

Distr.
RESTRINGIDA

LC/R.1726
28 de mayo de 1997

ORIGINAL:ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ANALISIS DE LA LEGISLACION ELECTRICA
EN AMERICA LATINA ***

* Este documento fue preparado para la División de Medio Ambiente y Desarrollo de CEPAL por el Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile. Su elaboración estuvo a cargo del consultor Sr. Pedro Maldonado, con la colaboración del Sr. Iván Jaques. Agradecemos los comentarios y sugerencias de los Sres. Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte de la División de Medio Ambiente y Desarrollo de CEPAL. 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 los de la Organización.

97-5-395

INDICE

	<u>Págs.</u>
RESUMEN	V
INTRODUCCION.	1
I. COBERTURA DE LA LEY Y POLITICA ENERGETICA.	5
II. CONCEPCION DE SERVICIO PUBLICO.	10
A. DEFINICIÓN DE SERVICIO PÚBLICO.	10
B. PLANEAMIENTO Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA.	11
III. MARCO INSTITUCIONAL.	13
A. ORGANISMOS RECTORES.....	13
B. REQUISITOS PARA INTEGRAR LOS ORGANISMOS.....	17
C. ATRIBUCIONES Y FUNCIONES BÁSICAS.	18
IV. REGIMEN DE CONCESIONES.	25
A. ACTIVIDADES SUJETAS A CONCESIÓN.....	25
B. ACTIVIDADES NO SUJETAS A CONCESIÓN.....	28
C. PODER CONCEDENTE.	28
D. NATURALEZA, PLAZO Y PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES.	28
E. SUPERPOSICIÓN DE CONCESIONES.....	29
F. FORMAS Y CRITERIOS DE ASIGNACIÓN.	29
G. OBLIGACIONES DE LOS CONCESIONARIOS.	31
H. EXTINCIÓN Y CADUCIDAD DE LAS CONCESIONES.	33
I. GRADOS DE LIBERTAD PARA EJERCER LA CONCESIÓN.....	34
V. USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS.	36
A. SERVIDUMBRES BÁSICAS.	36
B. SERVIDUMBRES ESPECÍFICAS.	37
C. CONSTITUCIÓN Y EXTINCIÓN DE SERVIDUMBRES.	37
D. EXCEPCIONES.	38
E. DERECHOS DEL DUEÑO DEL PREDIO SIRVIENTE.....	38
F. COMPENSACIÓN POR USO DE RECURSOS HÍDRICOS, PETRÓLEO Y GAS NATURAL, PARA PRODUCIR ELECTRICIDAD.	38
VI. AUTORIZACIONES Y PERMISOS.	40
A. CONCESIONARIOS DE SERVICIO PÚBLICO.....	40
B. PRODUCTORES INDEPENDIENTES.	41

VII. OPERADORES DEL SISTEMA.	44
A. IDENTIFICACIÓN DE OPERADORES Y ACTORES.....	44
B. QUIÉNES PUEDEN SER OPERADORES.....	45
C. INTEGRACIÓN O DESINTEGRACIÓN DEL SISTEMA Y CONCENTRACIÓN DE ACTIVIDADES.....	45
D. RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS.....	47
VIII. CALIDAD DEL SERVICIO.	48
IX. SISTEMA DE PRECIOS.	50
REGULACIÓN DE PRECIOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	55
E. REGULACIÓN DE PRECIOS ENTRE GENERADOR Y DISTRIBUIDOR.....	56
F. REGULACIÓN A. INTRODUCCIÓN.....	50
B. ESQUEMAS DE REGULACIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD VIGENTES EN LA REGIÓN.....	53
C. TRANSACCIONES ENTRE GENERADORES.	55
D. DE PRECIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	59
X. CONTRAVENCIONES A LA LEGISLACION ELECTRICA Y A LOS CONTRATOS DE CONCESION.	63
A. FISCALIZACIÓN.	63
B. DISPOSICIONES PENALES.	63
XI. SISTEMAS ELECTRICOS PARA ZONAS AISLADAS.	65
A. INSTALACIÓN.	65
B. TARIFICACIÓN.....	66
XII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.	67

RESUMEN

En el contexto de las reformas del sector energético que se están implementando en la mayoría de países, el marco regulatorio así como la definición del rol de los distintos actores involucrados constituyen aspectos centrales del funcionamiento de los mercados eléctricos.

Dada la necesidad de regular los mercados pertinentes y de garantizar una asignación eficiente de los recursos, especialmente en los sectores cuya estructura podría conducir a un monopolio natural, la definición de la función reguladora del Estado se ha convertido en un componente fundamental de la política económica de los gobiernos de la región.

Los países de la región se encuentran en distintas etapas del proceso de adopción de medidas de regulación, caracterizado por ser un aprendizaje práctico y mostrar un asimétrico grado de avance. También se observa en la nueva estructura institucional, una falta de coordinación entre los organismos reguladores sectoriales y, en la mayoría de los casos, un escaso grado de autonomía de los organismos reguladores del sector eléctrico con respecto al aparato gubernamental.

Los efectos de la regulación dependen de los mecanismos a los que se recurran para intervenir. Lo ocurrido en América Latina demuestra que no existe una solución de validez general, dado que cada país y sector de la economía tiene características peculiares que obligan a analizar cada situación por separado. Sin embargo, en términos generales se podría decir que, además de ser eficiente, el sistema regulatorio que se establezca debería dar incentivos a la oferta de bienes y servicios de mejor calidad y posibilitar la ampliación de la cobertura eléctrica.

Asimismo, las normas regulatorias deberían ser transparentes y estables, y reflejar la flexibilidad necesaria para adaptarse a los cambios que puedan producirse en los mercados, en los planos económico, institucional y tecnológico.

INTRODUCCION

Desde los ochenta y con mayor fuerza a comienzos de la presente década, los países de la Región han emprendido radicales reformas de sus políticas económicas, siendo, en muchos casos, los conceptos claves que presidieron el proceso: privatización, ajuste financiero y fiscal, apertura al exterior, desarrollo de la competitividad, etc.

En el mismo período, el sector energético debió enfrentar su propia crisis dando origen a un proceso de reforma y reestructuración, que asumió formas distintas, según fueran las urgencias, presiones, y las condiciones económicas y políticas imperantes en los distintos países.

En dicho contexto, el marco regulatorio así como la definición del rol de los distintos actores involucrados constituyen aspectos centrales del funcionamiento de los mercados eléctricos privatizados o no, eventualmente "desintegrados" o en vías de serlo. Los problemas y complejidades técnicas, económicas y políticas que derivan del proceso de reestructuración del sector eléctrico sugieren la conveniencia de analizar los límites y las implicancias de las distintas opciones a disposición del legislador.

Ello es particularmente importante, debido a que bajo la urgente necesidad de reestructurar el sector, podrían olvidarse ciertos aspectos fundamentales, que guardan relación con las fallas o barreras del mercado y que, de no considerarse, podrían comprometer objetivos tales como: equidad, calidad, confiabilidad, medio ambiente, uso eficiente de los recursos y precios adecuados del servicio eléctrico.

Este documento pretende responder a preguntas tales como: ¿es necesario regular?, ¿qué es lo que hay que regular?, ¿cómo hay que regular?, ¿cuáles son los puntos claves del debate? y ¿cómo afectan las filosofías o modelos económicos implícitos a los marcos regulatorios?

La primera de las preguntas pareciera no constituir motivo de discusión. El carácter de servicio público de parte importante del suministro eléctrico, unido a la condición de monopolio natural de la transmisión y distribución e, incluso, de la generación en muchos países de la Región, donde el sistema eléctrico es relativamente pequeño, y la desconcentración del sistema no es viable, hacen indispensable la existencia por una parte de un marco regulatorio que tenga en consideración tales situaciones, y por otra un ente regulatorio con suficiente respaldo político y adecuadamente dotado de recursos humanos y financieros.

Más aún, la regulación se hace necesaria tanto para incorporar las externalidades derivadas de la producción y uso de la energía en los parámetros que condicionan las decisiones de los distintos actores que operan en este mercado, como por el hecho que las señales de precio, por su perspectiva de corto plazo, no aseguran necesariamente una suficiente diversidad de fuentes que contribuyan a consolidar la sustentabilidad del sistema y la estabilidad de precios en un horizonte de largo plazo.

El resto de las interrogantes serán abordadas a lo largo de este documento. Todas ellas se vinculan con la búsqueda de opciones de crecimiento del sector en el marco del desarrollo sustentable¹ y que a su vez se ven influenciadas por los cambios tecnológicos y políticos, así como por las exigencias que eventualmente impondrían los nuevos socios comerciales de los países de la Región, las que sin duda girarán en torno a la sustentabilidad de sus actividades productivas, en el contexto de economías abiertas a la competencia internacional.

El alcance y objetivos de la reforma, las nuevas estructuras de la industria que de ella se desprendan y el nuevo rol de los entes regulatorios no sólo preocupan a los responsables de la política energética de la Región, también estos temas constituyen el centro de la discusión de especialistas y autoridades en los Estados Unidos, como se muestra en el recuadro siguiente.

Recuadro 1

Algunos elementos de la discusión especializada en torno a la reforma del sector eléctrico de los Estados Unidos.

De acuerdo a un documento elaborado por un grupo de especialistas para el Departamento de Energía y la Agencia del Medio Ambiente de los Estados Unidos, el proceso de desregulación o mejor conocido como de re(regulación) de la industria eléctrica plantea interrogantes tales como:

- Qué servicios pueden y deben ser competitivos?
- Qué estructura requiere la industria para asegurar la competitividad?
- Qué estructura regulatoria se requiere para asegurar la competencia en los casos que ella es posible y controlar aquellos que no son competitivos?

¹ Que incorpore equilibradamente expansión, equidad, eficiencia y protección ambiental.

Recuadro 1 (Continuación)

Algunos Elementos de la discusión especializada en torno a la reforma del sector eléctrico en los Estados Unidos.

Estas cuestiones básicas sólo pueden ser respondidas adecuadamente en la medida que se especifiquen los objetivos que definirán la política energética, objetivos que normalmente deben resultar de una consulta a todos los sectores involucrados. El ejercicio realizado por las comisiones de Wisconsin, Nueva York, Maryland y Vermont, destinado a definir dichos objetivos, llegó a conclusiones similares, identificando las siguientes metas para el sector reformado: (1) eficiencia económica (o bajos costos de servicio), (2) equidad, (3) servicio universal, (4) calidad ambiental, (5) desarrollo económico, (6) seguridad y confiabilidad, (7) diversidad de fuentes energéticas, (8) libertad de elección por parte del usuario, (9) eficiencia energética, (10) investigación y desarrollo, (11) rentabilidad adecuada para las empresas eléctricas, y (12) igualdad de condiciones para los servicios competitivos.

Respecto de las opciones de reestructuración del mercado, se plantearon: (1) una regulación basada en una adecuación entre metas y resultados alcanzados (PBR), (2) plena competencia a nivel mayorista (generación), (3) competencia limitada al nivel de distribución y (4) plena competencia al nivel de distribución.

El documento comentado sugiere utilizar una matriz de decisión para seleccionar las opciones de reestructuración, evaluando cada una de ellas en función del cumplimiento relativo del conjunto de objetivos de política energética.

Fuente: The regulatory assistance project, "Perspective in electric utility restructuring", Ellen Baum, Editor, Gardiner, Maine, USA, february 1996

La experiencia acumulada entre la promulgación de los primeros textos legales y los más recientes, el contexto político en que ellos se gestaron, el grado de privatización del sector y las visiones estratégicas que orientan su desarrollo, determinan diferencias en los principios básicos acerca de qué se regula y cómo se regula, lo que se apreciará en las secciones siguientes de este documento donde se comentan dichas diferencias.

En términos generales, este documento sintetiza, a partir del análisis de la legislación eléctrica de algunos países de la Región², las distintas perspectivas adoptadas para el desarrollo del sector eléctrico. En él se destacan las tendencias generales, así como las similitudes y diferencias, intentando cubrir los vacíos que a juicio de los autores no han sido considerados por dichas legislaciones o destacar aquellos aspectos que fueron objeto de consideración por un grupo reducido de países o incluso por uno solo de ellos, pero que se estima deberían formar parte de las legislaciones de la Región, de manera de asegurar tanto el desarrollo sustentable del sector como su aporte a la sustentabilidad de los países en su conjunto.

² Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Honduras, México, Perú y Venezuela.

En las próximas secciones se abordan sucesivamente temas como: la cobertura de una ley eléctrica; las vinculaciones entre la política energética y la ley eléctrica; la concepción de servicio público; el marco institucional; el régimen de concesiones; el uso de bienes públicos y de terceros; las autorizaciones y permisos que otorga la ley; la identificación de los operadores del sistema; los requerimientos de calidad del servicio público; el sistema de precios del servicio regulado; las contravenciones a la legislación eléctrica y a los contratos de concesión; y la legislación que rige a los sistemas eléctricos para zonas aisladas.

Conviene señalar que no se harán diferencias en el tratamiento de los distintos temas en función de la propiedad de las empresas, ya que se estima que el marco regulatorio debe ser igualmente válido tanto para la empresa privada como para la empresa pública.

El tratamiento de los temas no sigue una estructura formal idéntica ni presenta una extensión similar. En efecto, mientras en algunos existe un cierto consenso respecto de su alcance y contenido, y su objeto no merece mayor aclaración, existen otros en que las opciones de política económica que puedan adoptar los países explican propuestas legislativas diferentes, demandando, por ende, un desarrollo mayor. Por último, en algunos casos, el tratamiento de los temas es relativamente detallado, debido a que de esta manera se cubren más adecuada y específicamente los principios y criterios que definen dichos aspectos de la legislación, mientras que en otros, su tratamiento se limita a reseñar los principios generales o a exponer las opciones alternativas sin un desarrollo mayor.

I. COBERTURA DE LA LEY Y POLITICA ENERGETICA

En general, las leyes eléctricas de la Región norman lo relacionado con la producción, transporte, distribución y uso sustentable de la electricidad y de los recursos naturales involucrados en su generación³, así como los deberes y derechos de los distintos actores públicos y privados, vinculados a la industria eléctrica, sean éstos operadores o usuarios.

Aún cuando no todas las legislaciones de la Región definen en forma explícita o desarrollan con el mismo grado de profundidad los principios que guían su política energética, pareciera conveniente seguir el ejemplo de aquéllas que sí lo hicieron⁴. El otorgar carácter de ley a los principios que rigen la política energética asegura su estabilidad en el tiempo y define claramente a los inversionistas privados, extranjeros o nacionales, el contexto en que desarrollarán su actividad.

En mayor o menor grado, las legislaciones regionales que desarrollan el tema señalan que la política en materia de abastecimiento, transporte, distribución y uso de la electricidad debería regirse por el respeto de principios como los siguientes: eficiencia, equidad, protección ambiental, participación ciudadana, transparencia, abastecimiento seguro y oportuno, independencia energética y flexibilidad del sistema eléctrico, calidad, no discriminación en el acceso a las redes de transmisión y distribución, adaptabilidad tecnológica, eventual desconcentración de la propiedad y neutralidad.

Cabe señalar que sólo las legislaciones eléctricas de Argentina, Brasil, Colombia y Honduras contemplan en forma explícita principios como: equidad, eficiencia en el uso de la electricidad, protección del medio ambiente y de los recursos naturales⁵. Por el contrario, ninguno de los países de la Región contempla mecanismos para asegurar una adecuada participación ciudadana. La incorporación de estos principios en el cuerpo legal se estima indispensable desde la perspectiva del desarrollo sustentable con equidad.

Por otra parte, el acceso indiscriminado a las redes de transmisión y distribución, y una definición de los esquemas tarifarios correspondientes, que sean precisos y conocidos por todos los interesados, es reconocida, en general, por la legislación de los distintos países. Sin embargo, su aplicación no es siempre expedita, debido a que algunos elementos se dejan a la discrecionalidad de las partes.

³ Las legislaciones eléctricas de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Venezuela explicitan el principio de optimización del uso de los recursos destinados a la generación de la electricidad.

⁴ Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela hacen explícitos, en su legislación eléctrica, los principios que rigen su política energética.

⁵ Bolivia considera casi todos ellos con la exclusión del uso eficiente de la electricidad.

Si bien algunos de los principios enunciados previamente se explican por sí mismos, conviene precisar sucintamente los objetivos y alcances de algunos de ellos, los que se presentan en los párrafos siguientes.

- a) Eficiencia en el uso de los recursos: este principio se refiere a la correcta asignación y utilización del conjunto de recursos involucrados, a fin de garantizar la prestación del servicio eléctrico al mínimo costo económico, social y ambiental.

El uso eficiente de la energía ha sido incorporado en la legislación eléctrica de algunos países⁶; sin embargo, no forma aún parte de los esquemas tarifarios ni de planeación de la expansión del sistema eléctrico. La eliminación de los obstáculos que impiden el pleno funcionamiento del mercado en este ámbito, supone la incorporación en la legislación de mecanismos específicos que contemplen la eficiencia energética en el proceso de planificación, la fijación de tarifas, y el establecimiento de normas y códigos.

Asimismo, la ley podría definir las responsabilidades de las empresas eléctricas en el proceso de introducción y masificación de las tecnologías eléctricamente eficientes, en el bien entendido que ello no penalice sus indicadores de desempeño económico-financiero ni desvirtúe sus objetivos.

- b) Equidad: este principio supone que todos los ciudadanos tienen derecho al servicio, por lo que deben crearse los mecanismos que permitan atender a quienes no pueden acceder a él por razones económicas y/o de aislamiento geográfico. Este es un asunto controvertido que no podría resolverse sólo por la vía tarifaria.

Hasta la reforma del sector, las empresas eléctricas de la Región, prácticamente en su totalidad estatales, llevaron a cabo programas de electrificación rural e incluso, en algunos casos, realizaron esfuerzos destinados a reducir las inequidades sociales, estableciendo tarifas subsidiadas para favorecer a los sectores de bajos ingresos. Esta responsabilidad la está asumiendo en la mayoría de los países el Estado, a través de sus organismos especializados.

⁶ Es el caso, en mayor o menor grado, por ejemplo de la legislación brasilera, colombiana y costarricense (a través de la ley de uso eficiente de la energía, en este último caso). La legislación argentina y hondureña lo contemplan como un principio, sin identificar entidades responsables de su promoción.

Si bien en la mayoría de los países de la Región existen programas de electrificación rural, sólo en algunos su financiamiento está claramente definido por la ley y no depende del presupuesto anual⁷. La solidaridad a nivel nacional que supone una medida como ésta, es consistente con la adopción de una estrategia de desarrollo sustentable con equidad, por lo que pareciera conveniente incorporar el financiamiento de estos programas en la ley y no dejarlo al arbitrio de las asignaciones presupuestarias anuales.

- c) Protección ambiental; la legislación eléctrica de algunos países de la Región señala que los agentes económicos que lleven a cabo proyectos eléctricos: eviten, mitiguen, reparen y compensen los efectos negativos sobre el hábitat natural y construido y el medio socio-cultural, en el desarrollo de sus funciones de construcción, operación y mantención de dichos proyectos⁸.

Aún cuando las legislaciones consultadas no lo contemplan, parecería conveniente que se establezcan en ellas mecanismos de diálogo que permitan lograr amplios consensos entre los distintos actores involucrados, desde las primeras etapas del proyecto, acerca de las opciones de localización, la aceptabilidad de los impactos y de las medidas de mitigación previstas y los mecanismos para involucrar a la comunidad en la implantación del plan de acción ambiental.

Como se señalara, las exigencias ambientales forman parte sólo de algunas de las legislaciones de la Región. La tendencia mundial, en lo que respecta al tratamiento de estos temas, sugiere la conveniencia de incorporar las particularidades ambientales de la industria eléctrica en las leyes eléctricas y/o ambientales que se dicten en el futuro o en las modificaciones de las existentes.

- d) Participación ciudadana; la participación ciudadana informada, desde las primeras etapas del proceso de toma de decisiones de los grandes proyectos eléctricos, pareciera constituir un componente ignorado por las legislaciones en la Región. Ello explica -en muchos casos- la oposición de sectores de la población a estos proyectos. El establecimiento de adecuados canales de participación, podría contribuir a mejorar tanto la aceptabilidad de éstos como la sustentabilidad del proceso de desarrollo. En el caso que así fuese, se estima que la legislación eléctrica debería estar en concordancia con lo que disponga la legislación ambiental respecto del tema.

⁷ Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Honduras mencionan la equidad como un principio de política energética en sus legislaciones eléctricas, especificando un porcentaje de las utilidades de las empresas eléctricas o de la tarifa para financiar la electrificación rural.

⁸ Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Honduras, explicitan, con mayor o menor grado de detalle, la necesidad de que las obras eléctricas se construyan y operen respetando el medio ambiente.

Incluso, como se señalara, en los Estados Unidos los aspectos centrales de la reforma son sometidos a discusión con todas las partes interesadas, tomando el tiempo que sea necesario para asegurar un suficiente consenso entre las partes, que permita una adopción exitosa de las medidas que se adopten en este campo⁹.

- e) Transparencia del sistema; este principio supone asegurar el acceso a la información relacionada con el desarrollo y operación de la industria eléctrica a la autoridad competente y a las personas y/o empresas interesadas. La perspectiva adoptada en este trabajo, presupone la existencia de mecanismos de información tanto sobre aspectos estratégicos, así como sobre otros más puntuales y de corto plazo, a saber: la fijación de tarifas; la asignación, prórroga y caducidad de concesiones; el otorgamiento de servidumbres, etc.
- f) Abastecimiento seguro y oportuno; este principio se refiere al diseño de un marco adecuado que estimule y promueva las inversiones en el sector, con el fin de asegurar la sustentabilidad del suministro eléctrico en el largo plazo. Ello implica no sólo reducir al mínimo las discontinuidades del servicio y disponer de éste en forma oportuna, sino además contar con un suministro eléctrico que satisfaga los requerimientos técnicos de calidad que se especifiquen en los reglamentos, con el objeto de asegurar tanto la competitividad de la actividad productiva nacional como la calidad de vida de la población.
- g) Independencia energética y flexibilidad del sistema; aunque este principio no es considerado por la legislación de los distintos países de la Región, él forma parte, explícita o implícitamente, de la política energética de la mayoría de los países de la Región. En la medida que la sustentabilidad del sistema eléctrico constituya un objetivo estratégico para estos países, pareciera necesario que sus legislaciones contemplen mecanismos que orienten el desarrollo eléctrico nacional de manera que éste no conduzca a un nivel de dependencia energética que atente contra dicho objetivo. Ello supone velar por una explotación económica y sustentable de los recursos energéticos de origen nacional y por un suministro diversificado en cuanto a fuentes y proveedores.
- h) No discriminación en el acceso a las redes de transmisión y distribución; la legislación eléctrica de la mayoría de los países de la Región señala la necesidad de asegurar un acceso indiscriminado a los servicios de transporte y distribución de electricidad y la existencia de tarifas justas, previamente conocidas y/o fácilmente calculables por los agentes que demanden estos servicios. Este principio cubre igualmente a los cogeneradores, productores independientes y/o sistemas basados en energías renovables.

⁹ The regulatory assistance project, op cit

- i) Adaptabilidad tecnológica; este principio implica que el sistema debería tener la capacidad para incorporar los cambios tecnológicos que permitan mejorar la calidad del servicio e impulsar la eficiencia en el uso de los recursos y en el suministro del servicio.
- j) Desconcentración de la propiedad; este no es un principio que contemplen las legislaciones eléctricas de la Región, a la excepción de la argentina; sin embargo, de acuerdo a los autores de este documento, en el caso de sistemas eléctricos privatizados, la sustentabilidad del desarrollo podría verse amenazada, ya que en economías poco maduras y con aparatos reguladores relativamente débiles, podría ocurrir que se frustren los objetivos de generar un mercado competitivo, eficiente y que respete los derechos del usuario, lo que a su vez podría conducir a deslegitimar el proceso, particularmente si dicha concentración tiene implicancias a nivel de la economía en su conjunto.

Al respecto conviene señalar que debería evitarse tanto la concentración vertical¹⁰ como la concentración horizontal¹¹. Estas situaciones de concentración se pueden resolver mediante cambios estructurales en la industria (obligación a desprenderse de parte de los activos) o mediante mecanismos regulatorios que desincentiven el ejercicio del poder sobre el mercado que deriva de la concentración del sector, sea vertical u horizontal.

En sistemas de reducido tamaño, la posibilidad de que el mercado sea competitivo es dudosa, y la desintegración ineficiente, de no mediar un ente regulador adecuado y/o un sistema interconectado con otros países.

- k) Neutralidad; este principio tiende a dar a todos los usuarios y empresas eléctricas el trato que establece la ley, sin discriminación alguna.

¹⁰ Debido a que los problemas de acceso y tarificación de los servicios de transmisión pueden constituirse en obstáculos a la competencia al nivel de la generación.

¹¹ Debido a la capacidad de influir en los precios de mercado que adquieren quienes controlan un elevado porcentaje de los recursos de generación existentes en el mercado. No se plantea la desregulación a nivel minorista, pero los argumentos son similares.

II. CONCEPCION DE SERVICIO PUBLICO

A. DEFINICION DE SERVICIO PUBLICO.

En este punto se observa una elevada disparidad de enfoques en cuanto al alcance del concepto de servicio público. En efecto, Chile y Perú consideran como servicio público sólo al suministro que efectúa una empresa concesionaria de distribución a sus usuarios finales. Argentina, por su parte, agrega a la distribución, la transmisión. Por el contrario, Colombia y México consideran que todas las fases de la industria están destinadas a satisfacer necesidades colectivas esenciales, incluyendo bajo este concepto tanto la planeación del sistema como la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer, en forma permanente, dichas necesidades.

Desde el punto de vista de la sustentabilidad del desarrollo, pareciera que el concepto de servicio público podría encontrarse más cerca de esta última definición que de la primera. La extensión de este concepto depende de la filosofía política imperante; sin embargo, si se pretende asegurar la consistencia con los principios básicos enunciados en la sección II, por lo menos la distribución y la transmisión deberían formar parte del servicio público.

En lo que respecta al servicio público, la tendencia general es a que al Estado le corresponda: promover la correcta asignación de los recursos y el uso eficiente de energía; impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posiciones dominantes en el mercado; regular los monopolios naturales; proteger los derechos de los usuarios; asegurar la incorporación de la variable ambiental en el planeamiento del desarrollo del sector; y asegurar una adecuada cobertura geográfica y social del suministro eléctrico.

En la mayoría de las legislaciones no se considera como servicio público: la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; la generación de electricidad de los productores independientes destinada al servicio público o al centro económico de despacho de carga; la generación de energía eléctrica destinada a la exportación, derivada de la cogeneración, producción de generadores independientes y pequeña producción; la importación de electricidad por parte de personas naturales o jurídicas destinada a satisfacer sus propios requerimientos; y la generación de electricidad para responder a emergencias provocadas por las interrupciones del servicio público.

B. PLANEAMIENTO Y EXPANSION DEL SISTEMA

Tal como acontece con el alcance de la definición de servicio público, el planeamiento del sistema de servicio público tiene objetivos y alcances diferentes para los distintos países. Es así como en el caso de Chile la planificación indicativa tiene sólo prácticamente valor para la fijación de las tarifas reguladas, mientras que en países como Brasil, México y Colombia se persigue garantizar la puesta en operación de los proyectos previstos en el plan de expansión del sistema interconectado nacional¹².

En estos últimos casos, la planificación es bastante detallada y específica, definiendo quien es responsable de la elaboración de los planes (asumiendo el Estado la responsabilidad del desarrollo y ejecución de los estudios de preinversión, de acuerdo a las prioridades del plan de expansión de la generación), qué características deberán tener éstos y los criterios de viabilidad técnica, económica y ambiental, así como de uso eficiente de los recursos energéticos. Como se señalara en el párrafo anterior, la legislación contempla en esos países que el gobierno asegure la concreción de los proyectos incluidos en el plan referencial de expansión del sector eléctrico, de manera que si los inversionistas privados no los llevan a cabo, sea el Estado en su carácter subsidiario quien los construya y explote.

En los casos en que la planificación juege los roles mencionados más arriba, con el fin de asegurar una más eficiente asignación de recursos, parecería conveniente que ella incorpore y compare en igualdad de condiciones las opciones convencionales, de uso eficiente de energía y de fuentes no convencionales o renovables, enfoque que en los Estados Unidos se conoce como Planificación Integrada de Recursos (IRP)¹³. Dicha comparación sería insuficiente si no tiene en cuenta las externalidades asociadas a las distintas opciones.

¹² En Bolivia, el Estado debe definir la participación hidroeléctrica mínima en el Sistema Interconectado Nacional.

¹³ La Planificación Integrada de Recursos (IRP), se basa en dos principios básicos: mínimo costo para el usuario y tratamiento idéntico para las opciones basadas en la ampliación de la oferta y en el manejo de la demanda o eficiencia eléctrica. En base a estas premisas, se clasifican las diferentes tecnologías y programas de abastecimiento (distintas tecnologías de ahorro, manejo de la demanda máxima, energías renovables, cogeneración, centrales de ciclo combinado, centrales hidroeléctricas y turbinas a vapor) según sus costos crecientes, la planificación va eligiendo en ese orden las opciones de abastecimiento -en el concepto definido de abastecimiento- hasta satisfacer los requerimientos previstos.

Si bien el enfoque mencionado, en sus detalles, ha ido cambiando con el tiempo, en sus fundamentos se mantiene inalterado y continúa siendo una herramienta al servicio de los entes reguladores para el cumplimiento de sus tareas de orientación, definición de políticas, supervisión, definición de tarifas y compatibilización del desarrollo eléctrico con la política ambiental.

III. MARCO INSTITUCIONAL

A. ORGANISMOS RECTORES

Dependiendo de la envergadura y complejidad del sector eléctrico así como de los roles que el Estado ejerce, la institucionalidad del sector presenta una mayor o menor diversidad de actores. En la mayoría de los países de la Región, a lo menos están presentes -con los mismos o distintos nombres- los siguientes entes o actores: regulador, fiscalizador, planificador y el centro económico de despacho de carga.

Si bien algunas tareas atañen al Gobierno Central, básicamente aquellas vinculadas a la regulación y planificación, la gestión del sistema y el abastecimiento de zonas aisladas, o sea la fiscalización y electrificación rural, tienden a descentralizarse y ser ejercidas por órganos regionales o locales, en el caso de esta última. La existencia de uno o más centros de despacho de carga, depende estrictamente del número de sistemas interconectados que existan en el país.

1. Ente regulador

La tendencia general en la Región consiste en que el ente regulador sea el organismo técnico del sector encargado de concebir las leyes, dictar los reglamentos, otorgar concesiones, fijar tarifas, autorizar servidumbres, velar por la protección del medio ambiente, etc.¹⁴ Para cumplir adecuadamente con sus funciones, este organismo debería gozar tanto de una amplia autonomía económica y administrativa, como de suficiente respaldo político.

En algunos de los países considerados en este análisis, el ente regulador mantiene una dependencia funcional con el organismo responsable de formular las políticas sectoriales (Argentina, Brasil, Perú y México), de la Presidencia de la República (Bolivia y Costa Rica) o de comisiones interministeriales (Chile, Honduras y Venezuela). Pareciera no existir ventajas evidentes para preferir una opción sobre las otras, lo que hace suponer que cada país adoptó el esquema que mejor se adecuaba a sus requerimientos y fortalezas institucionales.

¹⁴ En algunos países, la función reguladora se diferencia de la fiscalizadora, mientras que en otros, ambas son realizadas por un mismo organismo.

En lo que respecta a la coordinación de las políticas energéticas, se distinguen dos opciones: un esquema multisectorial, conformado por los ministros involucrados como es el caso de Argentina, Bolivia, Colombia, México, Perú y Venezuela y un esquema basado en una entidad especializada de carácter permanente, de la que forman parte los ministros involucrados en tanto que miembros del consejo directivo y funcionarios técnicos a cargo de ejecutar las directivas del Consejo, es el caso de Chile, Brasil y Honduras, donde el Gabinete Energético es dirigido por el Presidente de la República.

En mayor o menor grado, la legislación de los países analizados especifica, en relación al ente regulador, lineamientos como los siguientes: (1) estar dirigido por un consejo reducido, nombrado por el Presidente de la República. Dependiendo de cada país, su nombramiento podría requerir de una ratificación por el Parlamento, (2) dedicación exclusiva de sus miembros, estando éstos sujetos a las incompatibilidades que fije la ley, específicamente no ser propietarios ni tener intereses, directos o indirectos, en empresas vinculadas al mercado eléctrico, ni en sus controladas o controlantes y (3) sus miembros deberán durar en su cargo un tiempo suficiente como para darle continuidad a su función, por ejemplo 5 años, no pudiendo ser removidos, sino que por causas debidamente justificadas, las que, incluso, deberían ser sometidas a la consideración y aprobación de una comisión especializada del Parlamento.

Existen argumentaciones a favor y en contra de disponer de un sólo ente regulador para distintas actividades (electricidad, gas natural, agua, telecomunicaciones) o tener entes especializados. La tendencia general es a disponer de un sólo ente regulador; por el contrario, Perú, Venezuela, Costa Rica y Honduras disponen de un ente regulador especializado para el sector eléctrico. Cabe suponer que los esquemas adoptados estuvieron condicionados por la situación concreta del país: experiencias previas, disponibilidad de expertos en temas regulatorios, evolución previsible del sector, el avance tecnológico (en el caso de las telecomunicaciones, por ejemplo, los requerimientos de regulación han ido disminuyendo), etc.

La experiencia internacional parece indicar que se integran normalmente en un mismo ente regulador las actividades que presentan complementariedad y/o competencia entre ellas; es el caso, por ejemplo, de la electricidad y el gas natural.

Para la mayoría de las legislaciones de la Región el ente regulador tiene ante sí tres desafíos ampliamente reconocidos: proteger a los consumidores de los posibles abusos de las empresas; proteger las inversiones de posibles acciones arbitrarias; y promover la eficiencia económica. Desde el punto de vista de los autores de este documento convendría agregar una cuarta, complementaria con las anteriores y muchas veces no especificada: contribuir a la sustentabilidad del desarrollo.

Para enfrentar los desafíos señalados, parecieran existir dos opciones claramente diferenciadas, sea que el marco regulatorio le otorgue al ente un elevado grado de discrecionalidad o le fije estrechos márgenes a la interpretación de la legislación. La tendencia general pareciera consistir en una posición que se sitúe entre ambos extremos, definiendo los grandes ejes de la política y los principios que rigen las leyes, licencias, contratos de concesión, etc. y dejando los márgenes de discrecionalidad cuidadosamente definidos mediante criterios, factores y objetivos.

2. Ente fiscalizador

Si bien la tendencia universal es a separar las funciones de regulación y fiscalización, en algunos países ellas están confundidas. En los párrafos siguientes se incluyen las funciones que normalmente llevan a cabo los órganos encargados de la fiscalización de la producción, transporte, distribución y uso de la electricidad, las que se inspiran en dos criterios básicos: verificación del cumplimiento de la legislación y anticipación o previsión vinculadas a la confiabilidad, calidad de servicio y seguridad de las personas.

En términos generales, el ente fiscalizador tiene por objeto hacer cumplir la ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación del servicio público y el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos de concesión. Ello incluye, entre otras tareas, la prevención de conductas monopólicas, anticompetitivas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria y la protección de los derechos de los consumidores.

Además, le corresponde normalmente dictar los reglamentos a los que deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de suministros y de calidad de servicios prestados.

Por último, su mandato incluye otorgar y ordenar el término de las concesiones, imponer las servidumbres requeridas por la industria eléctrica, autorizar laboratorios y entidades competentes para el control de equipos, instrumentos o materiales que requieran de su aprobación por razones de seguridad u otras.

3. Municipios

En Chile, los Municipios son los encargados de canalizar los requerimientos de electrificación en las zonas rurales, de estructurar los proyectos correspondientes, de financiar al menos parte de la inversión (de manera de eliminar el desincentivo de las empresas por abastecer zonas de baja densidad de consumo), negociar las tarifas con las empresas distribuidoras y, eventualmente, de administrar los proyectos (a través de las empresas eléctricas municipales).

En el resto de los países, la responsabilidad de electrificar las zonas rurales aisladas recae en organismos de tipo nacional, regional o provincial, en coordinación con los organismos centrales.

4. Ente planificador

En la Región, el Ministerio o la Secretaría del ramo, es normalmente el organismo responsable de elaborar la política energética; de planificar el desarrollo del sector; de coordinar la materialización de los proyectos incluidos en el plan de desarrollo del sector, que no sean abordados por la empresa privada; de coordinar con otros organismos del Estado la coherencia de las distintas políticas gubernamentales, etc.

En el caso de que esta tarea se aborde desde la perspectiva del desarrollo sustentable, su función de promover o desarrollar proyectos para satisfacer los requerimientos de servicios eléctricos para el desarrollo, incorporaría tanto la consideración de las opciones de eficiencia en el uso de la electricidad, los proyectos basados en energías no convencionales y las opciones convencionales, como la integración de las externalidades vinculadas a la explotación y transformación de las distintas fuentes energéticas.

5. Centro de despacho económico de carga

En la Región se han constituido distintos órganos para la operación del sistema, los que han recibido distintas denominaciones, pero que cumplen funciones similares: coordinar la óptima operación del sistema (lo que supone un despacho al mínimo costo) y las transacciones entre las empresas de generación, transmisión y distribución¹⁵. Para los fines del presente documento, a este organismo se le denominará centro de despacho económico de carga (CDEC).

En lo que respecta a su dependencia, en la Región existen distintas opciones las que tienen que ver con las definiciones de la política eléctrica y con la propiedad del sistema de interconexión nacional. En términos generales, la composición de este organismo expresa claramente su dependencia¹⁶. Es posible suponer que si el sistema de interconexión y/o transmisión es absolutamente independiente de las actividades de generación, comercialización y distribución de la electricidad, entonces el CDEC podría, aunque no es lo ideal, ser una dependencia interna del sistema de transmisión y/o interconexión.

¹⁵ Es así por ejemplo como en Argentina el organismo encargado de estas funciones se llama: Despacho Nacional de Cargas, en Bolivia: Comité Nacional de Despacho de Cargas, en Chile: Centro de Despacho Económico de Carga y en Perú: Comité de Operación Económica del Sistema.

¹⁶ En Colombia componen este organismo los actores del sistema más el ente regulador, en Bolivia y Honduras, todos los actores (empresas de generación, transmisión y distribución), en Chile sólo los generadores cuya capacidad supere los 62 MW, en Perú los generadores y sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas, en Argentina: los actores del mercado mayorista, incluso los grandes usuarios.

Incluso, es posible concebir que este organismo se constituya bajo la forma de una sociedad anónima nominativa¹⁷ conformada por los distintos actores del mercado eléctrico mayorista: generadores, transmisores, distribuidores, clientes no regulados y representantes del ente regulador y/o fiscalizador. Una opción como ésta presupone que la reglamentación vele por una representación equilibrada de los distintos actores de manera de asegurar el respeto tanto de los intereses de cada uno de ellos como del bien común. En esta entidad podría participar igualmente, en carácter de observador, un representante de la comunidad organizada.

La legislación eléctrica de los países analizados establece, en mayor o menor medida, que el CDEC debería garantizar a todos los actores involucrados, una absoluta transparencia y equidad de sus decisiones, atendiendo a los principios siguientes: (1) permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre los generadores, mayoristas, distribuidores y consumidores no regulados, (2) despachar la demanda en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según procedimientos claramente establecidos y reconocidos por las partes, (3) posibilitar el acceso de los productores independientes y los saldos de los autogeneradores, sujeto a exigencias técnicas fundadas y a precios equitativos para estos generadores y económicos para el sistema.

6. Agencia para el uso eficiente de la energía

Si bien en algunos países de la Región, la legislación eléctrica menciona la eficiencia con que se usa la electricidad como un principio rector de dichas legislaciones, sólo en el caso de Brasil la legislación reconoce la existencia de un ente o agencia encargada específicamente del uso eficiente de la energía y define sus atribuciones, conformación y financiamiento. Además, Costa Rica ha establecido una ley específica para el uso eficiente de la energía¹⁸.

Desde la perspectiva del desarrollo sustentable, no parece concebible que el uso eficiente de la energía no forme parte fundamental de la política eléctrica de los países, lo que implica que su incorporación en la legislación eléctrica se debiera asumir con bastante más fuerza que una simple declaración de principios.

B. REQUISITOS PARA INTEGRAR LOS ORGANISMOS

En términos generales, algunos países establecen exigencias de nacionalidad, formación académica, experiencia profesional en cargos de similar importancia, cumplir los responsables de los principales órganos fiscalizadores o reguladores del país.

Este trabajo asume que la especificación de dichos requisitos supera el alcance del mismo y que ellos tienen más bien que ver con las políticas generales de cada país para este tipo de funcionarios que con los requerimientos que específicamente defina la

¹⁷ Sus acciones no se transan en el mercado.

¹⁸ Costa Rica, "Ley reguladora N° 7447 de Uso Racional de la Energía.

legislación eléctrica. Donde probablemente es importante definir estos requisitos con claridad es en el caso del ente regulador; en el caso del centro de despacho económico de carga, lo que habría que definir, más bien, sería su composición.

C. ATRIBUCIONES Y FUNCIONES BASICAS

1. Ente regulador¹⁹.

La tendencia general, en el caso en que el ente asume las funciones reguladoras y fiscalizadoras, consiste en que éste debe responsabilizarse de: la gestación y modificación de las leyes y reglamentos; la verificación del cumplimiento de dichas leyes y reglamentos, la protección de los derechos de los consumidores; la prevención de las conductas que atenten contra la libre competencia; el establecimiento de las bases y fórmulas específicas para la fijación de las tarifas; el otorgamiento y caducidad de las concesiones; la autorización de servidumbres, etc. En el recuadro siguiente se detallan los tipos de atribuciones y funciones del ente.

Recuadro 2

Atribuciones y funciones básicas del ente regulador y fiscalizador

En la mayoría de las legislaciones analizadas, el ente asume las siguientes funciones básicas:

- proteger los derechos de los consumidores,
- hacer cumplir la ley, su reglamentación y sus disposiciones complementarias,
- dictar los reglamentos a los que deberán ajustarse los generadores, transportadores, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas de calidad, condiciones de suministro, y procedimientos técnicos y administrativos,
- prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los distintos actores del mercado eléctrico,
- establecer, cuando corresponda, las bases para el cálculo de los precios de nudo o barra y aplicar los procedimientos para calcular los precios de nudo y de distribución al usuario final,

¹⁹ Por simplicidad se ha supuesto integrados en un solo organismo los entes reguladores y fiscalizadores

Recuadro 2 (Continuación)

Atribuciones y funciones básicas del ente regulador y fiscalizador

- establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas en conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de la ley,
- publicar los principios generales que deberán aplicar los transportadores y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios,
- supervisar el funcionamiento del CDEC,
- aprobar las interconexiones internacionales, y la exportación e
- determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de
- adjudicar las concesiones,
- propiciar, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o
- supervisar el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los
- tomar control de una empresa eléctrica, cuando corresponda, y asignar
- autorizar las servidumbres de líneas eléctricas mediante los procedimientos establecidos en la ley y/o reglamentos,
- organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previstos por la ley,
- velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportadores, distribuidores y usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad e interés público en la medida que no contradiga otras disposiciones legales,
- supervisar el cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio definidas por las normas y reglamentaciones correspondientes en el caso del servicio público y servir de árbitro en el caso de conflicto por incumplimiento de los requerimientos de calidad establecidos en los contratos con clientes libres,
- exigir a las personas naturales y jurídicas que realicen actividades en el sector eléctrico, proporcionen la información necesaria para llevar a cabo sus funciones,
- promover, ante los tribunales competentes, las acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares, para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de la ley, su reglamentación y los contratos de concesión,

Recuadro 2 (Continuación)**Atribuciones y funciones básicas del ente regulador y fiscalizador**

- reglamentar el procedimiento para la aplicación de sanciones que correspondan por la violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso,
- publicar la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores, transportistas, distribuidores y usuarios, siempre que ello no perjudique injustamente derechos de terceros,
- someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Parlamento un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.

2. Ente planificador

En los distintos países de la Región la actividad de planeación del sistema eléctrico presenta características, objetivos y alcances diferentes. En el caso de Chile, por ejemplo, se trata de elaborar un plan de obras indicativo que permita calcular los precios de nudo o de barra de la potencia y energía, por el contrario, en Colombia, México y Brasil dicha planeación tiene por objeto asegurar el abastecimiento de los requerimientos del desarrollo nacional, definiendo las opciones tecnológicas consistentes con la protección del medio ambiente y los recursos energéticos nacionales, la diversificación de fuentes energéticas que abastecen el sistema, la persecución de un cierto grado de independencia energética y los menores costos económicos y sociales que compatibilicen la ecuación anterior.

En el recuadro siguiente se enumeran algunas de las funciones que tendría un ente planificador que pretendiese orientar el desarrollo y evolución del sector según la segunda perspectiva. Si por el contrario, políticamente, se define un rol más restrictivo a este organismo, algunas de las funciones que se mencionan a continuación no formarían parte de su mandato.

Recuadro 3
Funciones y atribuciones básicas de un ente planificador en el
contexto del desarrollo sustentable

En el contexto del desarrollo sustentable el ente planificador tendría las siguientes funciones básicas:

- establecer los requerimientos energéticos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas, económicas u otras de importancia, así como de los precios de los recursos energéticos,
- establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales,
- elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el primero,
- evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales,
- evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos energéticos,
- incorporar en los precios de los combustibles y en las tarifas eléctricas las externalidades vinculadas a la producción, transformación y uso de los energéticos,
- reconocer en los esquemas para la fijación de las tarifas eléctricas, las inversiones que las empresas eléctricas realicen por cuenta de sus clientes para mejorar la eficiencia con que utilizan la electricidad,
- establecer prioritariamente un programa de ahorro y optimización del uso de la energía.

3. Municipios

Es probable que el proceso de descentralización que se está llevando a cabo en la Región conduzca a adoptar una opción para la electrificación rural en que los municipios jueguen un rol fundamental. En el recuadro siguiente se enumeran algunas de las funciones básicas que podría, en un caso como el señalado, realizar el municipio en este campo.

Recuadro 4**Funciones básicas de un municipio responsable de la electrificación rural**

En este recuadro se describen las principales funciones que desempeñarían los municipios si asumen la responsabilidad de electrificación de las zonas rurales aisladas, ello independientemente de quién se instale y/u opere las instalaciones para el suministro eléctrico:

- recoger las inquietudes de la comunidad al respecto de la necesidad de la electrificación de las zonas rurales aisladas,
- promover la elaboración y evaluación de los proyectos técnicos destinados a definir las soluciones al problema de electrificación rural.
- obtener el financiamiento o destinar recursos a su presupuesto a subsidiar parte de la inversión de manera que para las empresas distribuidoras sea transparente un proyecto de zona aislada o en área de concesión de baja densidad,
- contratar la instalación del proyecto o negociar con la empresa concesionaria de distribución la implantación del proyecto,
- en el caso que el proyecto sea instalado y operado por la distribuidora, negociar las tarifas y las bases para su reajuste.

En un esquema como el descrito, el municipio podría eventualmente crear una empresa eléctrica municipal, asegurando a dicha empresa una suficiente autonomía administrativa y financiera, o promover la creación de una empresa local, en la medida que esta última pueda mostrar signos razonables de solidez y perdurabilidad de sus funciones.

4. Centro de despacho económico de carga

En general, los países pueden tener uno o más centros de despacho de carga, dependiendo del número de sistemas interconectados que existan en el país. El CDEC, ya sea nacional o regional, es responsable de la coordinación de la operación del sistema eléctrico, a fin de que éste sea capaz de satisfacer los requerimientos de electricidad de corto plazo del sistema que abastece, en forma segura y económica. En el recuadro siguiente se enumeran las funciones básicas de este organismo.

Recuadro 5
Funciones básicas del o de los centros de despacho de carga

En la Región, el o los centros de despacho de carga son normalmente responsables de:

- planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional o regional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica,
- llevar a cabo el despacho de carga en tiempo real y al mínimo costo,
- determinar la potencia efectiva de las unidades de generación del sistema interconectado,
- ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales,
- determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional o regional,
- coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional o regional,
- informar periódicamente a la autoridad correspondiente acerca de la operación real y esperada de los recursos del sistema interconectado nacional o regional, y de los riesgos para atender confiablemente la demanda,
- entregar al ente regulador o fiscalizador la información técnica acerca del sistema, los modelos matemáticos o de simulación de la operación y costos del sistema y otros datos operacionales que la autoridad requiera.

5. Financiamiento de los organismos

En la Región, los entes encargados del desarrollo, regulación, coordinación y control del sector eléctrico no disponen, salvo excepciones, de los recursos legales, financieros y técnicos adecuados para llevar a cabo su función.

En general, desde el punto de vista del financiamiento, en los países considerados se distingue entre los órganos reguladores y el resto de las entidades gubernamentales vinculadas con el subsector eléctrico. En el caso de los primeros, Bolivia, Brasil, Colombia y Perú contemplan un cargo a las empresas concesionarias o reguladas, proporcional a sus ingresos brutos o al valor de los gastos de funcionamiento; por su parte, Argentina financia al ente regulador mediante tasas de inspección y control; subsidios, donaciones y transferencias; multas y decomisos; intereses y beneficios de la gestión de sus fondos propios; y fondos que pueden serles asignados por ley. Finalmente, Chile y Honduras financian estos organismos a través del Presupuesto de la Nación.

En general se establecen destinos diversos para los fondos que por estos medios se recauden, dependiendo de la estructura que adoptan los entes responsables de cumplir las distintas funciones vinculadas al sector. En términos generales, dichos fondos se destinan al:

- financiamiento del ente regulador y de los gastos de fiscalización del sistema,
- financiamiento de los proyectos y actividades relacionadas con la hidrología, hidrometeorología, la operación de la red hidrometeorológica nacional y la fiscalización de las concesiones de derechos de aguas,
- financiamiento del ente planificador,
- financiamiento del programa nacional de uso eficiente de la electricidad,
- financiamiento de los programas de demostración y evaluación de recursos energéticos renovables o no convencionales,
- financiamiento del programa de electrificación rural.

La experiencia indica que los entes financiados a través del presupuesto nacional tienen dificultades para contratar un personal mínimo, el que aborda con dificultad las tareas operativas esenciales de los entes reguladores y fiscalizadores.

IV. REGIMEN DE CONCECIONES

A. ACTIVIDADES SUJETAS A CONCESION

En términos generales, están sujetas a concesión las actividades integradas al CDEC y al abastecimiento de energía eléctrica de servicio público²⁰. La mayoría de los países consideran como sujetas a concesión por la autoridad correspondiente la generación hidroeléctrica, la transmisión y la distribución, fijando en algunos casos límites mínimos a la potencia de generación sujeta a concesión²¹. Un caso especial lo constituye Costa Rica, en que el ente concedente tiene autoridad para otorgar, extender y caducar concesiones hasta 20 MW, por sobre esta potencia se requiere de aprobación legislativa.

Las distintas legislaciones analizadas señalan que los concesionarios deben: atender a quien lo solicite, dentro de las normas vigentes; realizar las obras objeto de la concesión en las condiciones y plazos ofrecidos y brindar el servicio en la oportunidad, seguridad, calidad y requerimientos tecnológicos acordados; y permitir el acceso a sus redes en forma económica, confiable y sin discriminación.

Las actividades sujetas a concesión son las siguientes:

1. Generación

En la Región, normalmente se exige concesión a los aprovechamientos de fuentes de energía hidroeléctrica cuya potencia supera un cierto nivel (a ser definido por la ley o el reglamento respectivo), destinados al servicio público o a productores independientes que abastecen el sistema a través de generadores o del CDEC.

También requieren concesión los autoprodutores que utilicen estas fuentes hidroeléctricas; normalmente el límite de potencia es significativamente mayor que el de los productores que abastecen el sistema de servicio público.

Como se señalara, en Brasil las centrales termoeléctricas también deben ser objeto de concesión por parte de la autoridad. El recuadro siguiente especifica las potencias de las centrales térmicas e hidráulicas que requieren de concesión o autorización.

²⁰ Sólo en México corresponde exclusivamente al Estado generar, transmitir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.

²¹ En el caso de Colombia y Brasil, los requerimientos de concesión no se limitan a la generación hidroeléctrica sino que además incluyen la generación termoeléctrica, en la medida que ésta supere un determinado nivel de potencia instalada.

Recuadro 6
**Requerimientos de concesión o autorización en el caso de las
centrales térmicas e hidráulicas en Brasil**

En este país, está sujeto a concesión:

- El aprovechamiento del potencial hidráulico de potencia superior a 1.000 kW y la implantación de usinas termoeléctricas de potencia superior a 5.000 kW, destinados al servicio público,
- el aprovechamiento del potencial hidráulico superior a 1.000 kW, destinado a la producción independiente de energía eléctrica para uso de bien público,
- el aprovechamiento del potencial hidráulico de potencia superior a 10.000 kW, destinado al uso exclusivo del autoprodutor, con resguardo al derecho adquirido relativo a las concesiones existentes.

En Brasil, son objeto de autorización:

- la implantación de centrales termoeléctricas de potencia superior a 5.000 kW, destinada al uso exclusivo del autoprodutor,
- el aprovechamiento del potencial hidráulico de potencia superior a 1.000 kW e igual o inferior a 10.000 kW, destinados al uso exclusivo del autoprodutor.

2. Transmisión

Normalmente requieren de concesión, las actividades de transmisión de energía eléctrica destinada al servicio público.

3. Distribución

Normalmente requieren de concesión, el establecimiento, operación y explotación de instalaciones de servicio público de distribución (SPD). Estas concesiones de SPD dan derecho al uso de bienes nacionales de uso público para tender líneas en áreas de concesión.

La distribución de electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de SPD, con las excepciones siguientes: usuarios no sometidos a regulación de precios, los que no utilizan bienes nacionales de uso público o utilizan bienes de uso público, pero disponen de permisos otorgados previamente al establecimiento de la concesión.

En su zona de concesión, las empresas de distribución están obligadas a dar servicio a quien lo solicite, sea que el usuario esté ubicado en la zona de concesión, o bien se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros.

En algunos casos los concesionarios pueden exigir a los usuarios que soliciten el servicio, o que amplíen su capacidad contratada, aportes de financiamiento reembolsable para la ejecución de las ampliaciones de capacidad requeridas en generación, transmisión o distribución. El usuario tiene derecho a que se le reconozca su contribución mediante entrega de acciones, bonos u otras modalidades que aseguren su recuperación, eligiendo la opción que más le acomode.

En el caso de Chile, la legislación señala que la empresa distribuidora podrá exigir a los usuarios que amplíen su servicio en potencias superiores a 10 kW, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada será usada durante un tiempo razonable. Esta exigencia no es contemplada por el resto de las legislaciones, por lo que deberá analizarse su validez, preguntándose ¿hasta qué punto limita el derecho del usuario a reemplazar el proveedor²²?, ¿como puede el usuario asegurar una demanda dada²³? ¿cuál es el límite que se adecúa a las circunstancias del país?, etc.

²² Este artículo de la legislación chilena protege a la empresa eléctrica -debido a la obligación de las distribuidoras de abastecer la demanda-, permitiéndole reducir las fluctuaciones de la demanda de usuarios cuyos consumos tienen alguna significación. En cualquier caso los riesgos correspondientes a la inversión necesaria estarían cubiertos parcialmente por la exigencia de financiar las posibles ampliaciones que el abastecimiento de dicho cliente exigiese. En lo que respecta al cliente, sólo en la medida que tuviese la capacidad de cambiar de proveedor, esta cláusula limitaría su derecho a hacerlo.

²³ En el caso de un micro o pequeño empresario, su demanda eléctrica depende de la demanda sobre los productos que fabrica, la que puede estar sujeta a fluctuaciones que no dependen de su voluntad.

B. ACTIVIDADES NO SUJETAS A CONCESION

De acuerdo con las legislaciones analizadas, las actividades no sujetas a concesión son aquellas que no se incluyen entre las que sí requieren de una concesión para operar. De todas maneras, estas actividades deben cumplir con las normas técnicas que la autoridad específica para la industria eléctrica y respetar las normativas de protección del medio ambiente.

C. PODER CONCEDENTE

La facultad de otorgar concesiones está centralizada en Argentina, Bolivia, Chile y Costa Rica. Por el contrario, en Brasil y Colombia el Gobierno Central, las regiones o provincias, los distritos o municipios, pueden otorgar concesión para la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad.

En los casos en que esta capacidad se descentralice, tendencia creciente en la Región, la competencia para otorgar contratos de concesión dependerá de la forma como se estructure el Estado y de la cobertura geográfica y grado de autonomía de los sistemas eléctricos. En general, es posible visualizar un esquema en que los contratos de concesión se asignan de la manera siguiente: el Gobierno Central, los relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión entre regiones o provincias; los Departamentos, Distritos, Regiones o Provincias, los relacionados con las redes regionales, estatales, provinciales o distritales de transmisión; y el órgano local, los correspondientes a la distribución de electricidad.

D. NATURALEZA, PLAZO Y PRORROGA DE LAS CONCECIONES

La legislación eléctrica de los países analizados distingue entre concesiones provisorias y definitivas, estas últimas pueden ser indefinidas o a plazo fijo²⁴. Al respecto, el punto de vista de los autores es que, aún cuando ello depende de la filosofía de cada país, parece conveniente que las concesiones tengan una fecha de caducidad, la que en la mayoría de los casos es de 20 años.

El que la concesión tenga una fecha de término, otorga a la autoridad un mayor margen de maniobra en cuanto a una eventual modificación de las condiciones de la nueva concesión, debido a cambios sugeridos por la evolución tecnológica, la necesidad de eliminar factores restrictivos o de introducir más competencia (en el caso que la concesión se licite).

Sólo Perú y Chile contemplan la concesión temporal con el objeto de permitir el estudio de los proyectos conducentes a la concesión definitiva. La resolución mediante la cual

²⁴ Chile y Perú otorgan concesiones por plazo indefinido, las que sólo caducan por incumplimiento de las obligaciones de las empresas concesionarias. Argentina, Brasil y Bolivia otorgan concesiones a plazo fijo.

se otorga indica: el plazo de la concesión y la descripción de los trabajos relacionados con los estudios que se autorizan y la fecha de inicio y término de los mismos.

Como se señalara, Argentina, Brasil y Bolivia otorgan concesiones por un plazo fijo, al término del cual, la concesionaria podrá pedir una prórroga de la concesión por un tiempo especificado en el reglamento o el otorgamiento de una nueva concesión. De acuerdo a estas legislaciones, la concesión de servicio público constituye una delegación para su prestación, hecha por el poder concedente, a empresas que demuestren capacidad para su realización, por su cuenta y riesgo. Ello explica, además, que se otorguen por un plazo fijo.

E. SUPERPOSICION DE CONCESIONES

En la mayoría de los países, la legislación especifica la existencia de un sólo concesionario. Sin embargo, la legislación brasilera señala que el otorgamiento de la concesión no tendrá carácter de exclusividad, salvo que la existencia de más de un concesionario en una área dada sea inviable técnica o económicamente.

En países donde la concesión se asigna a partir de una solicitud del interesado y existen 2 o más peticionarios, la autoridad realiza una licitación pública por los derechos de concesión en el área relacionada con estos peticionarios, decidiendo a partir de ella a cuál o cuáles de ellos deberá asignársele la concesión.

F. FORMAS Y CRITERIOS DE ASIGNACION

En general, existen dos formas básicas de asignación: por resolución de la autoridad frente a una solicitud de concesión y por licitación.

a) Asignación por resolución²⁵; en este caso el peticionario solicita la concesión a la autoridad, quien la otorga mediante una resolución ministerial o de quien ostente el poder concedente. Si la asignación es por resolución, cuando hay más de un interesado se recurre al expediente de la licitación.

Este método de asignación no presupone que el concesionario no esté sujeto a condiciones impuestas por la autoridad y que guardan relación con la seguridad de las personas, la seguridad de servicio (respecto al nivel de fallas y las posibilidades de accidentes), protección del medio ambiente, uso de la tierra y localización, eficiencia energética, tipo de fuentes primarias, etc.

b) Asignación por licitación²⁶; este método supone, en la mayoría de los casos, la existencia de un proceso de planificación de la expansión del sistema, el que condiciona la oportunidad de las obras y las capacidades de las mismas, objeto de la

²⁵ Este método es utilizado por Chile, Bolivia y Perú, recurriéndose al expediente de la licitación cuando existe más de un interesado en obtener la concesión.

²⁶ Este método es empleado en Argentina, Brasil y Colombia.

licitación. Se utiliza este procedimiento cuando existe más de un interesado que responde al llamado de la autoridad, en caso contrario se asigna al único interesado en la medida que cumpla con los requisitos exigidos a los concesionarios. El mismo procedimiento se adopta en el caso de concesiones de servicio público que hayan expirado.

Algunos de los criterios, comúnmente utilizados en la Región, para la evaluación de las licitaciones son los siguientes: (1) el menor valor de la tarifa por el servicio a ser prestado (esta opción está condicionada al esquema tarifario que se adopte), (2) la mayor oferta, en el caso de pago al poder concedente por el otorgamiento de la concesión, (3) una combinación de los dos criterios anteriores. Se deberá explicitar claramente en las bases de la licitación, las fórmulas precisas que se utilizarán en la evaluación.

La legislación de algunos países señala que no son aceptables aquellas propuestas que para su viabilización necesiten de ventajas o subsidios que no estén expresamente autorizados por ley (la electrificación rural tiene un tratamiento diferente en la ley), este principio es igualmente válido para las empresas estatales que compitan por una concesión.

La ley prevé la posibilidad de que el concesionario, previa a la extinción de su concesión, solicite una prórroga por un período que determina la ley o una nueva concesión. La autoridad tiene la potestad de aprobar o no la petición, fundamentando las razones de la negativa.

En los países en que se emplea esta opción, las concesiones y autorizaciones de transmisión de energía eléctrica no sólo son prorrogables sino que incluso se puede autorizar su agrupamiento, de acuerdo con criterios de racionalidad operacional y económica²⁷. El contrato de concesión debe asegurar el libre acceso a los sistemas, de: (1) los productores o generadores, (2) los consumidores con una carga igual o mayor a un límite a definir por la ley y atendidos en tensión igual o superior a un nivel igualmente definido por la ley (en cualquier caso en alta tensión). Los contratos de concesión deben establecer claramente los criterios de acceso y de valorización de los costos de transmisión, conforme a lo dispuesto en el reglamento.

²⁷ Las economías de escala sugieren la concentración de los sistemas de transmisión, más bien que la competencia.

Como en el caso de la transmisión, las concesiones de distribución de energía eléctrica pueden ser prorrogadas y agrupadas según un criterio de racionalidad operacional y económica, por solicitud de las concesionarias o iniciativa del poder concedente. En principio, la concesionaria de distribución tendría exclusividad de abastecimiento en su área de concesión -la legislación chilena señala que "las concesiones se otorgarán sin perjuicio del derecho de terceros legalmente establecidos con permiso o concesión"-, a la excepción de los consumidores con una carga y una tensión igual o mayor a aquella señalada en el párrafo anterior, los que podrán contratar su abastecimiento con cualquier productor de energía eléctrica, observando lo dispuesto en el reglamento.

Ello implica, para este tipo de suministros, libre acceso a los sistemas de distribución de servicio público, previo pago del costo de transporte, calculado en base a los criterios fijados en el reglamento.

G. OBLIGACIONES DE LOS CONCESIONARIOS

En los párrafos que siguen se enumeran las principales obligaciones de los concesionarios, en base a lo especificado por la mayoría de las legislaciones eléctricas de la Región. Es evidente que algunas de estas obligaciones no son válidas en el caso de aquellas legislaciones que adoptan posturas más restrictivas, en cuanto al alcance de las concesiones.

En lo que respecta a la presentación del tema, se optó por puntualizar con cierto detalle dichas obligaciones, más bien que enunciar principios generales, ya que al detallar las obligaciones de los distintos actores, se facilita la tarea de juzgar la aplicabilidad de los conceptos en cada caso concreto.

Se consideran normalmente obligaciones de los concesionarios:

- a) Mantener un sistema uniforme de contabilidad, definido por el ente fiscalizador, obligatorio para todas las compañías del sector, que siga los principios contables normalmente utilizados para la industria eléctrica. Dicha obligación tendría por objeto poder estandarizar el proceso de fiscalización de las empresas, a fin de verificar el cumplimiento de la ley y del contrato de Concesión o Licencia. Este proceso de auditoría debería verificar igualmente los estándares de calidad de servicio y los indicadores de eficiencia y eficacia establecidos por el ente.
- b) Efectuar el mantenimiento de sus instalaciones de transporte y distribución en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios
- c) Asegurar la neutralidad y la transparencia del sistema, ningún transportista ni distribuidor puede ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el ente.

- d) Extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios pueden recuperar el monto de sus inversiones de acuerdo a lo dispuesto en la ley.
- e) En el caso que la Generación sea objeto de concesión, sus obligaciones normalmente son las siguientes:
- llevar a cabo la construcción de las obras e instalaciones y ponerlas en operación, en los plazos estipulados por el contrato de concesión,
 - conservar y mantener las obras e instalaciones en adecuadas condiciones para asegurar su eficiente operación,
 - garantizar la calidad y seguridad del servicio de acuerdo a los términos del contrato, de la ley y de su reglamentación,
 - presentar la información técnica y económica al ente regulador, al CDEC y a otras autoridades competentes, en la forma y dentro de los períodos de tiempo establecidos por la reglamentación,
 - permitir al ente realizar las inspecciones técnicas a sus instalaciones y las revisiones administrativas, contables y financieras que corresponda,
 - cumplir con las disposiciones legales respecto de la protección y preservación del medio ambiente,
 - observar y cumplir las directivas del CDEC en el caso de operar en el Sistema Interconectado Nacional y/o Regional o Estadual.
- f) En el caso de la Transmisión, además de los deberes anteriores, el concesionario está obligado a permitir el acceso indiscriminado de terceros (compañías eléctricas, clientes no regulados y autoprodutores) a sus redes -en el bien entendido que la capacidad de transporte requerida no esté comprometida por contratos previos-, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de la ley. Para los fines de la ley, la capacidad de transporte incluye la transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que el ente determine.

Los transportistas deberán responder a toda solicitud de servicio dentro de un plazo prudente, definido por la ley²⁸.

El ente regulador o fiscalizador (cuando sea independiente del primero) arbitrará los diferendos entre transportistas y usuarios del servicio, cuando no se llegue a acuerdo sobre las condiciones de servicio requeridas. La ley debería ser suficientemente específica, vía reglamento, de manera de reducir estas controversias al mínimo.

²⁸ Ello es particularmente crítico en los casos en que existe algún grado de relación entre la empresa transmisora y alguna generadora, relación que, en principio, la ley no debería tolerar.

g) En el caso de la Distribución, además de los deberes especificados para el Generador y los transportistas -en lo relativo a permitir el acceso de terceros a sus redes²⁹, el concesionario debe:

- satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que le sea requerida, en los términos de su contrato de concesión,
- extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios pueden recuperar el monto de sus inversiones de acuerdo a lo dispuesto en la ley,
- efectuar el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios.

La tendencia general en la Región es que para cumplir con su obligación de satisfacer la demanda eléctrica dentro de su área de concesión, los Distribuidores deben suscribir contratos de abastecimiento con Generadores, en base al esquema tarifario que se adopte o a tarifas acordadas entre las partes, dentro del marco de la ley. En principio, tales contratos deben cubrir, como mínimo, un cierto porcentaje de la demanda máxima por la que el Distribuidor es responsable, por un número de años a definir en la ley. Tanto el porcentaje mínimo obligatorio contractual y el plazo mínimo podrán ser modificados por el ente, teniendo en cuenta el desarrollo y operación del mercado.

h) El personal autorizado del ente debe tener libre acceso, sin interferir en el curso normal del negocio, a las instalaciones de despacho de carga o cualquier otra instalación involucrada en la industria eléctrica, para realizar las tareas que le asigna la ley y el reglamento correspondiente.

H. EXTINCION Y CADUCIDAD DE LAS CONCECIONES

En aquellas legislaciones en que la concesión es permanente, ésta sólo caduca por incumplimiento de los compromisos asumidos por el concesionario en cuanto a obras a realizar, calidad de servicio inadecuada, transferencia de sus derechos a terceros, etc.

Por el contrario, en los países en que la concesión es a plazo fijo, a la expiración del contrato de concesión de servicio público, el ente concedente llama a propuesta pública para otorgar una nueva concesión y transferir al nuevo concesionario los activos sujetos a la concesión, incluyendo, aunque no limitado a ellos, las instalaciones, equipos, obras, derechos y datos. El concesionario original tiene la obligación de cooperar con el ente concedente durante el proceso de licitación y transferencia, y puede tomar parte en la licitación.

²⁹ En el bien entendido que la capacidad de transporte requerida no esté comprometida por contratos previos. Como en el caso de los transportistas, el ente regulador o fiscalizador deberá arbitrar en caso de diferendos entre el distribuidor y quien demanda el uso de las redes.

El concesionario original tiene derecho a una reparación por la transferencia de los activos sujetos a concesión, al nuevo concesionario.

La tendencia general en la Región es a que se consideran causales para la declaración anticipada de término de concesiones, las siguientes:

- cuando el concesionario no inicia o completa las obras o instalaciones ni realiza las inversiones dentro de los plazos establecidos por el contrato, excepto en casos de fuerza mayor -definidos en el contrato y debidamente justificados-,
- cuando el propietario de la concesión, sin la aprobación previa de la autoridad, modifica el propósito para el cual se le otorgó la concesión
- cuando el propietario no cumple con los deberes contractuales establecidos en la ley,
- cuando el propietario de una concesión de transmisión o de servicio público no permite el acceso al uso de sus instalaciones por parte de un generador, consumidor no regulado o auto productor.

Con el fin de asegurar la continuidad, calidad y regularidad del servicio, el poder concedente está normalmente autorizado para sustituir al concesionario en su prestación, realizándola por sí mismo o mediante terceros, en el evento en que se haya suspendido el servicio, o se tema razonablemente que éste se pueda suspender. La sustitución podría ser temporal, durando hasta que el concesionario se halle nuevamente en condiciones de prestar el servicio; en caso contrario, esta medida podrá ser definitiva.

En general, si por razones de interés general, se rescinde anticipadamente el contrato de concesión, se debe compensar al concesionario tanto por los perjuicios que le cause dicha terminación como por los beneficios que razonablemente habría obtenido de seguir con la concesión.

Al término de la concesión deben revertir a la entidad concedente todos los bienes señalados en el contrato, mediante el reconocimiento y pago al concesionario del valor de reposición de las instalaciones.

I. GRADOS DE LIBERTAD PARA EJERCER LA CONCESION

Ningún generador, transportista ni distribuidor puede comenzar la construcción, la ampliación y/u operación de instalaciones cuya magnitud precise la aprobación del ente regulador, sin disponer de la autorización correspondiente que acredite la conveniencia y necesidad pública de ellas.

La exportación e importación de energía eléctrica, así como las interconexiones internacionales deben ser previamente autorizadas por la autoridad correspondiente³⁰.

La actividad de comercialización de energía eléctrica puede ser ejercida tanto por los agentes económicos que realicen actividades de generación o distribución como por aquellos que cumplan con las exigencias que establezca el ente regulador al respecto.

³⁰ El requerimiento de autorización para exportar e importar electricidad está explícitamente establecido, por lo menos de acuerdo a la documentación disponible, en las legislaciones de Argentina, Bolivia y México.

V. USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS

En este caso, quizás aún más que en el de las concesiones, la filosofía de desarrollo, los conceptos de bien común y de servicio público, el grado de inviolabilidad de la propiedad privada, condicionan el alcance de la ley a este respecto y los grados de discrecionalidad que ésta concede a la autoridad³¹.

A. SERVIDUMBRES BASICAS

Para asegurar el pleno ejercicio de su actividad, la industria eléctrica debe poder acceder a: (1) servidumbres de acueductos, embalses y obras hidráulicas para plantas hidroeléctricas, (2) servidumbres de ductos para refrigeración de plantas termoeléctricas y geotérmicas, (3) servidumbres de líneas aéreas o subterráneas para transmisión, distribución o comunicación, (4) servidumbre de subestaciones, ya sean áreas o subterráneas, (5) derechos de paso, para la custodia, conservación y reparación de las instalaciones de la empresa, (6) derechos de paso y uso de senderos, huellas, caminos y ferrocarriles, para la construcción y acceso a las instalaciones, (7) servidumbre de ocupación temporal, para el almacenamiento de los bienes necesarios para realizar las obras, (8) servidumbre para el transporte de electricidad en instalaciones pertenecientes a empresas o entidades distintas del transmisor. Estos derechos de servidumbre deben garantizar la seguridad de las personas y de las cosas.

Todas las servidumbres que señalen los decretos de concesiones eléctricas definitivas, se establecen en conformidad a los planos de servidumbres aprobados en el decreto de concesión correspondiente.

Los propietarios de líneas eléctricas están obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, habida consideración de las reglas definidas en la ley.

Cuando existan líneas eléctricas en una heredad, el propietario de ésta podrá exigir, cuando se prevea establecer una nueva servidumbre sobre su propiedad, que se aprovechen, en primera instancia, las existentes.

En general, los edificios no quedan sujetos a las servidumbres de obras hidroeléctricas ni de líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Las áreas circundantes que dependan de los edificios, quedan sujetas a servidumbre sólo de las líneas de distribución de baja tensión. El propietario del predio atravesado por esas líneas, que desee ejecutar construcciones debajo de ellas, podría exigir al dueño de éstas que varíe su trazado, siendo las obras modificatorias de cargo del dueño del predio.

³¹ Este capítulo sintetiza lo planteado respecto del tema de las servidumbres, en la mayoría de las legislaciones eléctricas analizadas.

B. SERVIDUMBRES ESPECIFICAS

En términos generales, las concesiones de líneas de transmisión, subestaciones y de servicio público de distribución dan derecho al concesionario para: (1) tender líneas aéreas y subterráneas a través de propiedades ajenas, (2) ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación, (3) ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.

Esta servidumbre no impide al dueño del predio bajo servidumbre cercarlo y construir edificios o plantar árboles en su interior, en la medida que respete las alturas mínimas y las áreas de seguridad establecidas por los reglamentos definidos por la autoridad.

En principio, las concesiones de centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, crean en favor del concesionario las servidumbres de obras hidroeléctricas, con los derechos siguientes: (1) ocupar los terrenos que necesiten las obras, (2) ocupar y cerrar los terrenos contiguos a la bocatoma, (3) ocupar y cerrar los terrenos necesarios para embalses, vertederos, clarificadores, estanques de acumulación de aguas, cámaras de presión, cañerías, centrales hidroeléctricas con sus dependencias, habitaciones para el personal de vigilancia, caminos de acceso, depósitos de materiales y, en general, todas las obras requeridas para las instalaciones hidroeléctricas. El concesionario se debe comprometer a manejar y preservar el área protegida a su propio costo.

C. CONSTITUCION Y EXTINCION DE SERVIDUMBRES

A petición del concesionario, el ente regulador puede imponer servidumbres para uso de la industria eléctrica sobre cualquier tipo de propiedad, pública o privada. El uso de la servidumbre debe establecerse de manera de causar el mínimo de daño a aquellos que pueda gravar.

La servidumbre podrá tanto ser impuesta por la autoridad, tomando en cuenta los derechos del dueño del predio sirviente, como establecerse libremente, mediante acuerdos entre las partes.

La autoridad puede declarar extinguida una servidumbre cuando: el solicitante de la servidumbre no realiza las instalaciones y obras autorizadas dentro de los plazos definidos al solicitar dicha servidumbre; el propietario demuestre que la servidumbre permanece sin uso por un lapso superior a lo definido en la ley; o se dé término a la finalidad por la cual ésta se constituyó.

D. EXCEPCIONES

En las zonas urbanas, la servidumbre de líneas no puede establecerse sobre edificios, patios y jardines.

La constitución de servidumbres de líneas no impide al propietario del predio sirviente cercarlo o edificar en él, siempre que ello no se realice bajo una línea de alta tensión o su área de influencia, y deje las áreas de circulación para la conservación y reparación de las líneas.

E. DERECHOS DEL DUEÑO DEL PREDIO SIRVIENTE

El dueño del predio sirviente tiene derecho a que se le pague: (1) el valor de todo el terreno ocupado por las obras hidroeléctricas, por los postes y torres, por las zanjas de las líneas subterráneas, por los edificios y por caminos de acceso, (2) el valor de los perjuicios provocados por la construcción de las obras o por el ejercicio de la servidumbre, (3) una indemnización por el tránsito que el concesionario tiene derecho para efectos de custodia, conservación y reparación de las líneas. La indemnización se determina en base al valor de la faja de terreno suficiente para realizar estas tareas.

El propietario del predio afectado por la servidumbre tiene derecho a una indemnización que se determina mediante un acuerdo entre las partes, teniendo en cuenta: (1) el valor de la tierra en la zona donde se encuentre el predio gravado, (2) la aplicación de un coeficiente de restricción que atienda al grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre. Si no hubiere acuerdo, el monto de la compensación podría ser definido por la autoridad competente.

F. COMPENSACION POR USO DE RECURSOS HIDRICOS, PETROLEO Y GAS NATURAL, PARA PRODUCIR ELECTRICIDAD

Este tipo de compensación está especificada sólo en la legislación de Brasil. La experiencia chilena, y probablemente de otros países de la Región, podrían hacer recomendable considerar en sus legislaciones algo similar. En efecto, en Chile se están generando significativas presiones por establecer algún tipo de gravamen en favor de las localidades aledañas a la cuenca de donde se extrae el recurso, debido a que con cierta frecuencia ellas aparecen como marginadas del desarrollo e, incluso, no disponen de abastecimiento de electricidad.

Esta compensación puede considerarse como un impuesto al uso de los recursos renovables y no renovables, con el fin de permitir no sólo una distribución de la renta que deriva de su explotación sino que, además, destinar parte de estos recursos a la exploración, evaluación y catastro de nuevos recursos. Ello es particularmente importante si se considera que la evaluación de estos recursos (los que muchas veces requieren de registros sistemáticos por períodos de 40 años o más) fue realizada por empresas estatales, las que al ser privatizadas dejan de jugar un rol que se considera de interés público y que adquieren como activos el conocimiento y derechos de explotación sobre dichos recursos.

En el caso de Brasil, dicha compensación alcanza a un 6% del valor de la electricidad vendida a los concesionarios de servicio público de distribución. La repartición de este monto corresponde en un 90% a las distintas instancias territoriales (regional, provincial y municipal, por ejemplo), un 8% para la operación y expansión de la red hidrometeorológica nacional, el estudio de los recursos hídricos, la fiscalización de los servicios de electricidad, la institucionalidad del sistema de administración de recursos hídricos y del diseño e implantación de las políticas de protección del medio ambiente y un 2% para el Ministerio de Ciencias y Tecnología.

VI. AUTORIZACIONES Y PERMISOS

A. CONCESIONARIOS DE SERVICIO PUBLICO

Los párrafos siguientes están basados en la legislación argentina, debido a que ella especifica con mayor detalle que el resto de las legislaciones, los requerimientos de autorización y permisos en el caso de las concesiones de servicio público.

Ningún transportista o distribuidor podía comenzar la construcción u operación de instalaciones de una magnitud superior a la definida por la ley así como tampoco la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener del ente regulador un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación. Para respetar los intereses de la comunidad o de quien se sienta afectado por dichas obras, el ente regulador debe publicitar este tipo de solicitudes y promover la realización de una audiencia pública, antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

El inicio o la inminencia de inicio de una construcción y/u operación que carezca del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública, debería facultar a cualquier persona a acudir ante el ente regulador para denunciar u oponerse a aquellas. La autoridad, en ese caso, puede ordenar la suspensión de dicha construcción y/u operación hasta tanto resuelva sobre el otorgamiento del referido certificado, sin perjuicio de las sanciones que pudiesen corresponder por la infracción.

Si la construcción o ampliación de las instalaciones de un transportista o distribuidor interfiere o amenaza interferir el servicio o sistema de otro transportista o distribuidor, éste último debería disponer de mecanismos de protección que le permitan recurrir a la autoridad, la que juzgaría en base a los antecedentes expuestos, si autoriza o no la nueva obra, pudiendo previamente convocar a una audiencia pública.

Sólo con la aprobación del ente regulador, un transportista o un distribuidor podrá abandonar parcial o totalmente las instalaciones destinadas al transporte o distribución de electricidad, o dejar de prestar los servicios a su cargo. La autoridad otorgará dicha aprobación sólo después de comprobar que las instalaciones o servicios abandonados no son o serán necesarios para el servicio público en el presente o en un futuro previsible.

La exportación e importación de energía eléctrica deberían ser autorizadas previamente por la autoridad definida en la ley.

El otorgamiento de concesiones podrá estar sujeto al pago de un derecho, el que debe estar definido en los términos de referencia de la licitación. Cuando la concesión es asignada directamente, el monto del derecho deberá ser establecido por la reglamentación de la ley.

B. PRODUCTORES INDEPENDIENTES

La mayoría de los países no hacen explícita la necesidad del otorgamiento de permisos para los productores que no son concesionarios de servicio público. Por el contrario, existen legislaciones que sí lo hacen, con el objeto de asegurar la consistencia de los planes de obra de los sistemas interconectados³². En este último caso, la autoridad correspondiente, considerando los criterios y lineamientos de su política energética, puede otorgar permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación y exportación de energía eléctrica, bajo las condiciones siguientes:

1. Permiso de autoabastecimiento

El otorgamiento de permiso de autoabastecimiento de energía eléctrica destinado a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o legales, debe estar condicionado al respeto de la legislación y la política de desarrollo del sector. Cuando se trate de varios solicitantes que demanden autoabastecerse a partir de una misma central eléctrica, en principio, para una mejor fiscalización por parte de la autoridad competente, se puede exigir que éstos tengan el carácter de copropietarios de la misma o que se constituyan en una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. En caso que se prevea la venta de electricidad a terceros, se debe respetar las exigencias de la ley y del reglamento.

2. Permiso de cogeneración

Con el objeto de asegurar la consistencia de los planes de obra, la autoridad puede exigir permiso previo a los cogeneradores que entreguen sus excedentes a la red de servicio público o abastezcan directamente a otro usuario, en ambos casos el permisionario debe respetar las exigencias de la ley o el reglamento.

³² Es el caso, específicamente, de la legislación eléctrica de México y Brasil. Los párrafos siguientes resumen lo señalado por la legislación en relación a las autorizaciones y permisos que requieren los productores independientes. Dado que el caso de México es especial, debido a que su industria eléctrica es básicamente estatal, algunos o la totalidad de estos párrafos no son necesariamente aplicables a otros países de la Región, dependiendo de la filosofía que anime las políticas energéticas de cada país.

3. Permiso de producción independiente

Como en el caso anterior, la autoridad puede exigir a los productores independientes permiso para generar energía eléctrica destinada a su venta al servicio público. A su vez este último, está legalmente obligado a adquirirla en los términos y condiciones económicas que defina la ley o convengan las partes, según sea la conveniencia del productor independiente. Salvo en el caso de proyectos cuya potencia sea inferior a un límite definido por la legislación, los proyectos motivo de la solicitud de permiso deberán estar incluidos en el plan de obras del sistema interconectado nacional o regional. Sin embargo, se puede otorgar permiso a proyectos no incluidos en dicho plan, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación.

4. Permiso de pequeña producción de energía eléctrica

La legislación eléctrica de los distintos países de la Región considera pequeña producción de energía eléctrica, a aquellas instalaciones que satisfacen las necesidades de comunidades rurales aisladas o que generan excedentes -por sobre sus necesidades propias- para abastecer este tipo de localidades. Desde el punto de vista técnico, la instalación debería ser aprobada por el ente fiscalizador y desde el punto de vista administrativo por el organismo pertinente o la Municipalidad a la cual pertenezcan la o las localidades a abastecer, según sea el caso. La potencia máxima de estas instalaciones debería ser definida por la ley.

5. Permiso de importación o exportación de energía eléctrica

En el caso de los países en que se requiere permisos de importación y/o exportación de energía eléctrica, ellos tienen cuenta de las implicancias derivadas del hecho que estas actividades pueden afectar la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica.

En el caso que ellas supongan el uso temporal de la red del sistema interconectado nacional o regional, la aprobación del permiso se condiciona a la existencia de un acuerdo o convenio previo entre el peticionario y el CDEC, y ello, en la medida que no se ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. Dichos convenios estipulan eventualmente la contraprestación en favor del CDEC y a cargo de los permisionarios. El pago por el uso de las líneas e instalaciones utilizadas se determina de la misma forma en que se define el costo por el uso de las líneas de transmisión y distribución por parte de los generadores de servicio público.

La autoridad, en base a los informes de la autoridad planificadora y del CDEC, normalmente otorga permiso para importar y/o exportar, autoriza la transferencia de permisos e impone las exigencias correspondientes de acuerdo con lo previsto en la ley, en la medida que se respete el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público. Son causales de revocación de los permisos correspondientes, el incumplimiento de las disposiciones de la ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos.

6. Obligaciones de los permisionarios

Los titulares de los permisos estarían obligados a: (1) proporcionar, en caso fortuito que el servicio público se interrumpa o restrinja, y en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción. Para estos casos, podría haber una contraprestación a favor del titular del permiso; (2) cumplir con las normas nacionales, relativas a las obras e instalaciones objeto de los permisos; y (3) entregar energía eléctrica a la red de servicio público, respetando las reglas de despacho y operación del CDEC.

Por su parte, la legislación puede limitar la capacidad de los titulares de los permisos a vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por la ley.

7. Duración de los permisos

Los permisos a que se refieren los puntos anteriores tendrían, en principio, duración indefinida, mientras se cumplan las disposiciones legales y los términos en los que fueron expedidos.

No se requeriría de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda un determinado nivel de potencia, definido por la ley. Tampoco se requeriría de permiso para el funcionamiento de plantas generadoras, cualquiera que sea su capacidad, cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. Lo anterior no excluye el que dichas plantas deban sujetarse a las normas técnicas y de seguridad, vigentes en el país.

VII OPERADORES DEL SISTEMA

A. IDENTIFICACION DE OPERADORES Y ACTORES

Se consideran normalmente actores del mercado eléctrico: (1) generadores y productores, (2) transportistas, (3) distribuidores, (4) cooperativas eléctricas, (5) empresas eléctricas municipales y (6) grandes usuarios³³. De acuerdo a las legislaciones analizadas, los primeros 5 son operadores del sistema eléctrico.

A continuación se definen brevemente los distintos actores, en base a lo indicado por dichas legislaciones:

a) Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada de acuerdo a la ley, o concesionarios de servicios de explotación de dichas centrales, inyecte su producción total o parcial en el sistema de transmisión o distribución sujeto a la legislación nacional. Los generadores pueden suscribir contratos de abastecimiento directo con distribuidores y grandes usuarios.

Quienes reciben energía en bloque por pago de regalías o servicios pueden comercializarla de igual manera que los generadores.

b) Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de electricidad otorgada bajo el régimen de la ley, es responsable de la transmisión y transformación de la energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta su entrega al distribuidor y/o gran usuario.

c) Aún cuando las legislaciones eléctricas no reconocen explícitamente a las cooperativas eléctricas como operadores del sistema, en la medida que su actividad se rija por las mismas disposiciones legales de los generadores y/o distribuidores según sea el grado de integración u objeto de sus actividades, ellas lo son, al igual que los generadores o los distribuidores.

d) Se considera distribuidor a quien, dentro de su área de concesión, es responsable de abastecer a los usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su abastecimiento directamente (o no la esté ejerciendo).

³³ Sólo la legislación argentina reconoce explícitamente a los grandes usuarios como actores del mercado eléctrico. Por su parte, México reconoce además como tales a los autoprodutores, cogeneradores, productores independientes, pequeños productores, sociedades permisionarias y permisionarios, y exportadores e importadores de electricidad.

- e) Se considera gran usuario a quien contrata directamente y para su consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. Los niveles de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que definen el carácter de gran usuario, normalmente se establecen en la ley o el reglamento de cada país.

Es posible concebir la existencia de empresas eléctricas municipales regidas por las mismas disposiciones legales de los generadores y/o distribuidores según sea el grado de integración u objeto de sus actividades, cuando su potencia sea superior a aquella que la ley define como destinada a electrificación rural, en tal caso nada las diferenciaría del resto de los actores, en cuanto a funciones, deberes y derechos. Cuando estas empresas atienden zonas rurales aisladas, que demanden una potencia inferior que la mencionada previamente, su funcionamiento deberá regirse por las disposiciones especialmente definidas por la ley, para las instalaciones destinadas a la electrificación de las zonas rurales aisladas.

En algunos países, particularmente en los Estados Unidos, se promueve el desarrollo de los productores independientes, como una forma de expandir las condiciones competitivas en el mercado eléctrico. Su actividad podría estar sujeta al otorgamiento de permisos, en el caso que no sean concesionarios de servicio público.

B. QUIENES PUEDEN SER OPERADORES

La tendencia en la Región es considerar operador a toda entidad legal pública, privada, nacional o internacional, incluidas las cooperativas, que haya obtenido concesiones para actuar como operador de la industria eléctrica. En general, las legislaciones de la Región señalan que las compañías extranjeras deberán constituirse en el país, de acuerdo con la legislación nacional.

C. INTEGRACION O DESINTEGRACION DEL SISTEMA Y CONCENTRACION DE ACTIVIDADES

Si bien la mayoría de las legislaciones contempla la conveniencia o la exigencia de desintegrar el sistema (a la excepción de los pequeños sistemas aislados), de acuerdo a los autores, la integración o desintegración del sistema eléctrico depende del tamaño de éste; en principio, no se estima económico desintegrar sistemas del orden de 1.000 a 2.000 MW o menos, debido a que los costos de transferencia de una etapa a otra encarecen el servicio al usuario final.

Igualmente se estima que en el caso de privatización del sistema, y para sistemas cuyo tamaño supere los límites indicados, se deberá separar completamente las actividades de generación, transmisión y distribución, especialmente las de generación y transmisión³⁴.

Por último, conviene señalar que existen países europeos donde la transmisión es propiedad de las distribuidoras u otros en que la transmisión se mantiene en manos del Estado o su propiedad está abierta a todos los actores, sin que se puedan ejercer poderes monopólicos.

La tendencia general, en el caso de sistemas privatizados y desintegrados, es que:

- los transportistas (sea individualmente o como propietarios mayoritarios y/o tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa transportista) no deben comprar ni vender energía eléctrica,
- ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, debe ser propietario, accionista mayoritario o controlante de una empresa transportista. No obstante, el ente regulador puede autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para sus necesidades, una red de transporte, para lo cual el ente debe establecer las modalidades y formas de operación,
- ninguna de las compañías de generación, o alguna de sus compañías relacionadas y accionistas o socios relacionados debe poseer derechos de propiedad en cualquier porcentaje del capital de una compañía de distribución, ni tampoco ejercer control sobre su administración. Del mismo modo, ninguna compañía de distribución ni ninguna de sus compañías relacionadas y accionistas o socios relacionados debe poseer derechos de propiedad en cualquier porcentaje del capital de una compañía de generación, ni tampoco ejercer control administrativo sobre esa compañía,
- sólo mediante la expresa autorización del ente regulador, dos o más transportistas o dos o más distribuidores pueden consolidarse o fusionarse en un mismo grupo empresario. También es necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor adquiera acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente. El pedido de autorización incluye una descripción del acuerdo, el motivo del mismo y toda otra información que requiera el ente para resolver. El ente debe asegurarse que dichas autorizaciones no vulneran las disposiciones de la ley ni resienten el servicio y/o el interés público.

³⁴ La propiedad de la transmisión por parte de un generador puede ser un factor de limitación de la competencia, en la medida que el resto de los generadores no puedan acceder en igualdad de condiciones, respecto del generador propietario de dichas redes, al uso de las redes de transmisión para abastecer un usuario dado.

En principio, no parece conveniente que en un sistema desintegrado un generador o distribuidor o alguna de sus compañías relacionadas, accionistas o socios relacionados posea directa o indirectamente derechos de propiedad, conjunta o individualmente, que representen más de un determinado porcentaje de la capacidad total de su actividad³⁵. Dichos porcentajes pueden ser diferentes según su función en el sistema y deben ser definidos en la ley de acuerdo a las condiciones específicas de cada sistema.

D. RESOLUCION DE CONTROVERSIAS

En general, en la Región el ente regulador debe constituir la primera instancia resolutive en caso de controversias que se susciten entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro o servicio público de transporte y distribución de electricidad³⁶. Lo anterior no excluye que las partes puedan recurrir a los tribunales de justicia, en caso que la sentencia del ente no los satisfaga.

³⁵ Si bien este principio no ha sido explicitado por las legislaciones de la Región, se estima conveniente que forme parte de ellas para asegurar un adecuado equilibrio entre los distintos actores del sistema.

³⁶ Se puede considerar facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas, por iguales motivos que los anteriores, el someterse a jurisdicción del ente regulador.

VIII. CALIDAD DE SERVICIO

La calidad de servicio podría constituir un factor crítico para la competitividad de las actividades económicas de los países de la Región. Por lo tanto, la legislación debería asegurar dicha calidad y penalizar el no cumplimiento de las condiciones que definen el abastecimiento de los usuarios regulados y respaldar el cumplimiento de los contratos de los usuarios no regulados. Lo anterior no implica que la legislación no pueda contemplar la posibilidad de que ciertos tipos de usuarios puedan pactar tarifas más reducidas si sus exigencias de calidad son menores e, inversamente, otros pacten una calidad que supere a aquella que corresponde a la tarifa regulada y paguen, por ende, una tarifa superior a ésta.

En el caso que las tarifas incluyan un cargo por costo de falla sería conveniente que la legislación sea muy explícita en lo que respecta al monto de las compensaciones y las fórmulas de reembolso de los daños provocados por las fallas instantáneas o programadas del suministro a los distintos usuarios.

En general, las legislaciones eléctricas de la Región establecen los requisitos o exigencias que se plantean en el recuadro siguiente.

Recuadro 7

Requerimientos o exigencias respecto de la calidad de servicio

En general, en relación a la calidad de servicio, la legislación eléctrica en la Región establece que:

- a) La calidad de suministro, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, de las empresas distribuidoras de SPD que operen en sistemas de tamaño superior a una determinada capacidad instalada de generación (definida en la ley y que normalmente constituye el límite entre los sistemas rurales o de zonas aislados y los sistemas centralizados), no debería superar los límites que determinen los reglamentos. En sistemas de tamaño inferior o igual a dicha capacidad, la calidad de suministro será establecida de común acuerdo entre el concesionario y la autoridad correspondiente (municipio u otra).

Los usuarios no podrían exigir calidades especiales de servicio por sobre los estándares correspondientes a los precios fijados.

Recuadro 7 (Continuación)

Requerimientos o exigencias respecto de la calidad de servicio

- b) Las disposiciones sobre calidad y continuidad de servicio establecidas en la ley no se aplican en caso que las fallas no sean imputables a las empresas suministradoras del servicio. La caducidad no es declarada en los casos fortuitos o de fuerza mayor, debidamente comprobados por la autoridad correspondiente.
- c) En caso de servicios que se encuentren impagos, el concesionario puede suspender el suministro sólo después de transcurrido un lapso de tiempo especificado por la ley, contado a partir del vencimiento de la primera boleta o factura impaga. Los cargos por concepto de corte y reconexión son normalmente determinados por el concesionario y aprobados por el ente regulador.
- d) Si los concesionarios hacen cambios en sus sistemas de suministro por su propia iniciativa, que afecten negativamente el funcionamiento de los equipos de los consumidores, deben compensar a éstos de los posibles efectos que dichos cambios pudiesen causar, tomando en cuenta el estado de uso de los equipos y otras circunstancias pertinentes.
- e) Algunas legislaciones eléctricas contemplan que se encueste anualmente a una muestra representativa de los distintos tipos de clientes de servicio público acerca de la calidad del servicio, respecto de aspectos tales como: tensión, número de fallas, plazos de reconexión en caso de interrupción del servicio, información entregada al cliente, puntualidad en el envío de las boletas o facturas, atención de nuevos suministros y otros. Además, se exige que las empresas concesionarias de SPD lleven un índice representativo de la continuidad de servicio a sus clientes, medido en los términos que la autoridad correspondiente especifique.

Algunas legislaciones señalan que la encuesta debería realizarla la empresa a su costa. Sin embargo, existe la opción de que dicha encuesta sea llevada a cabo por el ente regulador, lo que podría aparecer como más aceptable para la sociedad. La autoridad correspondiente puede amonestar, multar e incluso recomendar la caducidad de la concesión, si la calidad de servicio de la empresa es reiteradamente deficiente.

- f) Los medidores deben mantenerse en correcto estado de funcionamiento por parte de los concesionarios, con el objeto de asegurar que las mediciones se encuentren en un rango definido por la ley o reglamento, respecto de los patrones aprobados por el ente fiscalizador, el cual tiene la responsabilidad de revisarlos periódicamente y hacerlos sellar antes de su instalación.

IX SISTEMAS DE PRECIOS

A. INTRODUCCION

En las secciones que se presentan a continuación se hacen algunos alcances respecto de la importancia de concebir un esquema tarifario consistente con una estrategia de desarrollo sustentable, particularmente si se tiene en cuenta que el proceso de privatización en curso puede afectar algunos componentes de la sustentabilidad del sistema eléctrico y del desarrollo de los países en su conjunto.

Como un caso especial se incluyen algunas reflexiones de un académico brasilero respecto de las complejidades que deberá enfrentar la reforma del esquema tarifario del Brasil, en la perspectiva que ellas puedan ser útiles para otros países de la Región.

Definido los impactos de la desregulación del sistema eléctrico y el rol que podría jugar el esquema tarifario desde la perspectiva de la sustentabilidad del desarrollo y mencionadas algunas de las ideas que alimentan el debate en torno a la reforma de la regulación de las tarifas eléctricas en Brasil, se describen los elementos que caracterizan los sistemas de precios vigentes en la Región, tanto los regulados como no regulados.

1. Alcance de la regulación tarifaria e impactos de la desregulación desde la perspectiva de la sustentabilidad del desarrollo³⁷

Conviene señalar que el alcance de la regulación tarifaria dependerá del grado de competencia que defina y permita asegurar la política energética al nivel del mercado eléctrico, mayorista y minorista.

³⁷ Al respecto en la Región es posible distinguir los siguientes casos: a) apertura parcial en generación (México y Costa Rica), una sola empresa pública integrada opera la totalidad o la mayor parte de los sistemas de generación, transmisión y distribución; b) competencia en generación y libre acceso a las redes de transmisión y distribución (Argentina, Bolivia, Chile y Perú). Colombia están dentro de esta tendencia con privatización limitada, y en Brasil el modelo final está aún por definirse.

En efecto, un mercado mayorista plenamente competitivo conduce necesariamente a una situación en la que la actividad de generación está completamente desregulada -en lo que ha fijación de precios se refiere-, luego no existe fijación de precios en este caso³⁸. A su vez, si la competencia plena se incorpora al nivel del mercado minorista, se modifica el vínculo tradicional entre los clientes y la distribuidora "local", eliminando la obligación de estas últimas de abastecer una zona de concesión, correspondiendo al cliente la responsabilidad de seleccionar y contratar libremente su abastecimiento eléctrico con uno o más generadores, distribuidores o comerciantes o "brokers"³⁹. En este esquema tampoco la autoridad fija el precio de la electricidad, ya que éste deberá resultar de una negociación entre las partes.

En principio, la tendencia es a promover la competencia a nivel de la generación y regular tanto las tarifas de la generación destinada al centro económico de despacho de carga y a las distribuidoras, como el precio al usuario final abastecido por el servicio público (básicamente en todos los países se regula los precios de transmisión y de distribución de Servicio Público).

El proceso hacia una desregulación de la generación e, incluso, de una parte de la distribución, afectará en forma importante programas o políticas que históricamente han llevado a cabo directa o indirectamente las empresas eléctricas.

Es el caso de los programas masivos de eficiencia energética (básicamente es el caso en Brasil), la promoción de las energías renovables (fundamentalmente en el caso de México), la electrificación rural (prácticamente la totalidad de las empresas eléctricas estatales en la Región) y los esfuerzos de investigación y desarrollo en curso en algunas empresas de la Región.

En efecto, al cambiar la misión que históricamente se les asignó y la perspectiva temporal de una actividad que acostumbraba a trabajar con horizontes de 20 a 30 años, se producirá el abandono de ciertas funciones y un reajuste de los horizontes de evaluación de la empresa eléctrica, condicionada por las obligaciones derivadas de contratos de corto plazo (en general, inferiores a 5 años), con usuarios finales o distribuidoras.

La situación descrita afectará el ámbito de acción de la regulación, minimizando o eliminando el campo de aplicación del IRP como herramienta de política eléctrica, los esfuerzos de diversificación de fuentes energéticas, el proceso de electrificación rural y los esfuerzos de investigación y desarrollo en el campo de la generación, transporte, distribución y uso de la electricidad, todo lo cual repercutirá en la sustentabilidad del sistema eléctrico y del desarrollo de los países en que esta situación se dé.

³⁸ La recuperación de los costos de generación es definida por el mercado y no por el ente regulador

³⁹ No existiendo obligación de abastecimiento a nivel del mercado mayorista ni del mercado minorista, se pone en peligro uno de los pilares de la sustentabilidad del desarrollo, al menos de acuerdo con el punto de vista de los autores, cual es la necesidad de contar con un abastecimiento seguro, oportuno, de calidad y a costo razonable.

Los especialistas norteamericanos que han estado estudiando el tema han concluido en la necesidad de mantener los beneficios que el sistema ofrecía en el pasado y que una opción para ello consistiría en establecer un cargo equivalente a un 3% de la facturación actual (equivalente a lo que las empresas eléctricas destinan en la actualidad a los programas de eficiencia en el uso de la electricidad). En el caso de la Región, si la tendencia es hacia una desregulación creciente de la industria, se podría pensar en un cargo del mismo orden a aplicar a todas las ventas que se realizan al nivel de la generación, lo que no afectaría la capacidad competitiva de los generadores, dado su carácter neutral e ineludible.

2. Algunas reflexiones en torno a la reforma del esquema tarifario en Brasil

En los párrafos que se presentan a continuación se presentan algunos puntos de vista de uno de los actores presentes en el debate en torno a la reforma del sector eléctrico brasileiro y particularmente del esquema tarifario. Ellos no tienen la pretensión de ser exhaustivos y se exponen aquí, debido a que incorporan una visión distinta del problema, respecto de aquellas más en boga en la Región y porque pueden constituir un elemento de juicio para los países que inician la reestructuración de su industria eléctrica y deben ajustar su legislación al proceso de privatización en curso, teniendo que enfrentarse a problemas complejos y difíciles de resolver, como los que señala el investigador brasileiro en cuestión⁴⁰.

En efecto, su reflexión apunta a la dificultad política y económica de dejar librado el precio de la energía eléctrica, por lo menos en el corto plazo, a la negociación entre generadores y consumidores. Las interrogantes planteadas por él, se refieren fundamentalmente a los casos en que los costos de generación sean extremadamente dispares, como ocurre con las centrales hidroeléctricas brasileiras, algunas ya amortizadas y otras de reciente construcción, a ello se agrega la próxima y acelerada incorporación de las centrales de ciclo combinado a gas natural, las que introducirán un mayor grado de disparidad de costos de generación en el sistema.

Su propuesta frente a esta situación consiste en establecer un comprador único, por lo menos en la fase inicial, que abastezca el mercado a un precio que corresponda a la media de los costos del sistema, el que iría bajando con la entrada de las nuevas centrales, incorporación regulada por un proceso de licitación que apuntaría en la dirección deseada. Este esquema debería apuntar progresivamente a la construcción de un mercado "spot", aprovechando la significativa disponibilidad de energía secundaria (no garantizada) existente en el mercado eléctrico brasileiro.

⁴⁰ Adilson de Oliveira, "Reforma do setor elétrico: Desafios da Conservação", Instituto de Economia, Universidad Federal de Río de Janeiro, 1996.

Por otra parte, conviene señalar que en la medida que la competencia se desarrolla, el precio deja de ser el único factor en consideración. Las empresas buscan también diferenciar el producto que ofrecen, introduciendo variaciones del precio del kWh en función de la hora del día en que es consumido, el nivel de confiabilidad del suministro, la calidad de la electricidad, una tarificación a costo marginal en tiempo real, tarifas con derecho a desconexión, etc.

Lo expuesto anteriormente puede contribuir a la reflexión sobre el tema del sistema de precios de la electricidad en países con situaciones similares a las descritas en el caso brasilero.

B. ESQUEMAS DE REGULACION DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD VIGENTE EN LA REGION

1. Criterios generales para la definición de los esquemas tarifarios

En términos generales, en lo que respecta a los esquemas tarifarios, las legislaciones eléctricas de la Región adoptan uno de dos enfoques básicos: definir detalladamente la forma en que se calculan las tarifas a los distintos niveles en que se generan las transacciones (a la excepción de las ventas a los clientes libres) o definir criterios generales que permitan un cierto grado de interpretación y ajuste.

Desde el punto de vista del cálculo de las tarifas existen también dos ópticas diferentes: los que han adoptado los costos marginales de producción y los que mantienen la política de asegurar una rentabilidad mínima sobre los costos de producción.

En la Región existe una tendencia creciente a adoptar esquemas tarifarios basados en los costos marginales de suministro al nivel de generación-transmisión para usuarios permanentes y de bajo riesgo. Por su naturaleza, esta opción promueve la competencia en el sistema en mayor medida que el esquema basado en los costos de suministro.

Las tarifas en el esquema de costos marginales están sujetas a fluctuaciones que dependen de situaciones coyunturales como son: las variaciones en la hidrología (especialmente en aquellos sistemas en que la componente hidroeléctrica es importante), de los precios de los combustibles y otros.

La venta de energía eléctrica de servicio público se rige por tarifas aprobadas por el ente regulador, las que incorporan tanto el costo del suministro a nivel de generación como la remuneración de los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores. En lo que respecta a estos últimos, la tarificación se define normalmente en base a los siguientes principios:

- asegurar a aquellos que operen en forma económica y prudente, ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y una tasa de retorno conforme a lo dispuesto en la ley,
- reconocer las diferencias entre los distintos tipos de servicios, considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica considerada relevante por el ente regulador,
- incorporar los costos de adquisición de la electricidad del Sistema Interconectado Nacional o Regional,
- asegurar el mínimo costo razonable para los usuarios, compatible con la seguridad de abastecimiento,
- excluir la posibilidad de que se apliquen, a este nivel, diferencias en las tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto excepto aquellas que resulten de distinta localización, tipo de servicio o cualquier otro distingo que razonablemente apruebe el ente regulador.

Por su parte, los transportistas y los distribuidores normalmente fijan las especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloca en sus sistemas. Dichas especificaciones son habitualmente publicadas en el diario oficial o en el medio equivalente que se utilice en el país para hacer públicas las distintas tarifas.

Algunas legislaciones vinculan los precios libres -definidos en los contratos directos entre generadores o distribuidores y grandes clientes- a los precios regulados, estableciendo que estos últimos no podrán diferir en más de 10% de los primeros (es el caso de Chile y Perú). Esta vinculación relativiza el concepto de precios libres.

2. Ambito de la regulación

La regulación de precios cubre:

- Las compensaciones a los propietarios de los sistemas de transmisión y distribución.
- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al SPD.
- Las ventas de distribuidores a usuarios del SPD.

Estos precios deben ser de público conocimiento y las partes interesadas podrán solicitar información respecto de las bases para el cálculo de los costos correspondientes.

3. Excepciones

De acuerdo a lo anterior, no estarían afectos a fijación de precios los suministros a: (1) usuarios cuya potencia conectada los califique como clientes libres y como tales negocien directamente sus contratos con los suministradores, (2) usuarios en sistemas rurales o aislados cuya capacidad instalada de generación es definida por la ley, (3) las transferencias de energía entre empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con el sistema eléctrico, las que, como se señala más adelante, serían valorizadas a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.

En principio, los precios máximos en sistemas rurales y/o aislados de pequeña potencia serían acordados entre la autoridad correspondiente o el Alcalde de la Municipalidad en la que se efectúan los suministros, según sea el caso, y las empresas concesionarias de SPD que corresponda. Si se trata de una empresa eléctrica municipal, los precios deberían ser fijados por el ente regulador.

C. TRANSACCIONES ENTRE GENERADORES

Las transferencias de energía entre empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación, son en general valorizados de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema. Estos costos son calculados, normalmente, por el CDEC.

D. REGULACION DE PRECIOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

En la mayoría de las legislaciones analizadas, se considera que el precio máximo de transmisión y distribución pagado por los generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional o Regional deberá cubrir el costo total de transmisión y distribución, el que incluye el costo anualizado de inversión, operación, mantenimiento y costos de gestión de un sistema de transmisión o distribución económicamente adaptado (necesarios para mantener una adecuada seguridad y calidad de servicio). Normalmente, el costo se determina a prorrata de la potencia máxima transitada por ellas (asignable al que solicite el servicio de transmisión o distribución) respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones.

Las tarifas contemplan no sólo la potencia máxima que inyecta el interesado en la red, sino que además la ubicación de los centros de consumo y de inyección de la energía, así como la dirección de los flujos de energía en el tiempo.

E. REGULACION DE PRECIOS ENTRE GENERADOR Y DISTRIBUIDOR

1. Criterios generales

Para los sistemas eléctricos desintegrados y cuya potencia supera el límite definido para los sistemas rurales y/o aislados, la mayoría de las legislaciones analizadas definen un "precio de nudo o de barra" para todas las subestaciones de generación-transporte del punto en que se efectúa el suministro⁴¹. Los precios de nudo o barra tienen dos componentes: precio de energía y precio de potencia.

Dichos precios de nudo reflejan un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro al nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales como las variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de los combustibles y otros.

Los precios de nudo se fijan periódicamente y son reajustados cuando los precios de potencia o de energía, resultante de aplicar las fórmulas de indexación, experimentan una variación que supera los límites que determina la ley.

2. Cálculo de los precios de nudo o de barra

En principio, es posible distinguir dos escuelas de pensamiento respecto del cálculo y fijación del precio de nudo^{42, 43, 44, 45}. El precio del mercado "spot" y el costo marginal medio de largo plazo. En principio, el primero se utiliza en mercados en que los clientes libres tienen una elevada importancia relativa en el sistema, existe un mercado mayorista desarrollado y hay una efectiva competencia a nivel de la generación (fundamentalmente es el caso de Argentina).

⁴¹ En este caso, el sistema considerado no funciona bajo un esquema de competencia absoluta, es decir plenamente desregulado.

⁴² Díaz de Hasson, Graciela, "Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine", Revue de l'Energie, janvier-février 1995, Paris, Francia.

⁴³ Altomonte, Hugo, "Reformas, regulación y uso eficiente de la energía en América Latina y el Caribe", CEPAL, presentado en el Seminario Euro-Andino "Competitividad y Uso Racional de Energía en la Industria", organizado por el Programa Andino de Integración Energética. Unión Europea, Junta del Acuerdo de Cartagena y en el Simposio Internacional de Eficiencia Energética. CENERGIA. Lima, septiembre 1996.

⁴⁴ Graham, John, "Deregulation of Electric Utilities", presentado en el Simposio Internacional de Eficiencia Energética. CENERGIA. Lima, septiembre 1996.

⁴⁵ Chile, "Decreto con Fuerza de Ley N_1 del 22 de junio de 1982, Santiago, Chile.

En un caso como el descrito, los precios de nudo se definen básicamente en el mercado mayorista en función del costo de los agentes y el despacho óptimo del sistema⁴⁶. El sistema es administrado por un despachador o por el propietario de la red de transmisión, el que recibe la información de los generadores o productores independientes respecto de su disponibilidad y precio mínimo al cual aceptan vender desde cada una de sus centrales.

El despachador establece un orden de despacho en función de los costos crecientes de los proveedores y define la demanda para el día siguiente. Una vez cerrado el proceso de consulta, el despachador publica los precios del mercado mayorista para cada 30 minutos del día siguiente y se asegura que la oferta satisfaga la demanda. Los precios corresponden al costo marginal de abastecimiento cada media hora más un cargo por capacidad, que tiene por objeto incentivar a los generadores a disponer de un cierto nivel de capacidad excedente.

En general, participan de estas transacciones los generadores (en compra o venta de energía), los autoprodutores y los grandes consumidores (en déficit o excedente respecto del nivel previsto en sus contratos). En el caso que se trate de intercambios de electricidad con los países limítrofes, el despachador debería considerar las importaciones bajo condiciones de competencia con la producción local e interviniendo en la determinación el costo marginal de corto plazo. Por el contrario, las exportaciones no tienen influencia sobre el precio del mercado "spot".

Por otra parte, la legislación chilena, peruana y boliviana especifican, para la generación destinada al servicio público, un precio de nudo o de barra, basado en la definición de un programa de obras de generación y transmisión para abastecer el sistema interconectado nacional que minimice los costos de inversión, operación y racionamiento. Para la operación del sistema así definido se calculan los costos marginales medios de la energía para un período dado, el precio de la potencia se determina en función del costo de las unidades generadoras más económicas para suministrar la potencia adicional en las horas de punta, a los valores anteriores se agrega el costo de las pérdidas de energía y potencia. En el recuadro siguiente se presenta con mayor detalle los pasos a seguir para calcular estos precios de barra o nudo, de acuerdo a las legislaciones de esos países.

⁴⁶ La descripción de este sistema de tarificación se basa en los esquemas tarifarios vigentes en Argentina e Inglaterra.

Recuadro 8
Determinación de los precios de nudo o barra

Para el cálculo de los precios de nudo, la legislación de Chile, Bolivia y Perú, especifica, básicamente, los pasos siguientes:

- a) Sobre la base de una previsión de las demandas de potencia de punta y energía del Sistema Interconectado Nacional o Regional para un período de 10 o más años, y considerando las instalaciones existentes y en construcción, se determina un programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total - económico y ambiental- actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período en estudio.
- b) Con el programa de obras así definido y considerando la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación, los costos de racionamiento y una tasa de actualización dada, se determina la operación del sistema que minimiza el costo de operación y de racionamiento. Para la operación del sistema así definido, se calculan los costos marginales medios de energía del sistema, para un período de 2 a 4 años, promediándose los costos por factores de ponderación correspondientes a las demandas de energía.
- c) El valor así obtenido se denomina precio básico de la energía; el costo por racionamiento corresponde al costo promedio incurrido por los usuarios por no disponer de la energía y tener que generarla con generadores de emergencia, si fuera necesario. El costo de racionamiento se calcula como un valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que estadísticamente puedan presentarse en el sistema.
- d) Para el precio de la potencia de punta se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar la potencia adicional en las horas de demanda máxima del sistema, con ellas se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema.
- e) Para cada una de las subestaciones del sistema se calcula un factor de penalización de la energía y de la potencia, los que multiplicados por los precios básicos de la energía y de la potencia, respectivamente, obtenidos previamente, definen el precio de la energía y de la potencia, en la subestación respectiva.
- f) El cálculo de los factores de penalización se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y potencia de punta respectivamente, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que el sistema esté económicamente adaptado.

Recuadro 8 (Continuación)
Determinación de los precios de nudo o barra

- g) En el caso de producirse un déficit de abastecimiento, derivado de fallas prolongadas de las centrales térmicas o bien de sequías, que lleven a la dictación de un decreto de racionamiento por parte de la autoridad, las empresas que no logren satisfacer el consumo normal de sus clientes, distribuidores o usuarios finales, sometidos a regulación de precios, deberán pagarles por cada kilowatt-hora de déficit la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía.
- h) Se entiende por consumo normal de un cliente en un período, al consumo del cliente en el mismo período del año anterior, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo considerada en la previsión de la demanda para el sistema, en la última fijación de precios de nudo. Los clientes distribuidores, a su vez, deberán traspasar íntegramente a sus clientes regulados el monto recibido. Para el cálculo de los déficit originados por situaciones de sequía no podrán considerarse años hidrológicos más secos que aquéllos utilizados en el cálculo de los precios de nudo.
- i) Con la antelación que defina la ley, el ente regulador pone en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precio, así como al CDEC, un informe técnico de cálculo de los precios de nudo, basado en el procedimiento descrito, especificando y justificando: (1) la previsión de la demanda de potencia y energía, (2) el programa de obras de generación y transmisión previsto, (3) los costos de los combustibles, de racionamiento y otros variables de operación, (4) la tasa de actualización, (5) los valores para los precios de nudos, y (6) la fórmula de indexación a aplicar para los reajustes.

F. REGULACION DE PRECIOS DE DISTRIBUCION

1. Criterios generales

En términos generales, las distintas legislaciones eléctricas de la Región señalan que el régimen tarifario para usuarios finales regulados debería regirse por los criterios de eficiencia económica, solidaridad y redistribución del ingreso, suficiencia financiera, neutralidad, simplicidad y transparencia, entendiendo por estos conceptos lo siguiente⁴⁷:

- por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía, manteniendo a la vez el principio de solidaridad y redistribución del ingreso,

⁴⁷ La legislación colombiana especifica estos principios en la forma que se detalla más abajo.

- en virtud del principio de solidaridad y redistribución del ingreso, el ente regulador definirá una política de subsidios focalizada y no general, ello presupone que desde el punto de vista de la empresa concesionaria, el suministro de usuarios subsidiados y no subsidiados le proporcione la misma rentabilidad económica⁴⁸,
- por suficiencia financiera se entiende que las empresas eficientes deberán tener garantizada la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, con el valor de las ventas de electricidad y el monto de los subsidios que reciban en compensación por atender a usuarios residenciales de menores ingresos,
- por neutralidad se entiende que los usuarios residenciales que presentan características comunes en cuanto a niveles de consumo, densidad del suministro, niveles de voltaje, calidad de servicio, etc. se les dé el mismo tratamiento de tarifas y se le apliquen las mismas contribuciones o subsidios,
- por simplicidad se entiende que las tarifas sean diseñadas de tal manera que se facilite su comprensión, aplicación y control,
- por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y público para todas las partes involucradas, tanto en la prestación del servicio como en el consumo.

Los estudios de costos presuponen la aplicación de criterios de eficiencia en las inversiones y en la gestión de un concesionario operando en las condiciones existentes en el país. Las tarifas finales a usuarios del SPD comprenden las tarifas en barra o nudo y el Valor Agregado de Distribución⁴⁹; adicionándolos de manera que el precio resultante corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos de generación, transmisión y distribución.

El Valor Agregado de Distribución se determina a partir de una empresa modelo⁵⁰. Para la definición de dicha empresa modelo, en cada sector típico de distribución, se consideran:

- Los costos asociados al usuario, independientemente de su demanda de potencia y energía⁵¹.
- Las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía.

⁴⁸ Este principio no es reconocido por todas las legislaciones, pero es consistente con un esquema de desarrollo sustentable, por lo que se estima debería formar parte de las legislaciones eléctricas que se inspiren en este principio.

⁴⁹ Hacen excepción a este enfoque, las legislaciones de Brasil y México donde la tarifa se fija a partir de una propuesta de la empresa a la autoridad para su aprobación. La tarifa se calcula de manera de que ella cubra las necesidades financieras de la empresa y las de ampliación del servicio público.

⁵⁰ La legislación peruana y chilena, así lo especifican. Esta opción tiene la ventaja de promover la eficiencia por medio del esquema tarifario.

⁵¹ Este punto es cuestionable por razones de equidad, ya que se traduce en subsidios cruzados en favor de los consumidores de mayor consumo.

- Los costos estándares de inversión (correspondiente a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), considerando una vida útil y una tasa de actualización, definidas por la ley), mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada.

El Valor Agregado de Distribución se calcula para cada concesionario y para sectores de distribución típicos, definidos por el ente regulador.

En Brasil, el proyecto de reforma considera un factor de disminución del VNR, el que permite incorporar la influencia de las economías de escala y fomentar la introducción de tecnologías más eficientes. La evolución de dicho factor de disminución del VNR sería de resorte de la autoridad.

2. Bases conceptuales para el cálculo de los precios de distribución

Este punto transcribe, en forma resumida, el esquema de cálculo de los precios de distribución definido en la legislación eléctrica chilena, la que se utiliza aquí como referencia para presentar los pasos que sigue el proceso de fijación de precios de distribución. El recuadro siguiente detalla el procedimiento.

Recuadro 9

Etapas que sigue el ente regulador chileno para fijar los precios de distribución.

- a) Con los valores agregados definidos como se indicara anteriormente y los precios de nudo que correspondan, el ente regulador pasa a definir un conjunto de tarifas básicas preliminares.
- b) Si las tarifas básicas preliminares permiten al conjunto de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades que no difiera en más de un porcentaje dado de la tasa de actualización utilizada, los valores agregados serán aceptados. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo, superior o inferior.

Recuadro 9 (Continuación)
Etapas que sigue el ente regulador chileno para fijar
los precios de distribución.

- c) El procedimiento para calcular la tasa de rentabilidad económica es el siguiente: (1) el ente regulador informa a las empresas las tarifas básicas, (2) las empresas informan al ente los ingresos que habrían percibido con dichas tarifas, si ellas se hubiesen aplicado a los suministros efectuados con sus instalaciones, en el año calendario inmediatamente anterior, (3) con los VNR y los costos de explotación correspondientes, los que serán definidos por el ente fiscalizador, en base a discusiones con las empresas, el ente regulador calcula la tasa de rentabilidad económica agregada al conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas considerándolas como una sola, y suponiendo que durante un período a definir por la ley -por ejemplo, 25 ó 30 años- tienen ingresos y costos constantes.
- d) Los valores agregados, así determinados, serán corregidos para cada empresa distribuidora de manera de descontarles la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros; al valor resultante se le agregará la anualidad necesaria para renovar dichos aportes, obteniéndose así los valores agregados definitivos para cada área típica de distribución.
- e) Con los valores agregados definitivos, calculados según el procedimiento definido previamente, se estructurarán las fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precios de los principales insumos de distribución. Estas fórmulas tendrán una duración dada -normalmente unos 4 a 5 años- a no ser que en el intertanto se produzca una variación acumulada del Índice General de Precios al Consumidor que supere un monto definido en la ley o que la tasa de rentabilidad económica para el conjunto de las empresas difiera en un porcentaje superior al fijado como margen aceptable al determinar la tasa de rentabilidad económica, en ese caso se efectuará un nuevo estudio o se concordará con las empresas una fórmula de ajuste.
- f) Para los efectos de la fijación de las tarifas, se entiende por tasa de rentabilidad económica a la tasa de actualización que iguala, para el conjunto de las concesionarias, los márgenes anuales -diferencia entre entradas de explotación y costos de explotación de la actividad de distribución- antes de impuestos actualizados para el período de 25 a 30 años (según sea el caso), con los VNR de las instalaciones de distribución.
- g) Se entiende por VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, incluyendo los intereses intercalares, los derechos, gastos e indemnizaciones pagadas por las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

XI CONTRAVENCIONES A LA LEGISLACION ELECTRICA Y A LOS CONTRATOS DE CONCESION

A. FISCALIZACION

La tendencia general en la Región es que las instalaciones y equipos de los operadores (excluidos los usuarios) se someten periódicamente a inspección, revisión y pruebas por parte del ente fiscalizador, el que tiene la facultad de ordenar la suspensión del servicio, la reparación o el reemplazo de instalaciones y equipos, o cualquier otra medida que estime necesaria para resguardar la seguridad y el servicio público. Para el financiamiento del ente fiscalizador podría adoptarse, en el caso de los países en que ello no se hace, el esquema argentino que consiste en que los operadores (excluidos los usuarios) abonen una tasa de inspección y control.

El ente fiscalizador en la Región tiene normalmente acceso a los datos relativos a la administración, contabilidad, recursos técnicos, económicos y financieros del concesionario.

B. DISPOSICIONES PENALES

1. Infracciones de los usuarios

En la mayoría de las legislaciones se contemplan sanciones administrativas a:

- quien conecte, sin la debida autorización, sus líneas particulares, conductoras de energía eléctrica, con las de un concesionario o con una línea particular alimentada por dichas líneas;
- el usuario que consuma energía eléctrica a través de instalaciones que alteren o impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de medida o control del suministro de energía eléctrica;
- quien consuma energía eléctrica sin haber celebrado el contrato respectivo;
- quien utilice energía eléctrica en forma o cantidad que no esté autorizada por su contrato de suministro.

Los autores de este documento estiman que desde la perspectiva del desarrollo sustentable con equidad, los entes reguladores en la Región deberían adoptar las medidas conducentes para propiciar la regularización de los servicios de energía eléctrica, en favor de las personas de escasos recursos que hubieren incurrido en las infracciones de uso fraudulento o morosidad en el pago.

2. Infracciones de los productores independientes, autoprodutores y cogeneradores

Sólo la legislación mexicana menciona a los productores independientes, autoprodutores y cogeneradores en este tema; sin embargo, se estima conveniente presentar aquí lo indicado por ésta, debido a que el desarrollo del sistema en la Región se traducirá, muy probablemente, en la incorporación de nuevos actores, tales como los individualizados por la ley mexicana, la que contempla sanciones en el caso que éstos:

- vendan, revendan o, por cualquier otro acto jurídico, enajenen capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos permitidos expresamente por la ley;
- exporten o importen energía eléctrica sin los permisos a que se refiere la ley;

3. Infracciones de los concesionarios o productores de electricidad

Las legislaciones analizadas son explícitas en señalar que los generadores, transportistas y distribuidores no pueden realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de las situaciones descritas precedentemente habilita a la instancia judicial para el ejercicio de sanciones en función de la legislación antimonopolio correspondiente.

Aún cuando las leyes eléctricas de la Región no lo especifican, se estima que si el ente regulador considera que un acto de un generador, transportista, distribuidor o usuario es violatorio de la ley, de su reglamentación, de las resoluciones dictadas por el ente o de un contrato de concesión, debería notificar de ello a todas las partes interesadas y convocar a una audiencia pública.

En principio, se sugiere que el ente convoque a las partes y realice audiencias públicas antes de dictar resolución en las siguientes materias: (1) la conveniencia, necesidad y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad, (2) las conductas contrarias a los principios de libre competencia o el abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural o de posiciones dominantes en el mercado.

Igualmente se estima conveniente que las legislaciones eléctricas consideren que si el ente o los miembros de su directorio incurren en actos que impliquen excesos en el ejercicio de sus atribuciones o no cumplen con sus funciones y obligaciones, cualquier persona cuyos derechos se vean afectados por estas circunstancias debería poder interponer ante el ente o ante la justicia del país, según corresponda, las acciones legales correspondientes.

Se sugiere que la legislación explicita el destino de las multas, por ejemplo, el financiamiento de los proyectos de electrificación rural.

XI. SISTEMAS ELECTRICOS PARA ZONAS AISLADAS

En un esquema de desarrollo sustentable, el Estado es responsable de la electrificación de las zonas rurales poco pobladas⁵², cuyos requerimientos no pueden ser satisfechos exclusivamente por la iniciativa privada. Para concretar este propósito, el Estado debería destinar un Fondo especial a este objeto y proponer políticas y estrategias que permitan tanto el financiamiento de la extensión de la red como el uso de fuentes no convencionales de energía.

Si bien la mayoría de las legislaciones analizadas asume la responsabilidad del Estado en este campo, conviene señalar que -para ser consistentes con el principio de sustentabilidad del desarrollo que debería subyacer a lo largo de toda la ley- dichas legislaciones deberían hacer explícito que el programa de electrificación rural no puede limitarse a satisfacer las necesidades eléctricas de tipo domésticas, sino que también y, muy fundamentalmente, las productivas, comerciales y comunitarias.

A. INSTALACION

La mayoría de las legislaciones analizadas reconoce el rol del Estado en esta materia, pero no explicitan como se concreta este objetivo social. Especialmente si se considera que el desarrollo de los sistemas eléctricos que abastecen zonas aisladas o rurales, no aparece como una actividad de rentabilidad atractiva para los operadores del sector. Algunas de las legislaciones especifican recursos para financiar este tipo de proyectos, pero no definen la mecánica de la instalación de estos sistemas.

La ley chilena especifica el mecanismo para sistemas de potencia inferior a 1.500 kW, estableciendo que la instalación de estos sistemas están sometidos a un acuerdo de suministro entre el concesionario y la municipalidad correspondiente. Dada la variedad de situaciones posibles, se estima que el concesionario podría ser una empresa distribuidora de SPD, una cooperativa eléctrica, una empresa eléctrica municipal -caso en que el suministro deberá ser regulado por el ente fiscalizador-, o un productor independiente.

⁵² Esto presupone que el país ha avanzado en sus programas de electrificación rural y que las localidades rurales más densamente pobladas ya se encuentran conectadas a la red de servicio público.

B. TARIFICACION

La mayoría de las legislaciones establece un fondo especial para financiar los proyectos de electrificación rural, lo que no se define en ellas es las condiciones de ese financiamiento. En principio, y dependiendo de la condición de cada país y, especialmente, de la localidad a electrificar, se sugiere que el subsidio se aplique a financiar parcial o, en el peor de los casos, totalmente la inversión; asumiéndose que los costos de operación y mantención del sistema sean cubiertos por las tarifas, salvo que se trate de zonas de extrema pobreza, donde priman aún con mayor fuerza los criterios de solidaridad y equidad.

Para ser consistentes con estos criterios, en los sistemas eléctricos que abastecen zonas rurales o aisladas, se sugiere fijar precios subsidiados sólo para los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual al límite que define esta categoría de sistemas, ubicados en la zona de concesión de SPD o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la concesionaria respectiva⁵³.

Siendo los precios máximos para el abastecimiento de estas zonas acordados por la autoridad correspondiente o el Alcalde de la Municipalidad en la cual se efectúen los suministros, según sea el caso, y las empresas concesionarias de SPD que corresponda.

En los acuerdos se estipularán los precios de suministro, las cláusulas de reajustabilidad, la calidad de servicio, el número de horas diarias de funcionamiento del servicio y toda otra condición que sea pertinente, y tendrán una duración mínima de 4 años.

Los alcaldes deberían informar al ente regulador, con la debida anticipación a la fecha de la puesta en vigencia, los acuerdos que hubieren firmado.

Si durante el período de vigencia de las tarifas, ambas partes, de común acuerdo, deciden modificar las tarifas y/o condiciones de suministro, el alcalde debería informar al Ente Regulador del nuevo acuerdo.

⁵³ Vale decir, estos criterios no son válidos para consumidores industriales u otros que no requieren del subsidio destinado a electrificar las zonas rurales aisladas.

XII REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

a) Leyes eléctricas de los países de la Región, utilizadas como referencia.

- ARGENTINA: Ley 24.065, sancionada el 19 de diciembre de 1991.
- BOLIVIA: Ley N° 1604 del 21 de diciembre de 1994.
- BRASIL: Lei N° 8987/95 de Concessão e Permissão de Serviços Públicos del 13 de febrero de 1995, y Medida Provisória N° 937, del 15 de marzo de 1995, Lei N° 7.990 del 28 de diciembre de 1989, Lei N° 8.001 del 13 de marzo de 1990, Lei N° 8.631 del 4 de marzo de 1993, Lei N° 8.724 del 28 de octubre de 1993, Lei N° 8.997 del 13 de febrero de 1995, Lei N° 9.074 del 7 de julio de 1995, Decreto N° 93.901 del 9 de enero de 1987, Decreto N° 96.652 del 6 de septiembre de 1988, Decreto N° 98.335 del 26 de octubre de 1989, Decreto N° 99.656 del 26 de octubre de 1990, Decreto N° 1 del 11 de enero de 1991, Decreto del 18 de julio de 1991, Decreto N° 479 del 20 de marzo de 1992, Decreto N° 507 del 23 de abril de 1992, Decreto N° 774.
- CHILE: Decreto con Fuerza de Ley N°1 del 22 de junio de 1982.
- COLOMBIA: Informe de conciliación del Proyecto de ley N°127/92 del Senado y 177/93 de la Cámara, del 8 de junio de 1994.
- COSTA RICA: Ley número 7200 sobre generación Autónoma o Paralela del 13 de septiembre de 1990. Decreto número 7508 del 9 de mayo de 1995. Ley reguladora N° 7447 de Uso Racional de la Energía.
- HONDURAS: Ley Marco del Subsector Eléctrico del 4 de noviembre de 1994.
- MEXICO: Ley de Servicio Público de energía eléctrica reformada, de diciembre de 1992.
- PERU: Ley de Concesiones Eléctricas; D.L. 25.844.
- VENEZUELA: Decreto N° 2.383, Normas para el Desarrollo del Servicio Eléctrico del 18 de junio de 1992 y Decreto N° 2.384 del 18 de junio de 1992.

b) Bibliografía de referencia.

- Adilson de Oliveira, "Reforma do setor elétrico: Desafios da Conservação", Instituto de Economía, Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil.
- Altomonte, Hugo, septiembre 1996, "Reformas, regulación y uso eficiente de la energía en América Latina y el Caribe, CEPAL, presentado en el Seminario Euro-Andino "Competitividad y Uso Racional de Energía en la Industria", organizado por el Programa Andino de Integración Energética. Unión Europea, Junta del acuerdo de Cartagena y en el Simposio Internacional de Eficiencia Energética. CENERGIA. Lima, Perú.
- Díaz de Hasson, Graciela, janvier-février 1995, "Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine", Revue de l'Energie, Paris, Francia.
- Graham, John, septiembre 1996, "Deregulation of Electricity utilities", presentado en el Simposio Internacional de Eficiencia Energética. CENERGIA. Lima, Perú.
- The regulatory assistance project, "Perspective in electric utility restructuring", Ellen Baum, Editor, Gardiner, Maine, USA, february 1996.