



CAPÍTULO III

**INTEGRACIÓN ELÉCTRICA
EN LA COMUNIDAD ANDINA**

1. CUESTIONES PRELIMINARES

El día 19 de diciembre del año 2002 los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela junto con la Comisión de la Comunidad Andina adoptaron en la ciudad de Lima (Perú) la *Decisión 536* por la cual se establecía el *Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad* (debido a la jerarquía de los firmantes, este acuerdo tiene carácter vinculante). La Decisión 536 si bien no es aplicable a Bolivia que no firmó el acuerdo, sin embargo, “para la incorporación de Bolivia no se requerirá modificar la Decisión, sino bastará con que ese país notifique formalmente su intención a la Comisión de la Comunidad Andina” (artículo 24 de la Decisión 536). Este paso trascendental tiene fundamento en que el Acuerdo de Cartagena establece que la integración física entre los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones es uno de los mecanismos mediante los cuales se podrán alcanzar los objetivos trazados.

Un año antes (13/14 de diciembre del año 2001) las autoridades y delegados de los organismos reguladores del sector eléctrico de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela se reunieron en Quito (Ecuador) para revisar la *Propuesta de Armonización de Marcos Normativos* que establece los principios básicos para el diseño del marco operativo que permita los intercambios internacionales de electricidad entre los residentes (personas naturales y jurídicas) de la Comunidad Andina. Esta Propuesta fue preparada por especialistas de los entes reguladores en cumplimiento de un mandato emanado de la reunión de los ministros de Energía y Minas de los países involucrados, realizada en Cartagena de Indias el 21 de septiembre del año 2001.

Asimismo, el Acta de Santa Cruz (30 de enero del año 2002) firmada por todos los Presidentes de los países miembros, estableció que la energía tiene un carácter de importancia estratégica en el proceso de integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica; unos meses después (19 de abril del año 2002) los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador

y Perú suscribieron el *Acuerdo Complementario al de Interconexión regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica* mediante el cual se establecían principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores.

Los principios básicos que sustentan la Decisión 536, se establecen en el artículo primero del Capítulo I (Reglas fundamentales), la naturaleza de los mismos establece que se busca un mercado competitivo en el que se garantice el libre acceso a los enlaces internacionales, la no influencia de aspectos financieros en el manejo físico de la red, la minimización de la exposición al riesgo de los generadores de energía (la propuesta prevé un esquema de protección financiera, basadas en los ingresos por congestión en las líneas de transmisión, así como el establecimiento de mecanismos de asignación de las rentas de congestión), la presencia de señales económicas correctas que respondan con el criterio de eficiencia económica. Estas reglas son:

1. Los países miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
2. Los países miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces, elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. Los países miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
7. Los países miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los países, respetando los contratos suscritos

de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.

8. Los países miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
9. Los países miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
11. Los países miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
12. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

Por tanto, es claro que los países andinos manifiestan interés en promover la integración energética en la subregión; sin embargo, en la práctica, los planes de expansión del sector energético de cada uno de ellos más bien suponen la utilización exclusiva de los recursos naturales internos para satisfacer sus respectivas demandas. En un horizonte de corto y mediano plazo los proyectos de interconexión eléctrica que aparecen como más relevantes giran en torno a Ecuador: con Colombia por el norte y con Perú por el sur.

Algunas de las políticas y estrategias que contribuyen a alcanzar una satisfactoria interconexión e integración eléctrica en la Comunidad Andina ya se han llevado a cabo, entre ellas podemos citar:

1. La consideración de los gobiernos de Ecuador y Perú acerca de la importancia de las ventajas competitivas de las interconexiones, por lo que se deben impulsar. En el caso ecuatoriano se ha definido ya la primera interconexión con Colombia, mientras que el Perú ha considerado la interconexión con el Ecuador como primera prioridad.
2. La claridad en que son las barreras tecnológicas y económicas las más fáciles de vencer, mientras que las legales son las más difíciles de superar,

éstas deben ser tratadas adecuadamente, para lo cual se está trabajando en ese sentido en base a consultas entre los actores.

3. Ecuador ya expidió los reglamentos de importación y exportación de energía eléctrica, así como el de libre acceso; en su elaboración se consideraron los criterios y experiencias de los países vecinos.

2. EXPERIENCIAS ANTERIORES DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

2.1 La Comunidad Europea

La energía eléctrica en Europa ha sido la primera en integrar a los países en este continente. El sistema eléctrico interconectado europeo cuenta con más de medio siglo de existencia y es considerado como el más grande y seguro del mundo; los estados miembros de la Comunidad Europea basados en esta experiencia, han decidido continuar con la eliminación de las barreras y restricciones que enfrenta el mercado eléctrico europeo. En el contexto liberalizado de la producción y del consumo, se está regulando un acceso objetivo, transparente y no discriminatorio a las redes de transporte y distribución europeas para crear el mercado interior de electricidad. Asimismo, se ha trascendido los límites geográficos del sistema eléctrico del viejo continente, en los últimos años del siglo, las redes han superado el Estrecho de Gibraltar, extendiendo su mallado, es decir la red, hasta los países norteños de África.

El proceso de integración europea demandó varias décadas de negociaciones y ajustes en cada uno de los países miembros. El camino hacia un mercado único, especialmente en el sector energético, ha estado lleno de obstáculos y marcado de fracasos (especialmente en intentos y medidas de rápida ejecución), pero también de grandes éxitos que han abierto el camino hacia una integración progresiva de la Comunidad, asegurando, al mismo tiempo, una cohesión económica y social entre los estados miembros.

El tratado que establece la Comunidad Europea ha sido el texto legal fundamental que suplió, en la mayoría de los casos, la falta de una política energética común de la Unión Europea (UE). "Las reglas generales y la disposiciones sobre la competencia equitativa entre operadores económicos del tratado sobre el libre movimiento de los bienes, las personas, los servicios y el capital, sobre prácticas no discriminatorias por parte de los monopolios estatales, etc., permitieron el cumplimiento gradual de una amplia gama de condiciones económicas, necesarias para el desarrollo sin obstáculos del mercado interno de la energía" (Dr. N. Vassilakos, *Energy Integration in the European Union. A critical evaluation of policy initiatives and common action programmes*).

La Unión Europea aun adolece de una política energética coherente, lo cual ha impedido la obtención de mayores beneficios y dado que no se puede desarrollar una política energética independientemente de otras políticas y actividades relevantes de la Comunidad, es de fundamental importancia para el sector energético el desarrollo paralelo y, a veces, interactivo de otros tipos de políticas e instrumentos de la Comunidad. Sin embargo, la legislación de la Comunidad, que ha tenido éxito en promover efectivamente la realización del mercado energético interno, ha adoptado invariablemente un enfoque diferenciado para los varios subsectores energéticos involucrados.

Lo que debemos considerar con mucho interés es que las medidas de rápida ejecución y globalizantes, orientadas a apresurar el proceso de integración energética, terminaron invariablemente por fracasar en el pasado. Un ejemplo muy característico es el intento prematuro en los años ochenta de establecer una especie de "transporte común" para el acceso y transporte abiertos de gas y electricidad a través de las redes nacionales de la Comunidad Europea.

En ese entonces se debatieron intensamente las propuestas de la Comisión por muchos años, se enfrentaron a una fuerte resistencia y poderosos argumentos en contra y finalmente fueron abandonadas. La Comisión tomó un período adicional de casi 10 años para desarrollar esquemas alternativos de liberalización de mercados que fueran ampliamente aceptados, incorporando un enfoque más conservador (gradual en etapas) y más puntual, que llevó a la promulgación de las Directivas de Electricidad (1996) y de Gas (1998).

Los intercambios de electricidad, por otra parte, entre las empresas organizadas dentro de la UCPTA (Unión para la Coordinación de la Producción y el Transporte de Energía Eléctrica) o bajo la directiva sobre el tránsito de la electricidad, están todavía limitados por una insuficiencia de capacidad de interconexiones y por el relativamente bajo nivel de comercio transfronterizo.

2.2 México y América Central

Desde 1976, los países de América Central han buscado interconectar sus respectivos sistemas de transmisión eléctrica, lo cual permitió y permite intercambios efectivos de electricidad entre países. Los gobiernos de esta parte del continente crearon en 1985 el CEAC para que se encargue de acelerar los procesos de coordinación e integración eléctrica en la región. Dado que estos países enfrentaban dificultades de suministro eléctrico, los gobiernos de la región dispusieron realizar importantes reformas a sus sectores eléctricos nacionales y aprobar un Tratado Marco que crea de forma gradual el Mercado Eléctrico de América Central con características competitivas. Los países están incluyendo dentro de sus normativas la interrelación, con la introducción de

un mercado eléctrico regional, a fin de asegurar una apropiada coordinación entre los ámbitos nacionales y regional.

Aunque México no tiene aún interconexiones eléctricas y gasíferas con los países del Istmo, tiene varias líneas hacia los Estados Unidos y Belice. Los programas de desarrollo sectorial no tienen como referencia los procesos de integración hacia Centroamérica; no obstante, las más recientes iniciativas para la interconexión eléctrica y gasífera con estos países, particularmente con Guatemala, se explicarían a la luz del potencial comercial. En particular, las interconexiones eléctricas podrían facilitar, en el mediano-largo plazo, transferencias y comercio de energía desde Estados Unidos al Istmo Centroamericano, a través de México, en la medida que las condiciones técnicas y económicas así lo permitan.

2.3 MERCOSUR

Las políticas energéticas en los países del Mercosur, más Bolivia y Chile, se han orientado con propósitos de complementar la actividad energética entre los distintos países, dando amplias oportunidades al sector privado. La localización de importantes recursos energéticos en los distintos países permite que las demandas locales sean abastecidas por medio de interconexiones eléctricas o gasíferas. La integración energética se facilita por un avance más homogéneo en los procesos de reforma y una mayor coordinación por mecanismos de mercado.

Un mercado energético subregional en el marco del Mercosur y los países asociados (Bolivia y Chile), es consecuencia de los logros alcanzados por el Mercado Común del Sur y concretamente por las necesidades energéticas de los países de la subregión. La ampliación de las fronteras energéticas, en términos de competencia y de comercio exterior, actualmente se proyecta a través de los aprovechamientos de las fuentes energéticas (electricidad y gas natural) de los países limítrofes. Dichos aprovechamientos estaban sustentados históricamente en los proyectos binacionales, que fueron completamente implementados bajo la tutela estatal; sin embargo, actualmente se están consolidando a través de proyectos que tienen una dinámica empresarial, como el gaseoducto Bolivia-Brasil o las interconexiones entre Argentina-Chile, Argentina-Uruguay y Argentina-Brasil.

2.4 El Caribe

En el caso del Caribe, existen diversos organismos promotores de la integración. Sin embargo, se requieren políticas específicas en cada uno de los países para abordar el tema de integración energética. Las iniciativas para presentar posturas comunes sugieren que existe voluntad política para avanzar

en el campo de la integración y cooperación energética en la subregión. Si bien, la dotación de recursos energéticos de los países difiere, se considera que el desarrollo de una política común es un requerimiento previo para una sustentabilidad energética. Ello permitiría una armonización de los esfuerzos de forma que la región en bloque presente una postura consensuada ante la comunidad internacional, incluyendo las instituciones de financiamiento, consolidando así su capacidad de atraer recursos para el desarrollo del sector.

3. NIVEL ACTUAL DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

En el capítulo referente al potencial eléctrico de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) describimos en forma extensa la situación de la infraestructura de los sectores eléctricos en cada uno de los países como condición material necesaria para una integración eléctrica efectiva, así como de sus capacidades. En este punto consolidaremos dicha información y nos referiremos a las posibilidades de una efectiva integración eléctrica.

Las principales conclusiones del análisis del potencial eléctrico referidos a las redes de transmisión eléctrica son las siguientes:

1. Bolivia cuenta con recursos hidroeléctricos no explotados de 39.8 mil MW, por lo que planea para inicios del año 2005 contar con más del doble de la capacidad de generación hidroeléctrica actual. El Sistema Interconectado Nacional es privado y cerrado. La tasa de crecimiento anual de consumo eléctrico hasta el año 2004 se estima en 5% a 6%.
2. El Sistema de Transmisión Nacional Colombiano es en su mayoría de propiedad estatal (ISA); éste está interconectado con Ecuador y Venezuela (conexiones de poca potencia). Colombia planea incrementar su capacidad de generación térmica (940 MW) en más del 50% de su actual capacidad total para el año 2010. Se estima una tasa promedio anual de crecimiento de la demanda eléctrica de 6%, hasta el 2,009. Su potencial hidroeléctrico se estima en 93.1 mil MW (es autosuficiente) constituyendo el más importante de la CAN.
3. El Plan Nacional de Electrificación para el período 2002 – 2011 de Ecuador refiere proyectos hidroeléctricos por 11.5 mil MW (su potencial hidroeléctrico es de 22 mil MW, uno de los mayores de los países de la Comunidad Andina). El Sistema Nacional de Transmisión está en manos del Fondo de Solidaridad desde 1999 y está interconectado con Colombia (pequeña potencia 30 a 40 MW), pero existe un proyecto en marcha de una interco-

nexión con capacidad de transferencia mayor a los 260 MW. Ecuador es deficitario en horas punta y tiene una reducida tasa de cobertura.

4. En el Perú el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional es administrado por ISA de Colombia, empresa que tiene más del 65 % de participación accionaria del Estado colombiano. Cuenta con el segundo mayor potencial hidroeléctrico de la subregión (61.8 mil MW), además cuenta con gran capacidad de generación eléctrica (5.61 mil MW), es autosuficiente. Planea exportar energía eléctrica a Ecuador. Cuenta con una tasa de cobertura del 77%.
5. Venezuela es una potencia en términos de capacidad de generación eléctrica, sobre todo hidroeléctrica, y es de lejos autosuficiente (fácilmente cubriría todos los excesos de demanda en los países sudamericanos). El Sistema de Transmisión Eléctrica recorre todo el país y es de propiedad mixta pero de control estatal. Cuenta con la más alta tasa de cobertura, 94%.

Estas sucintas conclusiones nos llevarían a determinar que los países serían autosuficientes si explotaran sus potencialidades; sin embargo, se debe considerar que:

1. La potencialidad es básicamente de carácter hidroeléctrico, y ésta está sujeta a los cambios climáticos e hidrológicos (no controlables). Ecuador es un claro ejemplo de este problema. Además, las horas de máxima demanda son cubiertas con generación térmica, que es más costosa que la generación hidroeléctrica.
2. El hecho que la generación sea mayor que el consumo no implica que la oferta sea mayor a la demanda, los países siempre serán superavitarios porque la energía se consume en tiempo real (consumo efectivo más pérdidas en la red).
3. La cobertura eléctrica explica mejor la autosuficiencia. Para toda la CAN la cobertura media urbana es de 91%, mientras para el sector rural es del orden del 46%. En el caso de la población rural, hay aproximadamente 22.8 millones de personas que habitan en miles de comunidades sin servicio eléctrico, un poco más del 19.4% de toda la población de la CAN, es decir que alrededor de la quinta parte de la población no cuenta con servicio de suministro de energía eléctrica.
4. Además, en muchas zonas de los países miembros de la CAN la energía suministrada es de baja intensidad, lo cual se debe generalmente a que el abastecimiento es insuficiente para la red en funcionamiento, es decir, se recibe la carga pero con baja intensidad (energía de baja calidad).

Después de estas apreciaciones podemos pensar en la integración eléctrica como una posibilidad de explotar las distintas potencialidades de generación de energía eléctrica a fin de reducir las tarifas a los usuarios finales, abastecer las zonas carentes del servicio, incrementar la calidad de la energía suministrada y mantener la estabilidad del sistema ante riesgos hidrológicos.

El problema central es que algunos de estos fines son contrapuestos con el objetivo de las empresas privadas de hacer máximos sus beneficios ya que de llegar a un suministro totalmente hidroeléctrico al juntar las potencialidades de todos los países de la CAN, las termoeléctricas no serían necesarias para mantener la estabilidad del sistema (entonces si se apagaran estas plantas no se afectaría el sistema) y como hemos visto, éstas en su mayoría, son privadas.

Asimismo, la provisión de energía eléctrica a pequeñas comunidades no es rentable. Todo esto indica que las empresas privadas participantes en el sector eléctrico de los países miembros de la CAN, no tendrían incentivos para la integración, por lo que resulta relevante la presencia de empresas de propiedad estatal en este proceso que busca aumentar el bienestar social más que aumentar las ganancias de los privados (las empresas generadoras están sometidas a modelos de competencia cuasi-perfecta por los reguladores).

Los gobiernos andinos son los impulsores de este proceso de integración eléctrica el cual se encuentra en un primer nivel de integración, debido a que existen líneas de interconexión entre Colombia -Venezuela y Colombia-Ecuador (ver cuadro: *Interconexiones Eléctricas Operativas en la CAN*), donde prácticamente la capacidad de potencia comprometida es mínima en relación al potencial por ejemplo de Colombia, menos del 1.2% en relación a su potencia.

En el mismo sentido existe un proyecto en marcha para interconectar Perú con Ecuador, así se tiene conocimiento que :

Filial de ISA construirá interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador Bogotá, 19 nov (CNE). A través de su filial en Perú, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) firmó un acuerdo con la empresa ecuatoriana Transelectric para el diseño, suministro de bienes, construcción y operación de una obra de interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador.

La obra es fundamental para la integración de los sistemas eléctricos de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y se llevará a cabo a través de la Red de Energía del Perú (REP), filial de ISA en este vecino país. El proyecto incluye dos subestaciones asociadas y una línea de interconexión de 146 kilómetros

que se denominará Zorritos (Perú)-San Idelfonso (Ecuador). La obra de interconexión transmitirá 220 mil voltios de energía y concluirá a finales de 2004.

El acuerdo fue suscrito por el gerente de Red de Energía del Perú (REP), Carlos Ariel Naranjo Valencia, y el gerente de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (Transelectric), Eduardo Barredo Heinert. Como testigos del convenio estuvieron presentes los ministros de Energía y Minas de Perú y Ecuador, Jaime Quijandría Salmón y Pablo Teherán Ribadeneira, respectivamente.

REP es una empresa que nació a comienzos de septiembre de 2002, luego de la concesión de las compañías Etecen y Etesur que el Gobierno peruano otorgó a ISA, Transelca y a la Empresa de Energía de Bogotá. La construcción de la interconexión hace parte de los compromisos propios de este proceso.

La construcción del tramo Zorritos-Zarrumilla, que corresponde a la línea que estará en territorio peruano a cargo de REP, se iniciará a mediados de 2003 y su ejecución demandará inversiones iniciales por 7,5 millones de dólares, de los 17,5 millones de dólares que cuesta toda la obra.

Al completarse la interconexión Perú y Ecuador, prácticamente ya se tendría una sola red de transmisión entre todos los países de la CAN (a excepción de Bolivia) y la adquisición de energía intracomunitaria sería posible aunque en pequeñas dimensiones inicialmente, por la reducida capacidad de las redes de interconexión. Pero es necesario mencionar que, a pesar que no aparece en las estadísticas oficiales, en la memoria anual 2001 de ElectroPuno SAA, al sur del Perú, en el departamento altiplánico, se menciona lo siguiente:

La Empresa inicia sus operaciones en el mes de noviembre de 1999 correspondiendo la gestión del presente ejercicio a dos Directorios, abarcando el periodo abril - diciembre 2001 la gestión de este Directorio, los objetivos alcanzados durante este ejercicio son los siguientes:

La **compra de energía adquirida de** la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., y **ELECTROPAZ** (Bolivia) alcanzaron 118 476,64 MWh y 32,96 MWh respectivamente. El total de energía comprada sufrió una reducción del 0,47% con respecto al ejercicio anterior; esta reducción se debe principalmente al incremento de la generación propia por 14 017,57 MWh, el mismo que representa un incremento de 40,08% con respecto al ejercicio anterior.

Exportación de energía eléctrica al país vecino de Bolivia, por la zona nor-este del Lago Titicaca, con potencia contratada inicial de 250KW.

Tenemos una empresa peruana que realiza transacciones de energía eléctrica con empresas bolivianas, aspecto que no queríamos soslayar en este aná-

lisis. Una de las características más resaltantes de este proceso es que una empresa colombiana bajo control estatal (ISA) es la que apunta a interconectar los países que integran la CAN debido a que tiene presencia en Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú a través de varias líneas de transmisión eléctrica que están en proceso de interconexión debido a que planea tener una red bajo su administración que una a todos los países miembros de la Comunidad Andina con miras a ampliar su presencia en Centroamérica. Así, por informaciones periodísticas tenemos conocimiento que:

Lima (Reuters) .- La estatal colombiana Interconexión Eléctrica SA (ISA), mayor transportadora de energía de su país, dijo el miércoles que está ahora interesada en la concesión de tres redes eléctricas en Bolivia para extender su presencia en la región andina tras cerrar un contrato en Perú. ISA cerró el martes con el gobierno del presidente Alejandro Toledo un contrato por 262 millones de dólares por la concesión de dos transmisoras estatales de electricidad.

“Vemos nuevas oportunidades. Ahora estamos interesados en una licitación que consta de tres líneas de transmisión que en conjunto suman unos 600 kilómetros en Bolivia”, resaltó en Lima el gerente general de ISA, Javier Gutierrez, a Reuters.

La Superintendencia de Electricidad de Bolivia prepara una licitación de unas redes de transmisión eléctrica para unir las ciudades de Cochabamba, Chuquisaca y Potosí, en que se estiman inversiones por unos 100 millones de dólares.

“Ya tenemos interconectado Colombia con Venezuela, para fin de año debemos ya tener a Colombia con Ecuador tras invertir 15 millones de dólares y pronto Ecuador con Perú dentro del marco del compromiso con Perú al ganar la concesión de dos redes de transmisión”, afirmó el ejecutivo de ISA, que como grupo factura unos 300 millones de dólares al año y también invertirá 15 millones de dólares en interconectar Perú y Ecuador.

Gutiérrez visita el Perú en el marco del cierre de un contrato de concesión por 30 años de dos redes de transmisión de energía eléctrica ganada en junio por ISA en el marco del proceso de privatización en este país.

Fuera de Etecten y Etesur, ISA opera en Perú, séptima economía de latinoamérica, dos líneas de transmisión eléctrica, una ya en operación de 131 kilómetros en la selva (Aguaytía) y otra de 242 kilómetros en los andes que está por entrar en funcionamiento.

Perú venderá energía eléctrica a Ecuador a partir de setiembre de 2004. A más tardar el 30 de setiembre de 2004 se pondrá en servicio la interconexión

eléctrica entre Perú y Ecuador. Esto permitirá exportar, inicialmente, un volumen de 50 megawatts hacia el Ecuador, según informó el ministerio peruano de Energía y Minas. Informó que para hacer realidad la interconexión eléctrica entre ambos países, se construirá una línea de transmisión de 146 Km. Entre la subestación de Zorritos (Perú) y la subestación San Ildefonso (Ecuador).

ISA que es una empresa con una presencia mayoritaria de capitales del Estado colombiano, es la empresa que está haciendo inversiones para ampliar su cobertura, pero a la vez está brindando una de las bases materiales más importantes para una integración eléctrica efectiva entre los países de la Comunidad Andina de Naciones (ver mapas de transmisión eléctrica de cada país). Pero, este aspecto no es suficiente para lograr una interconexión eficiente, también se requiere que:

1. Se armonicen normativas sobre: exportación e importación de energía, remuneración a los sistemas de transmisión, calidad, seguridad y confiabilidad.
2. Se establezca un régimen tributario y arancelario que facilite los intercambios de energía eléctrica.
3. Se determine el alcance de los eventos que alteran la estabilidad del sistema y que estén incorporados en las legislaciones respectivas a fin de armonizarlos

4. BARRERAS A LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

La eliminación de barreras a un proceso de integración energético en general debería ejecutarse en dos frentes:

- La eliminación de barreras técnicas.
- La eliminación de barreras legales.

Para la eliminación de barreras técnicas se debe priorizar la *armonización* de las normas y reglas técnicas. También se debe realizar un proceso de *estandarización* de los productos energéticos (producción, transporte y distribución, así como de los equipos de mayor consumo energético). Otra prioridad es la *apertura del suministro público* (apertura de contratos públicos sin discriminación alguna).

El eliminar barreras fiscales implica darle prioridad al *acercamiento a la tributación indirecta sobre la energía* (armonización de la manera en que se grava la energía, un marco tributario común para productos energéticos) así

como *asegurar la transparencia de los precios* en todos los subsectores energéticos (las empresas energéticas deben hacer públicos sus precios).

Como mencionamos, una de las condiciones materiales para la integración efectiva es el contar con una infraestructura energética adecuada lo cual implica que las operaciones de infraestructura deben satisfacer criterios económicos y comerciales mínimos de viabilidad, además de considerar esas operaciones de infraestructura como los principales factores promotores de la integración energética. Lo cual implica establecer los documentos legales básicos, así como las reglas fundamentales necesarias, para el desarrollo y apoyo a las redes energéticas que atraviesan la Comunidad.

Uno de los aspectos que engloba los dos “frentes” de eliminación de barreras, es el conjunto de diferencias en lo que se refiere a los esquemas regulatorios en cada uno de los países miembros de la CAN. Esta es una de las grandes preocupaciones en aras de la factibilidad de la integración es así que entre el 22 y 24 de julio de 2001 se desarrolló un taller con la asistencia de delegados del sector eléctrico de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones para discutir acerca de todos los aspectos relacionados con la interconexión eléctrica en la subregión andina; éstos emitieron un documento denominado *Declaración de Quito*, en éste se mencionan entre otras conclusiones las referidas al estudio de las barreras a la integración:

“Es posible desarrollar una institucionalidad regional que permita la convergencia regulatoria y facilite la captación de los beneficios de la integración, así como el fortalecimiento de los mercados nacionales.”

“En el corto plazo es posible lograr incrementar los beneficios de las interconexiones existentes o previstas, eliminando algunas barreras existentes a las transacciones de energía ocasionales (intercambio de oportunidad) y de largo plazo (intercambios firmes).”

“La CIER acometerá el desarrollo de la Fase III del Proyecto CIER 03, con financiación del Banco Mundial y del DOE, el cual tiene por objeto plantear las acciones que permitan armonizar los esquemas regulatorios, diseñar la institucionalidad y acuerdos específicos (bilaterales, y multilaterales) necesarios para dicha integración.”

5. ARMONIZACIÓN DE ASPECTOS REGULATORIOS EN LA CAN

Los países de la CAN han seguido los patrones de reforma regulatoria que se han desarrollado en la mayoría de países en lo que se refiere a industrias de redes (entre ellas la electricidad). El sector eléctrico ha sufrido un cambio

estructural bastante drástico en casi todo el mundo, la tradicional integración vertical en la industria se dejó de lado con la finalidad de dar cabida a la competencia en el segmento de generación y limitar la regulación a la fijación de tarifas para los pequeños consumidores (los segmentos de transmisión y distribución por ser monopolios naturales se mantuvieron con una regulación total). Esta nueva estructura dio lugar a la aparición de un cuarto segmento, el de comercialización (venta de energía al por menor).

Este proceso de reestructuración ha sido común en todos los países de la CAN, sin embargo no debe confundirse que el nuevo modelo de regulación requiere estar acompañado necesariamente de un proceso de privatización, ya que esta reforma puede llevarse muy bien en un contexto en el que la propiedad estatal en la industria sea mayoritaria. Esto se explica porque en términos prácticos la privatización es un proceso de transferencia de la propiedad, mientras que la regulación es un mecanismo para asegurar la defensa del consumidor ante los posibles comportamientos de abuso de poder de mercado.

Es clave que se tenga en consideración este aspecto, dado que son las empresas estatales las que estarían más comprometidas con los objetivos de los estados comunitarios que las empresas privadas, debido principalmente a las diferentes misiones que cada uno de estos grupos mantiene. Esta apreciación no discrepa en nada con el concepto de eficiencia, relacionado más que nada con la administración de los recursos, que con la propiedad de los mismos.

Entonces, a pesar que en países como Ecuador, Colombia y Venezuela la propiedad estatal es mayoritaria y en países como Bolivia y Perú la propiedad privada tiene mayor presencia en la propiedad, los modelos de reforma regulatoria son bastante similares por lo que la armonización resulta posible; sin embargo, a pesar que los marcos regulatorios se basan en los mismos principios generales existen alternativas en el diseño de la regulación de acuerdo a la realidad de cada país. A continuación pasamos a describir los marcos regulatorios en cada uno de los países miembros de la CAN:

Bolivia

El organismo regulador en el subsector eléctrico de Bolivia, es la Superintendencia de Electricidad (SDE), la cual financia sus actividades a través de una tasa de regulación que pagan las empresas eléctricas, de un monto no superior al 1% de sus ingresos. El Superintendente es elegido por el Presidente de la República de tres aspirantes propuestos por el Senado.

Las normas en el sector eléctrico reconocen solamente tres actividades: generación, transmisión y distribución; la figura del comercializador no está

considerada, pero en la práctica es una de las actividades que desarrollan las empresas distribuidoras.

La comercialización y la interconexión internacionales son reconocidas por la reglamentación que prevé el comercio internacional spot y mediante contratos. La SDE otorga las licencias que admiten tanto la interconexión internacional como la importación y exportación de energía. Las transacciones de energía que resultan del comercio internacional spot y de contratos, se incluyen en las programaciones semanales y despacho diarios, así como al cálculo de los precios regulados del mercado mayorista.

La empresa participante en uno de los segmentos del sector eléctrico sea generación, transmisión, o distribución, no podrá actuar en un segmento distinto al suyo (no se permite la integración vertical). Es decir no tendrá propiedad ni control de activos o participación en alguna otra empresa participante en un sector distinto en ningún porcentaje. Sin embargo, existe la excepción ya que las empresas de distribución están permitidas de poseer instalaciones de generación que aprovechen recursos renovables en un monto no menor al 15% de su demanda máxima; la restricción es que tal capacidad no puede ser ofertada al mercado de generación y el costo de la generación propia de este tipo de distribuidor no podrá ser trasladado a la tarifa por un monto mayor al valor de precio de nodo. Asimismo, la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (Ley del SIRESE o Ley 1600 / 1994) prohíbe acuerdos anticompetitivos, prácticas abusivas, y fusiones entre competidores.

Las empresas eléctricas deben registrar en la SDE a todos sus accionistas y socios cuyo participación en el capital social exceda del 5%. El Estado no está registrado ya que solamente tiene una participación del 3.5% en el negocio de distribución y un 2.5% en generación (se espera que esta participación sea transferida al sector privado en el más breve plazo). Los pensionistas, a través de los Fondos Privados de Pensiones, tiene propiedad en un 50% de las cuatro empresas de generación privatizadas.

Existen dos tipos de consumidores: el consumidor regulado y el consumidor no regulado. El consumidor regulado debe estar ubicado en el área de concesión de un distribuidor y ser abastecido por éste, también debe tener una demanda de potencia no mayor a 1MW. En 1997 se autorizó la participación en el mercado libre a los dos primeros consumidores y a noviembre del año 2000 solamente existían cuatro consumidores no regulados.

Los impuestos aplicables en el sector eléctrico son: impuestos al valor agregado (13%), a las transacciones (3% sobre el valor de la factura) y a las utilidades (25%, deducible del impuesto a las transacciones). Estos impuestos se aplican a todas las actividades económicas a excepción de los

sectores minería y petróleo que están sometidos a regímenes especiales. En general, la importación de insumos está gravada con el 10% y la mayoría de bienes de capital del sector eléctrico cuentan con arancel cero.

La coordinación de la operación técnica y la administración del mercado está en manos del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) integrado por un representante de la SDE, de los generadores, de los transmisores, de los distribuidores y de los consumidores no regulados. La operación del SIN es realizada en función de una programación diaria que cubre con detalle horario, las 24 horas del día siguiente y tiene como objetivo abastecer la demanda al mínimo costo total. Si surgen conflictos entre los agentes participantes y el sistema, pueden recurrir a la SDE como primera instancia, además existe una la Ley de Arbitraje y Conciliación (Ley 1771 / marzo de 1997).

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de generación son las siguientes:

- Para que una empresa realice la actividad de generación hidroeléctrica o térmica requiere del otorgamiento de una licencia por la SDE a través de solicitud de la parte interesada o por licitación pública. La generación de electricidad de fuente nuclear requiere de una ley especial.
- También se considera la figura de licencias provisionales para la realización de estudios para centrales de generación que usen y aprovechen recursos naturales.
- En esta actividad, las empresas, sus accionistas o socios vinculados o empresas vinculadas, no pueden tener derecho propietario equivalente a más del 35% de la capacidad instalada, en forma individual o conjunta.
- El pago que reciben los generadores es denominado el precio de nodo (que incluye el respectivo peaje de transmisión que el generador trasladará a la empresa de transmisión respectiva), éste se determina por negociación en el mercado libre y, para los clientes regulados resulta de un cálculo que suma el precio de la energía (valor esperado del costo marginal de corto plazo, es decir el costo de la última unidad generadora que entra en operación) y el cálculo del precio de potencia de punta en el nodo respectivo (equivalente al precio básico de la potencia por un factor de nodo de la potencia)*. El precio máximo de nodo se reajusta mensualmente.
- Un generador puede comprometer contratos en el mercado libre la suma de la potencia firme (potencia que efectivamente suministra la generadora) de sus unidades, más la potencia contratada con otros generadores,

más las compras de potencia en el mercado spot. No existen restricciones a priori sobre la potencia que puede contratar.

() El precio básico de la potencia de punta se determina en función de la inversión de la unidad generadora más económica (que suministrará potencia adicional durante las horas de demanda máxima) más un porcentaje no mayor al 1.5% por concepto de gastos fijos (de operación, mantenimiento y administración) más un porcentaje entre 5% y 15% por no disponibilidad teórica del sistema más un porcentaje correspondiente a la no disponibilidad programada de la unidad generadora de punta. El factor de nodo de la potencia se calcula a partir de las pérdidas marginales de suministrar un incremento de potencia en el nodo.*

Para cada generador el CNDC define, en cada nodo del sistema, las obligaciones respecto al desempeño mínimo requerido. Si la generadora no se encuentra dentro de estos indicadores y se logra identificar este problema, el CNDC debe informar a la SDE para las sanciones respectivas (si se verifica la infracción, se aplica una sanción que va del 0.1% al 3% del valor de las ventas de electricidad de los últimos tres meses de la empresa infractora).

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de transmisión son las siguientes:

- Se requiere licencia otorgada por la SDE para el ejercicio de la actividad, ésta puede ser otorgada por solicitud de la parte interesada o por licitación pública.
- El titular de una licencia de transmisión debe permitir, bajo supervisión de la SDE, el uso de la red al resto de agentes del sector, sujeto al pago respectivo.
- La remuneración máxima que los generadores abonan por el uso que hacen de las redes de transmisión está conformada por un ingreso tarifario (que viene a ser la diferencia entre la valorización de los retiros y las inyecciones de la energía y de la potencia de punta) más un peaje por transmisión (la diferencia entre el costo anual de transmisión* y el ingreso tarifario anual).
- La tasa de actualización para calcular el costo anual de la inversión sólo podrá ser modificada por el Poder Ejecutivo mediante resolución administrativa debidamente fundamentada y ésta no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.
- Los peajes de transmisión son pagados en un 25% por todos los generadores y el restante 75% es pagado por todos los compradores (distribui-

dores, consumidores libres y generadores con contrato). El monto pagado por cada generador está en proporción a la energía anual que inyectan al sistema, mientras lo pagado por cada consumidor está en proporción a la potencia de punta que retiran del sistema.

- Las nuevas instalaciones que la empresa propietaria del sistema planea incorporar sólo podrán ejecutarse previo informe del CNDC y la aprobación de la SDE mediante resolución.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de distribución son las siguientes:

- Para el ingreso de una empresa se requiere concesión de servicio público otorgada a través de solicitud o licitación pública.

() Es la sumatoria del costo anual de inversión (equivalente a la anualidad de la inversión en instalaciones de transmisión correspondientes a un sistema de transmisión económicamente adaptado, se calcula tomando una vida útil de 30 años y una tasa de actualización del 10% anual) y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (corresponden al 3% del costo anual de inversión).*

- La SDE controla que el distribuidor preste el servicio a todo consumidor que lo solicite; que satisfaga toda la demanda de electricidad; y, que permita el uso de sus instalaciones a consumidores no regulados, generadores y autoprodutores. Todo esto dentro de la zona de concesión del distribuidor.
- El distribuidor deberá cubrir mediante contratos por lo menos el 80% de la potencia de punta bajo su responsabilidad (en su zona de concesión), solamente cumpliendo esta obligación, podrá participar en el mercado de contratos y/o en el mercado spot para satisfacer los excesos de demanda. La duración de los contratos obligatorios del distribuidor será de un mínimo de tres años.
- El distribuidor sólo puede trasladar a tarifas los precios regulados de nodo de la energía y la potencia de punta. Su tarifa deberá permitirle cubrir sus costos medios de suministro (representativos de los costos proyectados para cuatro años, los cuales se determinan a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la SDE) y obtener una tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la concesión (equivalente al promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio de empresas lista-

das en la Bolsa de Valores de Nueva York, e incluidas en el índice Down Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años).

- Los precios de distribución se componen de tarifas base y fórmulas de indexación. Las tarifas base para cada nivel de tensión comprenden los cargos por consumidor (costos de consumidores), por energía (costos de compra de energía), por potencia de punta y por potencia fuera de punta (potencia, peajes y costo de distribución). Los cargos de las tarifas se indexan mensualmente en función de las variaciones de los costos de distribución, de las compras de energía, de potencia, de peajes e incrementos de la eficiencia operativa.
- Las tarifas pagadas por los consumidores son determinadas en función de los cargos de las tarifas base y además consideran las características técnicas de su demanda y de su suministro así como el tipo de medidor adecuado a la magnitud de su consumo.

Colombia

El organismo regulador en electricidad es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que es una unidad administrativa especial del Ministerio de Energía y Minas. Esta Comisión es presidida por el Ministro de Energía y Minas además son parte de ella el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación y cinco expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República por un período de cuatro años; el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios tiene voz en esta Comisión pero sin capacidad de voto. Toda decisión se aprueba por mayoría calificada y debe contar con el voto a favor de al menos un representante del gobierno.

Las normas admiten una estructura con cuatro segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. En la práctica, los comercializadores ofrecen sus servicios solamente a los clientes regulados con alto consumo pero sin la capacidad de ser clientes libres.

La normatividad reconoce además la existencia de comercio internacional de electricidad. La exportación de energía está representada por un comercializador en el Ministerio de Energía y Minas, la característica resaltante es que la exportación no afecta el precio para los consumidores internos pero el precio de exportación sí está afectado por la demanda total (local más externa); otro aspecto, es que en situaciones de racionamiento la exportación tendrá igual tratamiento a la demanda local solamente si cuenta con contratos cuyos plazos de vigencia son mayores a cinco años, de no ser así el abastecimiento no se hará efectivo. La importación de energía está

representada por un generador en el mercado mayorista (el importador puede registrarse como generador) a fin de que esta oferta sea considerada en el despacho diario ya que éste, es independiente de los contratos. La remuneración por el uso del sistema interconectado nacional, para el caso de importación, es pagada en un 100% por la demanda; mientras que el responsable de la remuneración a la red de interconexión internacional resulta libremente de un contrato entre el propietario y los usuarios de ésta.

Las normas que definen la estructura empresarial del sector permiten la integración vertical de generación, transmisión y distribución, si ésta existía antes de julio de 1994, de lo contrario esta estructura está restringida para las nuevas empresas: la empresa que actúa en transmisión no puede poseer participación alguna en los otros segmentos; tanto el generador como el distribuidor pueden desarrollar la actividad de comercialización. El Estado colombiano actualmente posee empresas generadoras en un monto equivalente al 40% de la capacidad instalada, controla la totalidad de la transmisión y también posee numerosas empresas distribuidoras.

El cliente libre es aquel cuyos consumos mensuales de energía exceden los 55 MWh o tiene una demanda superior a los 100 KW (0.1 MW), éstos no pueden hacer compras directas en la bolsa de energía (lo hacen a través de un comercializador) en la que solamente participan generadores y comercializadores, pero los usuarios no están prohibidos de formar una empresa comercializadora para cubrir sus necesidades de energía. A inicios del año 2001, se contaba con más de 3,000 clientes libres (que representan más del 25% de la demanda de electricidad). El usuario regulado puede elegir el comercializador al cual comprar la energía, pero a tarifa regulada (en la práctica el comercializador sólo presta servicio a los usuarios regulados con consumos altos pero insuficientes para entrar al mercado no regulado).

Los impuestos aplicables al sector son: el impuesto a la renta (35%) y un gravamen a toda transacción financiera equivalente al 0.3% de toda transacción.

El Centro Nacional de Despacho (CND) es la entidad encargada de la planificación, coordinación, control y supervisión de la operación del sistema y está integrado por un representante de cada generadora con capacidad instalada mayor al 5% del total, más dos representantes de todas las generadoras con capacidad entre el 1% y 5% del total (con voto sólo para asuntos de transmisión), más un representante de las generadoras con una participación menor del 1% en la capacidad, por el Director del CND (sin voto) y dos representantes de las empresas distribuidoras que no participen en la actividad de generación. El mercado mayorista es administrado por el ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales). En la actualidad, todas

estas funciones son realizadas por la empresa estatal ISA (la mayor transmisora del país).

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de generación son las siguientes:

- Para realizar la actividad de generación hidroeléctrica se requiere obtener una concesión de aguas hasta por 30 años, una licencia ambiental y una autorización municipal para uso del suelo. En el caso de generación térmica se requieren la licencia ambiental como el permiso municipal para uso del suelo.
- Existe limitación a la integración vertical ya que ninguna empresa puede poseer más del 25% del mercado.
- Los generadores reciben, del mercado regulado, una remuneración mensual denominada cargo por capacidad que es la suma del valor de la potencia equivalente (calculada a partir de la simulación del despacho económico bajo una hidrología crítica, durante el verano) más el valor de la capacidad residual de las plantas despachadas (el pago a la potencia promedio no utilizada). El valor del cargo por capacidad resulta del costo por KW instalado de la tecnología de menor costo unitario de capacidad.
- No existen restricciones a la forma ni al horizonte de tiempo de los contratos en el mercado libre, tampoco respecto a porcentajes mínimos de contratación.
- Los generadores con una capacidad instalada mayor a los 20 MW tienen la obligación de participar en el mercado mayorista (bolsa de energía), esta participación es optativa para los generadores con capacidades entre los 10 MW y los 20 MW, pero es excluyente para los generadores con capacidades menores a los 10 MW.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de transmisión son las siguientes:

- Solamente se requiere licencia ambiental SDE para el ejercicio de la actividad. Es la principal barrera para acceder a la actividad.
- Esta actividad, a partir de julio de 1994, sólo puede ser ejercida por empresas que no tengan participación en otras actividades.
- El monto de ingresos anuales que perciben se determina considerando si la instalación es nueva o preexistente al establecimiento del marco

regulatorio. En el caso de instalaciones preexistentes la remuneración debe cubrir los costos de capital (considerados como la anualidad a valor nuevo de remplazo, VNR, con tasa de descuento de 9% anual real para una vida útil de 25 años); y, costos de administración, operación y mantenimiento de una empresa eficiente (como un 2.75% del VNR / 2.5% partir del año 2002); cuyo cálculo se realiza por períodos de cinco años. En el caso de instalaciones nuevas, el ingreso anual será considerado como aquel que presentó en la convocatoria pública para la construcción del proyecto, es decir un ingreso anual esperado para los primeros 25 años de operación de la instalación (para el año 26 empieza a regir un ingreso regulado por Resolución CREG-218 de 1997).

- El ingreso requerido mensual es pagado en un 75% por los comercializadores de energía y el restante 25% es pagado por los generadores. El monto pagado por cada comercializador está en proporción a su demanda y lo desembolsa a través de un cargo de tipo estampilla con carácter nacional, mientras que cada generador paga en base a unos cargos preestablecidos a través de una estimación de los costos de inversión, operación y mantenimiento que los usuarios causan en una red mínima, que sea capaz de manejar los flujos en los períodos de máxima exigencia de la red real. A partir del año 2002, el pago total a la transmisión es realizado por los comercializadores.
- Para garantizar la ejecución de los proyectos de expansión de la red considerados por un plan de carácter determinativo (realizado cada 10 años) el Ministerio de Energía y Minas realiza una convocatoria pública con el objeto de que los transmisores compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión. La adjudicación se realiza al oferente cuyos ingresos anuales esperados tengan el menor valor presente.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de distribución son las siguientes:

- Para el ingreso de una empresa solamente se requiere el previo aviso a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos (no existe necesidad de contar con una concesión).
- La empresa de distribución que inició operaciones después de 1994 está restringida a contar con no más del 25% de la participación del mercado.
- Las empresas distribuidoras no pueden actuar directamente en el mercado mayorista como compradores, pero nada impide que se constituyan como comercializadores.

- La remuneración al servicio de distribución se fija cada 5 años para cuatro niveles de tensión y se determina mediante el cálculo del valor promedio de costos reconocidos en la remuneración: el costo de capital (valorado a VNR a una tasa del 9% anual real y a períodos determinados por tipo de equipo) y los gastos de administración, operación y mantenimiento anuales (2% en los dos niveles superiores de tensión y 4% en los dos menores).

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de comercialización son las siguientes:

- Para realizar la actividad de comercialización, la empresa solamente debe comunicar previamente a la CREG y a la superintendencia de servicios públicos.
- La empresa comercializadora no puede negar la atención a cualquier usuario que solicite sus servicios. En la realidad, los comercializadores solamente ofrecen sus servicios a usuarios con alta capacidad de pago.
- La venta de energía a clientes finales solamente es realizada por los comercializadores quienes compran la energía eléctrica en el mercado mayorista (todos los distribuidores son comercializadores).
- En la actualidad no existe ninguna restricción de compra para el comercializador, éste libremente puede optar entre comprar en el mercado spot o realizar contratos bilaterales.
- Los contratos suscritos entre comercializadores y usuarios regulados deben resultar de una convocatoria a ofertas en la que la adjudicación es otorgada a la oferta de menor precio. En el caso de los usuarios libres, el comercializador puede optar por comprar la energía en el mercado spot o mediante contratos bilaterales a precios libremente pactados.
- Las empresas comercializadoras que tengan una demanda de energía superior al 5% de la demanda del sistema interconectado, están obligadas a contratar con generadores diferentes a su propia generación (por lo menos el 40% de la demanda).

Ecuador

El organismo que regula la actividad eléctrica es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), cuyo directorio está integrado por tres representantes permanentes del Presidente de la República (uno de los cuales preside el Directorio del CONELEC), por el Jefe del Comando Conjunto de las FF. AA. (o su delegado permanente), por el delegado permanente del Director de la

Oficina de Planificación de la Presidencia de la República, por dos representantes de las Cámaras de la Producción y dos representantes de los trabajadores del sector eléctrico. El modelo regulatorio en este país aun se encuentra en una primera etapa de implantación del mismo y, como mencionamos anteriormente, la mayor parte de las empresas todavía están en manos del Estado.

La industria se ha organizado de acuerdo a los estándares internacionales, es decir, que se ha eliminado la integración vertical mediante la formación de empresas independientes; por lo tanto el sector cuenta con las etapas de generación, transmisión y distribución (la figura del comercializador puro no existe aunque para el caso de importación y exportación de energía se considera a empresas comercializadoras).

Ecuador es uno de los países de la CAN que ya contaba con interconexiones internacionales (Colombia y en el año 2003 con el Perú). A tal efecto, Ecuador ha aprobado un *Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad* en el que se establece las normas técnicas para la administración de las transacciones técnicas y comerciales de importación y exportación de electricidad que se produzcan en el Mercado Eléctrico Mayorista. Entre lo más destacable, se señala que solamente podrá exportarse la energía que haya sido declarada excedente, después de cubrir la demanda nacional (en el punto siguiente de conclusiones y posibilidades de integración eléctrica se desarrolla este aspecto).

El artículo 52 de la Ley de Electricidad establece que: *Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con un generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC.* Aunque la legislación no reconoce explícitamente la existencia del cliente libre, en la práctica se da un mercado de libre transacción, los requisitos que deben cumplir los grandes consumidores para acceder directamente al mercado son: tener instalado en los puntos de suministro el sistema de medición comercial y registrar una demanda máxima de potencia igual o mayor a 2 MW y un consumo mínimo de energía de 7,000 MWh anuales. Actualmente solamente existen 5 consumidores que compran directamente la energía, debido tal vez a que las tarifas finales de las distribuidoras a los clientes son bajas y tampoco existen incentivos para participar en éste.

Las empresas de generación, distribución y transmisión, para todos los efectos (incluyendo el laboral) son reguladas por las normas aplicables a las personas jurídicas de derecho privado. Entre estas están: el impuesto al valor agregado (IVA) del 14%, 25% de impuesto a la renta, etc.

El CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) es el organismo encargado del despacho y administración del mercado, está constituido por todas las

empresas de generación, transmisión y distribución, también por todos los grandes consumidores. La dirección recae en un Directorio formado por un delegado permanente del Presidente de la República, dos delegados de las empresas concesionarias de generación, dos delegados de las empresas concesionarias de distribución, un delegado de la empresa concesionaria de transmisión y un delegado por los grandes consumidores.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de generación son las siguientes:

- Para centrales hidroeléctricas o térmicas de más de 50 MW de capacidad instalada se requiere una concesión otorgada por el Estado a través de CONELEC (organismo que también controla el cumplimiento del contrato de concesión). También requiere de permisos ambientales.
- Una empresa generadora no puede directa ni indirectamente transmitir ni distribuir energía eléctrica salvo las excepciones impuestas por la Ley (se prohíbe la integración vertical). Además, la ley establece expresamente que *"ninguna persona natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional"* (se prohíbe la integración horizontal).
- Los generadores reciben un pago mensual por la potencia remunerable puesta a disposición y no comprometida en contratos, ésta se calcula en función del tipo de central de generación: para centrales hidráulicas y térmicas a vapor, se considera una simulación de año seco en el que la potencia remunerable es considerada equivalente a la potencia media con la que resultan despachados en la simulación; para las restantes centrales, se considera la suma de la potencia remunerable de las centrales hidráulicas y térmicas a vapor a las cuales se agregan las potencias de las restantes centrales en orden de mérito por sus costos variables, hasta completar la potencia de la demanda máxima en el período noviembre – febrero.
- El precio unitario pagado a la potencia remunerable puesta a disposición es igual al costo unitario mensual de capital (se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento considerada en las tarifas) más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.
- Las empresas de generación térmica están prohibidas de comprometer en contratos una producción mayor a aquella proveniente de su capacidad de potencia efectiva. Las empresas de generación hidráulica no pueden comprometer más de su producción de energía firme mensual.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de transmisión son las siguientes:

- Una empresa motivada a participar en la actividad de transmisión eléctrica deberá obtener la concesión respectiva otorgada por el CONELEC a nombre del Estado ecuatoriano.
- Una red de transmisión solamente podrá ser operada o ser propiedad de un generador, distribuidor o gran consumidor, si es construida para atender sus propias necesidades con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador.
- El pago al servicio de transmisión resulta de un cargo fijo (calculado en función de un plan de expansión decenal) y un cargo variable (calculado bajo la metodología de factores de nodo). Mientras que las tarifas se calculan con el objetivo de cubrir los costos medios del transportista, este costo medio es equivalente al costo de capacidad que resulta de la suma de los costos de inversión, administración, operación, mantenimiento y pérdidas. El cargo variable es determinado por el CENACE cada hora y liquidado a fin de mes mientras que el cargo fijo es pagado a través de un cargo "estampilla".
- El único transmisor (Transelectric) tiene la obligación de expandir el sistema, sobre la base de los planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de distribución son las siguientes:

- Para el ingreso de una empresa de distribución eléctrica se requiere concesión de CONELEC, entidad que también controla la cobertura del servicio y cumplimiento de normas de calidad del servicio.
- Los distribuidores en general están prohibidos de generar energía eléctrica a excepción de aquella que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia de la ley de régimen del sector eléctrico y siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación. Por lo tanto, los distribuidores no pueden efectuar transacciones de energía eléctrica entre ellos, salvo excepciones y previa aprobación de CONELEC.
- Se permite al distribuidor, trasladar a las tarifas el precio referencial de generación por lo que las diferencias entre éste y el precio de contratos de abastecimiento que pueden firmar los distribuidores son asumidas por éstos y no se trasladan al usuario final.

- La remuneración al servicio de distribución se denomina como valor agregado de distribución (VAD) y se obtiene para distintos niveles de tensión (subtransmisión, media tensión y baja tensión) y es el resultado de agregar los costos de capacidad, administración, pérdidas y comercialización. El VAD es sólo uno de los rubros que se integran en la fijación de la tarifa al usuario final y son determinados cada año, pero está sujeto a reajustes cuando los componentes del costo presentan variaciones iguales superiores al 5%.

Perú

Hasta hace poco existían dos organismos con atribuciones regulatorias, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg); sin embargo, la CTE fue absorbida por Osinerg. Asimismo, en forma indirecta inciden sobre el sector otros organismos como el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi). Uno de los grandes problemas en Perú es la superposición de funciones lo que genera confusión en los agentes que participan en el sector eléctrico.

Por la Ley de Concesiones Eléctricas se eliminó la integración vertical mediante la separación de la actividad en los segmentos etapas de generación, transmisión y distribución (la figura del comercializador se señala en la Ley pero no está reglamentado).

Hasta la actualidad el Perú no tiene intercambio internacional de energía eléctrica en montos significativos (no olvidar que Electropuno de Perú realiza transacciones de electricidad con Electropaz de Bolivia), pero ante la impostergable interconexión con Ecuador se ha creado el Comité Técnico Binacional de Energía y Minas Perú-Ecuador.

La LCE define como cliente libre a todo aquel que tiene acceso al mercado mayorista debido a que su demanda de potencia no es menor a 1 MW de potencia. A inicios del año 2001 el mercado libre atendía a 231 clientes libres de los cuales 48 (20.8%) fueron atendidos por empresas generadoras y los restantes 183 clientes (79.2%) negocian sus compras con las empresas distribuidoras.

Respecto al régimen tributario, este país sí cuenta con algunas normas promotoras del sector, es así que los combustibles utilizados en generación de electricidad no pagan el impuesto selectivo al consumo hasta diciembre del año 2003, asimismo, la zona de selva cuenta con la exoneración del pago del IGV para todas las actividades.

Las empresas de generación y de transmisión cuyas instalaciones están interconectadas conforman el Comité de Operación Económica del Sistema

(COES) con la finalidad de garantizar el abastecimiento de energía y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos al menor costo de operación y de racionamiento. La operación de cualquier generador y cualquier transmisor esta sujeta a lo dispuesto por el COES. El mercado spot, en el que sólo participan los generadores para comprar y vender las diferencias entre su generación real y la comprometida en los contratos, también es controlado por el COES.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de generación son las siguientes:

- Para instalar una hidroeléctrica o una planta geotérmica y desarrollar la actividad de generación de electricidad se requiere de concesión, pero cuando la potencia instalada sea mayor a 10 MW; solamente se requiere de autorización cuando la planta cuenta con más de 0.5 MW o menos de 10 MW. Para desarrollar la actividad de generación termoeléctrica se requiere autorización cuando la potencia es superior a 0.5 MW (500 KW).
- La Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico establece límites tanto para la integración vertical como para la integración horizontal. Para la concentración de mercado se establece como límite máximo el 15% de la participación en el mercado respectivo; mientras que para la integración vertical plantea que una empresa que participa en una de las actividades del sector eléctrico no podrá poseer más del 5% de participación del mercado en otra actividad integrada verticalmente. Sin embargo, se pueden lograr mayores niveles de concentración o integración vertical si existe la autorización previa del Indecopi.
- Los generadores reciben remuneraciones reguladas en el mercado mayorista por la venta de energía y potencia. El precio básico de la energía, se calcula como el promedio de los costos marginales de generación esperados en un período futuro de 48 meses para los bloques horarios determinados por la CTE (resulta de una simulación que considera el programa de obras de generación factibles de entrar en operación en dicho período, tomando en cuenta las que se encuentran en construcción así como las planeadas). El precio básico de la potencia de punta en barra se calcula como la anualidad de la inversión del tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Las tarifas fijadas por la CTE o tarifas reguladas no podrán diferir en más del 10% de los precios en el mercado libre.
- Las tarifas deben conservar su valor real, a tal efecto la CTE realiza los procedimientos de actualización para que estas no discrepen en términos reales.

- Los contratos de venta de los generadores en el mercado libre no están sujetos a regulación (la tarifa de distribución y la de transmisión sí están sujetas a regulación). Existe una planificación de carácter indicativo que para la expansión de la generación (el órgano responsable de desarrollar este Plan Referencial es la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas).

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de transmisión son las siguientes:

- Se requiere una concesión para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste.
- Una instalación es considerada como perteneciente al sistema de transmisión cuando la tensión de transporte es mayor a 30Kv, las que tienen una menor tensión son consideradas en el segmento de distribución.
- La transmisión se divide en transmisión principal y transmisión secundaria. La primera se remunera por medio del peaje de conexión al sistema principal, costo que es asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico; mientras que la segunda se remunera con peajes secundarios de transformación y transmisión, es asumido por aquellos usuarios que hacen uso del sistema secundario. Es la CTE la que propone al Ministerio de Energía y Minas la definición de lo que se considera transmisión principal y transmisión secundaria.
- El peaje de transmisión busca remunerar el costo total de la transmisión, y éste comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La anualidad de la inversión es calculada considerando el VNR, su vida útil y la tasa de actualización fijada por regulación. La tarifa de transmisión también debe conservar su valor real.
- Las empresas generadoras deben abonar una compensación para cubrir el costo total de transmisión al administrador de la red principal; esta compensación se abona separadamente en dos pagos o conceptos denominados ingreso tarifario (se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas tarifas en barra, sin incluir el respectivo peaje) y peaje por conexión (que es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario).

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de distribución son las siguientes:

- Se requiere concesión para desarrollar la actividad de distribución de energía eléctrica con carácter de servicio público, cuando la demanda supere los 0.5 MW (500 KW).
- Los distribuidores deben comprar en el mercado mayorista, a través de contratos con los generadores, el 100% de su demanda pagando potencia de punta y energía a las tarifas en barra reguladas.
- La tarifa de distribuciones denominada valor agregado de distribución (VAD) se fija teniendo en cuenta los costos de una empresa modelo eficiente. El VAD considera los costos asociados al usuario (independientes del consumo), las pérdidas estándar de energía y potencia y los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada. El costo estándar de inversión es la anualidad al 12% real, valorando las instalaciones a VNR de un sistema económicamente adaptado. El VAD se calcula para cada nivel de tensión y para cada sector mediante estudios de costos.
- Considerando el VNR como inversión inicial, se calcula la TIR (Tasa Interna de Retorno) en 25 años para todas las empresas de distribución; si la TIR arroja un valor entre 8% y 16%, entonces se aprueba el VAD, en caso contrario se harán los ajustes necesarios para que al menos se ubique en el límite del rango más próximo.

Venezuela

La Ley de Servicio Eléctrico (LSE) creó y designó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como órgano regulador en el subsector eléctrico. Su Directiva está conformada por cinco miembros, todos ellos de libre nombramiento y remoción por el Presidente de la República. La CNEE cubre sus necesidades presupuestales con aportes del Poder Ejecutivo y mediante una contribución de todos los usuarios del servicio eléctrico de hasta un 1.5% de la factura del servicio.

La LSE obliga a separar las actividades de generación, transmisión y distribución; sin embargo, ésta establece la excepción de que las empresas distribuidoras podrán conservar unidades de generación de hasta 80 MW. Asimismo, ninguna empresa de generación termoeléctrica o de distribución podrá tener una participación de mercado superior al 25% en sus respectivos segmentos; en el caso de los comercializadores, la cuota es del 20%.

Todo intercambio internacional de electricidad estará sujeto a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas y no deberán desmejorar la calidad ni el servicio continuo en el país. Venezuela realiza transacciones eléctricas a través de tres interconexiones internacionales con Colombia.

También se estipula la existencia de clientes libres (consumidores con acceso directo al mercado mayorista), podrán ser considerados como tales aquellos consumidores de electricidad cuya potencia demandada sea superior a 5 MW, sin embargo este límite se irá reduciendo progresivamente a fin de ampliar los intercambios en un mercado de libre transacción.

No existen disposiciones tributarias o laborales específicas para el sector eléctrico, con la excepción del pago del impuesto al valor agregado para los consumidores residenciales del servicio eléctrico.

La Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) está encargada de la coordinación operativa del despacho, sin autonomía administrativa ni autoridad sobre las empresas en caso de emergencia, se prevé su transformación en el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, pero su inicio está postergado por los problemas existentes en Venezuela.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de generación son las siguientes:

- Para la generación hidroeléctrica se requiere concesión de uso de aguas y autorización administrativa para generar. La Ley reserva al Estado el desarrollo de hidroelectricidad en los principales ríos. Para la generación térmica convencional solamente se requiere autorización administrativa.
- Ninguna empresa de generación podrá tener una participación de mercado superior al 25%, sin embargo, más del 70% de la generación está en manos del Estado (Edelca).
- No existen disposiciones legales o reglamentarias sobre la remuneración de la actividad de generación, la modalidad que se emplea es la de contratos bilaterales firmados entre Edelca y otras empresas que compran su energía.
- Los planes de expansión de la generación son de naturaleza indicativa y la entidad obligada a realizarlos es el Ministerio de Energía y Minas, pero esta labor aún no se lleva a cabo ya que los planes existentes son de naturaleza particular.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de transmisión son las siguientes:

- El inicio de operaciones de una planta transmisora requiere de la concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas de acuerdo con un Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (¿?) elaborado por este Ministerio.

- Se considera como instalación de transmisión a toda aquella que contenga tensiones por encima de los 230Kv.
- No existen disposiciones legales o reglamentarias que brinden alguna apreciación o especificación sobre la remuneración de la actividad de transmisión, por lo tanto, tampoco están definidos los métodos de cálculo de peaje por el uso de las redes. En la práctica, existe un acuerdo entre las empresas Edelca (generadora estatal) y Cadafe (transmisora estatal) para la forma de remuneración del uso de las redes, éste está basado en el método de MW por Km.
- El Ministerio de Energía y Minas también está obligado por la LSE a establecer una planificación para la expansión de la transmisión.

Las características principales del marco regulatorio en el segmento de distribución son las siguientes:

- La actividad de distribución requiere de concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas por un período no menor a 30 años y sujeto a limitación geográfica y cobertura del mercado.
- Las normas de remuneración a la distribución están establecidas a través de los pliegos tarifarios de las empresas distribuidoras que previamente han sido aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.
- La LSE permite que las empresas distribuidoras realicen actividades de comercialización siempre y cuando exista una separación contable entre las dos actividades. Asimismo, se requiere de autorización administrativa con licitación de cobertura de mercado (otorgada por la CNEE) para comercializar.