

Es importante destacar que, desde el punto de vista del desempeño, en 1990 se introdujeron los Contratos de Rendimiento, entre el Estado boliviano y las principales empresas del sector público, habiendo sido la ENDE la primera en firmar tal contrato. El impacto de estos contratos de rendimiento fue distinto para cada una de las empresas públicas firmantes. En el caso del contrato con la ENDE, su resultado puede evaluarse como positivo para el desempeño general de la industria eléctrica boliviana. Un primer contrato piloto se firmó por seis meses, con el objetivo fundamental de acelerar la ejecución de los proyectos de inversión de capital, generalmente muy demorados con relación a los planes empresariales.

El contrato contó con los siguientes compromisos gubernamentales: i) fijación de una tarifa promedio indexada mensualmente en dólares estadounidenses, de acuerdo con las variaciones de la tasa de cambio; ii) efectivización de un Decreto Supremo que autorizaba la reducción de los plazos de pagos de tarifas, de 45 a 30 días; iii) autorización de apertura de cuentas corrientes en divisas extranjeras en el Banco Central; iv) aceleración de desembolsos de créditos extranjeros y donaciones; v) compensación a la empresa por pérdidas de ingresos provenientes de eventuales subsidios tarifarios; vi) incremento de autoridad para la compra directa de equipo y maquinaria, sin el proceso de licitación internacional; vii) compromiso de no ingerencia política en la contratación de personal; y viii) aprobación de una política salarial acorde con el mercado privado, etc.

En contrapartida, los compromisos empresariales del contrato piloto suponían el cumplimiento de cuatro índices indicativos de la eficiencia empresarial. Dichos índices estaban relacionados con la utilización de la capacidad instalada, la minimización de los costos operativos, los tiempos de ejecución de los proyectos de inversión y la reducción de la cartera en mora. Adicionalmente, se diseñó un mecanismo explícito de evaluación de la eficiencia, ligado a un sistema de incentivos gerenciales, con recompensas y penalidades de carácter pecuniario. Asimismo, la gerencia de la empresa se comprometió a elaborar un plan estratégico empresarial de cinco años, mejorando sus procedimientos para realizar el seguimiento y control de las adquisiciones, la ejecución de proyectos de inversión y la recolección de datos sobre las interrupciones de servicio. Los contratos posteriores estuvieron enfocados a mejorar la eficiencia empresarial, medida a partir de indicadores representativos.

7. Resultados

Como resultado, la industria eléctrica boliviana presentaba hasta finales de 1994 aspectos positivos, en su gran mayoría. En referencia a la empresa pública ENDE, las evaluaciones realizadas apuntan algunas características de su gestión:^{17/} i) administración esencialmente empresarial, basada en criterios técnicos y económicos adecuados, con una fuerza de trabajo racional, y con una alta

^{17/} Véase, ESMAP, Banco Mundial, Ministerio de Energía e Hidrocarburos, Primer Seminario sobre Reformas en el Sector Eléctrico Boliviano, La Paz, 1994.

estabilidad laboral; ii) un acelerado programa de expansión de sus instalaciones de producción y transporte; iii) resultados económicos y financieros positivos en todos los años de operación; iv) integración eléctrica de los principales centros de consumo, etc. Asimismo, las otras empresas estatales, mixtas o cooperativas, también mostraron resultados positivos aunque modestos. Por su parte, la regulación sectorial, a cargo del DINE y del CNE, cumplió un excelente papel en la labor de electrificación inicial del país.

Sin embargo, es conveniente notar que se detectan ineficiencias de carácter asignativo, pues los niveles tarifarios no reflejaron los costos de provisión del servicio, fundamentalmente por la distorsión en la estructura de las tarifas.^{18/} A este respecto, conviene mencionar que ha existido una subvención cruzada del sector industrial y, particularmente, del sector comercial, hacia el sector residencial, con una tarifa comercial promedio, en 1994, del doble del valor de la tarifa residencial promedio.

Desde el punto de vista de la eficiencia productiva de corto plazo, la gestión de los sistemas, en promedio, ha sido razonablemente eficiente. Así, los niveles de pérdidas técnicas en ENDE han sido aceptables, evolucionando entre 3.2% y 5.1%.^{19/} Por otro lado, los valores de tiempo de interrupción del servicio, así como la disponibilidad media, son comparables con los niveles internacionales. Por ejemplo, en 1994, en el sistema de la ENDE, el índice de disponibilidad para un consumidor promedio fue de 99.9875%. La productividad del subsector eléctrico era alta, comparada con otros países de la región, pues alcanzó 273 clientes/empleados en 1992.^{20/} Sin embargo, en lo que se refiere a la cobertura del servicio eléctrico, el 44% de los ciudadanos bolivianos aún no tiene acceso al servicio eléctrico.

A nivel de la eficiencia de largo plazo, la planificación de las expansiones del sector, así como su expansión, ha seguido criterios de optimalidad económica, con un incremento sostenido en la oferta de electricidad, pese a períodos económicos muy adversos. Durante su existencia, la ENDE ha elaborado ocho planes nacionales de electrificación, que han contribuido a la selección de los medios más económicos de generación y a la integración de los sistemas eléctricos regionales, los cuales se encontraban, a principios de la década de los sesenta, dispersos y aislados unos de otros. La planificación de los sistemas ha seguido criterios de optimización, obteniéndose niveles de confiabilidad acordes con los niveles de la economía del país, de forma que no se presentaron sobredimensionamientos en las capacidades de producción. Históricamente, el margen de reserva de la capacidad instalada en generación nunca sobrepasó el 10% de la demanda máxima del sistema. Conviene mencionar que el índice de confiabilidad es un dato exógeno a los planificadores, pues es optimizado en el proceso de planeación. Asimismo, en las redes de transmisión y distribución no se han presentado duplicaciones de circuitos, fuera de los criterios de confiabilidad normales.

Por otro lado, la evaluación del contrato de rendimiento piloto realizada por la Contraloría General de la República, demostró que la ENDE cumplió en exceso los cuatro indicadores de rendimiento. Asimismo, la experiencia reveló que los gerentes de la empresa, gracias al mecanismo

^{18/} Ibidem.

^{19/} Principalmente generación y transmisión.

^{20/} Considerando sólo cuatro empresas: ENDE, COBEE, CRE y ELFECSAM.

del contrato de rendimiento, se volvieron más conscientes en la necesidad de reducir los costos operativos. En conclusión, estos contratos demostraron haber sido un instrumento eficaz en el mejoramiento empresarial de la principal empresa pública eléctrica de Bolivia.

B. ALCANCE Y AVANCE DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

El proceso de reformas de la industria eléctrica en Bolivia tuvo su origen en una serie de iniciativas individuales que desencadenaron en un seminario multi-institucional de carácter técnico, realizado en mayo de 1993, en el cual se identificaron como los principales problemas sectoriales los siguientes:

- i) Tarifas distorsionadas, cuyos niveles y estructuras no reflejan los costos económicos del servicio.
- ii) Falta de claridad jurisdiccional entre el gobierno y los municipios.
- iii) Marco regulatorio débil, sin independencia de gestión ni autonomía presupuestaria.
- iv) Carencia de incentivos para atraer capital privado y promover la competencia.

A partir de ello, se instauró el proceso de reforma, cuyas principales características se abordan a continuación.

1. Descripción del proceso de reforma

El análisis de las reformas legales y empresariales permite identificar el alcance de las modificaciones en la industria eléctrica de este país.

a) Reforma legal

La reforma legal del sector eléctrico boliviano comprende cuatro instrumentos importantes: Ley de Capitalización, Ley de Participación Popular, Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) y Ley de Electricidad, todas aprobadas parlamentariamente y promulgadas por el Poder Ejecutivo.

i) Ley de Capitalización. En base al diagnóstico de que existía un estancamiento con el modelo de desarrollo vigente y de que era necesario romper el ciclo de la pobreza, el Gobierno de Bolivia promulgó la Ley de Capitalización. Entre sus objetivos se pueden enumerar: impulsar la transformación económica a través de atracción de la captación masiva de inversión privada; acelerar la creación de fuentes de trabajo y mejorar el ingreso de los bolivianos; asegurar la eficiencia y modernización de áreas productivas y de servicios, y crear un sistema de ahorro a largo plazo.

Dicha ley, promulgada el 21 de marzo de 1944, autoriza al Poder Ejecutivo a aportar los activos de las principales empresas estatales (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Empresa Nacional de Electricidad, Empresa Nacional de Telecomunicaciones, Empresa Nacional de Ferrocarriles y Lloyd Aéreo Boliviano), para la constitución de nuevas Sociedades Anónimas mixtas, con participación de los trabajadores de las respectivas empresas. Adicionalmente, autoriza la distribución gratuita de su paquete accionario a los ciudadanos bolivianos. Por otra parte, dicha Ley establece inhabilitaciones tendientes a garantizar la transparencia del proceso.

Las disposiciones finales de la mencionada Ley establecen que los servicios públicos de comunicaciones, energía eléctrica, hidrocarburos y transporte, corresponden a la jurisdicción nacional, normados por leyes sectoriales específicas, eliminando de esta manera la dualidad que existía en la fijación de los precios y tarifas con la Ley Orgánica de Municipalidades de 1985.

ii) Ley de Participación Popular. Con el objeto de considerar aspectos relacionados con el desarrollo económico y social de Bolivia, el Gobierno presentó la Ley de Participación Popular, la cual fue aprobada el 20 de abril de 1994. En esencia, dicha norma jurídica reconoce a las organizaciones naturales de la comunidad anteriormente excluidas por el Estado, permitiendo su participación en las decisiones locales. Asimismo, amplía y fortalece los municipios, como los organismos estatales que se vinculan directamente con la comunidad. Adicionalmente, entrega a los gobiernos municipales importantes recursos, provenientes de fondos internos, créditos y cooperación internacional.

Los sujetos de la participación popular reconocidos a través de esta ley, son las formas tradicionales de organización: Juntas vecinales, sindicatos, etc, bajo el denominativo genérico de Organizaciones Territoriales de Base (OTB). Estos tienen jurisdicción sobre un determinado territorio, y cuentan con una organización propia.

Los derechos de las OTB suponen la capacidad de proponer, solicitar, controlar y supervisar la realización de obras y la prestación de servicios públicos, de acuerdo con las necesidades comunitarias en materia de educación, salud, deporte, saneamiento básico, micro riesgo, caminos vecinales y desarrollo urbano y rural. Los deberes de las OTB están relacionados con la identificación, priorización, participación y cooperación en la ejecución y administración de obras para el bienestar colectivo, atendiendo preferentemente los aspectos de mejoramiento de la vivienda, cuidado y protección de la salud, masificación del deporte y mejoramiento de las técnicas de producción

iii) Ley del sistema de regulación sectorial. La Ley 1600, promulgada el 28 de octubre de 1994, creó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), con el objetivo de asegurar que las normas legales sectoriales se cumplieran con precisión, y que las actividades bajo su jurisdicción (telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transporte, aguas y otros sectores que posteriormente se incorporen por ley) operen eficientemente y contribuyan al desarrollo de la economía de Bolivia. En forma similar, vigilará que los intereses de los usuarios, las empresas y demás entidades reguladas, cualquiera que sea su forma y lugar de organización o constitución y el Estado, gocen efectivamente de la protección prevista por la ley.

En la estructura del SIRESE se contempla la presencia de un superintendente general y de superintendentes sectoriales. Las principales funciones del Superintendente General son: decidir sobre los recursos jerárquicos contra resoluciones de los superintendentes sectoriales; establecer resoluciones administrativas internas, y fiscalizar y emitir opinión sobre la eficiencia y eficacia de las superintendencias sectoriales.

Por su parte, las principales funciones de los Superintendentes Sectoriales son: cumplir y hacer cumplir las Ley del SIRESE y las leyes sectoriales; decidir sobre concesiones, licencias y registros de acuerdo a Ley; vigilar la correcta prestación de bienes y servicios; determinar precios y tarifas; capacidad para intervenir empresas bajo su jurisdicción; aplicar sanciones; atender y procesar denuncias de usuarios y consumidores, así como atribuciones específicas contempladas en la respectiva legislación sectorial.

iv) Ley de Electricidad. La nueva Ley de Electricidad, promulgada el 21 de diciembre de 1994, regula las actividades del sector y establece los principios de fijación de tarifas. Asimismo tiene como objetivos: atraer capital privado, optimizar el proceso de capitalización de la Empresa Nacional de Electricidad, mejorar la eficiencia del sector eléctrico a través de la competencia, y lograr mayores beneficios para los usuarios.

Con la ley referida se pretende que las actividades del sector estén guiadas por los siguientes principios:

- 1) Eficiencia. Se refiere a la optimización en el uso de los recursos para el suministro de electricidad, con el fin de asegurar el costo mínimo.
- 2) Calidad. Conciérne la introducción de requisitos técnicos en la calidad del servicio, acordes con las prácticas internacionales y compatibles con el desarrollo económico del país.
- 3) Continuidad. Trata de la obtención de índices de confiabilidad elevados, compatibles con las posibilidades económicas del país.
- 4) Adaptabilidad. Se refiere a la incorporación de nuevas tecnologías en beneficio de la calidad del suministro.
- 5) Neutralidad. Tratamiento igualitario a todas las empresas.

Por otra parte, la transmisión y distribución son consideradas como servicios de utilidad pública.

En cuanto a la organización institucional, el nivel normativo le corresponderá a la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Económico, la cual tendrá a su cargo la elaboración y formulación de las políticas, así como del Plan Referencial del Sector Eléctrico. El nivel regulatorio lo asumirá la Superintendencia de Electricidad, dependiente de la Superintendencia Nacional de Regulación Sectorial, la cual se encargará de la fijación de tarifas y del otorgamiento de concesiones y licencias para el ejercicio de la industria eléctrica.

El nuevo modelo de la industria eléctrica prevé una desintegración horizontal y vertical de las empresas existentes, al separar los segmentos de producción, transmisión, distribución y comercialización. Las empresas de generación podrán suministrar energía eléctrica a sus clientes, ya sean empresas distribuidoras o grandes usuarios, mediante contratos de largo plazo, utilizando para ello el sistema de transmisión, el cual operará bajo un esquema de libre acceso.

Para el ejercicio de la industria eléctrica se han previsto dos tipos de autorizaciones: las concesiones y las licencias. Las primeras se refieren a los permisos para operar sistemas de distribución en el marco del SIN. Por concesión se entiende el acto administrativo por parte de la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado boliviano, por el cual se otorga un derecho monopólico en un determinado mercado de distribución. Las concesiones también son aplicables para la cadena verticalmente integrada (generación, transmisión y distribución) en los sistemas aislados. Por el contrario, las licencias son los permisos para la generación o transmisión en el marco del SIN.

Se ha definido que la electrificación rural, de no ser realizada por la iniciativa privada, será responsabilidad del Estado, por medio del Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Las OTB, como organismos representativos de las comunidades de base previstas en la nueva Ley de Participación Popular, junto con los gobiernos municipales, podrán plantear proyectos específicos de electrificación rural al Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Dicho Fondo evaluará tales proyectos, los que serán financiados y ejecutados por encargo de éste. Se ha previsto que la financiación de tales proyectos provendrá de las siguientes fuentes: préstamos y donaciones de organismos internacionales, donaciones de organismos no gubernamentales, préstamos y contribuciones de las Corporaciones Regionales de Desarrollo, inversiones de las OTB e inversiones de los gobiernos municipales.

Adicionalmente, la Ley de Electricidad contempla un plazo de 18 meses a partir de su promulgación, para que las personas individuales o colectivas dedicadas a las actividades de la industria eléctrica en el SIN, que estén verticalmente integradas, y que se conecten al SIN, adecuen su organización, funcionamiento y estructura, a las disposiciones de la Ley de Electricidad, en un plazo no mayor a un año, a partir de la fecha de inicio de sus actividades en el SIN.

En relación con los recursos naturales, en el Artículo 5 se menciona que el aprovechamiento de las aguas y otros recursos naturales renovables destinados a la producción de electricidad, también serán objeto de esta Ley y la legislación en la materia. Ahora bien, con respecto a la preservación del medio ambiente, el Artículo 6 estipula que el ejercicio de la industria eléctrica se sujetará a la legislación referida al medio ambiente aplicable al Sector. Es conveniente señalar que existe una Ley de Medio Ambiente, la cual regula la preservación y uso racional del medio ambiente, en términos generales.

En base al principio de adaptabilidad de la Ley de Electricidad, se promueve la incorporación de tecnologías y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio. Sin embargo, no se especifican los incentivos para mejorar la tecnología.

Con respecto a cláusulas de transitoriedad, la Ley establece los siguientes puntos:

- 1) Para la puesta en práctica de las disposiciones tarifarias aplicables a las concesiones de generación otorgadas con anterioridad a la promulgación de la Ley, se establece un período no mayor

a siete años, a partir de la fecha de promulgación de la mencionada Ley, durante el cual la Superintendencia de Electricidad definirá el procedimiento de puesta en práctica.

2) El otorgamiento de licencias para la generación de electricidad en el SIN se limita a las empresas que actualmente operan en él, y a aquellas que resulten del proceso de reforma empresarial de la actual ENDE, hasta el 31 de diciembre de 1999.

3) Se restringe a las anteriores empresas de generación, el otorgamiento de licencias de generación para la exportación de electricidad, hasta el 31 de diciembre de 1998.

4) Hasta el 31 de diciembre de 1999, se faculta a la Superintendencia de Electricidad para otorgar licencias de generación que en términos individuales o agregados, no excedan al 3% y al 10%, respectivamente, de la potencia instalada en el SIN.

b) Reforma empresarial

La reforma empresarial prevista supone la Capitalización de la ENDE, así como la adecuación de las empresas existentes en el SIN, verticalmente integradas, a la nueva Ley de Electricidad.

La capitalización de la ENDE consiste básicamente en lo siguientes aspectos:

i) La definición de cuatro unidades de negocio, tres de las cuales serán inicialmente sujetas al proceso de capitalización. Dichas unidades de negocio son instalaciones de generación pertenecientes al SIN. Dos de ellas están conformadas por centrales termoeléctricas en base a gas natural, mientras que la tercera unidad de negocio corresponde a dos centrales hidroeléctricas. La cuarta unidad de negocio, que inicialmente quedaría en propiedad del Estado, está conformada por todo el sistema troncal de transmisión del SIN, además de los respectivos sistemas aislados propiedad de la ENDE.

ii) La conformación de tres Sociedades Anónimas Mixtas (S.A.M.), con el aporte de los trabajadores de la ENDE, y suscribiendo acciones hasta el monto de sus respectivos beneficios sociales, en base al valor de libros de las instalaciones correspondientes.

iii) La capitalización de las tres empresas de generación, mediante el aporte de capital de nuevos inversionistas, en cantidades iguales al valor de mercado de cada una de las S.A.M. El monto de capitalización por parte de los accionistas estratégicos no podrá exceder el total de las acciones emitidas por dichas sociedades anónimas.

iv) El otorgamiento de un contrato de administración al socio estratégico capitalista, para la administración de cada una de las S.A.M. Dicho contrato, establecerá entre otros aspectos, la imposibilidad por parte de los inversionistas estratégicos y de los administradores para adquirir acciones de terceros durante la vigencia del contrato de administración.

v) La transformación de las S.A.M. capitalizadas en Sociedades Anónimas. En éstas, la participación estatal será cedida a todos los bolivianos mayores de edad. Tales acciones, junto con las correspondientes a otras empresas a ser capitalizadas en sectores ajenos al eléctrico, serán administradas por Asociaciones de Fondos de Pensión (AFP). En la actualidad, el sistema de pensiones boliviano, de propiedad estatal, cuenta con aportes laborales, patronales y estatales. Al ser privatizado el sistema de pensiones, se estudia la posibilidad de que los aportes patronal y estatal, junto al aporte laboral, contribuyan a un "Fondo Contributivo". Por otra parte, las utilidades de las acciones de los ciudadanos bolivianos, junto con las propias acciones, provenientes del proceso de capitalización de las principales empresas del sector público, administradas por las AFP, serán aportadas a un denominado "Fondo no Contributivo". La capitalización de ambos fondos podrá hacerse efectiva como fondos de retiro, a partir de los 65 años de edad o alternativamente para el asegurado que haya cotizado 240 cuotas.

2. Avance de las reformas del subsector eléctrico boliviano

Como se ha comentado anteriormente, la reforma legal prevista ya ha sido llevada a cabo, con la promulgación de las leyes de Capitalización, Participación Popular, Sistema de Regulación Sectorial y Electricidad.

Sin embargo, es importante destacar que la Ley del Sistema de Regulación Sectorial ha sido objeto de una demanda de inconstitucionalidad ante la Corte Suprema de Justicia y, a la fecha, dicho tribunal supremo aún no se ha manifestado. Por otra parte, debe destacarse que la Ley de Electricidad, si bien ya ha sido sancionada por el Parlamento y promulgada por el Presidente de la República, aún no está en vigencia, en razón a que la propia Ley establece el inicio de su validez a partir de la nominación del superintendente de electricidad, el cual no puede ser nominado en tanto no se manifieste el fallo de la Corte Suprema de Justicia sobre la Ley SIRESE. Pese al trabamamiento de carácter legal anteriormente comentado, es previsible que todas las leyes antes enumeradas tendrán plena vigencia en un muy breve plazo.

Como consecuencia de lo anterior, las reformas institucional y regulatoria, se encuentran detenidas hasta el fallo de la Corte Suprema de Justicia, en tanto que la reforma empresarial se encuentra en curso de ejecución, con los cronogramas un tanto retrasados con respecto a lo originalmente planeado.

En lo que se refiere a la adecuación de la COBEE a la nueva estructura empresarial prevista en la Ley de Electricidad, el 18 de Noviembre de 1994, Leucadia National Corporation, principal accionista de dicha compañía, vendió 719,206 acciones comunes al consorcio Liberty Power - Cogentrix Bolivia, Inc, subsidiaria de Cogentrix Energy, Inc. y afiliada a Liberty Power Latin America, L.P. Tal transacción permite a los nuevos dueños el control de la compañía, con aproximadamente 17.1% de participación en las acciones comunes. Dicha operación tuvo que realizarse ante la renuencia del anterior socio controlante de dividir la empresa en dos razones sociales distintas e independientes, una destinada a la generación de electricidad y otra a la distribución. La nueva administración, por el contrario, ha manifestado su disposición a adecuarse a la legislación boliviana.

Con referencia al proceso de capitalización de la ENDE, el Gobierno, a través del Ministerio Sin Cartera Responsable de la Capitalización, realizó una serie de seminarios de carácter internacional con el objetivo de promover el proyecto ante eventuales socios estratégicos.

Como resultado de una convocatoria internacional, 31 empresas extranjeras mostraron interés en participar en el mencionado proceso. Paralelamente, se convocó a la presentación de propuestas para que bancos de inversión pudiesen colaborar con el Gobierno en la valoración de mercado de las empresas generadoras resultantes del desmembramiento de la ENDE. Cuatro firmas internacionales presentaron sus ofertas y fue seleccionada la que en la actualidad colabora con el Gobierno de Bolivia.

La formación de S.A.M., con la participación de los empleados de la ENDE, ya ha sido realizada. Tres sociedades han sido formadas: Generadora Corani SAM, Generadora Valle Hermoso SAM y Generadora Guaracachi SAM, con la participación de 442 empleados de la ENDE, lo que representa aproximadamente un 90% del total de los trabajadores de la empresa original.

De las 31 empresas que originalmente presentaron muestras de interés, sólo siete consorcios han presentado el 4 de mayo de 1995 su propuesta técnica para participar en la capitalización de las tres SAM, y cuyas propuestas económicas serían presentadas el 23 de junio de 1995, adjudicándose el beneficio a los mejores postores en cada uno de los casos.

C. FUTURA ORGANIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

1. Sistema de reglamentación

La Superintendencia de Electricidad, perteneciente al Sistema de Regulación Sectorial, tiene la responsabilidad de regular las actividades de la industria eléctrica a nivel nacional. Las atribuciones del Superintendente de Electricidad previstas por la Ley de Electricidad, son:

- a) Proteger los derechos de los consumidores.
- b) Asegurar que las actividades de la industria eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor establecidas por Ley.
- c) Otorgar y enmendar las Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.
- d) Declarar y disponer la caducidad de las Concesiones y la revocatoria de las Licencias.
- e) Intervenir las empresas eléctricas, cualquiera que sea su forma de constitución social, así como designar a los interventores.
- f) Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los titulares de concesiones y licencias.

- g) Imponer las servidumbres necesarias para el ejercicio de la industria eléctrica.
- h) Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de generación, transmisión y distribución.
- i) Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica, y publicarlos en medios de difusión nacional.
- j) Aprobar las conexiones internacionales, y las exportaciones e importaciones de electricidad, de acuerdo a reglamento.
- k) Supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, los procedimientos empleados y los resultados obtenidos.
- l) Aplicar las sanciones establecidas por la Ley.
- m) Requerir de las personas individuales o colectivas, que realicen alguna actividad de la industria eléctrica, información de datos, y otras que considere necesarias para el cumplimiento de sus funciones, así como publicar estadísticas sobre las actividades de la industria eléctrica.

La Superintendencia de Electricidad será financiada por las empresas eléctricas, las cuales pagarán una tasa de regulación, que no podrá ser superior al 1% de sus ingresos por ventas antes de impuestos indirectos.

2. Estructura de la industria

El sistema eléctrico estará totalmente desintegrado, tanto vertical como horizontalmente, existiendo en el SIN empresas de generación, transmisión y distribución, dedicadas a una sola de estas actividades. Con el objetivo de asegurar lo anterior, la Ley de Electricidad establece que la participación en la propiedad de las empresas estará sujeta a las siguientes limitaciones:

- a) Las empresas de generación o distribución, sus empresas vinculadas y accionistas o socios vinculados, no podrán ser titulares del derecho propietario, en ningún porcentaje de capital social de cualquier empresa de transmisión, ni ejercer control de la administración de ésta. Del mismo modo, las empresas de transmisión, sus empresa vinculadas y accionistas o socios vinculados, no podrán ser titulares del derecho propietario, en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de generación o distribución, ni ejercer el control de su administración.
- b) Las empresas de generación, sus empresas vinculadas y sus accionistas o socios vinculados, no podrán ser titulares del derecho propietario, en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de distribución, ni ejercer el control de su administración. En igual forma, las empresas de distribución, sus empresas vinculadas y sus accionistas o socios vinculados no podrán ser titulares del derecho propietario, en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de generación, ni ejercer el control de su administración.

c) Las empresas de generación, cualquiera de sus socios vinculados o empresas vinculadas, directa o indirectamente, no podrán ser titulares de derecho propietario equivalente a más del 35% de la capacidad instalada del SIN, en forma individual o conjunta. Queda excluida de tal limitación aquella capacidad instalada destinada a la exportación de electricidad. Sin embargo, la Superintendencia de Electricidad podrá autorizar que el límite de 35% de la capacidad del SIN sea excedido temporalmente, cuando por la magnitud de nuevos proyectos, la participación de alguna empresa de generación alcance un valor superior al establecido.

d) Excepcionalmente, y de acuerdo a reglamento, las empresas de distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de generación que utilicen y aprovechen recursos naturales renovables, siempre que tal capacidad no exceda el 15% de su demanda máxima.

En los sistemas aislados, las actividades de generación, transmisión y distribución podrán estar integradas verticalmente.

3. Mercado eléctrico

Los clientes del mercado eléctrico estarán divididos en "consumidores no regulados" y "consumidores regulados". Los primeros son aquellos que tienen una demanda de potencia igual o superior a un cierto mínimo y que están en condiciones de contratar, en forma independiente, el abastecimiento directo de electricidad, con el generador, distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo será fijado por la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo a la evolución del mercado. Consumidores regulados serán aquellos que no cumplan con las anteriores características, que estén ubicados en el área de concesión de un distribuidor y que necesariamente deban ser abastecidos por éste.

Desde el punto de vista de la oferta, el mercado eléctrico estará dividido en el SIN y los Sistemas Aislados. El SIN es el sistema eléctrico interconectado que, a la fecha de la promulgación de la Ley de Electricidad, abastece de electricidad a los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca y Potosí, así como los sistemas eléctricos que en el futuro se interconecten éste. Los Sistemas Aislados son aquellos que no están conectados al SIN.

Dentro del SIN, se ha definido como Sistema Troncal de Interconexión (STI) a la parte que comprende las líneas de alta tensión, incluidas las subestaciones. A la fecha de promulgación de la Ley de Electricidad, este sistema comprendía las líneas y subestaciones de Guaracachi, Valle Hermoso, Vinto y El Kenko, Vinto Potosí y Sucre, y Valle Hermoso Catavi. La Superintendencia de Electricidad podrá, mediante resolución, redefinir las instalaciones que conforman el STI.

4. Operación del sistema eléctrico

En el SIN, la operación de las instalaciones estará guiada por los siguientes criterios:

a) El segmento de la generación contempla los siguientes elementos:

i) Toda central generadora deberá estar conectada al STI, mediante las respectivas líneas de interconexión, asumiendo los correspondientes costos.

ii) Todas las centrales de generación estarán obligadas a cumplir las disposiciones del Despacho de Carga. Para este efecto, los generadores entregarán toda su producción a esta oficina, declarando la disponibilidad de las centrales de generación.

iii) Todo generador podrá suscribir contratos de compraventa de electricidad con otros generadores, distribuidores o consumidores no regulados, con sujeción a lo dispuesto en la Ley de Electricidad.

b) La transmisión en el SIN operará bajo la modalidad de "acceso abierto". Esta modalidad permite a toda persona, individual o colectiva, que realice actividades de la industria eléctrica o consumidor no regulado, a utilizar las instalaciones de la empresa de transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente. Dicho pago será regulado por la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo a reglamento. Para fines de tal operación, se presume que siempre existe capacidad disponible, mientras el transmisor no demuestre lo contrario. El transmisor no podrá comprar electricidad para venderla a terceros.

c) El Comité Nacional de Despacho de Carga contará con la participación de representantes de las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, así como de los consumidores no regulados y de la Superintendencia de Electricidad. El costo de funcionamiento de dicho comité será cubierto por todos los usuarios del despacho de carga, de acuerdo a su participación en el uso, según reglamento. Por su parte, el despacho de carga de los sistemas aislados será establecido en los reglamentos correspondientes a la Ley de Electricidad.

Las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga establecidas en la Ley de Electricidad son: i) planificar la operación integrada del SIN, a fin de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo; ii) realizar el despacho de carga en tiempo real a costo mínimo; iii) determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del SIN; iv) calcular los precios de nodo del SIN, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Electricidad y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación; v) establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada, de acuerdo a reglamento; y vi) entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida.

5. Sistemas de precios

La Ley de Electricidad contempla dos tipos de precios: regulados y libres según se trate de los distintos segmentos del mercado eléctrico boliviano. Estarán sujeto a regulación en el SIN: i) los precios de las transferencias de potencia y energía entre generadores, y entre generadores y distribuidores, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro; ii) los precios máximos por concepto de peaje, debido a la utilización de las redes de transmisión y distribución; iii) los precios máximos de los suministros a las empresas de distribución, en los modos

de entrega; y, iv) los precios máximos de los suministros a los consumidores regulados. En el caso de los sistemas aislados, todos los precios también serán sujetos de regulación.

Por la característica del suministro eléctrico relativa a la imposibilidad de almacenar la electricidad, y en razón a que el despacho de la generación será realizado en función de optimizar el costo global de operación del SIN, inevitablemente existirán excedentes o déficit de generación (potencia y energía) para cada generador, respecto a sus contratos de largo plazo. Tales excedentes o déficit serán comercializados en una especie de mercado "spot", valorizados al costo marginal de corto plazo, debidamente calculados por el Comité Nacional de Despacho de Carga y regulados por la Superintendencia de Electricidad.

Los precios de nodo para el suministro a las empresas de distribución presentados por el Comité Nacional de Despacho de Carga para los puntos del STI en los que se efectúen transferencias de electricidad, serán aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad. Tales precios de nodo tomarán en cuenta los costos marginales de corto plazo esperados, estabilizados en un período de 48 meses. Los precios máximos de nodo serán reajustados mensualmente, aplicando las respectivas fórmulas de indexación.

El precio máximo de transmisión pagado por los generadores conectados al STI, cubrirá el costo total de transmisión, el cual comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración, de un sistema económicamente adaptado de transmisión. Los precios máximos a pagar por el uso de instalaciones de transformación y transmisión que no pertenezcan al STI, comprenderán la anualidad de la inversión más los costos de operación, mantenimiento y administración, así como pérdidas de transmisión correspondientes a instalaciones típicas de sistemas económicamente adaptados. La Superintendencia de Electricidad aprobará semestralmente los precios máximos de transmisión, y las respectivas fórmulas de indexación mensual, y determinará las condiciones de utilización de las instalaciones de transmisión.

Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de distribución a sus consumidores regulados, contendrán las tarifas base y sus fórmulas de indexación, de acuerdo con una metodología basada en el costo de las compras de electricidad, gastos de operación, mantenimiento y administración, intereses, tasas e impuestos que por ley graven la actividad de la concesión, cuotas anuales de depreciación de activos tangibles, amortización de activos intangibles y la utilidad resultante de la aplicación de la tasa de retorno sobre el patrimonio establecida en la Ley de Electricidad. Esta corresponde al promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años.

Por períodos de cuatro años, la Superintendencia de Electricidad aprobará los precios máximos de suministro de electricidad para los consumidores regulados de cada empresa de distribución. Las tarifas y fórmulas de indexación tendrán vigencia durante ese período. Además, aprobará, para cada empresa de distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

Los sistemas aislados, para los cuales sean aplicables los criterios de fijación de tarifas del SIN, serán regulados en forma similar a éste, en caso contrario, la Superintendencia aprobará precios y tarifas que cubran los costos medios de suministro, teniendo en cuenta criterios de eficiencia.

En lo que se refiere a contabilidad y auditoría, la Superintendencia de electricidad establecerá un sistema uniforme de cuentas de uso obligatorio para todas las empresas del sector, siguiendo principios contables universalmente aceptados para la industria eléctrica. Las empresas que eventualmente tengan concesión o licencia en el SIN y, paralelamente, en Sistemas Aislados, tendrán sistemas de contabilidad separados. En forma similar, aquellas empresas de distribución que tengan instalaciones de generación permitidas por Ley deberán tener sistemas de contabilidad separados para las actividades de distribución y generación.

6. Proceso de planificación de las inversiones

Con relación al proceso de planificación de las expansiones del sector eléctrico, la nueva Ley de Electricidad establece que será la Secretaría de Energía e Hidrocarburos la que elaborará un Plan Referencial para el SIN, así como planes indicativos para los Sistemas Aislados. Tales planes serán realizados con criterios de optimización del uso de recursos y podrán orientar a los agentes privados en cuanto a las posibilidades de inversión en el sector, que a criterio de la Secretaría respondan a un óptimo económico para el país. Sin embargo, la definición de la realización de las inversiones energéticas recaerá, en la práctica, sobre la Superintendencia de Electricidad, la cual, en última instancia, podrá o no otorgar Licencias o Concesiones a nombre del Estado Boliviano.

A nivel de la Ley de Electricidad, no existe ningún elemento de guía para la Superintendencia, que indique el procedimiento de aceptación o rechazo de determinadas inversiones sectoriales. Bien podría ocurrir que un proyecto que no figure en el Plan Referencial elaborado por la Secretaría de Energía, sea aprobado por la Superintendencia, sin necesidad de que esté dentro del óptimo económico para el país. Tampoco existen indicaciones en la Ley de Electricidad, relativas al grado de obligatoriedad del Estado para garantizar a la economía y a la población bolivianas el suministro futuro. La única mención en la Ley de Electricidad, con relación a la responsabilidad estatal en el suministro eléctrico, se refiere al caso de la electrificación rural en poblaciones menores, en las que, de no existir interés de la iniciativa privada, el poder Ejecutivo, podrá llevar a cabo tales proyectos, a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional.

D. POSIBLES EFECTOS DE LA IMPLEMENTACION DE LA REFORMA

La aplicación de la nueva Ley de Electricidad boliviana podría tener algunos efectos sobre la eficiencia económica de la industria y sobre la equidad. Adicionalmente existen algunos riesgos en su implementación, a los que el gobierno debería poner especial atención.

1. La reforma y la eficiencia económica

Los posibles efectos de la aplicación de la nueva ley de electricidad de Bolivia sobre la eficiencia económica son variados. En primer lugar, la creación del Comité Nacional de Despacho de Carga tendería a asegurar la programación óptima de las centrales de generación, a fin de alcanzar la eficiencia productiva de corto plazo, tal como sucedía en el modelo anterior. Sin embargo, con respecto a la eficiencia productiva a largo plazo, podrían presentarse algunos problemas, particularmente en lo que se refiere a las interrelaciones entre los niveles normativo y regulatorio. En efecto, la verdadera definición de política de inversiones recaerá sobre la Superintendencia de Electricidad, encargada de dar concesiones y licencias a nombre del Estado boliviano, que no contaría con lineamientos precisos por parte de la Secretaría de Energía en lo que se refiere a aceptar o rechazar nuevos proyectos. Podría llegarse a presentar el caso de que la Superintendencia de Electricidad tuviera que considerar, para otorgamiento de la respectiva licencia o concesión, proyectos que estén fuera del plan referencial. Esto sería posible solamente si dichos proyectos producen un costo total inferior al correspondiente al mencionado plan referencial, sin embargo no existe ninguna mención al respecto en la Ley.

En relación a la eficiencia asignativa, existen algunos puntos de la Ley de Electricidad que pudieran comprometer dicho objetivo. Entre ellos se pueden mencionar los siguientes:

- a) El método adoptado para la tarifación de los servicios de distribución no sería consistente con la adopción de criterios económicos para las tarifas eléctricas ya que, en esencia, corresponde al clásico método contable de tipo "cost plus", el cual no asegura la obtención de mayor eficiencia en el sector eléctrico.
- b) La introducción de los intereses o costos financieros como costos de operación de los sistemas eléctricos, en contraposición a lo que ocurría en el CNE. Como normalmente las expansiones de los sistemas se financian con un determinado porcentaje de aporte propio (20% a 30%), siendo el resto un pasivo, el inversionista bajo el régimen presente no tendría ningún incentivo para tratar de optimizar los créditos buscando intereses bajos, ya que éstos son trasladados automáticamente a las tarifas como costos de operación. Anteriormente, el inversionista privado buscaba una tasa de interés que fuera menor a la rentabilidad garantizada por el Código Nacional de Electricidad, pues la diferencia entre ambas, multiplicada por el monto del pasivo, era una rentabilidad adicional que el podía obtener, al margen de la rentabilidad garantizada sobre su patrimonio.
- c) La adopción de los nuevos sistemas de tarifación demorará un plazo que los legisladores han previsto sea menor o igual a siete años. A la luz de lo acontecido en otros procesos de reforma sectorial, probablemente las tarifas con la nueva metodología en Bolivia se adoptarían en siete años, de acuerdo a la propia previsión legal. Lo que pueda ocurrir en ese período corresponde únicamente al buen criterio de la futura Superintendencia de Electricidad. Hubiera sido muy positivo que la Ley estableciera un mecanismo de transición gradual, pero unívocamente definido para pasar de una situación de distorsión en la estructura a una situación sin dicho problema. Esto debería retomarse en el reglamento respectivo.

Ahora bien, con respecto a la eficiencia en la estructura de la industria, la desintegración vertical y horizontal de un sistema pequeño, como el boliviano, es un tema de debate muy fuerte en la actualidad. Es muy posible que las ventajas inherentes a tales reformas en sistemas eléctricos de gran tamaño no puedan alcanzarse para pequeños sistemas. Si bien la Ley de Electricidad ha tenido el cuidado de establecer limitaciones en la participación propietaria de los empresarios en los distintos segmentos de la industria eléctrica, no ha ocurrido lo propio con los eventuales abastecedores de combustibles para la generación de electricidad. En particular, no existe limitación alguna para que futuros productores de gas natural participen en actividades de generación. A este respecto, es conveniente recordar que el gas natural boliviano es, en su mayoría, gas asociado, y que para la producción de hidrocarburos líquidos se debe contar inevitablemente con gas natural. Podría darse entonces la situación de que un productor de este hidrocarburo, que paralelamente tuviera una licencia de generación de electricidad, gozaría de ventajas comparativas, creando una competencia desleal frente a otros generadores. En ese caso, tal generador, en sus actividades petrolíferas, tendrá un subproducto casi sin valor, el cual podría colocar para generación de electricidad, en condiciones de ventaja artificiales. Sería aconsejable entonces lograr una desintegración vertical en la cadena energética combustibles-generación de electricidad, a fin de asegurar el objetivo de eficiencia de los mercados.

2. La reforma y la equidad

Al ser el subsector eléctrico de alta intensidad de capital, así como de baja participación en la generación de valor agregado (modesta participación en la formación del PIB) y poca generación de empleo, no puede ni debe pretenderse que éste sea un redistribuidor del ingreso, ni punto de partida para resolver el problema de la inequidad social. Sin embargo, parece pertinente realizar algunas puntualizaciones relativas a la equidad social en relación con el proceso de reformas sectoriales, a efectos de que éstas puedan tener un efecto positivo, o al menos neutro, sobre el problema de la equidad.

- a) En la reforma estructural del sector eléctrico boliviano existe la posibilidad de dividir al país en dos tipos de mercados, desde el punto de vista de la atención del suministro eléctrico. Por una parte la definición de unidades de negocio para la capitalización de la ENDE ha excluido la posibilidad de capitalizar los sistemas aislados, de características menos atractivas, pese a que en los planes iniciales del Gobierno estaba contemplado de esa manera. Adicionalmente, la propia Ley de Electricidad diferencia en el tratamiento tarifario al Sistema Interconectado Nacional (que incorpora a los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca, de características rentables, con recursos energéticos abundantes y demanda creciente), frente a los Sistemas Aislados. Por otra parte, las áreas periféricas y de los departamentos que no están conectados al SIN, podrán utilizar los recursos de la Participación Popular, en caso de que llegaran a quedar relegados en futuras expansiones del servicio de electricidad.
- b) Se debe también considerar los posibles impactos tarifarios que la reforma habrá de suponer. Por una parte, se ha mantenido un sistema de regulación de precios en distribución, de acuerdo a criterios no económicos, del tipo "cost plus". Por otra parte, los costos financieros de las expansiones serán trasladados a las tarifas. Adicionalmente, la capitalización de la

ENDE dará lugar a que los socios estratégicos que operen los sistemas tengan exigencias de rentabilidad superiores a las que dicha empresa recibía en el pasado.^{21/} Asimismo, se han gravado nuevos impuestos a la actividad eléctrica y a la remisión de utilidades, los que en definitiva serán trasladados a las tarifas reguladas. Todos los elementos anteriores hacen suponer un incremento en los niveles tarifarios que, en promedio,^{22/} en la actualidad, son ligeramente superiores a los costos marginales de largo plazo. Si, por otra parte, las reglamentaciones de la Ley de Electricidad tendieran a corregir las distorsiones de la estructura tarifaria, resultaría que las tarifas para el sector residencial se tendrían que incrementar de manera sustantiva. Tal situación indiscutiblemente puede aumentar la brecha de inequidad en el país, al hacer más inaccesible el servicio de electricidad para los estratos más pobres de la sociedad. Debería, por tanto, considerarse una tarifa de tipo social, para un primer grupo de consumidores pertenecientes a las clases sociales más desprotegidas. El valor máximo del consumo para esta tarifa debería quedar bien definido en el reglamento de la ley de electricidad, a fin de evitar posteriores distorsiones en los objetivos de dicha tarifa.

- c) Otro elemento relativo a la equidad está ligado a la forma como se realicen las transferencias de los activos de la ENDE hacia el sector privado, en el proceso de capitalización de dicha empresa. De acuerdo con un estudio de la CEPAL,^{23/} "la transparencia mejora el bienestar social porque reduce las posibilidades de corrupción, de colusión y de uso de información confidencial, elementos que originan ganancias privilegiadas en la venta de los bienes públicos". En el caso concreto de la capitalización de la ENDE, resulta fundamental para el éxito del propio proceso de capitalización de otras empresas públicas bolivianas que este aspecto sea considerado. Se ha podido detectar que la información, así como la retroalimentación de criterios para la propia ejecución del proceso, son muy abundantes para los empresarios interesados en capitalizar la ENDE, pero no así para las instituciones bolivianas y los consumidores. Es recomendable entonces que se pueda informar con mayor detalle la evolución de dicho proceso, a nivel general.

3. Riesgos de la reforma subsectorial

A continuación se enumeran algunos riesgos que el proceso de reforma estructural de la industria eléctrica en Bolivia podría traer aparejados:

^{21/} Se ha detectado, en las privatizaciones del sector eléctrico de otros países de América Latina, que las tasas de rendimiento exigidas por los inversionistas son del orden de 15% a 20% anual sobre la inversión después de impuestos. La rentabilidad de la ENDE ha sido en el pasado de 4% a 4.5% sobre los activos revalorizados.

^{22/} Véase, CEPAL, La crisis de la empresa pública, las privatizaciones y la equidad social, Santiago de Chile, 1994.

^{23/} Véase CEPAL, La Crisis de la empresa pública, las privatizaciones y la equidad social, Santiago de Chile, 1994.

a) La capitalización de la ENDE no incremente las inversiones en el subsector eléctrico

Se prevé que la demanda de electricidad en Bolivia crecerá al 7% anual. Para asegurar el abastecimiento en el SIN se requerirá, entre 1995 y 1998, una capacidad instalada adicional de aproximadamente 160 MW. Actualmente, y con créditos ya contratados, la ENDE ejecuta la Central Termoeléctrica de Carrasco, con una potencia de 110 MW, y COBEE tiene la obligación de ejecutar en el mismo período la ampliación de las instalaciones del Valle del Río Zongo en 33 MW, además de instalar una Turbina a gas natural de 20 MW en La Paz. La capacidad total adicional disponible en el SIN, sin considerar la capitalización, será de 163 MW hasta el año 1998, cifra que superaría las necesidades del crecimiento de la demanda interna, en base a la previsión actual. Es decir, las necesidades de expansión del sistema de generación eléctrica hasta 1998, ya estaban financiadas, de forma tal que si la tasa de crecimiento de la demanda prevista se mantuviera, no serían necesarios nuevos fondos para dicha ampliación.

b) Los mercados externos de electricidad no se lleguen a concretar

Existe un posible conflicto ante exportaciones alternativas de energía. En este sentido, muy probablemente resultará más económico para un país como Argentina, Chile o Brasil, generar en su propio territorio electricidad a base de gas boliviano, que importar electricidad producida en Bolivia, en base también a gas natural. En consecuencia, las posibilidades de exportación de electricidad se ven seriamente afectadas si paralelamente Bolivia exporta gas natural, por razones económicas, de costo, de escala, y de autonomía energética relativa de los clientes.

c) La capitalización de ENDE sea un método inadecuado para atraer inversiones

La capitalización de la ENDE sería un método inadecuado para atraer capital extranjero porque puede ocurrir que las inversiones que se requieran para la ampliación del sistema eléctrico sean financiadas con recursos propios generados por la actividad cotidiana de la empresa. En 1994, la ENDE generó recursos propios para la inversión, del orden de 41 millones de dólares, y para el período 1995 - 1998 estaba previsto generar 222 millones de dólares de reinversión obligatoria. Suponiendo que estos recursos no fuesen expropiados por los gobiernos para otros fines, su monto sería superior a la inversión estimada en 130 millones de dólares, producto del proceso de capitalización.

d) La reforma subsectorial divida al país en dos tipos de mercado eléctrico

El 44% de la población de Bolivia no tiene servicio eléctrico. Esta población, en su mayor parte, está asentada en áreas rurales y lejos del SIN. Se puede prever que la capitalización transferirá los sistemas rentables a actores privados, manteniendo la propiedad pública en los sistemas aislados no rentables. La Ley de Electricidad no prevé ningún ente que reemplace a la ENDE en la ejecución de proyectos rurales y en sistemas aislados no rentables. Una alternativa sería la Estrategia de energía rural, diseñada por el gobierno, para ser ejecutada por la Dirección de Fomento Energético Rural (DIFER), dependiente de la Secretaría de Energía e Hidrocarburos.

- e) **El sistema de tarificación seleccionado para los sistemas de distribución represente ineficiencias en la asignación de los recursos y que, en consecuencia, aumenten la brecha de inequidad en el país**

Como se ha comentado, la selección de una metodología para establecer las tarifas reguladas de distribución en el SIN y en la integridad de los Sistemas Aislados, en base a criterios del tipo "cost plus", es contraria a los criterios económicos de fijación de precios. Por otra parte, la incorporación de los costos financieros en la estructura de costos incentiva el traslado de costos financieros elevados a las tarifas, en desmedro de los consumidores y de la economía nacional. Ambos elementos son contrarios a los objetivos de eficiencia asignativa y de equidad.

III. REFORMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN NICARAGUA

La reforma de la industria eléctrica en Nicaragua se inició con algunas acciones implementadas a principio de 1995, a través de decretos del Poder Ejecutivo. El anteproyecto de ley que define el alcance total de dicha reforma se encontraba, a mediados de 1995, en revisión por parte del Poder Ejecutivo, para su posterior presentación al Poder Legislativo.

A. SITUACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA PREVIO AL PROCESO DE REFORMAS

En la industria eléctrica nicaragüense participaban, a finales de 1994, una empresa pública principal y un proyecto para la exploración y explotación de un campo geotérmico, de capital mixto, en proceso de construcción. Esta situación reflejaba el modelo público predominante en la región, en la década pasada, con los primeros signos de apertura en el segmento de la generación.

1. La economía y el subsector eléctrico

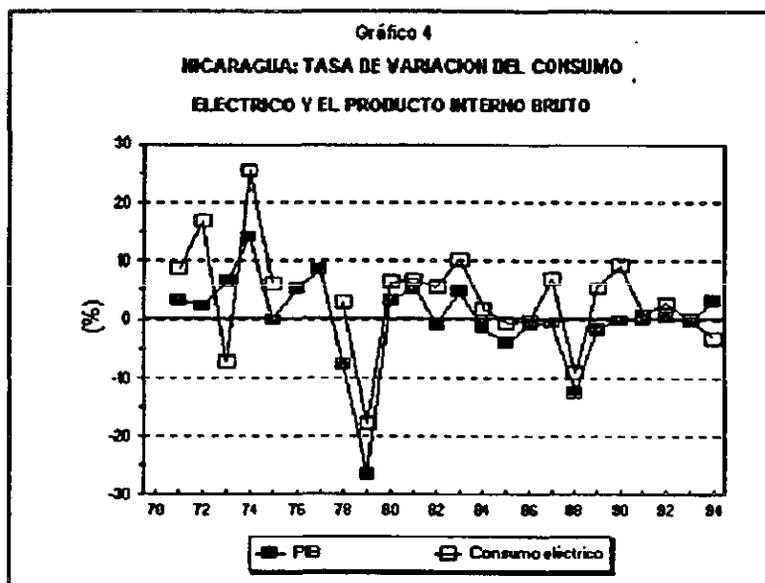
Basado en un desarrollo agroexportador y manufacturero, la economía de Nicaragua presentó un alto dinamismo hasta mediado de los años setenta, fecha en que este modelo se agota por la poca diversificación del sector agrícola, la alta dependencia de la exportación de un número limitado de productos primarios, y la importación de artículos esenciales, como bienes de capital e insumos. A medida que avanzaba la década de los setenta, los equilibrios macroeconómicos se deterioraban, acompañados por reducciones en el ahorro interno y aumentos en el déficit fiscal. El terremoto en 1972, así como el conflicto civil entre 1976 y 1979, impactaron fuertemente los principales balances de la economía nicaragüense.

El triunfo revolucionario, en 1979, significó profundos cambios estructurales y sociales, convirtiéndose el Estado en el eje del crecimiento, con la promoción de una economía mixta. Sin embargo, estos cambios trajeron consigo la fuga de capitales, la emigración de empresarios, técnicos y administradores, etc, obstáculos usuales en este tipo de reformas. De gran incidencia fueron el bloqueo económico y el conflicto armado, los que representaron verdaderos problemas para el desarrollo del país, bajo las nuevas premisas. El alza de precios fue en aumento, llegando a adquirir características de hiperinflación desde 1985. Entre 1980 y 1990, el producto interno bruto se contrajo 1.5% promedio anual, con cifras negativas, tanto en los sectores productivos como de servicios. Las exportaciones, en valor corriente, disminuyeron a razón de 2.3% en promedio anual en década mencionada. En conclusión, al finalizar los años ochenta, la situación económica de Nicaragua presentaba una grave crisis, con una parálisis económica, insolvencia financiera, desmonetización interna, etc.

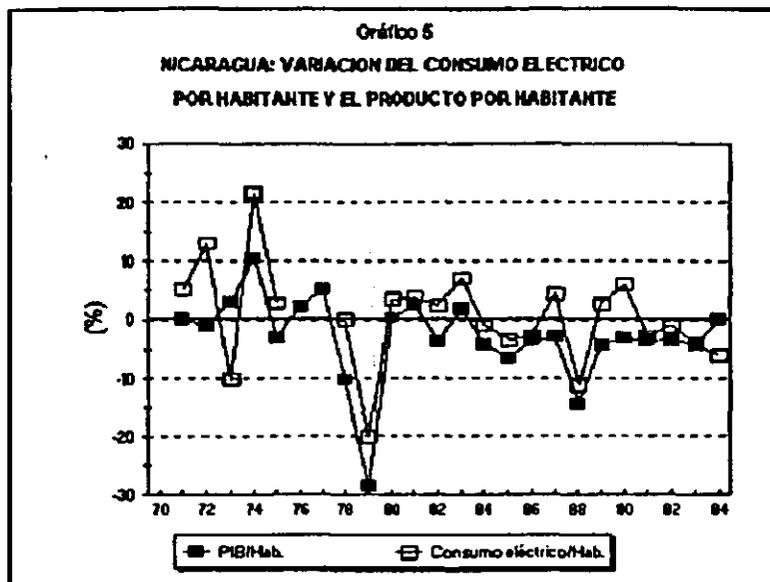
En 1990 tomó posesión un nuevo gobierno, quien impulsó un programa económico totalmente diferente al anterior, pues ha promovido al sector privado como motor de la economía, restringiendo

las funciones estatales a un papel subsidiario. En este sentido, se buscó recuperar los equilibrios macroeconómicos básicos e impulsar una reforma estructural de la economía nacional, mediante la privatización, desregulación, apertura externa, creación de las instituciones de mercado, etc. Los resultados de esta nueva política se hicieron ver a partir del segundo semestre de 1991, con una reducción apreciable de la inflación, que pasó de 13,500% en diciembre de 1990 a 865 % en 1991, y a menos de 4% el año siguiente. Adicionalmente, la reducción del déficit fiscal y la política restrictiva de financiamiento, han liberado fondos en beneficio del sector privado. Sin embargo, la economía nicaragüense se ha vuelto cada vez más dependiente de la ayuda extranjera, agudizándose dicha dependencia a partir de 1991. De importancia fue la expansión del producto interno bruto en 1994, a una tasa del 3.2%, la mayor en los últimos diez años.

El análisis de la dinámica del subsector eléctrico en Nicaragua muestra respuestas inmediatas a los cambios macroeconómicos, con la característica de que casi siempre sus índices de crecimiento son superiores a los del producto (véase gráfico 4). En 1994, se observa lo contrario debido a que la generación de energía eléctrica atravesó un año complicado a causa de la sequía que desplomó el renglón hidroeléctrico (-20.9%), teniendo que recurrir a la importación de electricidad, principalmente de Panamá. Con todo, el racionamiento de energía se estimó en 115.8 GWh, habiendo sido el sector residencial y el gobierno los sectores más impactados (-9% y -9.3%, respectivamente). Ahora bien, el comportamiento del consumo eléctrico por habitante en relación con el producto por habitante presenta una tendencia decreciente, sobre todo entre 1991 y 1994, período en el cual bajó en 3.5% promedio anual, llegando en el último año considerado a registrar el consumo eléctrico más bajo (256 kWh/hab) desde 1980 (véase gráfico 5).



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

2. Breve reseña histórica

A finales de los años cincuenta coexistían en el sector eléctrico empresas privadas y municipales, las que generaban mediante unidades diesel y distribuían localmente. En 1957 se emitió una Ley de la industria eléctrica, creando a su vez una "Comisión de Energía". En 1958 el Gobierno creó la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF), con el propósito de iniciar un programa de electrificación, conformando asimismo el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este período se mantuvieron las empresas privadas, en particular de distribución, y se crearon varias cooperativas de electrificación rural.

Esta situación del subsector eléctrico cambió radicalmente en 1979, cuando el Gobierno creó al Instituto Nicaragüense de Energía (INE), como sucesor legal de ENALUF, con la responsabilidad de planificar, generar, transformar, transmitir y distribuir energía eléctrica para servicio público. En seguida se nacionalizaron todas las empresas privadas y se incorporaron las cooperativas de electrificación rural, debido a sus problemas financieros y técnicos. Posteriormente, el Gobierno convirtió al INE en una especie de Ministerio de Energía, pues le asignó funciones relacionadas con los hidrocarburos, las fuentes alternas de energía y la planificación energética. Asimismo, se le adscribió la empresa de Petróleo Nicaragua (PETRONIC), la cual tenía como función principal la importación de los suministros de hidrocarburos para el país. Con todas las funciones adscritas al INE en el ámbito del sector energía, las funciones normativas, regulatorias y empresariales se encontraban concentradas en dicha institución.

El primer cambio a esta organización se dio con la reforma a la ley orgánica del INE, en abril de 1992, la cual contempla la posibilidad de que el INE delegara, firmara contratos u otorgara concesiones para el desarrollo de proyectos energéticos o sistemas específicos. Bajo esta reforma

se negociaron los contratos para la exploración, explotación y desarrollo del campo geotérmico San Jacinto, constituyendo la firma INTERGEOTERM, de capital mixto. Este proyecto se encontraba en etapa de construcción a finales de 1994. Adicionalmente se negoció el contrato para la instalación y operación de una central constituida por unidades diesel, con una capacidad total de 28.5 MW, el cual se rescindió posteriormente, por incumplimiento del inversionista privado.

3. Mecanismo de Reglamentación

La Ley sobre la industria eléctrica aprobada en 1957, la cual nunca ha sido derogada, establece los límites funcionales de una Comisión de Energía, de acuerdo con los siguientes puntos: i) regular la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; ii) estimular la inversión de capital privado en las actividades de la industria, asegurándole una justa rentabilidad y iii) fijar los requisitos para el otorgamiento de concesiones y permisos.

Sin embargo, a partir de la creación del INE, éste ignoró los alcances de la ley de la industria eléctrica, pues su ley orgánica le otorgaba la función de formular y revisar el sistema nacional de precios de energía y tarifas, las cuales eran sometidas al Poder Ejecutivo para su correspondiente aprobación. Dicha ley orgánica no establecía ninguna metodología para la definición de las tarifas, tanto en el nivel como la estructura, ni especificaba la rentabilidad exigida a las empresas eléctricas. Esto conducía a un proceso largo de negociación del INE con diferentes ministerios del aparato estatal, para obtener la aprobación de sus pliegos tarifarios, programa de inversiones, límites de créditos, etc.

4. Condiciones de base

El sistema eléctrico de Nicaragua está compuesto por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual cubre las zonas Central y del Pacífico del país, y los Sistemas Aislados, que se encuentran principalmente en la Costa Atlántica y en la isla de Ometepe. La capacidad instalada total de generación del Sistema Interconectado Nacional, al 31 de diciembre de 1994, fue de 390.4 MW, conformada por 44.8% de centrales termoeléctricas a base de fuel oil; 26.5% de centrales hidráulicas; 17.9% de centrales geotérmicas, y 10.8% de turbinas de gas. Los Sistemas Aislados cuentan con unidades diesel de muy pequeña capacidad. A su vez, el SIN se encuentra interconectado, en 220 kV, con los sistemas de los países vecinos, Honduras y Costa Rica que, junto con Panamá, conforman el bloque sur de la Interconexión Regional de América Central.

La producción de electricidad en 1994, alcanzó en el SIN la cifra de 1,540.9 GWh, suministrados en un 46.5% por plantas a vapor, 24.8% por centrales hidroeléctricas, 21.3% por centrales geotérmicas y, el resto, por turbinas de gas. Por su parte, los autoprodutores, utilizando el bagazo de caña y cantidades marginales de fuel oil y diesel, generaron 6.3 GWh. La generación en los sistemas aislados alcanzó la cifra de 1.5 GWh, la cual estuvo prácticamente concentrada en la Costa Atlántica del país. El consumo de energía eléctrica en 1994 se elevó a 1,089.1 GWh, de los cuales el sector residencial absorbió 36.6%; la industria 19.3%; el sector agropecuario 18%, básicamente para irrigación; el sector comercial 17.6%, y el sector público 7.6%.

El consumo de energía eléctrica mostró un crecimiento del 4.7% durante el primer quinquenio de los años ochenta, sin embargo, debido a los problemas económicos del país, esta tasa se redujo a 2.2% en los siguientes cinco años, a pesar que el producto interno bruto descendió durante toda la década. A partir de 1990, el consumo ha mostrado un comportamiento errático, pues aumentó marginalmente hasta 1993, pero decayó en 1994, al mismo nivel de 1990, motivado en parte por el fuerte racionamiento impuesto por problemas de sequía y disponibilidad de las centrales térmicas.

5. Estructura de la industria

Con la creación del INE en 1979, la nacionalización de todas las empresas privadas y la incorporación de las cooperativas de electrificación rural, la industria eléctrica de Nicaragua se constituyó, a inicios de los años 80, como un monopolio de propiedad pública, verticalmente integrado. Los cambios resultantes de la reforma a su ley orgánica, en 1992, desintegró horizontalmente el segmento de la producción, al permitir la presencia de otros actores.

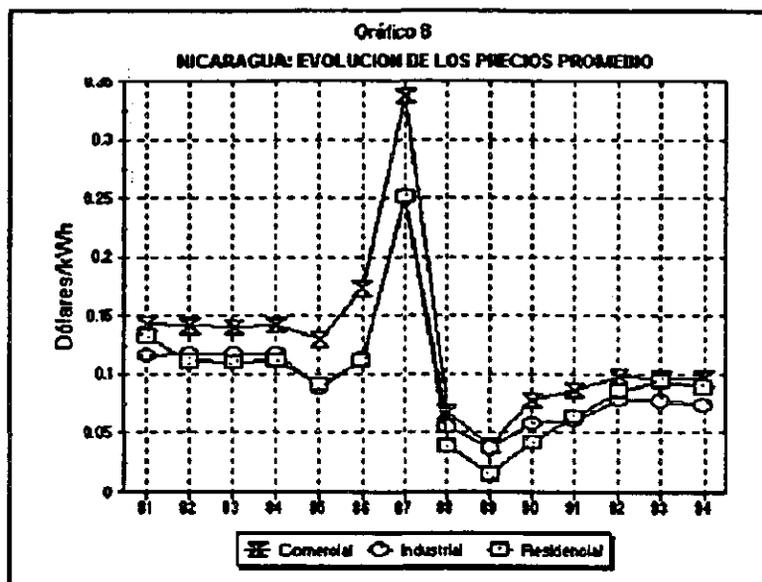
Por tanto, para finales de 1994, la industria eléctrica en Nicaragua estaba conformada por el INE, como empresa verticalmente integrada, con la generación y el monopolio de la transmisión y la distribución, y por una empresa de producción, cuyas obras aun estaban en fase de construcción. El grado de concentración, en el segmento de la producción, era 100%, debido a que toda la capacidad en operación pertenecía a dicho instituto. Por otro lado, el INE continuaba teniendo el centro de despacho de carga, como responsable de la operación del sistema nacional y de los intercambios de energía eléctrica con los países del bloque sur de la Interconexión Regional de América Central.

6. Desempeño de la industria

A partir de 1980, el mecanismo de fijación de las tarifas eléctricas no estaba contemplado en ninguna ley, más bien, dichas tarifas se establecían en forma arbitraria, en función de objetivos macroeconómicos, sociales y políticos del gobierno, alejados de cualquier concepto de eficiencia asignativa (costos marginales). Aun más, durante varios años la tarifa no llegó a cubrir los costos medios de operación y mantenimiento, causando déficits en las finanzas del INE. Esta situación se presentó aun recientemente, en los años 1991, 1992 y 1994. Con respecto a la estructura de las tarifas, existió durante toda la década de los años ochenta, un subsidio cruzado de los sectores comercial e industrial al residencial. Tan solo en 1991 se eliminó el subsidio del sector industrial, pues retomó un menor valor relativo con respecto a las tarifas de los otros sectores, sin embargo continuó habiendo un diferencial notable entre el sector comercial y el residencial (véase gráfico 6).

Por otra parte, el INE definió una estrategia de inversiones, en el período 1980-1990, centrado en una mayor utilización de los recursos energéticos nacionales. En este sentido, logró diversificar las fuentes primarias de producción, al aprovechar los recursos geotérmicos nacionales, con la instalación de dos unidades de 35 MW en el campo de Momotombo. Sin embargo, con respecto a los recursos hidroeléctricos, la ampliación fue muy marginal, pues sólo entraron en operación 3.4 MW de dos minicentrales. En resumen, el programa de inversiones del INE, pese

a estar orientado a una mayor utilización de los recursos energéticos nacionales, no pudo llevarse a la realidad, en razón de los problemas políticos que incidieron en la capacidad de obtención de los financiamientos necesarios para la elaboración de los estudios correspondientes y la construcción de dichas obras.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Durante el período 1991-1994, con un entorno diferente, tanto nacional (político, macroeconómico), como internacional (reducción de los préstamos de la banca multilateral para el desarrollo de la industria eléctrica), el INE constituyó la empresa INTERGEOTERM, para la explotación de un nuevo campo geotérmico e instaló una turbina de gas de 27 MW. Esto fue complementado por un programa de rehabilitación de varias unidades termoeléctricas, con el fin de recuperar la capacidad existente.

7. Resultados

La eficiencia productiva de la industria eléctrica en Nicaragua se puede evaluar a través de algunos indicadores específicos. Así, la reserva del sistema eléctrico, definida como la diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima, presentó una tendencia decreciente en el período 1980-1994, como resultado de un programa reducido de instalación de nuevas centrales de producción, por las razones ya anotadas. Sin embargo, esta situación fue aun más crítica, pues la capacidad disponible fue netamente inferior a la capacidad instalada, a causa de la falta de mantenimiento en el parque de generación, particularmente las plantas termoeléctricas. De gran relevancia ha sido también la reducción en la capacidad de producción del campo geotérmico Momotombo, debido a la falta de un programa de perforación de nuevos pozos. Esta situación, aunada en algunos años con

bajos aportes hidrológicos, ha sido la causa de largos períodos de racionamiento en los últimos cinco años.

El nivel de pérdidas del sistema eléctrico de Nicaragua ha mostrado una tendencia creciente, en particular durante los últimos cuatro años, habiendo alcanzado en 1994 el valor de 28.7%. Existen causas técnicas y no técnicas (fraude) que explican este índice tan elevado. Entre las primeras, se pueden mencionar la reducción en los programas de mantenimiento de los circuitos de distribución, la falta de mejoramiento y de nuevas instalaciones en la red, etc. Ahora bien, con respecto al fraude, éste se ha vuelto un problema crítico en el sistema eléctrico de Nicaragua.

La productividad de la mano de obra ha mejorado en los últimos años pero sigue siendo considerablemente baja. En 1993, el indicador clientes/empleados fue de 93, siendo el tercero a nivel del Istmo Centroamericano, luego de Honduras (137) y Guatemala (114). Por su parte, la relación ventas/empleado, alcanzó en 1993 los 298 MWh, cifra inferior al resto de empresas en América Central, cuyo valor máximo alcanza 832 MWh en El Salvador.

Durante los últimos cuatro años, el precio promedio de la energía eléctrica fue inferior al costo promedio en 1991, 1992 y 1994, de forma tal que el margen de operación fue negativo. Lo anterior requirió de transferencias del Ministerio de Finanzas, en los dos primeros casos, y de un préstamo del BID, dentro del programa de reformas del sector energético, en 1994. Esta situación se produjo pese a un programa de incremento tarifario de 1% mensual, lo que demuestra lo insuficiente del aumento. Con respecto a la tasa de rentabilidad de las operaciones del INE, se han tomado los últimos cuatro años, por ser más representativos para los fines de esta evaluación. Dicha tasa fue siempre negativa, excepto en 1993, en que alcanzó un valor inferior al 1%.

La tasa de electrificación nacional llegó en 1994 al 51%, lo cual equivale a que casi la mitad de la población de Nicaragua carece de suministro de energía eléctrica. La región Oriental y el área de Managua observaron los niveles más elevados, en comparación con las regiones Central y Norte.

Con respecto a la eficiencia asignativa, se puede constatar que en términos del nivel de las tarifas de la energía eléctrica, el precio promedio ha permanecido inferior al costo marginal de largo plazo, impactando evidentemente al programa de expansión de dicha institución.

B. ALCANCE Y AVANCE DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

Con el propósito de mejorar la eficiencia del sector, introducir competencia donde fuera factible, movilizar recursos financieros de la iniciativa privada para poder concretar las expansiones del sistema energético y evitar que la falta de suministro de energía se convierta en un obstáculo para el crecimiento económico, el Gobierno de Nicaragua inició, en 1994, los estudios necesarios para introducir reformas legales, regulatorias, institucionales y empresariales en el sector, desconcentrando las funciones que realizaba el INE en los diferentes ámbitos. Dichos estudios fueron financiados por el BID.

La reforma del sector de energía, en su globalidad, tiene como objetivo implantar un esquema que permita expandir la oferta de energéticos de manera más eficiente, con las debidas consideraciones sociales y de protección al medio ambiente. Asimismo, pretende definir y fortalecer el papel del Estado como normador y regulador, reduciendo su presencia en actividades comerciales, excepto donde sea estratégico y en áreas donde la empresa privada no esté en posibilidades de llenar la vacante dejada por el Estado.

La propuesta realizada por el estudio mencionado contemplaba como elemento básico, la separación de las funciones normativas, regulatorias y empresariales del INE, lo cual se traduce en las siguientes acciones institucionales: i) creación de los niveles normativo y regulatorio para todo el sector energía; ii) creación del nivel empresarial en la industria eléctrica de propiedad pública, y iii) reestructuración de la industria eléctrica nacional.

Dicha propuesta presentaba también un calendario para el proceso de implementación, conformado por tres fases. Una primera fase contemplaba toda una serie de estudios preparatorios necesarios para el inicio del proceso de reforma en sí, como la preparación de las nuevas normas legales, y el estudio de corporativización que realiza la firma sueca Sydkraft. La segunda fase comprendía todos los pasos requeridos para concluir con la corporativización de las empresas públicas y la organización de los niveles normativo y regulatorio del sector. Esta fase tenía como objetivo la desintegración del INE en dos entes, uno a nivel ministerial, con las funciones normativas y regulatorias, y otro, la empresa eléctrica, verticalmente integrada, con generación, transmisión y distribución. La tercera fase comprendía una serie de estudios y acciones encaminados a conformar, la empresa pública verticalmente integrada en dos empresa, una de generación y otra de transmisión y distribución.

El estudio en mención sirvió de referencia para la elaboración del programa de reformas del sector energético, convenido entre el Gobierno de Nicaragua y el BID. Este programa contempla, en lo que se relaciona con la industria eléctrica,^{24/} las siguientes actividades: i) creación del Ente Regulador del sector energético; ii) preparación de la ley de la industria eléctrica y su reglamento; iii) la corporativización de las empresas eléctricas de propiedad pública, y iv) la definición de una nueva estructura tarifaria.

Las principales acciones llevadas a cabo a la fecha, dentro de este programa acordado con el BID, son las siguientes:

1. Creación de la empresa eléctrica ENEL

Con fecha 1 de noviembre de 1994, el Poder Ejecutivo de Nicaragua decretó la creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), bajo el considerando de que se requiere organizar una empresa estatal, con giro comercial, para el suministro del servicio público de energía eléctrica, comprendiendo los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización.

^{24/} Existen acciones definidas también para el subsector de hidrocarburos.

Las funciones de esta nueva empresa son las siguientes:

- a) **Generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica.**
- b) **Comprar y vender energía eléctrica.**
- c) **Investigar las necesidades presentes y futuras de energía eléctrica.**
- d) **Investigar y explotar los recursos convencionales y no convencionales para la producción de energía eléctrica.**
- e) **Elaborar el Plan de Expansión de la Empresa para el corto, mediano y largo plazos.**
- f) **Coordinar el Centro Nacional de Control de Carga y la operación del Sistema Interconectado Nacional.**

Dentro de estas funciones, la ENEL no solamente generaría con sus propias centrales, sino que compraría a los productores independientes y a los cogeneradores. El patrimonio inicial de esta empresa comprende los bienes muebles e inmuebles, instalaciones, etc., que pertenecían al antiguo Instituto Nicaragüense de Energía.

2. Concentración y consolidación de los niveles normativo y regulatorio en el INE

Paralelo a la creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad, se conformó un nuevo INE, en el que sólo quedaron las funciones normativas del antiguo organismo, agregándosele las nuevas funciones regulatorias. Su ámbito de acción cubre todo el sector energía.

3. Preparación de un anteproyecto de ley de la industria eléctrica

El nuevo Instituto Nicaragüense de Energía, junto con otros ministerios del Gobierno de Nicaragua, preparó un anteproyecto de ley de la industria eléctrica, el cual se encuentra actualmente en consideración en el Poder Ejecutivo. Posteriormente, será remitido al Poder Legislativo para su aprobación final. Dado que este anteproyecto de ley representa una versión acordada entre varios ministerios, ha sido utilizado como base para analizar la futura conformación de la industria eléctrica.

De acuerdo a dicho anteproyecto, las actividades de la industria eléctrica serán guiadas por los siguientes objetivos:

- a) **Seguridad, continuidad y calidad en la prestación del servicio eléctrico;**
- b) **Eficiencia en la asignación de los recursos energéticos, con el objeto de alcanzar el costo de producción mínimo.**
- c) **Promoción de la competencia y atracción del capital privado.**

- d) **Protección de los clientes del servicio de electricidad.**
- e) **Cumplimiento de las normas de protección y conservación del medio ambiente y de seguridad industrial.**

La organización institucional contempla que tanto el nivel normativo como regulatorio cubrirán a todo el sector energía, manteniendo así una visión integral y coherente del sector. El primer nivel le corresponderá a un Ministerio u Organismo del Estado designado por la Presidencia, el cual no fue definido en el anteproyecto de Ley.^{25/} Por su parte, el nuevo modelo de la industria establece la desintegración vertical y horizontal de la empresa estatal.

Asimismo se contempla que las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica constituyen un servicio público de carácter esencial, requiriendo de una concesión otorgada por el ente regulador. Por su parte, la generación y la transmisión requerirán tan solo de licencias.

Con respecto a disposiciones transitorias, el anteproyecto de ley define un período de doce meses, a partir de la publicación de la ley, para que las empresas eléctricas adecuen su organización al nuevo modelo.

4. Continuación de los estudios de corporativización y de tarifas

Con la cooperación de la Agencia Sueca para el Desarrollo Internacional (ASDI), en 1993, el entonces INE firmó un contrato de consultoría para implantar una nueva estructura administrativa de carácter empresarial, basada en principios económicos y comerciales, mediante: i) la descentralización de la institución; ii) la implantación de un nuevo sistema de control y simulación financiera; iii) la implantación de nuevos sistemas de información y computación, con énfasis en los sistemas de gestión financiera contable y comercial; iv) la implantación de planes de desarrollo para un período de 10 años, y v) la implantación de un programa de reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Con base en los avances obtenidos en el programa, el INE reorganizó, en marzo de 1994, las actividades empresariales en una estructura descentralizada, compuesta fundamentalmente por las siguientes divisiones:

- a) **División de generación, responsable de la operación y mantenimiento de las plantas de generación de electricidad.**
- b) **División de transmisión, responsable del despacho económico de las plantas de generación, del transporte y transformación de electricidad, de las compras, ventas e intercambios de energía con otros países.**

^{25/} El anteproyecto de Ley define como posición dominante la ejercida por un actor económico, cuando atiende más del 25 % del mercado de sus servicios.

c) División de distribución, responsable de la operación y mantenimiento de las redes de distribución y comercialización de la electricidad

d) División de ingeniería y proyectos, responsable del diseño y supervisión, así como de la administración de proyectos de expansión del sistema eléctrico.

e) Dirección sectorial de energía, responsable de normar y regular el sector de energía. Esta Dirección fue posteriormente trasladada al nuevo Instituto Nicaragüense de Energía, con la creación de la empresa ENEL, en enero de 1995.

El objetivo de esta reorganización fue convertir a cada división del INE en una unidad autónoma, con el control sobre sus bienes, recursos, ingresos y egresos operativos, bajo la supervisión del nivel central del INE, quien mantendría la responsabilidad de las inversiones y la contratación y amortización de la deuda. Al considerar cada división como un centro de utilidad, cada una debe facturar a las otras los servicios que presta.

A la fecha continúa ejecutándose dicho estudio de corporativización, así como el estudio de tarifas en base a costos marginales.

C. FUTURA ORGANIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

Para evaluar la futura organización de la industria eléctrica en Nicaragua se ha tomado como base el anteproyecto de ley de junio de 1995. Es conveniente mencionar que, entre la estructura vigente en la industria eléctrica y la que se deriva de este anteproyecto de ley, existe una serie de cambios fundamentales, que deberán ser implementados en el futuro. De por sí, estos cambios van más allá del programa de reformas de la industria eléctrica acordado con el BID, el cual se encuentra actualmente en ejecución.

1. Sistema de Reglamentación

La regulación, supervisión y fiscalización de las actividades de la industria eléctrica estarán a cargo del INE, cuyas funciones generales están señaladas en su ley orgánica, teniendo además las siguientes funciones especiales en relación con el subsector eléctrico.

- i) Velar por los derechos de los consumidores;
- ii) Declarar y disponer de la caducidad de las concesiones de distribución y la revocación e las licencias para generar y transmitir energía eléctrica;
- iii) Otorgar, prorrogar y cancelar las licencias y concesiones, según corresponda, para la instalación y operación de centrales eléctricas, la transmisión de la energía eléctrica y la operación de los servicios de distribución y comercialización de electricidad;

- iv) **Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de las empresas concesionarias y titulares de licencia;**
- v) **Designar interventores en su caso;**
- vi) **Velar por la calidad del servicio eléctrico y definir sus indicadores de calidad, confiabilidad y seguridad;**
- vii) **Establecer las categorías de grande, mediano y pequeño consumidor con base en parámetros técnicos y económicos;**
- viii) **Aprobar y controlar las tarifas de venta de energía de las empresas de distribución a los consumidores finales, medianos y pequeños;**
- ix) **Aprobar y controlar las tarifas por peaje para los usuarios de las redes de transmisión y distribución;**
- x) **Expedir regulaciones específicas para velar por la eficiencia de la generación eléctrica;**
- xi) **Aprobar e inspeccionar las obras e instalaciones de los concesionarios y titulares de licencia para la producción y entrega de la energía eléctrica, con el fin de comprobar el cumplimiento de las normas de seguridad operativa y control ambiental;**
- xii) **Aprobar, inspeccionar y controlar los instrumentos de medición instalados por el concesionario y titulares de licencia para el registro de la producción y entrega de la energía eléctrica; y**
- xiii) **Aplicar las sanciones establecidas.**

Las actividades de regulación del INE, serán financiadas con lo recaudado por concepto de un cargo por el servicio de regulación que los concesionarios y titulares de licencia sujetos a regulación, inspección y control deberán incluir en sus tarifas. Dicho cargo será enterado mensualmente y lo fijará el INE, con base en un estudio, para cubrir su presupuesto y no será mayor al 1.5% de la facturación de las actividades que realicen los concesionarios y titulares de licencias.

2. Estructura de la industria

La futura estructura de la industria eléctrica en Nicaragua, una vez realizados todos los cambios pertinentes, se caracterizará por una desintegración vertical, a causa de la separación de los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización así como por una desintegración horizontal, dada la existencia de varias empresas de generación y de distribución.

El Anteproyecto de Ley define sólo el régimen de propiedad para la empresa de transmisión, la cual será pública; sin embargo, para las otras empresas no existe limitación alguna, por lo que se deduce la posibilidad de coexistir empresas de régimen diverso (públicas, privadas, mixtas, municipales, etc).

La actividad de producción de energía eléctrica estará totalmente liberada, pudiendo cualquier agente económico instalar sus centrales de generación, limitada sólo al cumplimiento de las normas de seguridad y de protección del medio ambiente. Por su parte, la transmisión operará bajo la modalidad de acceso abierto, de forma tal que todos los agentes económicos participantes de las actividades de la industria eléctrica o los consumidores no regulados podrán transportar electricidad a través de las instalaciones de la empresa de transmisión, de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente. Esta actividad de transporte en alta tensión estará a cargo de una empresa pública que tendrá bajo su responsabilidad también el Centro Nacional de Despacho de Carga y las interconexiones con los países vecinos. Para estos dos primeros segmentos de esta industria se requerirá de una licencia para operar.

Ahora bien, la distribución y comercialización de energía eléctrica será ejercida por diferentes empresas, requiriendo para ello de una concesión. Estas empresas están autorizadas a instalar generación propia hasta 5 MW, cuando se encuentran integrados al Sistema Interconectado Nacional. Dicha limitación no se aplicará a los sistemas aislados.

3. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico lo conformarán las empresas de producción de electricidad, de transmisión y de distribución, así como los clientes. Estos estarán clasificados como consumidores "regulados" y consumidores no regulados". Los primeros son aquellos usuarios finales pequeños y medianos. Los grandes consumidores (no regulados), son aquellos con una carga superior a los 2 MW, los cuales podrán escoger una empresa de generación para el suministro de electricidad, pagando los servicios de transporte de la empresa de transmisión y de la empresa concesionaria de distribución, en la zona donde se ubica tal consumidor. Sin embargo, se establece también que las empresas de distribución estarán obligadas a suministrar energía eléctrica a cualquier persona ubicada en su zona de concesión.

Por su parte, las empresas concesionarias de distribución y comercialización deberán mantener capacidad suficiente, mediante contratos con empresas generadoras, para garantizar la demanda de energía eléctrica en sus áreas de concesión, para un horizonte de 24 meses

Otros elementos importantes en el segmento de la distribución se refieren a: i) posibilidad de las empresas de distribución de solicitar aportes en efectivo a los usuarios para la construcción de las obras requeridas para su abastecimiento, siendo dichos aportes reembolsables; ii) servicio de alumbrado público estará regido por un contrato entre la empresa pública y la respectiva alcaldía municipal; iii) obligación de realizar una encuesta de calidad, etc. Adicionalmente, se establece la responsabilidad de los agentes económicos presentes en la

industria eléctrica, por daños materiales ocasionados a la propiedad de sus clientes, para lo cual deberán constituir un fondo de reserva.

Desde el punto de vista de la oferta, el mercado eléctrico estará dividido en el Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas Aislados.

4. Operación del sistema eléctrico

La operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) estará a cargo de la empresa pública de transmisión, a través del Centro Nacional de Despacho de Carga, y su operación estará guiada por los siguientes criterios:

- a) En el segmento de la generación se contemplan que cualquier agente económico podrá conectar sus instalaciones de generación eléctrica al SIN, previo cumplimiento de las normas técnicas requeridas. Por su parte, la operación de las centrales generadoras, conectadas registrará por los reglamentos del Centro Nacional del Despacho Nacional de carga. Cualquier generador podrá suscribir contratos de compraventa de electricidad con otros generadores, distribuidores o grandes consumidores, de acuerdo con las disposiciones correspondientes.
- b) La transmisión operará bajo la modalidad de acceso abierto, de forma tal que todos los agentes económicos participantes de las actividades de la industria eléctrica o los consumidores no regulados podrán transportar electricidad a través de las instalaciones de la empresa de transmisión, de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente.
- c) El Centro Nacional de Despacho de Carga contará con un Consejo de Operación para establecer y fiscalizar los aspectos técnicos que garanticen que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica. El Consejo de Operación contará con la participación de representantes de empresas que conforman el SIN.

Las principales funciones del Centro Nacional de Despacho de Carga serán las siguientes:

- i) realizar la operación del SIN, incluyendo las interconexiones internacionales, al mínimo costo y en forma segura y confiable; ii) coordinar la programación del mantenimiento preventivo y correctivo en el SIN; iii) elaborar el reglamento de operación del SIN; iv) determinar el valor de los intercambios de corto plazo en el mercado de ocasión, resultantes de la operación del SIN de acuerdo con el reglamento; v) registrar y contabilizar la energía eléctrica producida por cada empresa generadora y entregada a cada empresa de distribución o gran consumidor.

La operación de los sistemas interconectados aislados que no son parte del SIN se hará a través de su propio centro de control, en caso de conectarse al SIN, sus operaciones serán regidas por el Centro Nacional de Despacho de Carga. Estos sistemas estarán obligados a interconectarse cuando el INE lo exija por causa de interés público o conveniencia económica.

5. Sistemas de precios

El régimen tarifario contemplará un régimen de precios libres y uno de precios regulados. El primero comprenderá las transacciones entre empresas generadoras, cogeneradores, auto-productores, empresas de distribución y grandes consumidores, así como las importaciones y exportaciones de energía eléctrica. El régimen de precios regulado comprenderá las ventas de energía de las empresas de distribución a los consumidores finales, pequeños y medianos, los peajes por transporte de energía y las remuneraciones al Centro Nacional de Despacho de Carga.

El Anteproyecto de Ley establece que el régimen tarifario para los consumidores finales (pequeños y medianos), deberá estar orientado principalmente por los principios de eficiencia económica (costos marginales) y autosuficiencia financiera, para las empresas de distribución y comercialización.

En la definición de las tarifas para los consumidores finales regulados, el anteproyecto de ley establece que en la fórmula de cálculo se tomarán en cuenta:

- i) costos de compra de energía eléctrica, la cual debe ser adquirida mediante un proceso competitivo;
- ii) costos de inversión de las redes de distribución;
- iii) costos de protección al ambiente, y
- iv) gastos de administración, operación y mantenimiento, por unidad de potencia máxima suministrada. Para cuantificar los niveles de pérdida de energía y potencia, se utilizarán como referencia los niveles característicos de empresas eficientes comparables. Estas tarifas podrán incluir ajustes automáticos por concepto de variación en el costo de la compra de energía eléctrica, debido a cambios en el costo del combustible.

Por su parte, las tarifas por los servicios de transporte (peaje), tanto para la transmisión como para la distribución, así como por los servicios prestados por el Centro Nacional de Despacho de Carga, serán definidos por el ente regulador (INE). Estas tarifas se calcularán en base a la cantidad de energía y potencia transmitida, los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas eléctricas del sistema involucrado, bajo el supuesto de que dichos sistemas han sido dimensionados de forma óptima desde el punto de vista económico.

6. Proceso de planificación de las inversiones

La función de planificación de los sistemas de generación y de transmisión corresponde al nivel normativo, a través del ministerio encargado por el poder ejecutivo. Sin embargo, la planificación de los sistemas de distribución estará bajo la responsabilidad de las correspondientes empresas de distribución, en base a los criterios determinados por el INE, como ente regulador. Los planes de expansión resultantes deberán cumplir con diversos criterios, como mínimo costo, confiabilidad, flexibilidad, respetando las regulaciones ambientales.

Conviene mencionar que los planes de expansión de la producción y la transmisión son de carácter indicativo.

Con respecto a la electrificación rural, tema de gran importancia en un país con un índice de cobertura de sólo el 50%, ésta será responsabilidad directamente del Gobierno, quien destinará recursos presupuestarios, a través de los organismos competentes. Asimismo, el Gobierno impulsará estrategias que permitan el uso de fuentes alternas de energía para el suministro de electricidad.

D. COMENTARIOS AL ANTEPROYECTO DE LEY

A continuación se presentan los comentarios al texto del anteproyecto de ley que se han considerado más importantes, con el objeto de proporcionar elementos enriquecedores para las futuras discusiones, tendientes a su aprobación final.

1. Manejo integral del sector energía

Un elemento muy positivo del anteproyecto de ley se refiere al manejo integral del sector energía pues, tanto el nivel normativo (Ministerio) como el nivel regulatorio (INE), abarcarían a todo el sector. Este enfoque integral se justifica plenamente por:

- i) las interrelaciones de los diferentes energéticos, lo que permite promover los procesos de sustitución;
- ii) el peso de la factura energética en la balanza de pagos;
- iii) la importancia relativa de las inversiones del sector energético en la Formación Bruta de Capital Fijo del país;
- iv) la presencia de la energía como insumo en todos los procesos productivos y sociales de la economía de un país, etc. Este aspecto permite también una coordinación más eficiente entre los diferentes subsectores.

2. Carácter indicativo de la planificación

Los planes de expansión de la producción y de la transmisión son de carácter indicativo, lo cual implica que las empresas que se quieran instalar en estos dos segmentos de la industria eléctrica, no tienen ninguna obligación de cumplirlos. Por las condiciones socioeconómicas de Nicaragua, su grado de desarrollo, así como el tamaño de su sistema para los próximos diez años, el ente regulador debería contar con un mecanismo para tratar de promover dicho plan indicativo, por lo menos en una primera etapa transitoria, y que proyectos ajenos a los referidos planes

indicativos sean aceptados únicamente si éstos producen un costo total actualizado menor al correspondiente en el plan vigente.

3. Operación del sistema eléctrico al mínimo costo

Entre las funciones del Centro de Despacho de Carga, está la relacionada con la operación del SIN al mínimo costo. A este respecto, puede existir varias opciones, ya sea despachando las unidades de generación por orden de mérito o respetando los contratos entre los generadores y sus clientes. Aun en el primer caso, se presentan dos alternativas, ya sea usando los costos marginales auditados de las empresas de producción (caso de Argentina), o usando los precios marginales de las ofertas de los productores (caso de Inglaterra). El Anteproyecto de Ley cita la existencia de un Reglamento de Operaciones, en el cual se debe aclarar este concepto. La diferencia entre las alternativas presentadas es significativa.

4. Elaboración de una encuesta de calidad anual

Las empresas de distribución estarán obligadas a efectuar una encuesta para conocer el grado de calidad de su servicio, tal como lo percibe el cliente, correspondiendo al INE definir los procedimientos para su ejecución. Sin embargo, el tema de la encuesta aparece sólo en el artículo 51, sin ninguna otra referencia en el resto del Anteproyecto. Se supone que la utilidad de la encuesta de calidad es permitir al ente regulador, el INE, imponer amonestaciones, y aun sanciones, en caso de resultados negativos durante varios años.

5. Explotación de los recursos naturales para generar electricidad

La exploración y explotación de recursos naturales con el fin de generar electricidad, requiere de licencias y concesiones, las cuales serán otorgadas por el Ministerio (nivel normativo). Considerando que Nicaragua es un país con un grado de aprovechamiento marginal de sus recursos hidroeléctricos y geotérmicos, y que uno de los objetivos del Anteproyecto de Ley es atraer la inversión privada en el país, el Ministerio debería publicar en forma paralela a éste, los procedimientos a seguir para obtener dichas licencias y concesiones.

6. Referencia a sistemas eficientes en la definición de tarifas

El Anteproyecto de Ley establece que, en el cálculo de las tarifas a los consumidores regulados, se considerarán, entre otros, los niveles de pérdidas de empresas eficientes comparables. Asimismo, en la tarifa por uso de los sistemas de transmisión y distribución (peaje), se supondrá que dichos sistemas han sido dimensionados de forma eficiente (minimización de costos). Además del problema práctico de definir empresas eficientes de distribución o sistemas de transporte eficientes, existe una limitación importante para las nuevas empresas, producto de esta

reforma. Estas empresas recibirán los sistemas de transporte en condiciones muy críticas (nivel de pérdidas de 28.7% en 1994), por lo que, al aplicársele la metodología definida en el anteproyecto de ley, podrían llegar a tener, muy posiblemente, pérdidas financieras. Por tanto, debería contemplarse un período transitorio para alcanzar dichas condiciones óptimas, pero definiendo un mecanismo incitativo que promueva un proceso rápido por parte de las nuevas empresas.

7. Ausencia de consideraciones de equidad social

Especialmente notoria es la ausencia en el capítulo de tarifas, de consideraciones de equidad social encaminadas a establecer un sistema de subsidios cruzados, al interior del bloque residencial, para los consumidores de menores ingresos. Este tipo de tarifas sociales es preferible que queden definidas en el contexto de la ley, para evitar que la misma sea cambiada por los gobiernos, en función de otros objetivos. Por tanto, sería conveniente especificar el consumo máximo, por debajo del cual se aplicaría esta tarifa social.

8. Presencia de consideraciones ambientales

Un aspecto relevante en el anteproyecto de ley es la inclusión de un capítulo especial para la conservación del medio ambiente, el cual abarca todas las actividades de la industria eléctrica. De mucha importancia para este tema será la elaboración de los reglamentos respectivos, que deberán fijar las limitaciones y obligaciones necesarias, así como los límites en los niveles de emisión de contaminantes (CO₂, SO₂ y NO_x) en el proceso de generación de electricidad, en particular en el caso de los generadores independientes de electricidad, induciendo la utilización de tecnologías que reduzcan tales emisiones. En estos reglamentos se deberá incluir también el caso de las centrales térmicas que utilizan desechos industriales o radiactivos de países extrarregionales. Adicionalmente, el anteproyecto permite que en el cálculo de la tarifa de distribución se incorporen los costos de protección al medio ambiente. Siendo ésta una medida muy positiva, el ente regulador deberá definir su grado de aplicación.

9. Necesidad de reglamentos para la aplicación de la Ley

Dentro del texto del Anteproyecto de Ley se enuncia su propio reglamento, así como el de operación del sistema, el de servicios eléctricos, etc. El éxito de la reforma estará en función de la elaboración y publicación de dichos reglamentos, previo a su inicio. Sumo cuidado se debe tener para que los términos técnicos y económicos no se presten a interpretaciones dudosas.

IV. ANALISIS COMPARATIVO DE LAS REFORMAS BOLIVIANA Y NICARAGUENSE

En base a los elementos contenidos en los capítulos anteriores, a continuación se presentan algunas consideraciones de carácter precautorio, destinadas a colaborar en lo posible al cumplimiento efectivo de los objetivos de eficiencia y equidad subsectorial de las reformas. Adicionalmente, se presenta un análisis comparativo de ambas reformas, el cual es bastante restringido, en razón a su diferente grado de implementación. De ello se derivan algunas conclusiones sobre los procesos iniciados en estos dos países.

A. REFLEXIONES PRECAUTORIAS A LOS PROCESOS DE REFORMA

Tomando en consideración las primeras experiencias internacionales en reformas de la industria eléctrica, se describen a continuación algunas reflexiones de carácter precautorio a los procesos de Bolivia y Nicaragua. Conviene mencionar que ambas reformas son de tipo radical, pues promueven la desintegración vertical y horizontal de su respectiva industria eléctrica.

1. La reforma y el modelo industrial seleccionado

a) Tamaño de los sistemas y nivel de competencia resultante

De las primeras experiencias de reforma de la industria eléctrica, de tipo radical, sobresalen los casos de Inglaterra, Argentina y Chile, cuyos sistemas eléctricos tenían, al momento de implementar la reforma, una capacidad instalada de aproximadamente 70,000 MW, 15,000 MW y 3,000 MW, respectivamente. En todos estos casos, las reformas contemplaban la desintegración vertical de la industria, con el fin de introducir la competencia en el segmento de la producción. Sin embargo, en la realidad se constata que sólo en Argentina se ha organizado un verdadero mercado competitivo entre generadores eléctricos, mientras que, en los otros dos casos, se cuestiona fuertemente el nivel de competencia resultante, el grado de concentración de la industria, etc. A nivel conceptual, la justificación de estas reformas radicales no puede utilizarse directamente en el caso de sistemas pequeños, con capacidades inferiores a los 1,000 MW, pues las ventajas y desventajas pueden ser muy diferentes.^{26/} La introducción de la competencia en un sistema pequeño no tiene las mismas características y efectos que en el caso de uno de gran tamaño. Es importante mencionar que la desintegración horizontal del segmento de la producción de la empresa pública principal no se traduce necesariamente en la instalación de verdaderas condiciones de un mercado competitivo. Al contrario, muy probablemente se pierdan algunas ventajas derivadas de economías de escala y de alcance, incrementando consecuentemente los costos de producción de la electricidad.

^{26/} Véase, Bacon R., Restructuring the Power Sector: The Case of Small Systems, The World Bank, Viewpoint, FPD Note No. 10, junio 1994.

El sistema eléctrico boliviano es el más pequeño de América del Sur, y el de Nicaragua el menor en América Central. El primero es el décimo más pequeño de toda América Latina, mientras que el nicaragüense ocupa el sexto en dicha escala. En resumen, se está en presencia de dos sistemas pequeños, tanto en valores absolutos (como de menor a mayor) relativos.

En principio, la competencia real en el mercado de generación eléctrica de Bolivia dependerá básicamente de los resultados del proceso de capitalización de la ENDE, así como la rápida adecuación de COBEE a la nueva estructura que la legislación prevé. Sin embargo, la existencia de cuatro generadores importantes no asegura las condiciones para un mercado competitivo. Por otro lado, la restricción inicial para que se incorporen productores independientes en el SIN, a efectos de optimizar el proceso de capitalización de la ENDE, iría en detrimento de las posibilidades de alcanzar una mayor competencia en el segmento de la generación. Al respecto, sería recomendable revalorar este tema, a partir de los resultados que se obtengan en el proceso de capitalización de la ENDE.

En el caso de la reforma nicaragüense, la situación es más crítica, pues sólo contempla la desintegración vertical de la principal empresa pública. La existencia de una empresa mixta en el corto plazo, así como de un número reducido de productores independientes en el mediano plazo, no son garantía tampoco de condiciones competitivas en el segmento de la generación.

b) Desintegración vertical y costos de transacción

La desintegración vertical de una industria conlleva un incremento en los costos de transacción, al existir un mayor número de agentes económicos. En el caso de una industria regulada, adicionalmente se tiene que considerar que el ente regulatorio tendrá que dedicar mayores esfuerzos y recursos humanos para vigilar el cumplimiento del marco regulatorio entre un mayor número de empresas. Esto es muy importante en aquellos países con escasos profesionales especializados en el tema de la regulación. Por otro lado, se debe analizar si las ganancias por la introducción de la competencia en la generación sobrepasan los costos por las pérdidas en coordinación entre la generación y la transmisión. Esto dependerá, en gran medida, de su implementación práctica.

c) Peligros de colusión de productores de electricidad

Cuando la reforma de la industria pretende la formación de un mercado libre en el segmento de la producción de electricidad, existe la posibilidad real de prácticas colusivas entre los oferentes que, en la realidad, conlleven a una situación cartelizada u oligopólica de dicho mercado (como se reporta para el caso de Inglaterra). La solución teórica a este problema es la atomización de la oferta de electricidad, sin embargo, en sistemas eléctricos de pequeño tamaño, esta solución es impracticable. En estos casos debería analizarse la posibilidad de mantener la estructura de los sistemas verticalmente integrados, abriendo el segmento de la generación a productores independientes.

En la reforma boliviana, la presencia de cuatro generadores principales en la industria no asegura la ausencia de prácticas colusivas en el futuro. En el caso de Nicaragua, no se conoce el número de actores en el segmento de la generación en el mediano plazo.

d) Posibilidad de una reintegración vertical de la industria

En las reformas que contemplan la desintegración vertical de la industria eléctrica, siempre existe el riesgo de que posteriormente las empresas efectúen una cuasi-integración vertical, o que productores de fuentes primarias, como petróleo y gas, se integren verticalmente con generadores de electricidad. En la práctica, se encuentran casos similares en Inglaterra, Argentina y Chile.

En el caso de Bolivia, la ley impone una serie de restricciones para la reintegración vertical de las empresas eléctricas; sin embargo, no elimina la posibilidad de que empresarios ligados a la producción de gas natural tengan, directa o indirectamente, licencias para generar electricidad. Esto permitiría una estructura vertical con ventajas artificiales para estas empresas. Por su parte, el texto del Anteproyecto de Ley de Nicaragua limita la posibilidad de que una empresa tome una posición dominante en el mercado. Sin embargo, en la práctica, en casos de cuasi-integración vertical, con empresas cuya propiedad está distribuida entre varios accionistas, resulta difícil comprobar una posición dominante por parte de dicha empresa.

e) Peligro de concentración del poder económico

En el caso de que las reformas contemplen privatizaciones de las empresas eléctricas, se pueden producir concentraciones inconvenientes de poder económico. Al respecto, es conveniente tomar en cuenta las experiencias ya materializadas, especialmente en América Latina. En particular, la nítida separación de las actividades de la producción de energía primaria (petróleo, gas, etc), generación de electricidad, transmisión y distribución, así como la separación empresarial y propietaria entre dichas actividades, parecen ser medidas tendientes a evitar concentraciones inconvenientes de poder económico y preservar la ocurrencia de situaciones de privilegio frente a terceros.

2. La reforma y el suministro de electricidad

a) Seguridad de abastecimiento de electricidad a nivel del país

La búsqueda de mayor participación de las fuerzas del mercado y la menor intervención del Estado en la economía, no significan que este último pueda omitir o delegar su papel central como conductor de la economía y del proceso de desarrollo. En tal perspectiva, la seguridad del abastecimiento eléctrico a las actividades de la economía, así como la provisión del servicio público de electricidad a los usuarios, deberían ser una responsabilidad estatal ineludible, cuya ejecución muy bien podría confiarse a los agentes económicos del sector privado. Sin embargo, algunas reformas de la industria eléctrica han dejado a las fuerzas del mercado asegurar el

abastecimiento futuro de energía eléctrica. En esos países existe generalmente un mercado de capital bien establecido, particularmente los fondos de pensión privados, que se han convertido en grandes inversionistas institucionales del subsector eléctrico. Aun en el caso de Chile, el Estado, bajo el principio de subsidiaridad, se ha reservado el derecho de intervenir en la industria eléctrica, en caso de que los actores privados no pudieran asegurar el suministro al país.

En el caso de la nueva Ley de Electricidad boliviana no está previsto el principio de seguridad del abastecimiento eléctrico. Sin embargo, puede colegirse tal principio en forma implícita en la parte que se legisla sobre las intervenciones preventivas. En efecto, el artículo 35 de la Ley de Electricidad establece, en la parte pertinente, que "cuando se ponga en riesgo la normal provisión del servicio, la Superintendencia de Electricidad, mediante procedimiento público y resolución administrativa debidamente fundamentada, podrá decidir la intervención preventiva del Titular". Sin embargo, no existe, salvo para el caso de los eventuales proyectos de electrificación rural, la obligatoriedad del suministro para mercados nuevos o existentes de escaso interés para los actores privados. En tales situaciones, resulta muy probable que éstos se vean retrasados en sus aspiraciones de suministro o de interconexión al SIN.

Por su parte, de la lectura del anteproyecto de ley se deduce que la seguridad de abastecimiento de electricidad para Nicaragua estará determinada por las fuerzas del mercado, pues no existe ninguna entidad oficial responsable de ello.

b) Grado de cobertura del servicio de electricidad

Los procesos de reforma ya aplicados, tanto en América Latina como extrarregionalmente, fueron realizados inicialmente en países con un elevado nivel de cobertura del servicio (Argentina, Chile, etc). En razón a los niveles de electrificación de Bolivia y Nicaragua, los respectivos gobiernos deberán poner especial énfasis en las políticas de expansión de la cobertura del servicio eléctrico, ya que en la actualidad alcanzan el 56% y el 51%, respectivamente. A pesar de que los gobiernos serán los responsables de financiar la electrificación rural, asignando fondos cuando los hubiera, es conveniente mencionar que el proceso de reforma, paralelamente a la introducción de mejoras en la eficiencia del sector, podría significar incrementos tarifarios significativos, los que, dado el nivel de ingresos de los habitantes, desincentivarán la conexión de los clientes de más bajos ingresos en el campo.

3. La reforma y el nuevo sistema tarifario

a) Aplicación de nuevas tarifas para clientes regulados

Un elemento fundamental de los procesos de reforma radica en la formulación de tarifas basadas en criterios económicos, de forma tal que los usuarios pagan de acuerdo con el costo que imponen sobre los sistemas, no existiendo teóricamente la posibilidad de subsidios cruzados,

con la excepción de la tarifa social para un primer bloque de consumo. En Nicaragua, en razón a las distorsiones existentes en las tarifas, tanto de nivel como de estructura, es importante tener en cuenta los incrementos significativos que las reformas habrán de suponer. Al respecto, es importante establecer metas en el tiempo suficientemente realistas, a fin de corregir dichas distorsiones en forma política y socialmente aceptable. Algo similar sucede también en Bolivia.

b) Posibilidad de subsidios cruzados

En las reformas con precios desregulados para los grandes consumidores y precios regulados para los clientes cautivos, existe siempre el riesgo de que las empresas de distribución traten de mantener a los grandes consumidores dentro de su área de concesión, por las ventajas inherentes ya que se trata de ventas en bloques, generalmente con altos factores de carga y de potencia. El resto de sus clientes pertenecerán principalmente a los sectores residenciales y comerciales. Al estar prohibidos los subsidios cruzados, muy posiblemente las empresas de distribución introducirán, en forma muy sutil, precios especiales para los grandes clientes, en detrimento de los clientes cautivos. Este tema deberá ser cuidadosamente supervisado por los entes reguladores.

B. ELEMENTOS COMPARATIVOS DE AMBAS REFORMAS

Existe una dificultad metodológica para comparar las reformas descritas anteriormente, a causa del grado disímil de su avance en la implementación, a comienzos de 1995. Por un lado, en Bolivia, las leyes principales relacionadas con las reformas de la industria eléctrica habían sido aprobadas por el poder legislativo, estando en proceso de ponerlas en práctica. Mientras que, en Nicaragua, el poder ejecutivo tenía un anteproyecto de ley, el cual se introduciría a la Asamblea Nacional en meses subsiguientes. A pesar de ello, se tratará de identificar aquellos elementos que pueden ser comparados, con el objeto de sacar algunas conclusiones.

1. El régimen de propiedad pública de las empresas eléctricas en el pasado y su eficiencia

A este respecto, conviene resaltar que en la industria eléctrica boliviana coexistían históricamente empresas públicas, privadas y mixtas, en un esquema que se apartaba del modelo tradicional en América Latina. Adicionalmente, a pesar del régimen de propiedad pública de la empresa ENDE, los diferentes gobiernos de este país le permitieron un desarrollo eficiente, que se reflejaba en una administración empresarial, con una fuerza de trabajo racional, un programa acelerado de nuevas instalaciones de centrales de generación y de líneas de transmisión, con resultados económicos y financieros positivos. En los últimos años, el cumplimiento del contrato de rendimiento firmado con el gobierno fue exitoso, con sobrecumplimiento en los indicadores de eficiencia. Por el contrario, la industria eléctrica en Nicaragua siguió el modelo regional

predominante, conformado por una empresa pública, como monopolio verticalmente integrado. Asimismo, su régimen de propiedad permitió a los gobiernos de este país la posibilidad de imponer a dicha empresa una estrategia de precios, cuyos objetivos respondieron más a consideraciones macroeconómicas, sociales o políticas, que a una gestión eficiente. Las consecuencias de dicha estrategia fueron la ineficiencia productiva y asignativa del INE. Un elemento importante a notar en ambos casos es la existencia de marcos regulatorios adecuados. En Bolivia, el Código Nacional de Electricidad proporcionó un marco general de referencia para el desarrollo de las empresas del subsector; sin embargo, en el caso de Nicaragua, la ley de electricidad fue totalmente ignorada por el INE, ya que en su ley orgánica estaban funciones contempladas en la primera. Esta situación permitió en Nicaragua las continuas intervenciones de los gobiernos en la administración de la empresa, provocando que la gestión misma se alejara de las prácticas comerciales habituales.

2. Punto de partida de las reformas

Las reformas analizadas fueron promovidas por los actuales gobiernos de Bolivia y Nicaragua, quienes tomaron el poder en los años 1993 y 1990, respectivamente. En el primer caso, la situación macroeconómica mostraba un claro proceso de recuperación, a partir de las medidas implementadas desde 1985. Por su parte, en Nicaragua, el nuevo gobierno recibió una economía en crisis, con una elevada alza de los precios, una recesión económica, un déficit comercial agudo, una desmonetización interna, etc. Otro punto a mencionar es que los nuevos gobiernos tenían en su plataforma electoral programas favorables a la liberalización y apertura de la economía, la reducción del papel del estado, etc., de manera que la reforma de la industria eléctrica se inscribió, en ambos casos, en procesos más generales que abarcaban a toda la economía. A nivel subsectorial, las empresas eléctricas públicas bolivianas presentaban una gestión eficiente, mientras que en Nicaragua, el INE se encontraba en una situación muy crítica. En resumen, el punto de partida para ambos casos tuvo como único eje común la instalación de gobiernos proclives a los procesos de reforma estructural económica ya que, tanto en la situación macroeconómica como en la gestión de sus empresas eléctricas, Bolivia presentaba resultados favorables, contrarios a los del segundo país.

3. Características principales de los subsectores eléctricos

Los puntos de similitud con respecto a las características técnico-económicas de ambos subsectores eléctrico son numerosos. Los dos sistemas son muy pequeños, de 756 MW y 394 MW, respectivamente, siendo de los menores de toda América Latina. Ambos presentaban una alta integración vertical y un elevado grado de concentración, a nivel de la producción de electricidad. La cobertura del servicio eléctrico es inferior al 60%, pues Bolivia alcanza el 56%, mientras que Nicaragua llega tan solo al 51%. Los consumos per cápita son de los menores en América Latina, pues alcanzan en 1994 sólo 311 KWh/hab y 256 KWh/hab, respectivamente. Ahora bien, con respecto a los recursos naturales primarios para la producción de electricidad.

Bolivia cuenta principalmente con gas natural e hidroelectricidad, correspondiendo, en el caso de Nicaragua, a hidroelectricidad y geotermia.

4. Modelo de reforma seleccionado

Del análisis de los marcos jurídicos de ambos países, se constata que el tipo de reforma seleccionada es radical, pues comprende la desintegración vertical y horizontal de sus empresas eléctricas públicas. El caso boliviano es más amplio pues, mediante el proceso de capitalización, las empresas públicas resultantes de la desintegración (excluyendo la transmisión) se transformarían en Sociedades Anónimas Mixtas, para posteriormente convertirse en Sociedades Anónimas, con el aporte de capital de nuevos inversionistas. En ambos casos, la instalación de futuras centrales de generación estaría a cargo de la empresa privada, de forma tal que en el futuro el Estado boliviano sólo tendría la empresa de transporte. Por su parte, en Nicaragua, el anteproyecto de ley sólo establece que la empresa de transmisión seguirá siendo de propiedad pública, sin límites para otras empresas que operan en los segmentos de la generación y la distribución.

5. Organización resultante en las respectivas industrias eléctricas

En ambas reformas se contempla la creación de un ente regulador; sin embargo, en el caso de Bolivia se trata de una oficina multisectorial, pues abarca también a otros sectores, como las telecomunicaciones, los hidrocarburos, etc., mientras que en Nicaragua se contempla un ente sectorial energético. Asimismo, los respectivos mercados eléctricos estarán conformados por los productores, transportistas, distribuidores, clientes regulados y no regulados. La eficiencia productiva a corto plazo, en ambos casos, trata de asegurarse con los Centros de Despacho de Carga, estando la transmisión bajo la modalidad de "acceso abierto". Por su lado, la planificación de los segmentos de la generación y la transmisión será de tipo referencial o indicativa, de forma tal que la eficiencia productiva a largo plazo no necesariamente se alcanzará, pues las nuevas centrales de producción serán instaladas en función de las estrategias de las nuevas empresas, sin ninguna obligatoriedad con respecto a un óptimo económico desde el punto de vista nacional. Asimismo, la eficiencia asignativa en ambos casos podría verse comprometida, pues las tarifas se establecerían por el sistema "cost plus", y no como una relación con los costos marginales de desarrollo.

6. Avances de la reforma subsectorial con respecto al programa general

El proceso boliviano se iniciaba precisamente con las reformas de la industria eléctrica, pues la ENDE sería la primera empresa a ser capitalizada, previo a las empresas petrolera, de telecomunicaciones, etcétera. En cambio, el Gobierno de Nicaragua había iniciado, desde 1990, un vasto proceso de privatización de empresas públicas en diferentes sectores de la actividad económica del país, en particular industrias y complejos agroindustriales, de forma que el

subsector eléctrico será, en la práctica, el último en ser reformado. Conviene mencionar que el número de empresas a ser capitalizadas en Bolivia o privatizadas en Nicaragua era totalmente diferente, pues en el segundo país, se vendieron alrededor de 250 empresas públicas. Conviene mencionar que el nuevo gobierno dió un giro completo sobre la concepción de la participación del estado como motor de desarrollo de la economía del país.

C. CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones más importantes del estudio, con la debida precaución por tratarse de una comparación entre dos procesos de reforma con grados de implementación diferentes, y con el agravante de que, en el caso de Nicaragua, el anteproyecto de ley podría ser reformado por el poder legislativo.

a) Las reformas boliviana y nicaragüense pueden ser justificadas por razones financieras, pero difícilmente por razones de eficiencia económica. El proceso de capitalización de la empresa ENDE y la futura participación de inversionistas privados en toda la cadena de la industria eléctrica boliviana, así como la apertura a este tipo de inversionistas en Nicaragua, principalmente en el segmento de la generación, responden a la necesidad de buscar nuevas fuentes de financiamiento para la ampliación de los respectivos sistemas eléctricos. Las reformas macroeconómicas implementadas en ambos países, las cuales imposibilitan las transferencias a las empresas públicas para nuevas inversiones, así como la reducción de fondos disponibles en las fuentes multilaterales y bilaterales para el desarrollo del subsector eléctrico, conllevan a esta nueva estrategia de financiamiento. No podría obviarse una dimensión ideológica en este tipo de reformas, pues éstas responden a la voluntad política de retirar al estado del papel empresario, para concentrarlo en los aspectos normativos y regulatorios. Evidentemente esto último se aplica en mayor grado en el caso de Bolivia.

b) La desintegración horizontal y vertical de ambos sistemas eléctricos es una decisión reñida con la búsqueda de la eficiencia económica, pues las bases teóricas que justifican tal desintegración son muy discutibles, con mayor razón cuando se trata de sistemas de reducido tamaño. Adicionalmente, hasta la fecha, los resultados empíricos, aun en grandes sistemas, son contradictorios con las hipótesis que sustentaron tal reforma. La desintegración vertical de un sistema eléctrico se justifica solamente por las aparentes ventajas de la competencia en el segmento de la generación. En aquellos casos en que por el tamaño del sistema la competencia en dicho segmento no se puede asegurar, la desintegración no tiene ningún sustento, teórico o práctico. Evidentemente las empresas eléctricas públicas tenían un amplio margen para mejorar su eficiencia en la gestión, en particular en el caso de Nicaragua.

d) En Nicaragua los gobiernos no han tenido experiencia como reguladores de una actividad, fuera del control directo de las empresas públicas, lo cual sí existió en cierto grado, en Bolivia. En todo caso, para estas nuevas funciones se requerirá personal profesional especializado en el tema, con suficientes recursos y autonomía para desempeñarlas. Conviene mencionar que estos

entes reguladores se verán enfrentados a poderosos grupos económicos, con gran capacidad de presión, tanto al interior como fuera del país.

e) Existe un riesgo latente en ambas reformas con respecto a la posibilidad de una colusión entre el reducido número de productores, así como a la de una reintegración vertical de las empresas, como ha sucedido en otros países de América Latina. La conformación de estos conglomerados energéticos conduce a un incremento de su poder para ejercer presión ante los débiles entes reguladores.

f) La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico no puede abandonarse a las fuerzas del mercado, pues su rentabilidad, en la mayoría de los casos, no está asegurada. En los principales países industrializados la electrificación rural respondió a proyectos gubernamentales. Bolivia y Nicaragua, con más del 40% de la población sin energía eléctrica, requerirá de una intervención más decidida por parte de los gobiernos, para lograr ampliar la cobertura en sus respectivas sociedades.

Anexo 1

CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO EN 1992

1) Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)

Capacidad Instalada:	468 MW
Energía Generada	1,340.9 Gwh
Energía Vendida	1,343.1 Gwh
Energía Comprada	83.9 Gwh
Líneas de Transmisión	2,340 Km
Activo Fijo Neto en Operación:	423.6 Millones US\$
Patrimonio:	396.9 Millones US\$
N° de Empleados a Dic 92	537
Deuda a largo Plazo	131.8 Millones de US\$
Participación en el Servicio Público	73%

2) Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE)

Capacidad Instalada:	144 MW
Energía Generada:	733.3 Gwh
Energía Comprada:	213.2 Gwh
Energía Vendida:	859.8 Gwh
N° de Usuarios:	188,396
N° de Empleados:	841
Activo Fijo Neto:	50.1 Millones de US\$
Patrimonio:	72.8 Millones US\$
Deuda a Largo Plazo:	0.0

3) Cooperativa Rural de Electricidad (CRE)

Demanda Máxima:	117 MW
Energía Vendida:	497.9 Gwh
N° de Usuarios:	120,924
N° de Empleados:	463
Activo Fijo Neto:	48.9 Millones de US\$
Patrimonio:	53.9 Millones de US\$
Deuda a largo Plazo:	18 Millones de US\$

4) Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A.M. (ELFEC)

Demanda Máxima:	71 MW
Energía Vendida:	281.9 Gwh
N° de Usuarios:	120,247
N° de Empleados:	299
Activo Fijo Neto:	32.5 Millones de US\$
Patrimonio:	31.6 Millones de US\$
Deuda a Largo Plazo:	8 Millones de US\$

BIBLIOGRAFIA

Arthur Andersen /Co. S.C., Assessment of proposed power sector reform in Bolivia, March 18, 1994.

Armstrong M., Cowan S. y Vickers J., Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience, The MIT Press, Massachusetts, 1994.

Armstrong M., Cowan S. y Vickers J., op. cit., Finon D, op. cit., MacKerron G., Regulation and the economic outcomes of electricity privatisation in England and Wales, Revue de l'Energie, enero-febrero 1995, p. 77-83.

Bacon R., Restructuring the Power Sector: The Case of Small Systems, The World Bank, Viewpoint, FPD Note No. 10, junio 1994.

Banco Mundial, ESMAP, Primer seminario sobre reformas en el sector eléctrico boliviano, La Paz, Bolivia, 1994.

Buttes, J.P. y Lederer P., Les reseaux et la théorie économique, Réalités industrielles, abril 1991, p.p. 89-97.

CEPAL, Análisis de la competitividad en la generación eléctrica. El caso de Chile (LC/R.1498), 7 de febrero de 1995.

CEPAL, Estudio económico de América Latina y el Caribe 1993, Bolivia, (LC/L.858/Add. 12), México D.F., enero de 1995.

CEPAL, Estudio económico de América Latina y el Caribe 1993, Nicaragua, (LC/L.858/Add. 16), México D.F., enero de 1995.

CEPAL, Estudio económico de América Latina y el Caribe, Santiago, 1995.

CEPAL, Estudio sobre el comportamiento de las empresas eléctricas en Chile (LC/R.1491), 23 de enero de 1995.

CEPAL, Estudio sobre la reforma del sector energético en Chile (LC/R.1493), 27 de enero de 1995.

CEPAL, La Crisis de la Empresa Pública, las Privatizaciones y la Equidad Social, Serie Reformas de Política Pública 26, Santiago de Chile, 1994.

CEPAL, El sector eléctrico y el mercado de capitales en Chile (LC/R.1496), 2 de febrero de 1995.

CEPAL, Nicaragua: Evolución económica durante 1994, (LC/MEX/L.281), México D.F., 22 de agosto de 1995.

CEPAL, Nicaragua: Una economía en transición, (LC/MEX/R.458), México D.F., 10 de febrero de 1994.

Cuevas, F., La réglementation d'un monopole naturel. Le cas de l'industrie électrique en Amérique Latine. Une approche politico-économique, Tesis de doctorado en economía de la Universidad de Montpellier I, septiembre 1993.

Díaz de Hasson, G., Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine, Revue de l'Energie, enero-febrero 1995, p.102-111.

ENDE, 30 años al servicio de Bolivia, 1962-1992.

ENDE, Memoria anual 1993, Bolivia, 1993.

ENDE, Resultados técnicos de explotación, Bolivia, 1993.

ENEL, Informe de actividades productivas y financieras 1992-1994, febrero 1995.

ESMAP, Banco Mundial, Ministerio de Energía e Hidrocarburos, Primer Seminario sobre Reformas en el Sector Eléctrico Boliviano, La Paz, 1994.

ESMAP, Banco Mundial, La Paz: Private Power Technical Assistance, Report No. 111/90, La Paz..

Finon D., La diversification des modèles d'organisation des industries électriques dans le monde: une mise en perspective. Revue de l'Energie, enero-febrero 1995, p. 3-15.

Mallon, Richard D., State-Owned Enterprise Reform Through Performance Contracts: The Bolivian Experiment, World Development, Vol. 22, No. 6 pp. 925-932, 1994.

OLADE, The Evolution, Situation, and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries, Vol. II, August 1991.

Revue de l'Energie, no. 465, enero-febrero de 1995, y ENER Bulletin, The European Network for energy economics research, 15.95.

UNDP, WORLD BANK, ESMAP, Bolivia, Power sector reform program, abril 1993.

4
3
2
1

4
3
2
1

