

PRESENTACIÓN

La construcción de la Comunidad Andina debe suponer necesariamente un compromiso de los países andinos por abordar de manera conjunta problemas vitales que aquejan a nuestras naciones. Es a partir de dicho compromiso que podremos afirmar con seguridad que avanzamos por el camino correcto que nos conduce al desarrollo.

La experiencia de otros procesos de integración y en particular el europeo es una prueba irrefutable de que los países unidos puedan avanzar más rápidamente en su objetivo de lograr un mayor bienestar para sus ciudadanos. Ello sin embargo exige capacidad para renunciar a mal entendidas posturas nacionalistas que ven afectadas soberanías frente a espacios supranacionales en los que necesariamente se debe ceder autonomía en aras de construir un proyecto mayor.

La Comunidad Andina ha vivido avances y retrocesos en sus casi 35 años de existencia y si bien en un balance podemos rescatar innumerables aportes significativos para los diferentes países miembros es innegable que todavía requiere ser consolidada con mayores competencias y recursos para alcanzar sus más caros objetivos.

Un tema central que la globalización ha puesto en evidencia es el peso que tendrán los recursos energéticos para definir la riqueza de las naciones y sus posibilidades de un desarrollo autosostenido.

La necesidad de diseñar estrategias para una política energética comunitaria a partir de tomar conciencia de los recursos que en este campo cuentan los países andinos y el uso de las diferentes opciones de gestión tales como el impulso de las empresas petroleras estatales, que tienen un importante rol que jugar, son planteadas por Jorge Manco Zaconetti, autor del libro que en esta oportunidad entregamos.

El economista Jorge Manco de larga trayectoria y reconocimiento en el medio como especialista en los temas que hoy ponemos a su alcance nos entrega un libro profundo pero a la vez accesible de leer donde nos invita a reflexionar con él sobre la situación de nuestros recursos energéticos y sobre qué queremos hacer con ellos.

Con la publicación de este estudio esperamos aportar al proceso de integración andino buscando alternativas que permitan a nuestros países un desarrollo sustentable y con equidad.

Lima, julio de 2003



José Chavez Chavez
Presidente
Consejo Consultivo Laboral Andino
CCLA



José Marcos-Sánchez Zegarra
Director Ejecutivo
Programa Laboral de Desarrollo
PLADES

PRÓLOGO

En los primeros años del siglo XXI, la integración energética para los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) -parafraseando al historiador peruano Jorge Basadre- continúa siendo "un problema y una posibilidad". Un problema porque nuestras economías están más integradas a Estados Unidos de Norteamérica y a los países de Europa Occidental que al interior de los países miembros de la CAN; ello se expresa por ejemplo, en los montos de exportaciones al resto del mundo con más de 52 mil millones de dólares para el año 2001 y los pobres niveles de exportaciones intra comunitarias, es decir, exportaciones al interior y entre países miembros de la CAN que no superan los 5,6 mil millones (11%).

La lección de los países que ayer fueron pobres y hoy son prósperos, es que existieron diferentes maneras para desarrollar un mercado interno para sus nacientes industrias, algunos a "sangre y fuego" como fueron los métodos de la acumulación originaria del capital tal el caso de Inglaterra en los siglos anteriores al XVIII. Otros como la experiencia de los Estados Unidos de Norteamérica con el desarrollo del capital en la llamada "vía libre" o farmer, donde la pequeña producción mercantil simple del siglo XVII se convierte en un momento determinado en una agresiva expansión del capital, unificando las dos costas Atlántica y del Pacífico, desarrollando así un mercado interno para sus bienes y servicios bajo el encubrimiento de la doctrina liberal de Monroe expresada en la afirmación de "América para los americanos". Allí la integración ferrocarrilera y eléctrica fueron los instrumentos materiales para resolver positivamente las contradicciones económicas sociales de la naciente potencia industrial.

En tal sentido, de una manera profética, el libertador Simón Bolívar en la acción y en la teoría, soñó con la integración de los países andinos que en algún momento formaron el Virreynato del Perú, de Nueva Granada y la

Capitanía General de Venezuela; lamentablemente las fuerzas centrífugas en cada país abortaron el sueño bolivariano, que constituye hoy una aspiración, un reto y un desafío de los pueblos de nuestros países para superar los discursos líricos de los políticos y funcionarios de sus gobiernos y los grandes intereses transnacionales.

No constituye una paradoja que después de la II Guerra Mundial, el segundo país más rico en el mundo, con una Europa destruida y empobrecida, luego de los Estados Unidos de Norteamérica, hubiese sido la Argentina teniendo en consideración los indicadores tradicionales para estimar la riqueza de los países. Ingreso per cápita, reservas de oro, índices de exportación e inversión, tasas de crecimiento económico, salarios reales etc. La Argentina de Perón a diferencia de los países de América del Sur, realizó buenos negocios en plena guerra, vendiendo trigo, carne, aceites, leche, minerales, a todo aquel que pagara en oro contante y sonante. El ejemplo incluso es válido para Venezuela de los años setenta que contó con los grandes recursos provenientes de los altos precios del petróleo, los llamados "petrodólares" que explican más del 70% del presupuesto del hermano país.

En los cursos de historia económica internacional que se imparten en la universidad de Harvard, es conocido el ejercicio de comparar el comportamiento de dos países de reconocida tradición de inmigrantes, Australia y Argentina. La primera conformada por las inmigraciones anglosajonas, la segunda caracterizada por la inmigración italiana y española particularmente y la más fuerte comunidad judía de la región. Ambos a fines del siglo XIX corrían en paralelo, hasta mediados de los cincuenta del siglo pasado, con una población blanca europea, rica en recursos naturales, y solucionando el problema de los pueblos nativos a "sangre y fuego" y mediante concentraciones excluyentes.

Hoy, Australia es uno de los países considerados entre los 15 más ricos del mundo, con un producto nacional bruto per cápita superior a los 19 mil dólares, con exportaciones que superan los US \$ 100 mil millones, y Argentina está en una difícil situación inimaginable hace algunos años, con una deuda externa impagable, superior a los US \$ 135 mil millones. Es, como sostienen sus dirigentes, un "país quebrado" sin crédito externo e interno. Con el agravante de haber sido el alumno más aplicado en la receta neoliberal de los años noventa, con políticas de apertura y desregulación, y las privatizaciones más radicales.

En verdad, existen varias explicaciones todas válidas pero parciales sobre la naturaleza de la crisis de los países de América Latina, con altos niveles de pobreza, en particular de los países miembros de la CAN. Sin embargo, una visión de largo plazo nos mostraría el fracaso de las políticas de sustitución de importaciones para una industrialización tardía, propias de las décadas

del cincuenta y sesenta, con sus dosis de proteccionismo del mercado interno, subsidios e ineficiencias del Estado interventor; al igual que fracasaron las recetas populistas y neoliberales. En tal sentido, cabe preguntar, ¿por qué unos países se enriquecen como Australia y otros se estancan para luego empobrecerse como Argentina?

Reconociendo que no existen factores monocausales explicativos del desarrollo y del atraso y el subdesarrollo, intento repensar la experiencia argentina como un posible espejo para nuestros países. Las fuerzas armadas tuvieron un enorme peso en sus decisiones políticas y económicas desde que somos repúblicas gracias a los múltiples celos, límites mal definidos e intereses oscuros de los mercaderes de la guerra. Sirva de ejemplo los recurrentes problemas del pasado entre Perú y Ecuador, entre Colombia y Venezuela. Todos esperamos la superación de dichas contradicciones en el marco de una integración económica que reconstruya un mercado interno para los más de 115 millones de ciudadanos andinos.

A pesar del proceso industrializador de las décadas del setenta y ochenta, las exportaciones de productos primarios siguen representando la mayor proporción de nuestro comercio exterior (petróleo, café, minerales, carnes, trigo, soya, cueros, etc.). Los países miembros de la CAN seguimos siendo exportadores de materias primas cuyos precios nos son determinados por el mercado mundial, es decir son exógenos a nuestras economías. De allí nuestra dependencia del mercado mundial, pues experimentamos un crecimiento económico con altos precios de las materias primas y períodos de recesión económica cuando éstos se deprimen. A ello debe sumarse el permanente deterioro de los términos de intercambio, que se expresan en una realidad perversa pues cada vez tenemos que exportar más materias primas para adquirir los mismos productos industriales.

Una característica institucional tiene relación con los altísimos niveles de corrupción en nuestros países en el tratamiento de la deuda externa, el gasto público, las compras de armas, etc. y así ningún modelo económico funciona. La corrupción, la violencia cotidiana, la pobreza como resultado de la expansión del mercado en nuestros países, la precariedad del Estado en su rol regulador, son rasgos comunes. Sin embargo, desde nuestro punto de vista, en América Latina con excepción de Brasil, Chile, Costa Rica y Cuba, existe un factor explicativo central del subdesarrollo, directamente relacionado con la ausencia de una identidad y vocación nacional para superar el atraso y el empobrecimiento.

Expresión de ello es la débil integración económica, comercial, financiera, laboral etc., de nuestros países. En ese contexto, la integración energética si bien no es una panacea ni una solución mágica, constituye una condición

"sine qua non", fundamental para la integración económica. De allí que el presente libro constituye un esfuerzo encomiable del Consejo Consultivo Laboral Andino y la ONG PLADES - Programa Laboral de Desarrollo, quienes encargaron al autor la investigación sobre las políticas energéticas que se desenvuelven en los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

En la economía mundial, a pesar de todo el discurso liberal, debemos seguir considerando a la energía y en particular al petróleo, como un producto estratégico. Al margen de las fusiones y absorciones entre las grandes empresas transnacionales, la participación de las empresas estatales nacionales petroleras de los países miembros de la CAN es muy importante y significativa. Y no me refiero solamente a PDVSA de Venezuela, PEMEX de Méjico, Petrobrás de Brasil. Están también en Arabia Saudita, en Gran Bretaña, en Noruega; ésto como punto de entrada. Inclusive altos funcionarios del Departamento de Estado de los Estados Unidos, señalan que en el Siglo XX y XXI quien domine el petróleo y el gas del Medio Oriente domina el mundo. Esto forma parte del a, b, c de la geopolítica y la estrategia mundial de las potencias; prueba de ello es la reciente invasión norteamericana en Irak.

En tal sentido, en los países miembros de la CAN, la existencia de empresas petroleras estatales de Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y en menor medida Bolivia, resulta trascendente. PDVSA de Venezuela, ECOPETROL de Colombia, PETROECUADOR, y PETROPERÚ constituyen fuentes enérgicas en la acumulación doméstica, entendiéndose ahorro interno de cada uno de nuestros países. Con una fuerte participación en la producción como en el caso de Venezuela que ocupa el 5º lugar entre los países exportadores de petróleo en el mundo, y Colombia más Ecuador que son reconocidos como medianos exportadores de crudo. En los referidos países el Estado participa directamente de la renta petrolera que constituye la diferencia entre el precio internacional y los costos internos de producción.

El caso de Perú y Bolivia resultan distintos en razón a que las políticas de privatización condicionaron la transferencia de los lotes petroleros al capital privado con desigual destino. Así mientras Bolivia se ha convertido desde fines de 1998 en el pulmón energético de los países del MERCOSUR teniendo como base y fuente los recursos de gas natural y condensados que vende al Brasil, Argentina y Chile, el Perú en cambio, es el país dependiente de las importaciones de petróleo y derivados.

Si un europeo visitara el Perú, quedaría ingratamente sorprendido por las irracionalidades en el uso y consumo de la energía. Como paradoja de la pobreza, ante la falta de una política energética, un país pobre como Perú ha consumido divisas por más de US \$ 7,300 millones entre 1990 y el 2002 por importaciones de petróleo y derivados. Es más, la ausencia de una identidad

nacional se refleja en la utilización perversa de las diversas fuentes energéticas pues teniendo recursos energéticos como las fuerzas hidráulicas, el carbón, el gas natural, dependemos cada vez más del crudo, de allí el imperativo de cambiar el patrón energético teniendo como columna vertebral los recursos del gas de Camisea (Cusco).

La experiencia internacional nos demuestra que las políticas de desregulación, apertura, promoción de la inversión privada no resultan incompatibles con la existencia de empresas petroleras y eléctricas estatales. En el mismo sentido, la realidad nos muestra ejemplos exitosos de participación de empresas estatales o con fuerte participación estatal como sería el caso de ISA Interconexión Eléctrica de Colombia donde el Estado participa con más del 67 % del accionariado. Esta empresa en la práctica, está desarrollando la integración eléctrica en los países de la CAN pues participa en la transmisión eléctrica de Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia.

En resumen, el estudio de las políticas energéticas en los países miembros de la CAN utilizando las fuentes autorizadas a nivel internacional, regional y nacional, nos demuestra la necesidad de homogenizar las mismas en términos económicos, legales, e institucionales. Alcanzar la unidad en la diversidad en materia energética exige y supone una inteligente participación del Estado en el mercado y con el capital privado particularmente transnacional. En tal sentido, la presente obra expone las características centrales de los recursos energéticos de cada país, sea la actividad petrolera, del gas y carbón más la actividad eléctrica en sus fases de generación, transmisión y distribución, más las particularidades del marco legal en la determinación de los precios de las tarifas eléctricas.

De otro lado, la presente investigación no hubiese sido posible sin la experiencia obtenida como profesor en el desarrollo del curso de Minería y Petróleo que asumo desde hace más de 10 años en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos en la Facultad de Ciencias Económicas y el respectivo Instituto de Investigaciones Económicas.

En el mismo sentido, como asesor debo mencionar y agradecer las enseñanzas de los trabajadores del petróleo y de la energía que agrupados en los distintos sindicatos y federaciones con sus múltiples interrogantes y preocupaciones incentivan la investigación crítica al servicio de los intereses populares. Sea la Federación de Trabajadores del Petróleo, Energía y Afines (FENPETROL), el Sindicato Unificado de Trabajadores de la Energía y el Petróleo de la Región Grau así como los sindicatos de los trabajadores de la electricidad (Edegel, Eléctrica de Piura, Electroandes, etc.) y la Federación Minera.

Al mismo tiempo debo particular reconocimiento a la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República del Perú donde como su asesor se me

ha permitido internalizar los problemas energéticos no sólo de mi país sino de la región andina que con dificultades comunes tienen el reto y desafío de la integración energética como condición ineludible para la integración económica. Así, mi agradecimiento a los congresistas José Carlos Carrasco Távara y Glodomiro Sánchez respectivos presidentes de la Comisión de la Energía y Minas que con su confianza y comprensión apoyaron la presente investigación.

De manera especial debo agradecer la participación profesional de mis asistentes Pedro Maldonado y Elías Sánchez, jóvenes economistas sanmarquinos comprometidos con la investigación en materia de la minería y energía, y el apoyo de secretaria de la señorita Mónica Silva.

Sostiene un precepto árabe que para ser hombre "hay que tener un hijo, sembrar un árbol y escribir un libro". Este libro "Las Políticas Energéticas en la Comunidad Andina" constituye el segundo libro del autor como que tengo dos hijas Alejandra y Ximena, la última con un poco más de un año. A ellas les dedico si cabe hacerlo, la presente obra esperando su comprensión.

Por último, definitivamente la presente obra no hubiese sido posible sin el decidido apoyo del Consejo Consultivo Laboral Andino, de Comisiones Obreras de España a través de su Fundación Paz y Solidaridad - Serafín Aliaga y del Programa Laboral de Desarrollo (PLADES).

Al margen de los nombres de las instituciones me interesa personalizar, disculpándome por olvidos perdonables, mi agradecimiento a José Marcos Sánchez Zegarra Director Ejecutivo de PLADES quién me propuso la realización de la investigación en un tiempo record con penalidades por incumplimientos. Al dirigente sindical español Andrés Mellado de Comisiones Obreras interesado permanente por el fortalecimiento de la capacidad negociadora de los sindicatos en general y eléctricos en particular.

Y, especialmente, mi eterno agradecimiento a dos formidables mujeres. A la doctora Beatriz Miranda de PLADES por su interés en la presente publicación por medio de sus reiteradas llamadas, convocatorias y reuniones de trabajo con una exigente marcación para la redacción de este prólogo. Y, a nuestra editora Dina Soldevilla primera y privilegiada lectora que ha convertido gracias a su sapiencia profesional un informe de investigación en un libro espero que digerible para el lector. En todo caso, cualquier error por acción u omisión es asumido plenamente por el autor.

Jorge Manco Zaconetti

ÍNDICE

Introducción	13
Capítulo I: Situación de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones	17
1. Avances de la integración del Grupo Andino	20
2. Antecedentes : cronología del Grupo Andino	23
3. Breve reseña histórica de los países de la CAN	30
4. Panorama económico de los países miembros de la CAN	52
4.1 Indicadores macroeconómicos relevantes	52
A. Comunidad Andina de Naciones	57
B. CAN: situación por país	58
4.2 Otros indicadores macroeconómicos relevantes	62
A. Producto Interno Bruto Real	62
B. Términos de intercambio	62
C. Deuda externa	63
D. Población económicamente activa	64
4.3 Análisis y comentarios al panorama económico de los países miembros de la CAN	66
Capítulo II: Comunidad Andina de Naciones e integración energética	71
1. Apreciación sobre la integración	73
2. La integración energética en la Comunidad Andina de Naciones	76
3. Potencial energético de la Comunidad Andina de Naciones	77
3.1 Potencial de energía primaria en la CAN	79
3.2 Potencial petrolero en la CAN	83
3.3 Potencial gasífero en la CAN	97
3.4 Potencial carburífero en la CAN	106
3.5 Potencial eléctrico en la CAN	108

Capítulo III:	
Integración eléctrica en la Comunidad Andina	195
1. Cuestiones preliminares	197
2. Experiencias anteriores de integración eléctrica	200
2.1 La Comunidad Europea	200
2.2 México y América Central	201
2.3 MERCOSUR	202
2.4 El Caribe	202
3. Nivel actual de integración eléctrica en la Comunidad Andina de Naciones	203
4. Barreras a la integración eléctrica	208
5. Armonización de aspectos regulatorios en la CAN	209
Capítulo IV:	
Conclusiones sobre las restricciones y potencialidades de la integración eléctrica en los países de la CAN	229
ANEXOS	241
Bibliografía	267

INTRODUCCIÓN

Partimos de la tesis de que toda política realmente integracionista debe ser una integración económica al servicio de la transformación productiva con equidad, que permita elevar la calidad y los niveles de ingresos de la población, que contribuya al crecimiento económico con redistribución social; pero también debe entenderse como una integración de políticas de carácter estratégico de los países atrasados como los nuestros, para conformar plataformas que permitan mejores condiciones de negociación con los organismos internacionales multilaterales, con el gran capital internacional de los países llamados industrializados, las transnacionales, los distintos bloques económicos que si bien desarrollan políticas de "libre cambio" al interior de sus países miembros, son sumamente restrictivas en sus relaciones con terceros países.

Es necesario asumir esta propuesta integradora en las actuales condiciones de desarrollo de los países y del capital a nivel internacional, de una mayor socialización de la producción, competencia monopólica de megamercados, mayor abismo en la redistribución de la riqueza entre el capital y trabajo, entre países industrializados, y los llamados países subdesarrollados, y porque la supremacía mundial de los EE.UU. de N.A. pone en peligro la paz mundial. Lo cierto y evidente es que el fin de la bipolaridad, y la caída del Muro de Berlín han traído consigo nuevas contradicciones económicas, sociales, problemas ecológicos, fundamentalismos islámicos, tendencias depresivas etc., que deberán resolverse en los próximos años.

Si bien existen procesos de integración en marcha en la región de América Latina y en el mundo, como una acción que permite un mayor flujo comercial a nivel mundial, y que históricamente han surgido como una integración industrial, en la actualidad, las políticas de integración buscan incrementar la competitividad de nuestros países y de los bloques comerciales,

dentro del predominio del consenso de Washington, hoy seriamente cuestionado por la realidad económica en particular desde el advenimiento de la "crisis asiática", rusa, brasileña, y el débil crecimiento de las economías europeas y norteamericana.

La actual integración está caracterizada por una liberalización cada vez mayor de los intercambios internacionales bajo la coraza del Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio (GATT) y posteriormente la Organización Mundial del Comercio (OMC), que resultan en algunos aspectos desventajosos para nuestros países. De allí, la necesidad de fortalecer las políticas de integración de la CAN por lo menos con políticas mínimas coherentes en los aspectos económicos, comerciales y financieros.

Cabe resaltar que este tipo de integración ya tenía sus bases y algunas aplicaciones desde antes que la propia CEPAL planteara el regionalismo abierto del APEC a las necesidades latinoamericanas, porque la dependencia comercial y económica en que se encuentran sumidos los países atrasados y subdesarrollados a las economías de Europa y la de EE.UU. de N.A., muestran la condicionalidad que exigían estos países en precio y demanda, para comprar nuestros productos y cumplir así el papel de proveedores de materias primas a la gran industrialización mundial; además porque la dependencia financiera hacia los capitales externos condicionaba ser flexibles y dar "buen trato a la inversión externa de los países industrializados"; históricamente esto ha caracterizado a los países de la CAN desde su formación como Repúblicas, y encontrándose en plena formación del Pacto Andino del Acuerdo de Cartagena, porque el modelo de industrialización por sustitución de importaciones propuesto desde la CEPAL, no modificó esta estructura económica de dependencia y condicionalidad.

Es este concepto de regionalismo abierto, secundado por la CEPAL, el cual es duramente criticado por algunos especialistas como Alfredo Guerra Borges, quien señala que "el regionalismo abierto constituye simplemente una forma de regionalizar la globalización", y critica la propuesta de la CEPAL "de subordinar la integración como un mecanismo para favorecer la inserción en la economía mundial, estrategia que sería válida sólo hasta el momento en que sea conveniente favorecer una política multilateral..." (Citado por José Briceño Ruiz, "La Integración Latinoamericana: Entre el Regionalismo Abierto y la Globalización", Universidad de los Andes, Venezuela).

Por lo tanto, debemos observar que el comportamiento de las actividades económicas de los países de la CAN, sigue esta lógica desde el punto de vista de la integración acorde a la globalización, y que la dinámica que presentan a la fecha es una constante estructural, basada en una explotación intensiva de recursos primarios, carentes de una real industrialización,

dependientes del mercado internacional, con sus respectivas particularidades en cada país.

En la presente investigación, es evidente que previamente al análisis del capital extranjero en el sector de hidrocarburos y de los mecanismos de integración energética en la región, debe analizarse el potencial de los recursos hidrocarburíferos. Luego debemos analizar el comportamiento de la inversión extranjera en la Comunidad Andina, así como los efectos de las reformas estructurales y el papel de los activos públicos para entender cuáles son las condiciones de la actividad energética en la región; y sobre todo debemos analizar las estrategias empresariales de las empresas transnacionales que siguen una lógica integracionista para una mayor concentración del capital en el marco de una acumulación a escala mundial.

La relación de una integración regional con la globalización puede ser entendida, al analizar comparativamente las estrategias de las empresas transnacionales y las políticas de Estado de los llamados países subdesarrollados o en desarrollo.

La orientación de las políticas sectoriales de cada país debe estar enmarcada en una política agregada y homogénea de cada bloque o región, porque los resultados de los procesos de integración deben elevar la capacidad no sólo de oferta al mercado mundial, sino la capacidad negociadora y la autonomía política de las naciones.

Debemos mirar primero intra regionalmente para evaluar, corregir y superar las actuales condiciones económicas de los países de la Comunidad Andina, sobre todo en materia energética, donde uno de los puntos centrales pasa por cambiar el patrón energético de la CAN, para consumir los recursos que más se tiene y revertir la dependencia energética que algunos países miembros expresan, y desarrollar políticas que tiendan a la dotación de mayor valor agregado y la integración energética.



CAPÍTULO I

**SITUACIÓN DE
LOS PAÍSES MIEMBROS
DE LA COMUNIDAD
ANDINA DE
NACIONES**

La CAN como proceso de integración debe ser replanteado superando la integración que sólo abre las puertas del mercado como se explica en la introducción al estudio que iniciamos, con la seria convicción de que constituya un verdadero aporte que permita dar solidez y sostenibilidad temporal al ya iniciado proceso de integración. Consecuentes con esta línea presentaremos esta misma posición, pero desde un punto de vista más interno a la CAN y especificando los procesos seguidos e impactos recibidos por cada uno de los países miembros.

La importancia de este punto radica en conocer cómo es que el modelo de *regionalismo abierto*, seguido hasta el momento, terminará por eliminar un proceso de integración que nos fortalezca ante las poderosas fuerzas económicas que ven en nosotros una simple fuente de recursos primarios y consumidores de productos “chatarra” que ellos no consumen. Si conceptualizamos de esta manera el análisis de la situación de cada uno de los países, veremos el contexto económico, social y político desde el cual nos iniciamos para una efectiva integración.

Para discernir mejor y objetivamente, los alcances de una regionalización y las acciones de la CAN, debemos mirar y analizar el comportamiento de la economía mundial y las estrategias que están en debate. Así mismo debemos ver las interacciones entre los mercados y la acción pública, y que en momentos pueden coincidir y otros difieren a causa de múltiples factores, entre ellos los históricos, culturales y políticos.

La experiencia revela, en efecto, que existen modelos distintos de inserción en el mundo global y que estas diferencias son decisivas para explicar el comportamiento de las economías nacionales. Además es importante conocer la radiografía de cada región y país, para enrumbar el camino que contribuya a los intereses nacionales de desarrollo humano y protección del medio ambiente, las cuales al proyectarse a las políticas comunitarias, configuran una integración participativa y la transformación convergente de todos los socios de la Comunidad Andina.

La integración económica andina avanza si los gobiernos de los países miembros apoyan los principios y mecanismos del proceso. Este apoyo está condicionado a que los gobiernos la consideren un instrumento útil para alcanzar los objetivos expresados en sus planes y políticas económicas. El avance se hace más lento si uno de los miembros no se apega como fue el caso del Perú en la década de los noventa por la aplicación de políticas neoliberales, o resultan diferentes los principios o mecanismos del acuerdo porque sus intereses de largo o corto plazo no se manifiesten o coinciden en el proceso. En otras palabras, si no se asumen homogéneamente políticas o si no se convergen intereses para desarrollar una política única que alcance los objetivos expuestos líneas arriba.

Las tensiones surgidas así como las consecuencias vividas de las políticas neoliberales radicales de apertura indiscriminada de mercados, para algunos resulta en un proceso exitoso que ha mejorado los estándares de vida y que ha generado un sinfín de oportunidades para aquellos que antes no tenían oportunidad alguna, pero ¿para cuántos y para quiénes ha mejorado la situación?. Veamos cómo la CAN ha estado asumiendo las reformas del mercado y la economía en general de los últimos años.

1. AVANCES DE LA INTEGRACIÓN DEL GRUPO ANDINO

El Grupo Andino es un proceso de integración económica subregional cuyo objetivo es contribuir al desarrollo de sus miembros por medio de la expansión del comercio y la armonización de políticas. Pero en las actuales condiciones debe aspirar a lograr el desarrollo integral de cada uno de sus miembros a nivel de la Comunidad. La CAN se creó en mayo de 1969, cuando Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú firmaron el acuerdo de Cartagena; Venezuela ingresó en 1974 y Chile se retiró en 1976. Desde nuestro punto de vista sigue siendo un problema y una posibilidad el viejo sueño del Libertador Simón Bolívar.

La Comisión, el órgano político, se compone de representantes plenipotenciarios de los países miembros y actúa por medio de disposiciones. La junta del Acuerdo de Cartagena (Junac) actúa como la secretaría del proceso y presenta propuestas a la Comisión. El acuerdo se modificó en 1976, 1978 y 1987 para adecuarlo a los cambios en los planes y las políticas de las naciones miembros.

Luego de una fase de regresión (1979 - 1987) y otra de estancamiento (1987 - 1989), a finales de 1989, el proceso andino de integración inició una fase de progreso, gracias a la rápida convergencia de las estrategias de desarrollo y de las políticas económicas de los países del grupo. El tiempo y las diferencias en los ritmos en que los gobiernos las aplicaron generaron desacuerdos, como resultado, el proceso comenzó a perder velocidad en 1992.

El protocolo de Quito, firmado en abril de 1987, y las decisiones tomadas en las reuniones presidenciales de 1989 a 1991 modificaron profundamente el acuerdo de Cartagena. Se introdujeron nuevos principios y se cambiaron las prioridades del mecanismo a fin de convertirlo en un instrumento pragmático que volviese a reflejar los intereses de los gobiernos. Los nuevos principios son la primacía del mercado, la industrialización mediante las captaciones de capital extranjero; los mecanismos principales, los programas de liberación, el arancel externo común y la armonización de políticas.

A partir de 1989, hubo en los países más importantes del acuerdo, un cambio drástico de orientación económica. En este año, primero Venezuela, y luego Colombia y , en 1990 Perú, adoptaron un modelo de desarrollo orientado hacia afuera basado en la economía de mercado. Las violaciones al Acuerdo se eliminaron con celeridad, el comercio se incrementó y hubo un rápido avance hacia la creación de la Zona Andina de Libre Comercio. Por ejemplo, en 1991 Bolivia y Ecuador finalmente iniciaron la reducción tarifaria a favor de sus socios andinos, y las exportaciones intra subregionales crecieron más del doble: de 1,039 millones de dólares en 1988 a 2,225 millones en 1992.

Los presidentes decidieron construir un mercado común en la reunión de diciembre de 1989, y los siguientes plazos se abreviaron y se incluyó la armonización de políticas. En diciembre de 1991, durante la novena y última reunión, los presidentes fijaron enero de 1992 como plazo para la creación de la Unión Aduanera Andina, en vez de 1999 como se acordó en diciembre de 1989.

Perú propugnaba un arancel externo común (AEC) con un solo nivel de 15% y la eliminación de los subsidios a las exportaciones, pero Colombia y Venezuela no estuvieron de acuerdo. El gobierno peruano vetó la propuesta sobre el AEC en junio de 1992 y luego se abstuvo de aprobarla. Los otros cuatro miembros la aprobaron, no en diciembre de 1991 como acordaron los presidentes, sino en noviembre de 1994, y la pusieron en vigencia en febrero del año siguiente.

En agosto de 1992, la Comisión aprobó la Decisión 321 por la cual el Perú suspendía su participación en asuntos comerciales hasta enero de 1996. A raíz de esta decisión, Perú reemplazó el programa de liberación por acuerdos bilaterales. Hasta 1997, la Unión Aduanera Andina no funcionó porque Perú no formaba parte de ella; sólo 44% de las partidas arancelarias tienen una tarifa común que se aplica en Colombia, Ecuador y Venezuela; Bolivia aplica sus propios aranceles.

El fin de la guerra fría generó en los países andinos, y América Latina en general, la aguda preocupación por revertir su crecimiento marginal del sis-

tema internacional. La adopción de políticas de libre mercado, la apertura comercial, la reducción de la intervención estatal y la integración económica fueron los medios para incrementar la eficiencia a fin de revitalizar el comercio, la producción y la inversión y superar el atraso tecnológico.

De modo paralelo el proteccionismo de los países desarrollados, la necesidad de coordinar posiciones en la Ronda de Uruguay, el proceso de democratización en América Latina y el cambio a estrategias de desarrollo hacia fuera, fueron motivos adicionales para revitalizar el proceso de integración andina.

Así, el Pacto Andino se convirtió en impulso y protección para sus miembros. El acelerar el programa de liberación permitiría incrementar las exportaciones intrasubregionales. La disminución de las tarifas a terceros países reduciría la desviación del comercio y mejoraría la competitividad en el mercado internacional. El mercado amplio proveería cierta defensa ante el creciente proteccionismo del mundo industrializado. A principios de los noventa la integración subregional era, pues, un subproducto y un complemento tanto de la acción unilateral de los gobiernos andinos para integrarse con el resto del mundo, como de sus políticas económicas. El incremento de las exportaciones y la competitividad se fijaron como objetivos inmediatos.

El nuevo enfoque aplicaba la teoría ortodoxa de integración económica, así prácticamente se suprimieron mecanismos tales como la programación industrial conjunta y la reglamentación común a las inversiones extranjeras, o el tratamiento especial a los países de menor desarrollo relativo. Las negociaciones cubrieron casi todos los productos, con pocas excepciones.

El proceso andino se tornó más lento a partir de 1992 debido a persistentes desacuerdos entre los gobiernos respecto del ritmo de la profundidad de la aplicación de la nueva estrategia de desarrollo económico y de los resultados que estaban obteniendo; en agosto de ese año la Comisión aprobó la decisión por la cual Perú se convirtió en observador, hasta enero de 1996, de los más importantes aspectos del proceso andino: la Zona Andina de Libre Comercio, el AEC, la armonización de políticas y las negociaciones comerciales con terceros países.

La razón aparente del retiro temporal y parcial de Perú fue el creciente déficit comercial andino ocasionado por las distorsiones de la competencia. Otras causas fueron la sobrevaluación de la moneda nacional y la inestabilidad económica por las altas tasas de inflación, de intereses e impositivas. De 1988 a 1992 Perú tuvo la tasa más baja de crecimiento y la más alta de inflación de toda la subregión. Su moneda era la más sobrevaluada con respecto al dólar

y también con respecto a las monedas andinas. El resultado fue el déficit comercial con los otros países andinos al pasar de 114 millones de dólares en 1988 a 298 en 1992, 230 en 1993 y 295 millones de dólares en 1994 .

Otro factor importante que hizo lento el progreso fue que Colombia y Venezuela consideraban que una integración entre ellos (los países más grandes y dinámicos del grupo), les generaría mayores beneficios. En el mismo sentido incluyeron acuerdos de libre comercio con México, Chile Argentina, la Comunidad del Caribe y Centroamérica.

Desde mayo de 1999, cuando el Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores aprueba los Lineamientos de la Política Exterior Común y dispone el establecimiento de las prioridades, se aprecia un impulso en las acciones del grupo andino; se han realizado una serie de acuerdos de intercambio comercial intra regional, sobre todo entre Ecuador y Colombia, y entre Colombia y Venezuela.

Es innegable que los países de la CAN siguen los lineamientos de una regionalización abierta, o en todo caso las políticas asumidas individualmente tienen el marco de las reformas estructurales que plantea al sector privado como el elemento dinamizador de la economía.

El predominio de uno u otro modelo, entre la alternativa propuesta y por otro lado el de la perspectiva neoclásica, influirá en las relaciones entre los socios de la CAN y, en definitiva, en el aporte de la integración al desarrollo sustentable de estos países, y claro está a las características de la integración energética.

2. ANTECEDENTES: CRONOLOGÍA DEL GRUPO ANDINO

- **26 de mayo de 1969** : Suscripción del Acuerdo de Integración Subregional en Cartagena de Indias, Colombia.
- **16 de octubre de 1969**: Entrada en vigencia del Acuerdo de Integración Subregional.
- **13 de febrero de 1973**: Adhesión de Venezuela al Acuerdo de Cartagena.
- **13 de octubre de 1976**: Retiro de Chile del Acuerdo de Cartagena y suscripción del Protocolo de Lima, adicional al acuerdo de Cartagena (introduce modificaciones y amplía los plazos establecidos en este acuerdo).
- **21 de abril de 1978** : Suscripción del Protocolo de Arequipa, adicional al Acuerdo de Cartagena.

- **25 de abril de 1979:** Entrada en vigencia de los Protocolos de Lima y Arequipa.
- **28 de mayo de 1979:** Suscripción del Tratado de Creación del Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena.
- **25 de Oct. de 1979:** Aprobación, por parte de los Cancilleres del Grupo Andino de la creación del Parlamento Andino.
- **12 de Nov. de 1979:** Constitución del Consejo Andino de Cancilleres.
- **19 de mayo de 1983:** Entrada en vigencia del Tratado de Creación del Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena.
- **12 de mayo de 1987:** Suscripción del Protocolo de Quito, modificadorio del Acuerdo de Cartagena.
- **25 de mayo de 1988:** Entrada en vigencia del Protocolo de Quito.
- **03 de febrero de 1989:** Emisión, por parte de los Presidentes Andinos, de la Declaración Conjunta de Caracas, por la cual resuelven reunirse dos veces al año, para examinar, impulsar y fortalecer el proceso de integración subregional.
- **25 de mayo de 1989:** Reunión del Consejo Presidencial Andino de Cartagena de Indias Colombia.
- **17 de Dic. de 1989:** II Reunión del Consejo Presidencial Andino en Galápagos, Ecuador, en la cual suscriben la Declaración de Galápagos: Compromiso Andino de Paz, Seguridad y Cooperación y el diseño estratégico para la orientación del Grupo Andino.
- **22 de mayo de 1990:** III Reunión del Consejo Presidencial Andino en Machu Picchu, Perú.
- **29 de Nov. de 1990:** IV Reunión del Consejo Presidencial Andino en La Paz, Bolivia, donde acuerdan profundizar y acelerar la conformación del Mercado Común Andino.
- **17 de mayo de 1991:** V Reunión del Consejo Presidencial Andino en Caracas, Venezuela. Aprueban política de cielos abiertos y profundizar integración.
- **03 de Dic. de 1991:** VI Reunión del Consejo Presidencial Andino en Cartagena de Indias, Colombia, donde se aprueba el Acta de Barahona, donde desta-

can los acuerdos con miras a la profundización de la integración subregional.

- **27 de agosto de 1992:** Suspensión temporal, por parte de Perú, de sus obligaciones respecto al programa de liberación.
- **01 de octubre de 1992:** Entrada en funcionamiento de la Zona de Libre Comercio entre Bolivia, Colombia y Venezuela. Ecuador mantiene gravámenes para un reducido número de bienes provenientes de Venezuela.
- **31 de enero de 1993:** Entrada en pleno funcionamiento de la Zona de Libre Comercio para cuatro países miembros del Grupo Andino, al desgravar Ecuador la lista reducida de productos provenientes de Venezuela.
- **11 de abril de 1994:** Aprobación de las condiciones por las cuales el Perú reasume su plena participación en lo relativo a la Zona de Libre Comercio Andina (en un proceso de tres etapas que culminaba el 30 de junio de 1995).
- **26 de Nov. 1994:** La Comisión del Acuerdo de Cartagena, aprobó un arancel externo común con una “baja protección” y una “poca dispersión” (sólo cuatro niveles: 5,10,15 y 20%), mediante la Decisión 370, que se aplicaría a partir del 1 de febrero de 1995.
- **01 de febrero de 1995:** Entra en vigencia el arancel externo común.
- **05 de octubre de 1995:** Presidentes aprueban en Quito, nuevo diseño estratégico.
- **10 de marzo de 1996:** Presidentes aprueban Protocolo de Trujillo.
- **03 de agosto de 1996:** La Comisión del Acuerdo de Cartagena aprueba, mediante Decisión 395, el marco regulatorio para el establecimiento, operación y explotación del Sistema Satelital «Simón Bolívar».
- **25 de junio de 1997:** Se aprueba Protocolo de Sucre.
- **30 de julio de 1997:** Se logra acuerdo para la incorporación gradual de Perú a la Zona Andina de Libre Comercio (Decisión 414).

Por medio de la decisión 416 de la Comisión de la Comunidad Andina, se disponen las normas para la calificación de origen de las mercancías. Estas normas de origen permiten asegurar que los beneficios del mercado ampliado alcancen sólo a los productos de los países miembros.

- **01 de agosto de 1997:** Entra en funcionamiento la Secretaría General de la Comunidad Andina.
- **15 de enero de 1998:** Reunión de representantes máximos de los órganos e instituciones que integran el Sistema Andino de Integración.
- **2 y 3 de marzo 1998:** Primera Reunión del Consejo Asesor de Ministros de Hacienda y Finanzas, Bancos Centrales y responsables de planeación económica de la Comunidad Andina.
- **19 de marzo de 1998:** Los países andinos participan, por primera vez a través de una vocería única, en las negociaciones para el ALCA, obteniendo la presidencia de tres de nueve grupos de negociación.
- **16 de abril de 1998:** Se suscribe en Buenos Aires el Acuerdo Marco para la creación de una Zona de Libre Comercio entre la Comunidad Andina y Mercosur.
- **11 de junio de 1998:** Se aprueba el Marco General de Principios y Normas para la Liberalización del Comercio de Servicios en la Comunidad Andina.
- **26 de agosto de 1998:** Suscripción del Acuerdo de Paz entre Perú y Ecuador y del Convenio de Aceleración y Profundización del Libre Comercio entre el Perú y Ecuador.
- **30 de octubre de 1998:** Los países de la Comunidad Andina y Estados Unidos suscriben un Acuerdo relativo al establecimiento del Consejo Andino-Estadounidense sobre Comercio e Inversión.
- **23 al 27 de mayo de 1999:** La XI Cumbre Presidencial Andina fija las prioridades para profundizar la integración en el próximo lustro y los jefes de Estado se comprometen a establecer el Mercado Común a más tardar el 2005.
- **24 de mayo de 1999:** El Consejo Asesor de Ministros de Hacienda o Finanzas, Bancos Centrales y responsables de planeación económica de la Comunidad Andina se comprometen, en su III reunión, a alcanzar la estabilidad económica de los países miembros y converger, para ello, en metas inflacionarias menores al 10%.
- **25 de mayo de 1999:** El Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores aprueba los Lineamientos de la Política Exterior Común y dispone el establecimiento de las prioridades.

El Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores aprueba la Política Comunitaria para la Integración y el Desarrollo Fronterizo y dispone su instrumentación.

- **31 de junio de 1999:** Suscripción del Entendimiento de Cooperación en materia de Comercio e Inversiones entre la Comunidad Andina y el gobierno de Canadá en Ottawa.
- **16 de agosto de 1999:** Entra en vigencia, por dos años, el Acuerdo de alcance parcial de complementación económica N° 39 entre los gobiernos de las repúblicas de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, países miembros de la Comunidad Andina, y el gobierno de la República Federativa del Brasil, que fuera suscrito el 12 de agosto de 1999.
- **16 de set. de 1999:** Los gobiernos de Colombia, Ecuador y Venezuela suscriben un nuevo Convenio de Complementación Industrial en el Sector Automotor y disponen su entrada en vigencia a partir del 1° de enero del 2000.
- **2,3 de marzo del 2000:** Los países de la Comunidad Andina y del Triángulo Norte centroamericano (Guatemala, El Salvador y Honduras) celebran su primera reunión de negociación de un Acuerdo de Preferencias Arancelarias.
- **23/24 de marzo, 2000:** Realización del III Foro Empresarial Andino, en Lima, con la participación de cerca de un millar de representantes del sector privado.
- **9 y 10 de junio, 2000:** Celebración de la XII Cumbre del Consejo Presidencial Andino, en la que los mandatarios andinos suscriben una Declaración política y el Acta de Lima con dos anexos (Anexo 1: Acciones indicativas para la conformación del Mercado Común Andino y Anexo 2: Programa de Acción 2000-2001 para el establecimiento del Mercado Común).
- **10 de junio del 2000:** Los cancilleres andinos culminan la suscripción del Protocolo Adicional al Acuerdo de Cartagena «Compromiso de la Comunidad Andina por la Democracia», el cual entrará en vigencia una vez que sea aprobado por los Congresos y hayan sido depositados en la Secretaría General de la CAN los respectivos instrumentos de ratificación.
- **01 de agosto del 2000:** Entra en vigencia el Acuerdo de alcance parcial de complementación económica entre los gobiernos de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, países miembros de la Comunidad Andina, y el de Argentina, que fuera suscrito el 29 de junio de 2000.

- **01 de Set. 2000:** Reunión de los Presidentes de América del Sur, durante la cual los Jefes de Estado de la Comunidad Andina y el Mercosur decidieron iniciar negociaciones para establecer, en el plazo más breve posible y antes de enero de 2002, una zona de libre comercio entre ambos bloques.
- **14 de Set. 2000:** La Comisión de la CAN aprueba, por medio de la Decisión 486, un nuevo régimen común sobre Propiedad Industrial y dispone su entrada en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2000.
- **27 de abril del 2001:** Los Representantes del MERCOSUR y de la Comunidad Andina (CAN) se reúnen en Asunción, Paraguay, con el objetivo de retomar las negociaciones tendientes a la concreción de una Zona de Libre Comercio entre ambos bloques.
- **22 de junio del 2001:** En el marco del XIII Consejo Presidencial Andino, fueron aprobados el Plan Andino de Cooperación para la lucha contra las drogas ilícitas y delitos conexos (Decisión 505) y las normas comunitarias para facilitar la libre circulación de personas (Decisiones 503 y 504) y promover el desarrollo fronterizo (Decisiones 501 y 502), entre otras.
- **24 de junio del 2001:** Los gobiernos de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela aprueban el Protocolo Sustitutorio del Convenio Simón Rodríguez, que entrará en vigencia cuando todos los países miembros hayan culminado su proceso de ratificación.
- **30 de Oct. del 2001:** La Comisión de la Comunidad Andina adopta, por medio de la Decisión 510, un «Inventario de Medidas Restrictivas del Comercio de Servicios», que representa un importante paso hacia la progresiva liberalización de este sector.
- **10 de Dic. del 2001:** El Consejo de la Unión Europea aprobó el nuevo Reglamento (Ley) relativo a la aplicación de un plan de preferencias arancelarias generalizadas para el período comprendido entre el 1° de enero de 2002 y el 31 de diciembre de 2004, en el cual se incluyen las preferencias para la subregión andina, conocidas como SGP Andino.
- **30 de enero del 2002:** Reunión extraordinaria del Consejo Presidencial Andino en Santa Cruz de la Sierra - Bolivia, en la que los mandatarios adoptaron un conjunto de directrices referidas a la zona de libre comercio, la unión aduanera, la política agropecuaria común, la armonización de políticas macroeconómicas, la política exterior común y la agenda social y política.
- **17 de junio del 2002:** Los ministros de Relaciones Exteriores y de Defensa de la CAN aprueban la Carta Andina para la Paz y la Seguridad que esta-

blece los principios y compromisos para la formulación de una política comunitaria de seguridad en la subregión, la instauración de una zona de paz, las acciones regionales en la lucha contra el terrorismo y la limitación de los gastos de la defensa externa, el control de las armas convencionales y la transparencia.

- **18 de junio del 2002:** El Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores y la Comisión de la CAN aprueban, en reunión ampliada, un cronograma de actividades y dan pasos sustantivos para adelantar la definición del nuevo Arancel Externo Común a mediados de octubre del 2002, con miras a fortalecer el proceso de integración y las negociaciones con terceros países.
- **07 de julio del 2002:** El Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores, en reunión ampliada con la Comisión, elige «al señor Guillermo Fernández de Soto como Secretario General de la Comunidad Andina, por un período de cinco años, a partir de la fecha en que asuma sus funciones».

El Consejo Andino de Ministros de Relaciones aprueba el establecimiento de la Mesa de Trabajo sobre Derechos de los Pueblos Indígenas como instancia consultiva del SAI; la Estrategia Regional de Biodiversidad para los Países del Trópico Andino y el Plan de Trabajo para la Difusión de la Integración Andina; así como la creación del Comité Andino para la Prevención y Atención de Desastres, entre otras normas comunitarias.

- **26 de julio del 2002:** En el marco de la II Cumbre Sudamericana de Jefes de Estado, los presidentes de la CAN adoptan la Carta Andina para la Promoción y Protección de los Derechos Humanos y suscriben una Declaración a través de la cual dan instrucciones para consolidar los vínculos de asociación política, económica, comercial y de cooperación con el hemisferio americano, la Unión Europea, el Asia-Pacífico y otros polos de la proyección externa común.
- **19 de Set. del 2002:** El nuevo Secretario General de la CAN, Guillermo Fernández de Soto, toma posesión de su cargo.
- **14 de Oct. del 2002:** Los Ministros de Relaciones Exteriores, de Economía y Hacienda, Comercio Exterior y Agricultura acuerdan un nuevo arancel externo común para el 62% del universo arancelario y fijan criterios para la negociación del 38% restante. El AEC es adoptado por medio de la Decisión 535.
- **06 de diciembre, 2002:** La Comunidad Andina y el Mercosur suscriben un Acuerdo de Complementación Económica para la conformación de un

Área de Libre Comercio, cuya negociación deberá estar concluida antes del 31 de diciembre de 2003.

3. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PAÍSES DE LA CAN

Bolivia

El llamado país del Altiplano, tiene como nombre oficial República de Bolivia, cuya extensión territorial es de 1'098,580 Km², y la capital es la ciudad de La Paz, con una división política de 9 departamentos y una población total de 8.705 millones de habitantes. La población de la capital es de 1.5 millones, otras ciudades importantes como Santa Cruz tiene una población superior al millón de habitantes, Cochabamba, Sucre etc.

La tasa de crecimiento de población promedio en los últimos años es de 2.33%, la más alta de los países miembros de la Comunidad Andina, considerando que la esperanza de vida al nacer se ha incrementado entre 1995 y el 2000 de 59 años a 62 años respectivamente.

En la actualidad el presidente del gobierno boliviano es Gonzalo Sánchez de Losada, elegido por voto popular a finales del año pasado; en el llamado equilibrio de poderes, el poder legislativo es bicameral, una cámara de diputados de 130 integrantes y una cámara de senadores de 27 miembros.

Los bolivianos son en su mayoría de origen quechua y aymará (57%). Hay 25% de mestizos y una minoría de origen europeo que constituye la clase dominante. En la zona este del país están los pueblos tupí-guaraníes; en total hay 33 grupos étnico-lingüísticos en el país.

Los habitantes de Bolivia tienen como idioma oficial el español, cabe resaltar que más de la mitad de la población habla también idiomas nativos (quechua, aymará), en su mayoría son católicos; hay libertad de cultos.

Bolivia es un país sin costa, con tres regiones naturales; el altiplano con altitud media de 4.000 metros, clima seco y frío, aloja la mayor parte de la población. Allí se encuentra la riqueza mineral del país: estaño, oro, plata, zinc, plomo, wolframio, cobre. Las "yungas" y valles en las vertientes orientales de los Andes, de clima subtropical, son las principales áreas productoras de café, cacao, caña, azúcar, soya, coca y plátanos. En los "llanos" tropicales del este y norte, región de selva y sabanas, se practica la ganadería boliviana y se cultivan arroz, soya y caña; hay además, yacimientos de hidrocarburos. Bolivia se divide territorialmente en tres cuencas, que confluyen en el lago Titicaca, en el río Amazonas y en el río de la Plata. La libre explotación maderera sin coordinación amenaza la riqueza forestal, la fauna y la

hidrología. En El Alto (distrito de La Paz) se acentuó la contaminación de aire, debido al aumento del parque automotor, entre otros factores.

La formación de la república Boliviana deja en herencia las actuales condiciones sociales del país. Varias décadas de lucha popular anti española, desde las rebeliones de Tupac Katari (1780 - 82) y la junta Tuitiva de La Paz (1809) encabezada por el mestizo Pedro Domingo Murillo, fueron "adueñadas" por el sector criollo, desfigurando el proceso independentista y adoptando modelos económicos y administrativos de las nuevas potencias capitalistas emergentes en Europa. No fueron industriales burgueses los que asumieron la dirección política del país, sino mineros enfeudados y hacendados oligarcas.

La oligarquía minera, decayó como consecuencia del bloqueo de Londres al comercio del mercurio, esencial para la producción de plata. Esta circunstancia hizo que la burguesía comercial de Buenos Aires se desinteresara de la región del Altiplano (denominado desde fines del siglo XVIII, "Alto Perú"), Bolivia, y no opusiera mayor resistencia a que pasara a formar parte de la órbita de influencia del Libertador Simón Bolívar, originario de Venezuela. El país fue bautizado de nuevo con su nombre en 1825, cuando la Asamblea de Representantes reunida en Chuquisaca proclamó la independencia.

A partir de ese momento, la influencia de Perú sobre Bolivia será constante, hasta 1841. Al mariscal Andrés Santa Cruz, le corresponderá el intento de "modernizar" el país fundando universidades, poniendo en funcionamiento la Suprema Corte de Justicia, aprobando códigos, etc.

Los propietarios de minas Patiño, Aramayo, Hochschild y otros políticos y generales de extracción oligárquica, manejaron la vida republicana moderna de Bolivia como parte del negocio del estaño. El interés del imperialismo británico por el salitre de Antofagasta, primero, y por el petróleo del sur después, desencadenó dos guerras fratricidas en América del Sur: la del Pacífico entre 1879 y 1883 de Chile contra Bolivia y Perú; y la del Chaco, de 1932 a 1935 de Paraguay contra Bolivia. En ella Bolivia perdió sus costas oceánicas y las tres cuartas partes del territorio chaqueño. La cesión a Brasil del Acre Amazónico, luego que aquél lo invadiera en 1904, completó el desmembramiento del país.

El sentimiento de frustración nacional que produjeron estas derrotas abrió paso a un fuerte impulso reformador y con espíritu anti imperialista. Surgió así el Movimiento Nacionalista Revolucionario (MNR) que después de varios levantamientos y una victoria electoral no respetada en 1951, encabezó una insurrección popular en 1952 que derrotó en las calles la dictadura de la oligarquía y llevó al gobierno a Víctor Paz Estenssoro, primero, y a Hernán Siles Suazo, después.

La llamada revolución boliviana nacionalizó las minas de estaño, decretó la reforma agraria, estableció el voto universal y eliminó al ejército (se formaron milicias de obreros y campesinos). Sin embargo por la presión de los EE.UU. de N.A. se reorganizó nuevamente el ejército. El gobierno popular asume un programa económico de capitalismo de Estado, apostando por el industrialismo y siguiendo la ola reformadora estatista de los años 50.

Debido a las contradicciones internas y el debilitamiento del apoyo popular que expresaron el MNR y la Central Obrera Revolucionaria - COB (ambos ejercieron el cogobierno), finalmente fueron derrocados por una junta militar encabezada por René Barrientos en noviembre de 1964, que sólo duró 5 años, en 1969 asume el gobierno un sector antiimperialista, encabezado por el general Juan José Torres. En su corta gestión se produjo un ascenso considerable de las organizaciones populares. Se formó la Asamblea Popular con base en la COB y partidos de izquierda.

En agosto de 1971 fue derrocado por el coronel Hugo Banzer Suárez, quien inició un gobierno con el apoyo del MNR. Este gobierno cívico - militar se mantuvo hasta julio de 1978 realizando una gestión autoritaria desarrollista a favor de la agroindustria y obras de infraestructura, amparado en los altos precios del petróleo y los minerales.

Entre 1978 y 1980 los golpes militares y sucesivas elecciones presidenciales se repitieron en forma alternada. En las elecciones de junio de 1980 triunfó la Unión Democrática Popular (UDP) coalición de centro izquierda que llevó a Hernán Siles Suazo a la presidencia pero un nuevo golpe de Estado, dirigido por el general Luis García Meza, le impidió asumir el gobierno. Ésta fue la dictadura más violenta, miles fueron asesinados y torturados según Amnistía Internacional; dirigentes populares y mineros fueron asesinados en la sede de la COB.

En 1982 disensiones internas, el desprestigio internacional del régimen por sus vínculos con el tráfico de drogas y la tenaz resistencia popular encabezada por la COB, determinaron la caída del régimen militar. En setiembre los mandos militares convocaron el Congreso elegido en 1980, y el 10 de octubre Hernán Siles Suazo asumió la presidencia luego de 18 años de regímenes militares, iniciando un periodo legal - constitucional, que sigue vigente.

Siles Suazo inició una gestión populista y heterodoxa, cediendo a los sindicatos la administración de las minas estatales, y el movimiento obrero, popular y campesino intervino en la gestión económica de las empresas, en comités populares de abastecimientos alimentarios, de salud y de educación; la Corporación Agropecuaria Campesina (CORACA) asumió parcialmente el control de los mercados. Además se planteó el no pagó de la deuda externa.

Como respuesta, la banca acreedora y las instituciones internacionales como el FMI y el BM bloquearon los créditos y el comercio internacional, desatándose una crisis financiera e hiperinflacionaria incontrolable. El salario medio bajó a 13 dólares mensuales.

Bajo fuerte presión de todos los sectores sociales, el gobierno acortó su propio mandato. En julio de 1985 se realizaron elecciones generales y al no obtener ningún candidato más del 50% de los votos, el Congreso eligió presidente a Víctor Paz Estenssoro del MNR, quien implantó un programa de ajuste neoliberal, suprimió subsidios, cerró empresas estatales y eliminó el control de precios y de la cotización del dólar. El cierre y arriendo de las minas dejó sin empleo a miles de obreros, mientras se paralizó la inversión productiva. A través de despidos masivos y una drástica reducción de los salarios se logró contener una inflación de cuatro dígitos.

En 1989 se continuó con la política neoliberal a través del presidente Jaime Paz Zamora del MIR. Se inició con el programa de privatizaciones de empresas públicas, con excepción de las estratégicas. El gobierno promovió asociaciones de capital entre la Corporación Minera (COMIBOL) y empresas privadas (joint ventures).

Bolivia también forma parte de los países productores de hoja de coca, insumo de la cocaína, así en 1991 el parlamento boliviano también aprueba el Convenio Antidrogas con los EE.UU. de N.A. La lucha contra el narcotráfico es un aspecto más de todo gobierno que asuma el poder político. En 1992 se calcula que unas 200 mil personas intervienen en el circuito de producción coca-cocaína y que los ingresos del país por este concepto llegaban a los 950 millones de dólares.

En enero de 1992 los presidentes Paz Zamora y Alberto Fujimori suscribieron un acuerdo por el cual el Perú cedió a Bolivia una zona franca de 327 hectáreas en el puerto de Ilo, con lo que Bolivia obtiene una "salida al mar", o sea un puerto libre para su comercio internacional.

En junio de 1993, Gonzalo Sánchez de Losada gana las elecciones con el MNR, y en el primer año de gobierno establece la Ley de Capitalización que resuelve la privatización del 50% de las principales industrias públicas (telecomunicaciones, electricidad, petróleo, gas, ferrocarriles, líneas aéreas) sobre la base de transferir a los ciudadanos bolivianos la mitad de las acciones como fondos de pensión.

En 1994 la corporación petrolera YPBF, de inminente privatización, se vio avaluada por un acuerdo realizado con Brasil para la construcción del gasoducto Santa Cruz - Sao Paulo con un valor de 2 billones de dólares. Este

flujo de inversiones expresaba lo que hoy caracteriza al país boliviano, ser una región con una gran riqueza gasífera y que es uno de los principales proveedores de este recurso al MERCOSUR; en la actualidad se encuentra en negociaciones la venta del gas boliviano (yacimientos de Tarija) al mercado norteamericano, teniendo como desafío la elección del puerto de salida a más tardar en el primer trimestre del 2003, siendo Perú (Ilo), o Chile (Mejillones, Patillos) las alternativas.

Ecuador

El país del banano tiene como nombre oficial República del Ecuador, su capital es la ciudad de Quito, con una división política de 21 provincias y una población total de 13.112 millones de habitantes, cuya tasa de crecimiento poblacional en los últimos años es de 1.97%, menor a lo expresado en 1995 que fue de 2.2%. Quito cuenta con una población de 1.5 millones, otras ciudades importantes como Guayaquil, con más de 1.95 millones de habitantes, Cuenca con 325, 000.

El país del Ecuador primero formó parte del virreinato del Perú, como Real Audiencia de Quito, de allí que los ecuatorianos proceden mayoritariamente del pueblo quechua. Influyen en su configuración actual, además del mestizaje con los españoles, el de los esclavos africanos. Existen nueve nacionalidades indígenas: Huaorani, Shuar, Achar, Siona-Secoya, Cofan , Quechua, Tsachila y Chachi; la Quechua del callejón andino comprende a más de 1,5 millones de habitantes. Además la mayoría de los ecuatorianos son católicos, el idioma oficial es el español, aunque el 40% de la población habla quechua. Allí radica la importancia de los movimientos indígenas que han tenido y tienen un fuerte protagonismo en el quehacer político. El actual presidente del Ecuador coronel Lucio Gutiérrez le debe en gran parte su elección al apoyo de las fuerzas campesinas e indígenas del Ecuador, que son titulares de la tierra.

El país se divide en tres regiones naturales: costa, sierra y el oriente. Más de la mitad de la población vive en la costa, donde predominan los cultivos de exportación: banano, crustáceos, conchas, cacao, arroz y café. En la sierra predominan los cultivos de subsistencia, y en la región oriente, amazónica, la explotación de los yacimientos petrolíferos, la principal fuente generadora de divisas.

Pertenece al Ecuador el archipiélago de Colón o Galápagos. En la región de la costa, 95% de los bosques han sido talados y la degradación de los suelos se ha incrementado en los últimos años.

El general Antonio José de Sucre, lugarteniente de Bolívar, venció a los realistas en la Batalla de Pichincha, que terminó con la dominación española en

1822. Ecuador se incorporó de esta manera al proyecto bolivariano de la Gran Colombia. En 1830 la Real Audiencia de Quito se separó de la Gran Colombia y adoptó el nombre de Ecuador.

En 1895 la revolución liberal comandada por Eloy Alfaro activó las esperanzas de las mayorías campesinas acerca de una solución a la cuestión agraria; los bienes de la iglesia se estatizaron pero los latifundios no fueron afectados. En 1912, Alfaro fue asesinado y el país quedó bajo la influencia económica del imperio Británico.

En 1925 sucede un golpe militar de carácter reformista, pero no logra sobrevivir a la crisis económica mundial de 1930, de esta manera se abre un período de inestabilidad, con 23 cambios presidenciales entre 1925 y 1948.

Tras una breve guerra con Perú en 1941, Ecuador debe renunciar a sus pretensiones de soberanía sobre una extensa parte de la Amazonía. El protocolo de paz firmado en 1942 en Río de Janeiro, con Argentina, Brasil, Chile y Estados Unidos como garantes, definen la frontera entre ambos países.

El plátano, el café y el cacao representaban el 80% de los ingresos del país a principios de la década de los 70. En 1972 Ecuador comenzó a exportar petróleo y éste se transformó en el primer rubro de la economía. Ese mismo año cambió también la situación política. El anciano líder populista José María Velasco Ibarra, quien asumió el gobierno por insurrección popular en 1944, fue depuesto por cuarta vez por las Fuerzas Armadas. Durante el gobierno del general Guillermo Rodríguez Lara el país se incorporó a la OPEP, el Estado adquirió 25% de las acciones de la "Texaco-Gulf" e hizo una intransigente defensa de las 200 millas de mar territorial ante las pretensiones pesqueras norteamericanas lo que originó la llamada "guerra del atún".

A fines de enero de 1981 estalló la "guerra de los cinco días" entre Ecuador y Perú, con escaramuzas en zonas fronterizas mal delimitadas por el Protocolo de 1942.

En mayo de 1982, asumió el mando el Vicepresidente Osvaldo Hurtado, tras la muerte por accidente de aviación de Jaime Roldós (presidente desde 1979). Al año siguiente del gobierno de Hurtado se produjo la más honda crisis social desde el alejamiento de los militares del poder. En su génesis se detectaron, por un lado la puesta en práctica de las recetas del FMI, y por otro, una intención cada vez más ostensible de fortalecer el aparato bélico, en el objeto de equilibrar el poderío de las fuerzas armadas peruanas.

Las elecciones de 1984 dieron el triunfo al conservador León Febres Cordero, del Partido Social Cristiano. Febres Cordero, cumplió en líneas generales su

programa de gobierno: estimular la libre empresa, desarrollar la agricultura y la minería, propiciar la inversión extranjera y entablar relaciones bilaterales con el FMI. El acuerdo de los 400 bancos acreedores suponía destinar 34% de los ingresos por exportaciones al cumplimiento de los nuevos compromisos.

En mayo de 1988 venció el social demócrata Rodrigo Borja quien desde el principio de su gobierno sufrió los embates de una inflación abrumadora y una grave situación económica, en la que una deuda externa de 11.000 millones de dólares se sumaba a su déficit fiscal equivalente a 17% del PBI, una reserva monetaria negativa de 330 millones de dólares y un desempleo cercano al 15%.

Durante 1990, el aumento de los precios internacionales del petróleo -que constituía 54% de las exportaciones del país- y las medidas económicas adoptadas -reforma fiscal y severa contención del gasto público- contribuyeron a una leve mejoría de la economía. Aumentó el producto bruto en 1,5%; disminuyeron la inflación y el déficit de la balanza de pagos, pero el salario real decreció, el alto peso de la deuda externa presionó negativamente sobre la recuperación económica.

En el plano político interno, Borja logró la desactivación de los "Comandos de Taura", que en enero de 1987 secuestraron a Febres Cordero, y la integración a la vida política pacífica del grupo guerrillero "Alfaro Vive", que un año después entregó sus armas a la iglesia católica.

En mayo de 1990 los presidentes de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela acordaron iniciar la eliminación de las barreras arancelarias entre sus países a partir del 1º de enero de 1992, con el objeto de crear un Mercado Común Andino para 1995. Los líderes andinos subrayaron la importancia de unificar esfuerzos y coordinar con Estados Unidos la lucha contra el narcotráfico.

El movimiento campesino de Ecuador hizo sentir su posición ante los problemas de la tenencia de la tierra; el 28 de mayo de 1990, los indígenas de la costa iniciaron un levantamiento nacional, cuya fuerza sorprendió a todo el país, reclamando la tenencia de la tierra y el respeto a los derechos humanos. Poco después se inició un diálogo con el gobierno, con la mediación de la iglesia católica y representantes de organismos defensores de los derechos humanos. El 28 de mayo de 1991 más de mil indígenas ocuparon pacíficamente el salón principal del Congreso, reclamando amnistía para un millar de indígenas, procesados por haber participado en el levantamiento de 1990.

Durante la segunda vuelta electoral para las elecciones generales, el 5 de julio de 1992, Sixto Durán Ballén del partido Unidad Republicana, obtuvo

56% de los votos. El nuevo gobierno definió un programa fundado en la "modernización del Estado" un proyecto de privatización de las empresas estatales y un rígido ajuste estructural. Este implicaba la eliminación de subsidios, alzas y flotación de los precios de los servicios básicos, incluso de la gasolina y otros derivados de los hidrocarburos.

Al cabo de un año de gestión, el vicepresidente Alberto Dahik, considerado el verdadero poder detrás del trono, exhibió las políticas de ajuste como el principal éxito del gobierno: reducción de la inflación de 60% en 1992 a 32% en 1993, incremento de la reserva monetaria, reducción del déficit fiscal, en especial del sector público no financiero, del 1,7% del PBI en 1992 a 0,2% al año siguiente y del gasto público que llegó a penas a 26% del PBI en 1993.

La oposición parlamentaria, la Confederación de Nacionalidades Indígenas de Ecuador (CONAIE) y el Frente Unitario de los Trabajadores (FUT) cuestionaron esta política, señalando el incremento de la pobreza y del desempleo y la ausencia total de políticas sociales. De hecho el salario medio urbano continuó su espectacular descenso: en 1993 constituía 21,4% del valor promedio en 1980.

El conflicto central se dio en torno a las privatizaciones de la seguridad social, electricidad, telecomunicaciones y petróleo. La aprobación del cuerpo legal necesario para autorizar las privatizaciones sufrió diversas modificaciones; en este sentido el Partido Social Cristiano principal impulsor de las ideas privatizadoras tuvo que "atenuar" los proyectos del gobierno ante la opinión pública popular contraria a las reformas, sobre todo porque la situación económica de Ecuador era bastante crítica, con una recesión prolongada desde comienzos del mandato de Sixto Durán.

El PBI por habitante disminuyó en 1993 en 0.5%, uno de los más bajos hasta dicho período, así mismo las exportaciones totales bajaron en 0.7%, en particular la exportación del banano, debido a la restricción de la Comunidad Europea, la actividad del petróleo fue una de las excepciones. El gobierno otorgó nuevas concesiones para la prospección petrolera y planeó la construcción de otro oleoducto.

Hacia el primer semestre de 1994 el gobierno cerró un complicado proceso de renegociación de la deuda externa, en el que la disminución real no sobrepasó el 4.5% (los intereses no fueron considerados en este cálculo). Además en este mismo período, el presidente Duran Ballén, eliminó las reformas agrarias de los años 1964 y 1973, donde se terminó con las grandes haciendas y se entregaron por primera vez tierras a los indígenas y pequeños campesinos. Las agrupaciones indígenas en respuesta bloquearon varas vías de acceso a ciudades y pueblos. Cabe recordar que para dicho período en

Ecuador, el 48% de las tierras rurales estaba en manos de las comunidades campesinas, mayoritariamente indígenas y el 41% pertenecía a particulares.

A comienzos de 1995 se produce nuevamente enfrentamientos armados con Perú en la cordillera del Cóndor, zona peruana reclamada como parte de los territorios de Ecuador, en esta zona de conflicto existen yacimientos de oro, uranio y petróleo. Pese a la mediación internacional se produjeron docenas de víctimas, especialmente del ejército peruano.

En materia de privatizaciones luego de ásperos debates, el Congreso ecuatoriano aprobaba la venta del 35% de la compañía estatal de telecomunicaciones; el objetivo del gobierno era concretar esta venta antes de que culmine su mandato.

En agosto de 1996, es elegido presidente Abdalá Bucaram, quien realiza un severo ajuste económico, reduciendo el gasto público e incrementando impuestos. Este ajuste fiscal repercutió negativamente en la aprobación del presidente Bucaram, además "no era del agrado" de la "clase política ecuatoriana". Paralelamente las fuerzas sindicales convocaron a un paro nacional la primera semana de febrero de 1997. Se presenta entonces una acción no prevista en las atribuciones constitucionales del parlamento, la minoría declaró "insano" al presidente y desconoció su autoridad dando lugar a un largo período de transición presidencial que duraría hasta el 2000.

Venezuela

La República de Venezuela, tiene una extensión territorial de 912,050 km², cuenta con 21 estados con autonomía parcial (incluido el distrito federal), 2 territorios federales. La población asciende a 25.093 millones de habitantes, con una tasa de crecimiento demográfica promedio anual de 2.1%. Su capital es Caracas que tiene una población de 4.3 millones, otras ciudades importantes como Maracaibo, 1.3 millones de habitantes, y Valencia, 1.1 millones de habitantes.

El pueblo venezolano es fruto del mestizaje de europeos, africanos e indígenas. Los aborígenes no pasan del 7%, cifra similar a la de los descendientes de esclavos africanos. Gran números de inmigrantes, sobre todo colombianos, la mayoría de la población venezolana es católica, el idioma oficial y predominante es el español; 31 idiomas nativos.

El país de Venezuela se divide en tres regiones naturales, en primer lugar, los andes y otras cadenas no andinas al oeste y al norte, y elevaciones importantes al sur y al centro, ocupados por los Llanos del Orinoco, en cambio es una zona ganadera. Finalmente en el sudeste, macizos de rocas antiguas

cubiertas de areniscas se extienden hasta los límites con Brasil y Guyana (la Guyana venezolana); es una región poco habitada selvática, con sabanas y ríos, como peculiaridades únicas se destacan los tepuyes (montañas de meseta) y las extrañas simas del Sarisariñama. Las montañas del norte, concentran la mayor parte de la población.

En el litoral, en Maracaibo, y el golfo de Paria, se encuentran las principales cuencas petrolíferas. Además de los hidrocarburos, el país cuenta con los yacimiento de hierro, bauxita, manganeso, tungsteno, oro, diamantes y cromo. Entre los problemas ambientales se destacan la deforestación y la degradación del suelo. La falta de tratamiento de aguas servidas en los principales centros urbanos e industriales aumentó la contaminación fluvial y del mar Caribe.

Durante el dominio colonial, Venezuela fue organizada como Capitanía General del Virreinato de Nueva Granada. En el siglo XVIII, se convirtió en la colonia agrícola más importante, fundamentalmente basada en el cacao, lo que a su vez formó una aristocracia criolla ("mantuanos"), con mano de obra esclava africana: de allí que los "pardos" formaron la inmensa mayoría de la población.

En la capitanía nacieron dos grandes líderes de la revolución independentista americana: Francisco de Miranda y Simón Bolívar. En Caracas se formó un Cabildo que el 19 de abril de 1810 comenzó el proceso independentista con Miranda al frente de los ejércitos; la idea era formar una basta confederación americana llamada Colombia, coronando a un inca como emperador. Miranda fue capturado por los españoles en 1811 y murió en prisión.

Bolívar adquirió al programa de liberación mirandino apoyándose en principio, en la oligarquía mantuana. En una rápida campaña entre 1812 y 1813, logró instalar un gobierno en Caracas. El proyecto independista no previó la estructura social y no fue acompañado por las masas llaneras. El caudillo José Tomas Boves, leal a la corona española derrotó a Bolívar en 1814, y decretó la libertad de los esclavos y realizó repartos de tierras entre los campesinos.

Perdida la primera República, Bolívar se exilió y entró en contacto con el presidente haitiano Alexandre Sabés Petion, quien apoyó el proyecto revolucionario. Apoyado por importantes líderes militares, desarrolló victoriosas campañas militares en la mitad norte del subcontinente hasta fundar Bolivia. En 1819 el Congreso de Angostura creó la Gran Colombia al unir Ecuador, Colombia, Venezuela y Panamá; once años después, en 1830, poco antes de morir Bolívar, el general José A. Páez declaró la separación de Venezuela de la Gran Colombia.

Páez fue el gran caudillo durante muchas décadas. Su heredero político puso en marcha una serie de reformas para modernizar el país, introduciendo nuevos medios de comunicación y técnicas de producción.

Juan Vicente Gómez tomó el poder en 1908, gobernó durante 17 años como dictador, eliminando el sistema de caudillos; con su apoyo ingresaron al país las transnacionales petroleras, que se instalaron preferentemente sobre el lago Maracaibo. Después de Gómez se transferiría el poder sin elecciones.

En 1935 asumió el poder Eleazar López Contreras, luego le sucede en 1941 el general Isaías Medina Angarita, quien sentó las bases para la liberalización de la vida política, permitió el registro legal del Partido de Acción Democrática (AD) de gran cercanía ideológica con el partido aprista del Perú, fundado por Víctor Raúl Haya de la Torre.

El descontento popular fue creciendo, y el de los militares también, así en 1945 un movimiento cívico militar dirigido por Rómulo Betancourt (principal líder de AD) y el general Marcos Pérez Jiménez tomó el gobierno y en 1947 convocó a las primeras elecciones generales directas del país, de ella salió electo el escritor Rómulo Gallegos, pero fue depuesto en 1948 por una nueva Junta Militar, que luego se transformó en la férrea dictadura de Pérez Jiménez.

En enero de 1958 Pérez Jiménez fue derrocado por una revuelta popular, iniciando el país una etapa de democracia estable, con un gobierno formado por una coalición de AD, COPEI y Unión Republicana Democrática. La estabilidad política se debió en gran medida a los cuantiosos ingresos petroleros, al mejoramiento de las relaciones con Estados Unidos y la expansión de los derechos políticos. Sin embargo, el crecimiento económico nacional poco aportó a los sectores más desposeídos. Esto creó condiciones para protestas sociales así como para el desarrollo de la lucha guerrillera encabezada por el Partido Comunista, el Movimiento de Izquierda Revolucionaria (escisión de AD) y otros grupos de izquierda.

En 1960 Venezuela impulsó la creación de la OPEP y 15 años más tarde, bajo la presidencia de Carlos Andrés Pérez, los recursos petroleros fueron nacionalizados. Pérez apoyo la creación del Sistema Económico Latinoamericano (SELA) y defendió el programa del Nuevo Orden Económico Internacional (NOEI). A pesar de ser el tercer explorador mundial de petróleo y estar favorecido por los precios más altos de este recurso por los Shocks petroleros, durante los gobiernos de Pérez y Luis Herrera Camping (1978), obteniendo la mayor renta per cápita de América Latina, no supieron administrar adecuadamente estos enormes capitales. Se crearon gigantescas empresas estatales hidroeléctricas, de hierro, aluminio y cemento, entre otras, mientras al

mismo tiempo se subsidiaban casi todas las actividades privadas; aun hoy, el Estado venezolano genera el 95% de las exportaciones básicamente de hidrocarburos con la empresa estatal PDVSA.

Un fuerte descenso en los ingresos por las ventas de petróleo, el endeudamiento externo fomentado por el gobierno y una evasión masiva de capitales privados hacia el exterior, en 1982 obligaron al gobierno a controlar el cambio y el comercio exterior; comenzó a registrarse un aumento de la inflación, el desempleo y la escasez de vivienda, elevándose la pobreza crítica.

En las elecciones de 1983 se produjo la victoria de Jaime Lusinchi (AD). La política de Lusinchi se basó en un plan de austeridad con mediocres resultados, un fallido pacto social con patronales y sindicatos y, hacia el final de su mandato, un control estatal aún mayor sobre la economía. Éste desembocó en escandalosos favoritismos, a través de la concesión de divisas preferenciales a la mitad de su valor de mercado.

El deterioro económico fue evidenciado en junio de 1983, cuando Venezuela debió suspender el pago de 5,000 millones de dólares por intereses y amortizaciones de deuda.

En sus relaciones externas, Venezuela recuperó un activo papel en el Grupo de Contadora, pero mantuvo su línea tradicional de relaciones con el FMI y Estados Unidos. En enero de 1986 el gobierno refinanció casi dos tercios de su deuda, sobre la base de su amortización total en 10 años, pero la caída del precio del petróleo obligó al gobierno a volver a negociar un año después. Al finalizar su gobierno Lusinchi anunció nuevamente la suspensión de los pagos de la deuda con el fin de obtener un nuevo financiamiento.

El 4 de diciembre de 1988 Carlos Andrés Pérez ganó las elecciones con el apoyo de la Confederación de Trabajadores de Venezuela, veinticinco días después de la toma del mando se produjo una ola de tumultos y saqueos de comercios (denominada "febrerazo" o "caracazo"), ésta fue una respuesta espontánea de sectores sociales marginados ante los incrementos en las tarifas públicas y el precio del petróleo. Con Andrés Pérez se inicia la reforma estructural de libre mercado, respaldada por el FMI.

En diciembre de 1989 por primera vez en su historia, los venezolanos eligieron los gobernadores de sus 20 estados y los alcaldes de 200 municipios.

A principio de los años 90, los indígenas venezolanos sumaron alrededor de 200 mil (aproximadamente 1% de la población total) y hablan 31 idiomas distintos. Actualmente ha descendido el ritmo inmigratorio, considerable desde 1950 hasta 1980.

El 4 de febrero de 1992 un grupo de militares intentó derrocar al presidente Carlos Andrés Pérez. El grupo liderado por Francisco Arias fracasó pero puso en manifiesto la corrupción administrativa y la crisis económica, como causa de la inestabilidad. Tanto Arias como el comandante de paracaidistas Hugo Chávez, ambos detenidos, pertenecían al Movimiento Militar Bolivariano - 200.

El mismo día del intento golpista, el presidente suspendió las garantías constitucionales. La medida ratificada por el Congreso, prohibió las reuniones, restringió las libertades de prensa y libre tránsito y dispuso la detención de ciudadanos. El 12 de febrero un juez militar comenzó el estudio de los expedientes contra 113 oficiales y cerca de mil soldados protagonistas del golpe. Los tenientes coroneles cabecillas del golpe fueron detenidos a la espera de una condena.

Rafael Caldera, presidente entre 1969 y 1974 por el partido social cristiano, ganó las elecciones nacionales del 5 de diciembre de 1993, él mismo tuvo el apoyo de amplios sectores y distintos partidos con el respaldo de convergencia y más como factores principales de su triunfo. De acuerdo a las estadísticas oficiales, el índice de inflación en 1993, alcanzó el 40% y casi la mitad de la población vivía bajo la línea de pobreza.

Otra fuente de inquietud social fue la repetición de violaciones a los derechos humanos, tanto a minorías étnicas como a detenidos en distintas prisiones.

La crisis económica se agravó a partir de 1994. El colapso financiero se inició en febrero de 1993, con la caída del Banco Latino, el segundo banco comercial del país. En agosto de 1995, 18 de los 41 bancos privados habían sido intervenidos y 70% de los depósitos era administrado por el Estado.

Desde la elección del presidente Hugo Chávez el país se debate en una inestabilidad política que se agravó con la declaración de una huelga indefinida desde diciembre del 2002 que dura al presente haciendo que por primera vez en su historia, Venezuela se convierta en importador de crudo y derivados, pues la huelga de los trabajadores de la petrolera estatal PDVSA redujo la producción de más de 2.5 millones de barriles diarios a menos de 300 mil barriles.

Colombia

República de Colombia es el nombre oficial del país de la cumbia, con una superficie de 1,138,910 miles de km², la población es de 43.817 millones de

habitantes, con una tasa demográfica de crecimiento de 1.87% al año 2000. Tienen una división administrativa de 32 departamentos y el distrito capital; el presidente del gobierno colombiano es el Dr. Álvaro Uribe.

La capital es la ciudad de Santa Fe de Bogotá, DC (desde julio de 1991), cuya población es de 6 millones de habitantes. Otras ciudades importantes: Medellín con una población de 1.8 millones, Cali, 1.95 millones, Barranquilla, 1.63 millones, y, Cartagena, un millón de habitantes.

Los colombianos se originan en la mezcla racial y cultural de tres fuentes: la indígena, la africana y la europea, tienen como idioma oficial el español, y la religión oficial es la católica (96% de la población), aunque se reconoce la libertad de culto.

La Cordillera de los Andes recorre el país de norte a sur dividida en tres ramas; la Cordillera Occidental -próxima al Pacífico-, la Central y la Oriental, separadas por los amplios valles del Cauca y del Magdalena. Al norte de los Andes se abre el delta pantanoso del Magdalena; al oeste la planicie del Pacífico, y al este se extienden llanuras de selvas y sabanas que descienden hacia el Orinoco y el Amazonas. De esta configuración resulta una gran variedad climática: de las tierras heladas de los picos andinos al clima tropical de la Amazonía. La población se concentra en la región andina templada.

El café es el principal producto legal de exportación juntamente con el petróleo, probablemente superado por la venta ilegal de pasta de cocaína, procesada a partir de hojas de coca cosechadas en Perú y Bolivia. El subsuelo colombiano contiene yacimientos de petróleo, carbón, oro, platino, plata y esmeraldas. Los cultivos intensivos y la minería han contribuido al empobrecimiento del suelo; la deforestación es importante. Dos tercios de las especies de aves se encuentran en peligro de extinción.

Luego de 300 años de colonialismo en Colombia, en el siglo XIX, ya había desaparecido la mayoría de la población indígena, y para trabajar las plantaciones de café, bananas, algodón y tabaco se recurrió a la importación de esclavos africanos.

Gracias al influjo de la Revolución Francesa en Colombia hacia 1781 se inicia un largo proceso independentista, y en 1813 se da la declaración de independencia de Cundinamarca promovida por Antonio Nariño que respondía a los intereses de la burguesía urbana y por ende a los europeos; este grupo expresó una fuerte lucha contra los federalistas, liderados por Camilo Torres, presidente del Congreso de las Provincias Unidas y representante de los sectores populares.

En 1816, Pablo Morillo derrotó y ejecutó a Torres. Tres años después Simón Bolívar liberó el país desde Venezuela y creó la República de la Gran Colombia, que incluía los actuales Venezuela, Colombia, Ecuador y Panamá. Las rivalidades locales y la gran presión británica provocaron la secesión de Venezuela y Ecuador (1829 – 1930), se proclamó entonces la República de Nueva Granada, que en 1866 tomó el nombre de Colombia.

Desde comienzos de 1830 hasta comienzos del siglo XX, el país tuvo nueve guerras civiles nacionales, catorce locales y dos con Ecuador; sufrió tres cuartelazos y tuvo 11 constituciones.

Entre 1921 y 1957, se produjo una explotación voraz de las reservas petroleras de Colombia, que de hecho desaparecieron, dejando a los empresarios de Estados Unidos de N.A. 1,137 millones de dólares de ganancia. Las firmas norteamericanas controlaban de 80 a 90% de la explotación de bananas, la minería , y el 98% de la producción de electricidad y gas.

En 1948 fue asesinado en la capital, el líder liberal Jorge Eliécer Gaitán. El estallido popular que provocó la muerte de Gaitán fue conocido como “El Bogotazo”. Ese mismo año un alcalde liberal organizó el primer grupo guerrillero.

Las FARC (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia), lideradas por Manuel Marulanda, “Tiro Fijo”, y Jacob Arenas hicieron su aparición en 1964, cuando un grupo pequeño se levantó en armas en Marquetalia. La guerrilla rural fue enfrentada por grupos de “autodefensa” armados y pagados por los latifundistas, con el apoyo del ejército y, a veces, de mercenarios internacionales. Sin admitirlo oficialmente, el Ejército también creó grupos paramilitares, denunciados por organismos de defensa de los derechos humanos como Amnistía Internacional.

En 1978, sólo 30% de los trabajadores ocupados recibían prestaciones sociales; en el sector agropecuario ese índice descendía a 11%. El ingreso de divisas dependía del precio del café en los mercados de EE.UU de N.A. y Alemania Federal, que absorbían 20% y 36% respectivamente de dicho producto colombiano.

La guerrilla, en particular las FARC y el Movimiento 19 de Abril (M-19) de ideología guevarista, muy activos desde la década anterior, enfrentaron una intensa represión del gobierno de Julio C. Turbay Ayala (1978 - 1982).

En 1982, el conservador Belisario Betancurt fue elegido presidente. Desde el gobierno incorporó a Colombia al Movimiento de Países No Alineados, defendió el derecho de las naciones deudoras a negociar en forma colectiva ante los acreedores y, en 1983, inició conversaciones de paz con el M-19.

Desde 1980 se inicia una etapa de búsqueda de acuerdos y soluciones políticas a los conflictos armados en Colombia. Así el dirigente del M-19, Jaime Beteman propone una cumbre en Panamá para dialogar sobre la crisis y las soluciones, sin embargo no prosperó por la muerte del dirigente. Por su parte, las FARC llegaron a un acuerdo con delegados del gobierno, en base a un documento que apuntaba al cese de hostilidades y la adopción de medidas de carácter político, social y económico.

Los hacendados opusieron fuerte resistencia al diálogo del gobierno y la guerrilla, se crearon ejércitos particulares o grupos para-militares. Esta actitud se va a presentar en todas las negociaciones o conversaciones que el gobierno colombiano asume con los levantados en armas hasta la fecha.

Se dan treguas temporales, se rompen los acuerdos y se vuelve a las acciones militares afectando el desarrollo de la sociedad colombiana. Las tratativas de paz logran que el M-19 capitule y pase a actuar en el marco legal de la actividad política de Colombia, participando en las elecciones presidenciales de 1990, donde el liberal César Gaviria fue elegido presidente.

Con el gobierno de Gaviria cobran mayor fuerza las negociaciones con la guerrilla de las FARC y el Ejército de Liberación Nacional (ELN), se proponen concesiones mutuas hasta una desmovilización militar. Así mismo el 5 de julio de 1991 entró en vigencia la nueva Constitución Política colombiana.

Cuando las conversaciones de paz llega a su perfil más bajo en 1992, las posiciones radicales del Ejército Popular de Liberación vuelven a tomar las armas. A raíz de esta interrupción, Gaviria promovió la llamada guerra integral, que postulaba además de la acción militar la intervención en organizaciones civiles que estuvieran vinculadas de alguna manera a los grupos insurgentes.

Para 1996 las acciones de las FARC y el ELN prosiguieron con mayor fuerza, atacaban líneas de alta tensión, oleoductos e instalaciones policiales y militares. Con casi 100 frentes abiertos, estos dos grupos controlan hasta la fecha regiones cada vez más extendidas y poderosas económicamente en la zona cafetalera, el Caribe e incluso en la zona de Bogotá o Medellín, donde se hacen cargo de todas las funciones de gobierno.

Para el año 2000 el peso de la guerrilla en Colombia llevó a obtener una amplia zona liberada, y el gobierno de Andrés Pastrana empezó nuevamente una etapa de negociaciones con las FARC hasta que en noviembre del 2001 se rompen las negociaciones por la intransigencia de ambas partes y no llegar a puntos de convergencia en materia de la situación política y económica de Colombia.

Pastrana llamó grupos terroristas a los levantados en armas e inició una ofensiva militar con las Fuerzas Armadas a la cabeza atacando la zona controlada por las FARC. Las acciones se han hecho cada vez más cruentas y el gobierno no logró su objetivo de derrotar a las FARC y otros grupos subversivos.

El nuevo gobernante de Colombia continúa la línea militar contra la llamada guerrilla en Colombia e incluso ha calificado a los grupos armados de enemigos internacionales de la democracia, como parte de la campaña internacional contra el terrorismo encabezado por EE.UU. de N.A.

La opinión pública interna e internacional denuncia y rechaza el llamado Plan Colombia que se viene implementando en dicho país para combatir al narcotráfico, pues considera que también es una entrada militar de EE.UU. para enfrentar a la guerrilla que ya lleva más de 40 años en esta región.

El otro problema latente es la "guerra al narcotráfico", que ha adquirido relevancia mundial, recordemos que en 1990 se desató una guerra contra la mafia de la droga, donde asesinaron a senadores y candidatos políticos a las elecciones presidenciales en Colombia; datos oficiales de la época muestran que existían 140 grupos paramilitares financiados por el narcotráfico. En 1992, Pablo Escobar, líder del "Cártel de Medellín", poderosa organización de narcotraficantes reinició las acciones armadas del cártel, atacando con coches bomba las principales ciudades de Colombia. Finalmente el 2 de diciembre de 1992 fuerzas policiales mataron a Escobar en un tiroteo en el centro de Medellín.

El cártel de Medellín había alcanzado un influencia enorme en la escena política de Colombia, y con la muerte de Escobar, el cártel de Cali sale fortalecido y los tentáculos de la mafia se extienden, así surge el escándalo de las elecciones de 1994, cuando un vocero de ese cártel reveló detalles de las contribuciones de esa organización a las campañas electorales de Andrés Pastrana y Daniel Samper. El elegido presidente Samper declaró en estado de emergencia varias ciudades de Colombia y el ministro de Defensa Fernando Botero, ex director de la campaña electoral del presidente, fue enviado a prisión por enriquecimiento ilícito.

A pesar de las condiciones adversas expresadas por la guerrilla y el narcotráfico, con un alto riesgo país, Colombia ha logrado atraer un positivo flujo de inversión extranjera, retomó la ayuda norteamericana para la erradicación de los cultivos de hoja de coca, después de la suspensión de ayuda en 1996 y que se le bloqueara de fuentes financieras internacionales. En particular destacan las inversiones en el sector petróleo, donde mantienen la presencia de ECOPEPETROL empresa estatal integrada y a su vez existe una enérgica presencia de reconocidas empresas transnacionales.

Perú

La República del Perú tiene una superficie de 1'285,220 km², y cuenta con una población de 26.521 millones de habitantes, su capital es la ciudad de Lima con más de 8 millones de habitantes. Otras ciudades importantes son Arequipa, con más 800 mil habitantes, el Callao (provincia constitucional) 815,000 habitantes, Trujillo 619,000 habitantes. El Perú tiene una tasa de crecimiento demográfico anual de 17.3% entre 1995 y el 2000.

Perú se divide políticamente en 24 departamentos y una provincia constitucional. El presidente constitucional, es Alejandro Toledo Manrique, elegido en abril del 2001.

Casi la mitad de los peruanos son de origen quechua o aymara (pueblos indígenas localizados en la sierra. En la costa predominan los mestizos de españoles e indígenas, pero desde hace un par de siglos, se han perdido "razas de origen", existe una población multirracial. Lo que sí subsisten son varias etnias indígenas en las selvas amazónicas del este y del sur (se calcula que pueden llegar a 50).

La religión oficial es la católica, los idiomas oficiales, el español y el quechua, y el no oficial el aymara, y en los pueblos de la sierra, en la región puna, aún practican diversos dialectos. Por estudios realizados por entes independientes se estima que más del 10% de la población asume el culto de las iglesias evangélicas.

Los Andes dividen al país en tres regiones. La costa desértica, pero con grandes plantaciones comerciales basadas en el riego artificial (históricamente la parte más "moderna y occidentalizada"). En la zona costera del norte del Perú y en el zócalo continental de Talara (Piura) existen ricos lotes petroleros de calidad similar y superior a los del medio oriente, aunque los volúmenes de producción son poco representativos en comparación a los países petroleros como Venezuela o Colombia.

La sierra, entre dos ramas de la cordillera de los Andes, donde se concentra la mitad de la población. Gran parte de la población campesina desarrolla relaciones económicas no capitalistas y aún persisten relaciones laborales de servidumbre o semi-serviles. Se practica una agricultura de subsistencia (maíz y papas) y su pastoreo de llamas y alpacas ha retrocedido hacia las zonas más altas ante el avance de la minería y la ganadería comercial de ovinos y ganado lanar. Los recursos mineros en su mayoría, el oro, plata, cobre y zinc, están ubicados en los Andes. Sus yacimientos están en diversas partes del país, pero los más importantes se encuentran en la zona de sierra, y en lugares donde la población se encuentra en pobreza; los conflictos entre las comu-

nidades campesinas y la minería se han ido incrementando, hasta finales del 2002, son 13 departamentos que incuban conflictos con la actividad minera.

La llamada "montaña", la selva, constituida por las llanuras amazónicas del este, con clima tropical, vegetación selvática, es un área poco poblada; son zonas de explotación maderera, y también tiene áreas donde se ubican yacimientos petroleros y gasíferos, como el caso de Camisea, en la selva del Cusco.

Perú es el principal productor mundial de hoja de coca, con la que se elabora la cocaína; grandes extensiones de la selva están siendo motivo de erradicación de cultivos de coca y sustitución de las mismas. Es el segundo productor mundial de plata y estaño, tercero y cuarto de plomo y zinc, el séptimo de cobre y el octavo de oro.

El país padece de la degradación de suelos, en general pobres. La pesca indiscriminada ha puesto en peligro algunas especies. Las costas se hallan contaminadas por los desechos industriales y urbanos.

El Perú fue centro de uno de las principales imperios en la región sur de América, que unificó varias culturas avanzadas, el Imperio de los Inkas – Tahuantinsuyo, que duró casi dos siglos hasta 1532. Desde la invasión española el carácter colonial de su economía ha cambiado de formas hasta el presente.

Después del movimiento emancipador de Tupác Amaru en 1780 (ejecutado en el Cusco), la corriente independentista se empieza a masificar. La oligarquía "criolla" (hijos de españoles) minera y latifundista que se desarrolló durante la colonia, resistió tenazmente los cambios y Perú fue el último país del continente en independizarse, cuando los ejércitos combinados de Simón Bolívar derrotaron a los españoles en la batalla de Ayacucho el 9 de diciembre de 1824. Sin embargo durante los primeros años de independencia, las luchas caudillistas por el poder se sucedieron hasta 1835.

La oligarquía conservadora ligada a los restos del Virreinato español y los liberales, comerciantes y financistas con añoranzas europeas, centraron sus intereses en el Perú y el país no lograba una articulación como sociedad moderna. Las guerras con Colombia (1827) y Bolivia (1835) tuvieron este telón de fondo. El Mariscal Ramón Castilla, que gobernó el país entre 1845 y 1862, dio forma al Estado peruano moderno, luego de abolir la esclavitud y promulgar la constitución liberal de 1854.

En 1864, España intentó instalar enclaves en la costa peruana. Perú, Chile, y Ecuador le declararon la guerra, derrotando a la escuadra española en el puerto de Callao (Perú), en 1866.

En 1879, por intereses del imperialismo británico sobre los yacimientos salitreros y las islas guaneras, de gran comercialización en el mundo para esos años, Chile declara la guerra a Bolivia y luego al Perú, desatándose la "Guerra del Pacífico", que originó pérdida de extensiones territoriales, Bolivia que tenían salida al mar en Antofagasta, y Perú, Arica y Tarapacá.

En las primeras décadas del siglo XX comienza la explotación en gran escala de la minería peruana, del cobre en particular, por la empresa norteamericana Cerro de Pasco Corporation. Capitales extranjeros explotaron también el petróleo en el norte, y la caña de azúcar y el algodón en el norte y centro, sin embargo las anacrónicas estructuras agrarias no se transformaron.

En este contexto surgen dos partidos políticos de trascendencia en la vida política peruana y continental, el APRA, un partido reformista, liderado por Haya de la Torre; y por otro lado José Carlos Mariátegui, intelectual, líder del movimiento obrero peruano, el mayor representante del marxismo en América Latina para esos años, funda el Partido Comunista del Perú.

Disidentes del APRA y sectores de la izquierda revolucionaria intentaron sin éxito la lucha guerrillera en la década del 60.

En 1968, un grupo militar encabezado por el general Juan Velasco Alvarado, dio un golpe militar al presidente electo Fernando Belaunde Terry, e inició con la nacionalización del petróleo, un proceso de reformas estructurales de control estatal de la economía, incluyó la reforma agraria cooperativista, expropió la prensa, nacionalizó los bancos. Para inicios de la década de los 70, Perú logró las tasas de crecimiento superiores al 7% del PBI que hasta la fecha no se ha recuperado de manera sostenida.

En agosto de 1975, cuando Velasco estaba enfermo, su primer ministro, el general Francisco Morales Bermúdez, derrocó al gobierno velasquista. Se empezó una contrarreforma, que llevó a una severa crisis del país, con más de 5,000 trabajadores despedidos. Morales Bermúdez, presionado por el FMI y la oligarquía deseosa de recuperar el poder, así como por las movilizaciones de las organizaciones sindicales de los trabajadores obreros y los campesinos, convocó a elecciones en 1978. El APRA, la izquierda y el Partido Popular Cristiano -derecha tradicional-, se repartieron en partes aproximadamente iguales las bancas de una asamblea constituyente.

En 1980, se convoca a elecciones democráticas después de 12 años de dictadura militar, saliendo electo Fernando Belaunde Terry de Acción Popular. Su política económica siguió las recomendaciones del FMI, con resultados nefastos, el desempleo creció, así como creció el comercio informal, se incrementó la inflación y la devaluación, así como el monto de la deuda externa.

Al inicio de este período de gobierno, en mayo de 1980, el Partido Comunista del Perú, llamado Sendero Luminoso (con ideología maoísta), inicia acciones terroristas y subversivas contra el Estado Peruano, y en 1984, el Movimiento Revolucionario Túpac Amaru (MRTA), de ideología guevarista, inicia la lucha armada en el Perú. En 1982, frente al aumento de las acciones de violencia política, las provincias más afectadas fueron puestas bajo control militar. En 1983, ante el creciente malestar social se decretó estado de emergencia en todo el país.

En 1985, gana las elecciones el candidato del APRA, Alan García Pérez, quien asumió una política económica heterodoxa, con incremento en el gasto social, subsidios a los servicios públicos, declarando la limitación del pago de la deuda externa al 10% de los ingresos anuales por exportación; en los primeros años la política seguida por García generó un crecimiento favorable de la economía, pero el pacto de reinversión que tenía con los principales grupos de poder económico del país (12 apóstoles) nunca se cumplió, entonces se continuó consumiendo las reservas internacionales del país, generando repercusiones severas a la economía, con una recesión acelerada y no controlada, se obtuvo el record histórico de hiperinflación. En 1988, la inflación ya alcanzaba los 2,000%.

Desde 1986 "Sendero Luminoso" empieza a extender sus ataques a todo el país, en Lima, la ciudad capital, principalmente. En junio de ese año, la represión de los motines de prisiones senderistas en las cárceles de la isla San Lorenzo, El Frontón (Callao), San Pedro (San Juan de Lurigancho) y Santa Bárbara -cárcel de mujeres- (Callao), dejó un saldo de más de 300 muertos o desaparecidos. El gobierno de García acabó en el descrédito y rechazo y el caos político y económico, paralelamente el narcotráfico iba en aumento, así como las acciones de "Sendero Luminoso" que desestabilizaban cada vez más al Estado peruano.

En 1990, fue elegido Alberto Fujimori Fujimori, un desconocido personaje en la escena política peruana, con una agrupación política apoyada por las sectas religiosas Evangelistas. Empezó el gobierno con severo programa anti-inflacionario, conocido como el "fujishock". Los últimos meses de 1990 se caracterizaron por una enorme agitación laboral y social, además "Sendero Luminoso" y el MRTA incrementaron sus acciones de violencia en número y repercusión, ya con una clara presencia en la ciudad capital de Lima.

En 1991 el gobierno de Fujimori, empieza una política presidencialista, comenzó a gobernar por decreto, promulgando 126 decretos legislativos. La política económica aceleró el empobrecimiento de la población peruana. De un total de 22 millones de habitantes, 12 millones vivían en situación de extrema pobreza, además empezó la persecución y represión de las fuerzas

sindicales y todo movimiento de oposición al gobierno, persecución de estudiantes e intelectuales.

Con la excusa de que el Congreso de la República estaba burocratizado, así como el Poder Judicial, y la intensificación de la violencia y la lucha armada, el 5 de abril de 1992, con el apoyo de las fuerzas armadas y policiales, estableció un golpe de Estado, cerrando el poder legislativo, disolviendo el Parlamento, contando con el apoyo del empresariado y sectores urbanos. Para entonces el propio Presidente reconoció la existencia de grupos paramilitares y la impunidad de las fuerzas armadas en la represión de la subversión; según informes de organismos internacionales, se elevó a 3,000 el número de desaparecidos.

Estados Unidos anunció la suspensión de la ayuda económica y militar al Perú, pero pronto reinició negociaciones con el gobierno. A fines de abril de 1992, el FMI anunció en Washington la aprobación del programa de reformas económicas y estructurales del gobierno peruano. La era de las privatizaciones en el país empezaba, no importaba el carácter estratégico de las empresas públicas, la rapidez con que se empezaron a vender los activos públicos, sin un plan nacional, llevó a negociaciones escandalosas, subvaluaciones, contra toda recomendación del propio Banco Mundial. Después de 10 años se empezaría a investigar estas transacciones y denunciar el enriquecimiento ilícito de los promotores de esta privatización.

En noviembre de 1993 se celebran las elecciones para el Congreso Democrático Constituyente, con denuncias de fraude, y antecedentes de un Referéndum por la Reforma de la Constitución, donde el Sí de la posición oficialista gana con escasos votos; se realiza la reforma constitucional y sale a la luz la llamada "Constitución Política de 1993", que en la actualidad está siendo cuestionada.

La seguridad en la región andina permitió el reinicio de la actividad minera, con la participación de investigadores e inversores extranjeros. El PBI creció un 12% durante 1994.

A comienzos de 1995, Perú y Ecuador mantuvieron enfrentamientos militares en la frontera común de la Cordillera del Cóndor, se produce "La guerra del Cenepa", provocando doscientos muertos y pérdidas millonarias para ambos países. Las negociaciones de paz se realizaron bajo los auspicios del Protocolo de Río, con Argentina, Brasil, Chile y EE.UU. como garantes.

Alberto Fujimori obtiene la reelección de la presidencia con denuncias de fraude, años más tarde se conocerá la mafia del gobierno gansteril de Fujimori, que a través de su asesor Vladimiro Montesinos, copó todas las instancias del

poder político, instituciones públicas, prensa. Reorganizó las Universidades de San Marcos y La Cantuta, anulando sus autonomías.

En el año 2000, con denuncias y campaña pública de oposición a la dictadura, Fujimori pretende una tercera reelección, y nuevamente con fraude gana las elecciones, siendo candidato único. El pueblo salió a las calles a luchar para retomar la democracia, las movilizaciones y protestas se hicieron innumerables, con paros regionales de sindicatos de trabajadores, y el mismo día de la toma de mando presidencial, cuando Fujimori juramentaría como presidente electo, Lima se encontraba en una gigantesca movilización llamada "Marcha de los Cuatro Suyos", donde los partidos de oposición, sindicatos, estudiantes y el pueblo en general protestaron todo el día y todos los días. Para el 28 de julio del 2000, aplicando "guerra sucia", miembros del Servicio de Inteligencia nacional, por órdenes de Fujimori y Montesinos incendiaron el Banco de la Nación, causando la muerte de 6 personas; la idea era culpar a los organizadores de la marcha.

El 14 de setiembre del 2001, se presenta un video en el Congreso de la República, donde se ve comprando conciencias a parlamentarios del Congreso para que se pasaran a la alianza política oficialista de Cambio 90 - Nueva mayoría, pero sobre todo para estar al servicio de la mafia de Fujimori. Con este video se inicia la caída de la mafia gansteril de Fujimori, luego el Presidente fugaría al Japón donde hasta la fecha se está tramitando su extradición para juzgarlo por corrupción, enriquecimiento ilícito, narcotráfico y hasta por violación de los derechos humanos, y de los crímenes de estudiantes de la Cantuta, Barrios Altos, y otros genocidios perpetrados por la dictadura.

Esta breve reseña de la historia política, social y económica de los países miembros de la CAN es una necesidad para entender la complejidad de la evolución de nuestros países. He allí su justificación.

4. PANORAMA ECONÓMICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS DE LA CAN (1993 - 2001)

4.1 Indicadores macroeconómicos relevantes: crecimiento per cápita, inflación, balanza de pagos y desempleo

Adam Smith en su obra magna "La Riqueza de las Naciones" 1776, sostenía que la riqueza capitalista podía ser estimada por los niveles de ingreso per cápita y los niveles de acumulación del capital, es decir de la función de ahorro- inversión. Tanto ayer como hoy esta afirmación sigue vigente. Así, en la moderna economía se considera que uno de los requisitos indispensables para incrementar el bienestar de los residentes de un país o región es el crecimiento económico sostenido con redistribución social.

En promedio, la mayoría de economías crecen algunos puntos porcentuales al año, pero también se incrementa la población, por lo que el análisis dinámico debe radicar necesariamente en estimar en cuánto ha crecido el PIB por persona (en economía siempre nos referimos al crecimiento económico como el crecimiento en el PIB). Entonces, nos referiremos al PIB en términos per cápita, tal como lo sugiere Robert Lucas: “El problema central del desarrollo económico es tratar de explicar las diferencias observadas a lo largo del tiempo en los niveles y las tasas de crecimiento del ingreso per cápita”.

La evolución de una economía de mercado puede analizarse a partir del seguimiento de tres indicadores macroeconómicos: crecimiento, inflación y desempleo. Sin embargo, las economías de países subdesarrollados (como los países miembros de la CAN) están sujetas a los cambios que se dan en la economía mundial -las crisis financieras internacionales ocurridas en la década de 1990- generando impactos que alteran la actividad económica y el empleo.

Es evidente que el proceso de globalización liderado por las corporaciones transnacionales que tienen un rol protagónico en la economía mundial ha profundizado la pobreza y los desequilibrios económicos sociales en los países integrantes de la CAN .

Las tendencias de los indicadores mencionados son resultado de las políticas internas de cada país que con mayor o menor grado de libertad aplica cada país en el marco de sus negociaciones con los organismos multilaterales (FMI y Banco Mundial principalmente) y de los choques exógenos (eventos que no son controlados por los que dirigen la política económica).

Por ello para tener una adecuada comprensión del comportamiento de una economía debemos agregar un cuarto indicador: la Balanza de Pagos. Dado que todo sistema económico tiene como objetivo elevar los niveles de bienestar de los habitantes de un país, las tendencias del crecimiento económico, de la inflación y de la balanza de pagos, son conectadas con el bienestar a través de la tendencia del empleo.

Resulta evidente que una de las características centrales de la estructura del empleo y de la población económicamente activa es el subempleo por ingresos, más que el desempleo en sí mismo. De allí, que tasas promedio anuales de desempleo de 13.3% Colombia, 11.4% de Venezuela, 10.6% de Ecuador, indican la gravedad de la falta de empleo sea cual fuera los niveles de salarios.

Los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) en el período comprendido entre los años

1993 al 2001 han presentado resultados bastante diferenciados en relación a los indicadores macroeconómicos señalados (ver cuadro *Comunidad Andina de Naciones, Principales Indicadores Macroeconómicos, 1993-2001*). Así, en el período mencionado, la tasa promedio anual de crecimiento del nivel de precios, fluctúa entre un máximo de 34.6% y 34.8% de ritmo inflacionario de Venezuela y Ecuador respectivamente y de 5.1% y 9% de países como Bolivia y Perú. Lo cual constituye un problema real para la integración, pues los fenómenos monetarios como la inflación expresan en última instancia los desequilibrios de la producción.

En el mismo sentido, las tasas promedio anuales del PIB per cápita nos exponen a la dura realidad de nuestros países con débil e incluso negativo crecimiento del producto por persona en el período considerado. En la práctica, serían el Perú con un modesto crecimiento per cápita del 2 % y Bolivia con 1 %, los países de mayor crecimiento, lo cual nos sitúa en un estado de cuasi estancamiento y pobreza de la población.

Y si se quiere analizar las relaciones de los países miembros de la CAN con el resto del mundo, se debe observar las cuentas de las balanzas de pagos de cada uno de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (ver cuadro *Comunidad Andina de Naciones, Balanza de Pagos*). Éstas nos muestran claramente que normalmente los países tienen saldos negativos en la cuenta corriente que se compensan con mayores montos de capital externo vía inversiones y préstamos. Así, para el 2001 se ha tenido una cuenta corriente deficitaria la cual se ha financiado en parte con ahorro externo (cuenta de capital y financiera) y con reservas internacionales (balanza global).

En el mismo sentido, el cuadro de la CAN: Balanza de Pagos expone la Balanza Comercial que resulta positiva en términos agregados para los años 1996 y 2001 pero al mismo tiempo distorsionados por el peso que tienen las exportaciones de Venezuela que fundamentalmente están constituidas por el petróleo y derivados. De igual forma el comportamiento de la renta de factores y de la balanza de servicios nos muestra los déficits o saldos negativos que significan un drenaje de recursos económicos de nuestros países hacia el resto del mundo. También, se observa claramente que las balanzas de servicios y de renta de factores son cada vez más negativas para la CAN, es decir estamos dependiendo más de capitales extranjeros para financiar nuestros déficits.

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES:
PRINCIPALES RESULTADOS MACROECONÓMICOS, 1993-2001

	Inflación ^(a)	Crecimiento ^(b)	Desempleo ^(c)
Bolivia	5.1	1.0	5.6
Colombia	15.0	0.5	13.3
Ecuador	34.8	-0.1	10.6
Perú	9.0	2.0	8.8
Venezuela	34.6	-0.5	11.4

Fuente: CEPAL

^(a) Los valores se refieren al ritmo inflacionario, es decir, a la tasa promedio anual de crecimiento del nivel general de precios.

^(b) Tasa promedio anual de variación del PIB per cápita en el período 1993-2001 en dólares de 1995.

^(c) Tasa promedio anual de desempleo urbano.

CAN: BALANZA DE PAGOS
millones de dólares

TRANSACCIONES	CAN		BOLIVIA		COLOMBIA		ECUADOR		PERÚ		VENEZUELA	
	1996	2001	1996	2001	1996	2001	1996	2001	1996	2001	1996	2001
I. CUENTA CORRIENTE	1,483	1,702	-333	-292	-4,755	-1,789	-39	-703	-3,679	-1,094	8,914	4,080
1. BALANZA COMERCIAL	10,379	9,107	-232	-209	-2,092	508	921	-462	-1,988	-90	13,770	9,360
Exportaciones FOB	46,632	52,782	1,132	1,285	10,966	12,775	4,929	4,863	5,898	7,108	23,707	26,751
Importaciones FOB	36,253	43,675	1,364	1,494	13,058	12,267	4,008	5,325	7,886	7,198	9,937	17,391
2. BALANZA DE SERVICIOS	-5,731	-6,216	-167	-266	-1,193	-1,416	-428	-518	-674	-800	-3269	-3215
3. RENTA DE FACTORES	-6,909	-7,114	-184	-210	-2,067	-2,975	-1,024	-1,268	-1,909	-1203	-1725	-1458
4. TRANSFERENCIAS	2,368	4,424	250	393	597	2,094	492	1,545	891	999	138	-607
II. CUENTA FINANCIERA Y DE CAPITAL	10,912	3,841	747	350	6851	2,471	149	940	3,757	1,059	-1,495	-1,009
III. ERRORES Y OMISIONES	-604	-4,713	-112	-94	-370	536	-183	-465	952	452	-892	-5142
SALDO DE BALANZA (I+II+III)	11,790	830	303	-37	1,726	1,218	-73	-228	1,029	417	6,527	-2,071

FUENTE: Comunidad Andina de Naciones.

A. Comunidad Andina de Naciones :

- El ritmo inflacionario anual de Bolivia (5.1%) y Perú (9%) es de un dígito, bastante bajo respecto del ritmo inflacionario que presentan Ecuador (34.8%) y Venezuela (34.6%), lo que otorga a estos dos últimos países una mayor flexibilidad en el mercado laboral y una mayor competitividad en sus exportaciones (mayor depreciación de su moneda).
- Las tasas de crecimiento promedio anual del PBI per cápita son positivas para Bolivia (1%), Colombia (0.5%) y Perú (2%), es decir que cada poblador de estos países está produciendo más por año (sin embargo, estas tasas son modestas); y son negativas para Ecuador (-0.1%) y Venezuela (-0.5%) lo cual estaría expresando un mayor empobrecimiento de sus poblaciones.
- Bolivia y Ecuador presentaron cuentas corrientes deficitarias (-3.5 y -5.7) las que financiaron con ahorro externo (3.1 y 4.0) y con reservas internacionales (-0.4 y -1.7). Colombia y Perú también mostraron cuentas corrientes deficitarias las que se "sobrefinanciaron" con ahorro externo (3.4 y 2.9) lo que contribuyó a que se incrementaran las reservas internacionales (1.5 y 0.8). Venezuela tuvo una cuenta corriente positiva (3.6 del PIB), es más, su cuenta financiera fue deficitaria (-6.2) lo cual significa que prestó al resto del mundo.
- La tasa de desempleo promedio anual del período considerado en Bolivia (5.6%) y Perú (8.8%) está en un dígito, mientras que del resto de los países de la CAN están en los dos dígitos lo cual demuestra la gravedad del problema de la falta de empleo en los países miembros.

El panorama mostrado indica que los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones cuya tasa promedio de crecimiento del PBI per cápita es positiva y cuyo ritmo inflacionario es relativamente bajo, presentan menores tasas promedio de desempleo (la balanza de pagos deficitaria no representaría un problema mientras se pueda financiar con préstamos o inversiones del exterior).

Es necesario destacar que, en promedio, el crecimiento per cápita es menor en países con mayor tasa de desempleo. Las diferencias en las tasas de crecimiento del PIB por persona en cada uno de los países miembros, en el período considerado, pueden deberse a las diferentes intensidades en el uso de los recursos, a diferencias en las eficiencias de los factores productivos (productividad), etc. Aquellos países con menor tasa de crecimiento per cápita presentan un menor empleo de los recursos disponibles (entre ellos el recurso laboral humano).

La potencial existencia de un mercado común en el 2003 ayudaría a lograr mayor homogeneidad macroeconómica entre los países miembros, pero los costes del ajuste serán menores si los países aproximan más sus indicadores macroeconómicos, ésta es una condición "sine qua non" para una real integración económica y comercial. Estas observaciones, que podríamos catalogarlas de mediano plazo, indican claramente que existen diferencias que generarían altos costes en el proceso de integración regional y las cuales se traducirían en discrepancias estructurales de llegar en estas condiciones al mercado común andino en el año 2005.

La inflación, el crecimiento, la balanza de pagos y el desempleo están relacionados a través del ciclo económico (análisis de corto plazo). Y como analizamos a continuación, cada uno de estos indicadores muestra un comportamiento característico en los países miembros de la CAN.

B. CAN: situación por país:

Bolivia

- La tasa de inflación, desde 1995 ha presentado una tendencia decreciente, pasando de 10,6% en ese año hasta llegar a 0,9% en el 2001.
- La tasa de crecimiento anual del PBI per cápita fue positiva hasta el año 1998, (por encima del 2%), en 1999 pasó a ser negativa (-2%) y nula en el año 2000 (0.1%) para volver a ser negativa en el 2001 (-0.9%).
- La balanza global presenta déficit tanto en el 2000 (0.5% del PIB) como en el 2001 (0.4% del PIB), pero presentó una mejora sustancial debido a que el financiamiento externo se redujo (pasó de 4.9% del PIB en el 2000 a 3.1% en el 2001) ante un menor déficit en cuenta corriente (pasó de 5.4% del PIB en el 2000 a 3.5% en el 2001).
- La tasa de desempleo estuvo por debajo del 5% hasta el año 1997. En el 2001 observamos que el desempleo aumentó en más de 4 puntos porcentuales llegando hasta el 8.5%.

La tasa de desempleo en Bolivia no es afectada claramente por la tasa de crecimiento del PIB per cápita en el período analizado, sin embargo podemos precisar que para tasas de desempleo mayores a 4.5%, el empleo aumentó ante incrementos en el PIB per cápita.

Asimismo, cuando la tasa de crecimiento del PIB per cápita superó el promedio anual (1%) la tasa de desempleo estuvo por debajo del promedio anual (5.6%), el desempleo fue mayor a su promedio anual cuando la tasa de creci-

miento del producto por persona fue mayor a su promedio para valores muy cercanos al 5.6% de desempleo, y menor a su promedio para valores alejados. A tasas de desempleo por encima del promedio anual (5.6%) le correspondieron tasas de inflación por debajo del ritmo inflacionario anual (5.1%); existe una relación inversa entre inflación y desempleo en el período considerado.

Colombia

- La tasa de inflación ha mostrado un ritmo decreciente desde 1993 hasta el 2001; de tener una tasa de inflación del 22.6% pasó a una tasa de 7.7% (aún alta para los estándares internacionales).
- La tasa de crecimiento anual del PBI per cápita tuvo su valor más alto en 1994 (3.8%) y su valor más bajo en 1999 (-5.5%). Desde el año 1998, la economía colombiana presentó tasas de crecimiento negativas.
- La balanza de pagos ha sido positiva en el 2000 y en el 2001 (1% y 1.5% del PIB respectivamente), pero como resultado de un mayor endeudamiento externo en ambos años. El superávit del 2000 estuvo constituido en un 60% por endeudamiento financiero externo, y el superávit del 2001 fue casi en su totalidad endeudamiento externo (1.4% del PIB).
- El desempleo tuvo una tendencia creciente y mostró un cambio radical en el período considerado, porque en ocho años pasó de 8.6% (1993) a un nivel de 18.2% (2001) lo cual expone la gravedad de los problemas en relación a la falta de empleo, que se agravan por la violencia política que aqueja a dicho país.

Existe una relación negativa entre la tasa de crecimiento del PIB per cápita y la tasa de desempleo entre 1993 y 2001, es decir que ante incrementos del PIB per cápita, el desempleo disminuirá. La tasa de desempleo promedio anual es muy alta (13.3%) respecto a lo que se esperaría de un nivel de desempleo estructural. La tasa de desempleo estuvo por debajo del promedio anual (13.3%) cuando la tasa de crecimiento del PIB per cápita superó el promedio anual (0.5%), y el desempleo fue mayor a su promedio anual, cuando la tasa de crecimiento del producto por persona fue menor a su promedio. Asimismo existe una relación inversa entre inflación y desempleo por lo que a tasas de desempleo por encima del promedio anual (13.3%) le correspondieron tasas de inflación por debajo del ritmo inflacionario anual (15%).

Ecuador

- La tasa de inflación mantiene niveles muy altos respecto al resto de países miembros de la Comunidad Andina, la menor tasa entre 1993 y el 2001 ha

sido de 22.4% (2001) y la mayor tasa fue de 91% (2000). El ritmo inflacionario de este país otorga alta flexibilidad al mercado laboral.

- El crecimiento anual del PIB per cápita tiene un comportamiento muy irregular, lo cual es un indicador de las diferentes crisis que ha pasado este país en la década del noventa. En el 2001 muestra un crecimiento del 4.1%, pero tal vez sea resultado de la política monetaria expansiva que practicó el gobierno previo a la dolarización.
- El 2000 la balanza de pagos presentó un déficit descomunal (42% del PIB) debido a una masiva fuga de capitales que representó el 48.5% del PIB, de nada sirvió obtener una cuenta corriente positiva del 7%. Para el 2001 se normalizó el comportamiento de la balanza de pagos (-1.7%), los capitales externos financiaron (4% del PIB) el déficit en cuenta corriente (5.7% del PIB).
- Los últimos cuatro años la tasa de desempleo ha sido de dos dígitos, llegando al 15.1% en 1999, hacia el 2001 se muestra una reducción del desempleo (10.4%), sin embargo es preocupante que más del 10% de la PEA esté desempleada.

Cuando la tasa de crecimiento estuvo por encima de la tasa de crecimiento per cápita promedio anual (-0.1%) la tasa de desempleo ha sido menor a la tasa promedio anual de desempleo (10.6%), pero no se observa una fuerte correlación debido al comportamiento irregular de estos indicadores. Sin embargo, la tasa de inflación está correlacionada positivamente con la tasa de desempleo (mayor inflación genera más desempleo).

Perú

- La tasa de inflación ha mostrado un comportamiento claramente decreciente ya que pasó de 39.5% en 1993 a -0.1% en el 2001 (cada año se obtuvieron tasas menores de inflación).
- La tasa de crecimiento anual del PBI per cápita fue positiva hasta el año 1997 (oscilando entre el 0.7% y el 10.8%), a partir de 1999 se observan tasas de crecimiento per cápita negativas.
- Tanto en el 2000 como en el 2001 la cuenta financiera contribuyó con un monto equivalente al 2.9% del PIB, por lo que la variación en el resultado de la balanza de pagos (pasó de un déficit del 0.2% del PIB a un superávit del 0.8%) se explica totalmente por la variación de la balanza en cuenta corriente (pasó de un déficit del 3% del PIB a uno de 2%).

- La tasa de desempleo ha sido estacionaria en este período, no muestra grandes alteraciones, su valor más bajo se dio en 1996 (8%) mientras que el más alto fue en 1993 (9.9%). En el 2001, la tasa de desempleo fue de 9.3%.

No ha existido correlación alguna entre las tasas de crecimiento del PIB per cápita y la de desempleo. Las altas tasas de crecimiento a inicios del período no se han traducido en alteraciones de la tasa de desempleo. Las tasas de inflación y desempleo tampoco mostraron ninguna correlación, excepto la de encontrarse bastante concentradas alrededor del ritmo inflacionario anual (9%) y de la tasa de desempleo promedio anual (8.8%). Tal comportamiento se puede explicar en la estabilidad del desempleo y porque las expectativas de inflación se encuentran ancladas a niveles bastante bajos, entonces el mercado laboral presenta alta rigidez porque los cambios en el salario real necesariamente se dan a través de cambios en el salario nominal.

Venezuela

- La tasa más alta de inflación se dio en 1996 (103.2%), año en el que se inició una reducción sostenida de la misma hasta llegar a una tasa de 12.3% para el 2001.
- La tasa de crecimiento del PIB per cápita ha sido bastante irregular ya que pasaba de valores negativos a valores positivos prácticamente cada dos años. Solamente los dos últimos años del período de análisis presentan tasas positivas (1.8% en el 2000 y 0.9% en el 2001). La tasa de crecimiento más alta se alcanzó en 1997 (5.2%) pero la más baja se dio en 1999 (-7.7%).
- Es un país con balanza en cuenta corriente en superávit (10.9% y 3.6% del PIB en el 2000 y 2001) por lo que los resultados en balanza de pagos son de superávit en el 2000 (4.8%) y déficit en el 2001 (1.7%). El superávit en cuenta corriente se debe básicamente a la enorme capacidad exportadora de petróleo.
- La tasa de desempleo mantuvo durante todo el período de referencia un ritmo claramente creciente ya que hacia 1993 la tasa fue de 6.6% y en 1999 se tuvo una tasa de 14.9%, año en el que el desempleo decreció levemente hasta llegar a 13.4% en el 2001.

La tasa de crecimiento per cápita y la tasa de desempleo no presentan alta dispersión e irregularidad entre 1993 y 2001 porque para tasas de crecimiento bastante similares se han tenido tasas de desempleo bastante disímiles. A excepción de dos datos *out layers*, la tasa de inflación y la tasa de desempleo

presentan una relación claramente negativa. El ritmo inflacionario de 34.6% flexibilizó el mercado laboral, además permitió al gobierno la extracción de bienes de los ciudadanos a través del impuesto inflación.

4.2 Otros indicadores macroeconómicos relevantes: PIB, términos de intercambio, deuda externa y PEA

A. Producto Interno Bruto Real: (tasa de crecimiento anual a precios de 1995)

Los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones han presentado un crecimiento promedio del producto interno bastante bajo en el período de análisis (ver cuadro *Comunidad Andina de Naciones, Producto Interno Bruto*). Perú es el país que presentó una mayor tasa de crecimiento promedio (3.8% al año) mientras que Venezuela mostró la tasa de crecimiento promedio más baja (1.6% al año). Bolivia, Colombia y Ecuador han presentado tasas de crecimiento de 3.4%, 2.5% y 1.9% respectivamente.

En los últimos años, luego de pasadas las crisis financieras que generaron efectos devastadores en los países comunitarios, éstos presentaron en 1999 tasas de crecimiento muy reducidas (Bolivia 0.4% y Perú 0.9%), hasta negativas en la mayoría de ellos (Colombia -4.2%, Venezuela -6.1% y Ecuador -7.3%).

En los años 2000 y 2001 todos presentaron recuperación en su producción de bienes y servicios. El año 2000 los países que tuvieron tasas negativas durante 1999 presentaron prácticamente la misma tasa (2.4%, 2.7% y 2.3%), y fue Venezuela el que creció más con 3.2%, mientras que Perú mostró un crecimiento del 3.1%. Para el año 2001 todos los países redujeron su tasa de crecimiento del PIB real a excepción de Ecuador que creció un 5.6% en términos reales.

Como resulta evidente, las tasas de crecimiento en términos reales no muestran un comportamiento estable a través del tiempo, lo cual denota la sensibilidad del mismo ante los distintos sucesos de la economía; los agentes en estos países aún conservan en sus expectativas los rezagos de las crisis anteriores.

B. Términos de intercambio (cifras a precios constantes de 1995) :

El análisis de la relación de intercambio (ver cuadro *Comunidad Andina de Naciones, Relación de Precios del Intercambio*) si bien está influenciado por el año base, por lo que las apreciaciones siguientes pueden mostrar ciertas variaciones, nos permite captar la vulnerabilidad externa de nuestras economías dependientes de la exportación de materias primas y la importación de bienes de capital e insumos. En particular del Perú donde más del 65% de

sus exportaciones están constituidas por productos mineros y pesqueros, a diferencia de Colombia y Ecuador que han diversificado sus exportaciones en mayor grado y de Venezuela donde más del 50 % de sus ingresos dependen del precio internacional del petróleo.

Bolivia presenta un comportamiento relativamente estable desde 1996 y por encima de los precios que recibió en 1995. Los niveles más altos en sus términos de intercambio los alcanzó en 1997 con un nivel de precios 15.6% por encima de los que obtuvo en 1995. Es el único país que mantuvo sus términos en un índice mayor a 100 (109.9) en el año 1998, en plena crisis financiera internacional (ocurrió una gran contracción en las exportaciones).

Perú ha visto deteriorarse sus términos de intercambio, los precios de sus exportaciones han sido decrecientes cada año –en el 2001 los precios de sus exportaciones fueron 22.5% menores a los de 1995- y solamente en 1997 (año de gran crecimiento) sus precios de exportaciones aumentaron en 3.2% respecto al año base. Es el único país que presentó este comportamiento, el resto de países presentan precios de exportación mayores a los de 1995.

Tanto Colombia y Ecuador son los países que han tenido un comportamiento bastante similar caracterizado por grandes fluctuaciones cada año en las relaciones de intercambio, sin embargo permanecieron por encima del año base. Hacia el 2001 Colombia presentó un índice de 109.2 mientras que el de Ecuador fue 114.2.

Venezuela también presenta grandes variaciones en su relación de intercambio, pero los precios de sus exportaciones han sido bastante grandes en los años 2000 y 2001 con 57.4% y 31.8% por encima del precio de las exportaciones de 1995.

C. Deuda externa :

Uno de los componentes que reducen el ahorro interno, y por tanto las inversiones en la CAN, es decir su capitalización, es el pago de la deuda contraída con el resto del mundo. Los países de la Comunidad Andina de Naciones tienen en común que todos los años contraen deuda a fin de financiar sus déficits, hacia el 2001 el stock de deuda externa bruta de los países de la CAN fue de US\$ 118,418 millones (ver cuadro: *Comunidad Andina de Naciones, Deuda Externa Bruta*). Los países con mayor nivel de endeudamiento son el Perú y Venezuela con US\$ 27,653 millones y US\$ 32,229 millones respectivamente.

En el año 2001, la deuda externa de Bolivia ascendió a US\$ 4,240 millones, lo cual significó una reducción de US\$ 87 millones respecto al año anterior (US\$ 4,327 millones) pero un incremento de US\$ 456 millones en relación a 1993

(US\$ 3,784). La reducción con respecto al año 2000 se dio gracias al alivio de deuda en el marco de la iniciativa HIPIC y Club de París VII y VIII. La deuda externa como porcentaje del PIB ascendió a 57.5%.

Colombia presentó un incremento en nivel de endeudamiento externo en el período considerado (pasó de US\$ 19,908 millones en 1993 a US\$ 39,885 millones en el 2001) de US\$ 19,977 millones. Durante los años 1998 al 2000 hubo cierta estabilidad en el stock de deuda externa, en el 2001 aumentó en casi US\$ 3.5 mil millones.

Ecuador y Perú mantuvieron el stock de deuda externa durante el período de análisis. Ecuador pasó de un stock de deuda externa de US\$ 13,631 millones en 1993 a tener una deuda de US\$ 14,411 millones en el 2001, mientras que Perú pasó de US\$ 27,447 millones a US\$ 27,653 millones en el mismo período. Venezuela es el único país que ha reducido su stock de deuda externa, en 1993 ésta era de US\$ 40,836 millones y para el 2001 de US\$ 32,229 millones (se redujo en más del 21%).

El endeudamiento externo de los países miembros de la CAN no hace más que ratificar lo que dijera el Libertador Simón Bolívar que la "deuda externa se hace eterna" pues mientras más pagamos más debemos, de allí que un ciudadano boliviano viene al mundo debiendo US \$ 498 dólares, uno de Colombia US \$ 926, de Ecuador US \$ 1,119, del Perú US \$ 1,060 y de Venezuela US \$ 1,308 dólares.

Es decir el análisis de la deuda externa per cápita resulta el indicador más apropiado para estimar la gravedad del problema que limita las posibilidades del crecimiento sostenido, en particular de Ecuador y Perú. En cambio, es Colombia el país que tiene los menores compromisos de deuda externa per cápita tal como se puede observar en el cuadro (*CAN: Deuda Externa Per cápita*).

D. Población económicamente activa :

La población total de la CAN (ver cuadro *Comunidad Andina de Naciones, Población Total*) pasó de 96.80 millones de habitantes en 1993 a 117.25 millones en el 2002, es decir que la población aumentó en más del 21%. Bolivia es el país con menor población con una participación del 7% de la CAN (8.7 millones de habitantes en el 2002) mientras que Colombia es el de mayor población con una participación del 37% (43.8 millones de habitantes en el 2003). Perú presentó la menor tasa de crecimiento de la población en el período (18.6%) y en el 2002 cuenta con más de 26.5 millones de habitantes que representan el 22 % de la población total de la CAN para dicho año.

Esta población de más de 117 millones, no representa necesariamente un gran mercado de consumidores ya que se debe considerar quiénes están insertos en el mercado y quiénes no lo están porque la relación de dependencia es mayor al 60% (62.4% en el 2002). Es decir, el mercado potencial que representa la CAN no puede analizarse a partir de la población en términos absolutos sino del poder de compra y los niveles de ingresos que tiene la población de la comunidad.

En tal sentido, sirva el indicador de la población económicamente activa de la CAN que alcanzó los 47.95 millones de habitantes en el 2002 (41% de la población total), la PEA urbana fue de 36.64 millones de personas (31% de la población total) y la PEA rural fue de 11.31 millones de personas (10% del a población total). Ver el cuadro *CAN: Población Económicamente Activa 1992/2002*.

La PEA presentó una tasa de crecimiento mayor a la de la población total (74%). Cabe precisar que Colombia es el país con mayor PEA y mayor crecimiento de ésta en la subregión (17.89 millones de personas y 76% respectivamente), mientras que Bolivia es la de menor PEA (3.27 millones) y Ecuador el de menor crecimiento de la PEA (72%). La PEA de Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela son el 38%, 41%, 41%, 43% y 40% respectivamente, de sus poblaciones totales.

El 33.8% de la población total fueron menores de 15 años en el 2000, en 1995 representaban el 35.8%, además aumentó la esperanza de vida de 68.2 años (1995) a 69.8 años (2000), podemos decir que la población es ligeramente más vieja. La población con mayor esperanza de vida es la venezolana con 72.8 años y la de menor esperanza de vida es la boliviana con 61.4 años.

Sin embargo, como lacerante expresión del atraso y del subdesarrollo el indicador de la tasa de mortalidad infantil, nos recuerda que en los países de la CAN de cada 100 niños, el 3.74% fallece antes de cumplir el año. Este indicador de la pobreza es mayor en países como Bolivia 6.56%, Ecuador 4.56%, Perú 4.5%, Colombia 3.0%. Siendo Venezuela el país que tiene la menor tasa de mortalidad infantil con el 2.09%. Es evidente que si hacemos referencia a la población rural las tasas serían mayores. Ver el cuadro *CAN: Indicadores de la Población Total*.

Es de suponer que la existencia de una población mayoritariamente urbana en los países miembros de la CAN constituye una condición importante para la integración económica en general y energética en particular de los países vecinos Perú/ Ecuador, Ecuador/ Colombia, Perú / Bolivia. Ello está relacionado con el proceso de urbanización que con sus características se ha manifestado entre los países miembros de la CAN.

4.3 Análisis y comentarios al panorama económico de los países miembros de la CAN

Los resultados macroeconómicos alcanzados por los países comunitarios en el 2001 dependieron en gran medida de la desaceleración en la economía mundial (EE.UU., Japón y la Unión Europea experimentaron modestas tasas de crecimiento) la cual creció a menos del 1.5% en el 2001 y se espera que en el 2002 no sea mayor al 2%. Este menor crecimiento del producto mundial se tradujo en menor demanda internacional generando así la contracción de las exportaciones de la CAN y afectó negativamente los términos de intercambio. El efecto negativo fue incrementado por el atentado terrorista del 11 de septiembre de 2001 el cual incorporó mayor inestabilidad (repercutiendo notablemente sobre los niveles de crecimiento y empleo de los países de la región). Asimismo, la crisis económica y financiera de Argentina incidió fuertemente en la inestabilidad financiera reduciendo el atractivo de los mercados emergentes para los inversionistas extranjeros a pesar de la política monetaria expansiva aplicada en la economía de Estados Unidos.

El incremento de la percepción del riesgo por parte de los inversionistas produjo fuertes salidas de capital de los mercados emergentes generando significativas fluctuaciones en la mayoría de los precios de los productos básicos (el petróleo entre ellos). La crisis de la economía mundial en el 2001 fue más profunda que la crisis asiática de 1998 y 1999, la crisis en el 2001 tuvo orígenes en la desaceleración del producto y comercio mundiales (impacto global) mientras que la crisis asiática tuvo orígenes financieros (impactos regionales). Tanto los EE. UU., como la Unión Europea y Japón coincidieron en la fase descendente del ciclo económico (lo mismo ocurrió en 1982), obteniéndose de esta manera las tasas de crecimiento del producto y del comercio mundial más bajas de los últimos siete años. Además se deterioraron las condiciones financieras, las principales bolsas de valores mostraron resultados bastante volátiles, sobretodo desde el primer trimestre de 2001.

América Latina también presentará un ritmo de crecimiento bastante bajo, lo cual es explicado por la recesión mundial y por la depresión de los precios de los productos básicos, con excepción del petróleo y derivados que desde diciembre de 2000 han superado los US\$ 30 dólares el barril. La recuperación de los precios está en función del comportamiento de la demanda de los principales países importadores de materias primas (países desarrollados y asiáticos). A pesar que durante el 2001 los países de la CAN se aislaron de efectos contagio, la situación Argentina podría derivar en mayores perturbaciones financieras en la región además de inestabilidad cambiaria y movimientos de capital en sus principales socios comerciales (como Bolivia).

Este contexto determinó que la reducción de las altas tasas de desempleo en los países de la CAN se defina como un objetivo casi imposible de resolver porque además las políticas internas no fueron del todo expansivas y porque los países comunitarios se enfrentaron a procesos electorales en el 2002 (elecciones regionales en el Perú y en el resto de países elecciones presidenciales a excepción de Venezuela), los inversionistas se alejaron aún más de la subregión contribuyendo a los magros resultados obtenidos. Es evidente que los problemas relacionados con la inestabilidad política y violencia de Venezuela y Colombia hace aparecer el panorama sombrío en relación a las posibilidades de crecimiento sostenido.

Al interior de la CAN existen grandes retos a cumplir entre los cuales se encuentra la consolidación de un mercado común para el 2005, el impulso a la integración eléctrica y la convergencia macroeconómica.

Los Presidentes de los países andinos al decidir en su XI Cumbre establecer un Mercado Común Andino a más tardar el 2005 (Cartagena de Indias, mayo de 1999) determinaron que a la libre circulación de bienes se agregue la libre movilidad de servicios y factores productivos (capital y trabajo) en los países miembros. Asimismo en la XIII Cumbre (Carabobo, junio de 2001) se decidió el pleno funcionamiento de la Unión Aduanera mediante la adopción del arancel externo común y la adopción de políticas comunes (política agrícola y otras) y se continúa desarrollando otras medidas que coadyuven a lograr el objetivo trazado.

Al liberalizar el comercio de bienes se pretende que los cinco países miembros de la CAN constituyan un único territorio en el que las mercancías originarias de estos países circulen libremente en los países miembros sin pagar derecho aduanero alguno. Liberalizar el comercio de servicios (se espera lograr antes de 2005) significará que cualquier persona natural o jurídica residente en uno de los países miembros podrá ofrecer y prestar sus servicios en cualquier país de la CAN. Dar libre movilidad a los factores productivos es uno de los mayores retos -liberar el capital permitirá el acceso, sin restricción alguna, a la oferta de fondos prestables en cualquiera de los países miembros (¿mayor competencia en el sector financiero?) y para las personas significará que podrán establecer su residencia en cualquier país miembro con propósito de trabajo, estudio, inversión o jubilación- porque requerirá alto grado de coordinación y cooperación en las políticas de regulación, sistemas educativos, condiciones laborales, etc.

En dicho contexto, las posibilidades de la integración eléctrica (interconexión e intercambio de electricidad) entre los países miembros de la CAN fueron decididas en diciembre de 2002 por los Ministros de Energía en reunión de Comisión Ampliada (Decisión 536). Para llegar a esta decisión se desarrolla-

ron estudios, análisis y reuniones previas que determinaron la viabilidad de este objetivo como son: la redacción del documento *Propuesta de Armonización de Marcos Normativos* (noviembre 2001) por especialistas de los organismos reguladores de cada país (excepto Bolivia). En el mismo se señalaron los principios a cumplir para la armonización normativa; el *Acta de Santa Cruz de la Sierra* (enero de 2002) destacó la importancia estratégica del sector energía en el proceso de integración; y la suscripción del *Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica* en el que se establecieron los principios generales para la integración energética.

Alcanzar el mercado común requiere del cumplimiento de ciertas metas de convergencia macroeconómica:

- En la III Reunión del Consejo Asesor de Ministros de Economía, Bancos Centrales y responsables de planeación económica (mayo de 1999) se asumió el compromiso de reducir la tasa de inflación anual a un dígito.
- Durante la V Reunión del Consejo Asesor (junio de 2001) se definió el 31 de diciembre de 2002 como fecha límite para que todos los países alcancen la meta señalada de inflación y se convino que durante el último trimestre de este año se revisaría la actual meta en materia de inflación.
- El Consejo Asesor también adoptó criterios de convergencia en materia fiscal:
 - ✓ A partir del año 2002 el déficit del sector público no financiero no excederá del 3%. Excepcionalmente durante los años 2002 al 2004 dicho indicador podrá llegar al 4%.
 - ✓ El saldo de la deuda pública (externa e interna) del sector público consolidado no debe exceder del 50% del PIB. Cada país debía fijar el año desde donde debía regir este compromiso para sí, sin que en ningún caso se pueda exceder el año 2015.
 - ✓ El mismo Consejo formalizó un mecanismo de seguimiento: el Grupo Técnico Permanente, que tiene como encargo hacer el seguimiento de las metas de convergencia en materia de inflación y déficit fiscal.

Todo indica que Ecuador cumpliría con el compromiso de alcanzar una tasa de inflación de un dígito a diciembre de este año, no así Venezuela que al cierre del 2002 registraría una tasa que bordearía el 30% debido al ajuste de su paridad cambiaria desde que se abandonó el sistema de bandas cambiarias en el mes de febrero. El resto de países ya cuentan con tasas de inflación de un dígito.

Bolivia registra resultados fiscales que caen fuera del límite comunitario en el año 2001 y se espera una situación similar para 2002 (debido a una mayor política fiscal expansiva con la que el gobierno ha tratado de reactivar su economía). En el 2001, Colombia y Perú registran resultados fiscales que caen dentro de la meta comunitaria de un déficit no superior al 3% del PIB y Ecuador incluso acumula un superávit del 1.2% del PIB; para el 2002 en Colombia existiría un deterioro en su posición fiscal pero estaría dentro del límite más alto del 4% del PIB, que establece la meta comunitaria con carácter transitorio, para los años 2002-2004; y en el Perú se registraría un resultado similar al año 2001 (2.5% del PIB) en tanto Ecuador tendría un virtual equilibrio. Venezuela registró un déficit del 3.6% y la situación será peor para el 2002 por los conflictos sociales y políticos que enfrenta, además que el Gobierno de Chávez está empeñado en lograr la aprobación de un paquete de medidas tributarias para evitar la volatilidad derivada de las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo.

Los pronósticos para el 2002 no contribuyen en mucho para mejorar la situación de los países miembros de la CAN. El FMI pronostica que este año el PIB de la Argentina caerá 16% y considera que la inflación será de 48%; además señala que las perspectivas son bastante malas en América Latina, a excepción de México y Chile, calculó que el crecimiento económico de América Latina se contraerá este año en 0,6%. Kenneth Rogoff, economista jefe del Fondo Monetario, dijo que *"los riesgos de empeoramiento son mayores en América latina, donde los mercados financieros se han visto sacudidos por acontecimientos políticos y hay renovadas preocupaciones sobre vulnerabilidades macroeconómicas duraderas"*. Para Brasil, el FMI calculó un crecimiento del 1,5% durante este año y del 3% en el 2003, además pidió a Brasil que siga con sus ajustes fiscales para reducir su elevada deuda. Para México pronostica un crecimiento del 1,5% en el PIB para este año y una recuperación hasta el 4% para el 2003.

En verdad, el panorama de los países miembros de la CAN es difícil para la integración económica y comercial en general y energética en particular, pues existirían factores institucionales que debilitan el fortalecimiento de la capacidad negociadora de la CAN frente a otros organismos multilaterales, y mercados.



CAPÍTULO II

**COMUNIDAD ANDINA
DE NACIONES E INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA**

1. APRECIACIÓN SOBRE LA INTEGRACIÓN

La economía mundial actualmente está atravesando dos procesos simultáneos pero intrínsecamente opuestos: la globalización y la regionalización. Mientras que la globalización para los países subdesarrollados resulta prácticamente un proceso de internacionalización de los procesos de producción, con consecuencias muchas veces negativas desde el punto de vista social por el efecto de las reformas estructurales impuestas bajo el Consenso de Washington, la regionalización y el establecimiento de países con acuerdo de políticas de mercado común (comercial, económica, financiera, tecnológica etc.) es ya una realidad; sirva de ejemplo la Unión Europea, Tratado de Libre Comercio de América del Norte, Mercado Común del Sur, etc.

Es más, para muchos entendidos como Paul Krugman, la globalización ya alcanzó sus límites máximos, de modo que estaríamos en presencia de un retorno a la competencia entre bloques regionales. Otros como George Stiglitz, ex director del Banco Mundial, en su libro "El Malestar de la Globalización", realiza una crítica desde adentro sobre los límites y las consecuencias económicas sociales para los países que asumieron indiscriminadamente las políticas de "libre mercado", desregulación, apertura, privatización en el marco del proceso de globalización.

En este contexto, se observa que en América Latina se está promoviendo la llamada *Nueva Integración* que realza la dimensión transnacional en lugar de la coherencia interna de las economías, como premisa para proyectarse hacia la economía internacional, que le permita a los países asociados un mayor poder de negociación.

Es decir, se está impulsando la integración básicamente en términos de incrementar la capacidad de negociación con otros bloques económicos, lo cual no resulta extraño ya que el mismo EE. UU. impulsa el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) con el objetivo de tener un mayor poder de presión para ingresar a los apetecidos mercados de la Comunidad Europea, Japón, China, etc.

A diferencia del ALCA que es una opción particular de globalización de la regionalización, la tendencia a continuar la liberalización comercial es la opción general de los gobiernos pertenecientes a la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Los pasos asumidos en función del cumplimiento del Consenso de Washington ha generado una tendencia a eliminar toda obstáculo que se interponga entre las preferencias intra andinas y la liberalización general indiscriminada; de continuar este proceso de conciliación de los acuerdos de integración con la liberalización general indiscriminada, es bastante probable que la economía mundial diluya la integración andina en el ámbito de la globalización.

Esta práctica impulsada por los gobiernos a fin de lograr la integración al mundo, mellando la integración regional, resulta peligrosa si no se cuenta con las capacidades para enfrentarse a grandes poderes económicos nacionales y empresariales. Los éxitos financieros y comerciales de Corea y Taiwán, así como los resurgimientos de Japón y Alemania como potencias mundiales en pocos años, se lograron a espaldas de los consejos del Banco Mundial; en estos países el papel del Estado fue determinante, como lo fue también la decisión de construir la economía por ellos deseada y cuando desarrollaron sus capacidades industriales iniciaron negociaciones para la apertura, ya que ellos necesitaban nuevos mercados para sus productos.

En sentido opuesto, algunos dirigentes de los países de la Comunidad Andina pretenden la liberalización indiscriminada sin crear previamente capacidades productivas necesarias, por lo pronto, se han transferido numerosos e importantes activos a empresas transnacionales extranjeras, que por definición siguen una estrategia corporativa cuyo objetivo no es de ninguna manera la construcción de naciones fuertes. En todo caso el planeamiento estratégico de las empresas transnacionales en su desarrollo, no coincide necesariamente con el desarrollo de nuestros países.

Los países de la Comunidad Andina (CAN) deben redefinir sus posiciones respecto a la liberalización indiscriminada a favor de un proceso de integración regional a fin de conciliar objetivos de desarrollo -no debemos olvidar lo sucedido durante la crisis asiática y la crisis rusa- demostrando conciencia respecto a que la economía no se rige por normas únicas y que lleva a resultados uniformes en cualquier país del mundo. Es entonces prioritario rectificar el modelo de integración regional conciliado con la apertura indiscriminada al mundo, sino la regionalización se esfumará en la globalización. En tal sentido, la integración en la CAN es una aspiración, un problema y una posibilidad.

Es así que coincidimos con la propuesta de *Alfredo Guerra-Borges*, quién propone una estrategia de integración denominada *Regionalización de la Globalización* cuando señala que:

“Profundizar los procesos de integración regional para que, como parte de un sostenido esfuerzo de cambio estructural, la cooperación de los países haga posible el pleno desarrollo de los recursos internos de la región, se eleve la calidad de vida de la población y se aprovechen eficientemente las opciones que abre la globalización”

Este proceso de integración regional debe significar alcanzar gradualmente mayores grados de interdependencia a través de la ejecución de políticas regionales de utilización de los recursos internos (naturales y humanos) de la región, la integración física del espacio regional y la remodelación de la presencia regional frente al mundo.

Este tipo de integración podría implementarse entre los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, debido a los avances obtenidos en materia de integración. Como nuestro tema está referido a la integración energética entre los países de la CAN no profundizaremos al respecto, sin embargo esta apreciación es relevante para el mismo.

Es en agosto de 1997 que la integración en la Comunidad Andina adopta un manejo de alta jerarquía gubernamental debido a que entró en vigencia el Protocolo de Trujillo que no sólo significó la creación de la figura de Secretario General de la CAN (en lugar de la Junta de tres miembros), sino porque incorporó el Consejo Presidencial Andino y el Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores, este último con capacidad de adoptar decisiones que tiene carácter vinculante para los países miembros. Asimismo, el Protocolo de Trujillo estableció el Sistema Andino de Integración el cual articularía los distintos órganos existentes en búsqueda de un proceso coordinado de integración en todos los aspectos.

En el cuadro *“CAN: Principales Indicadores de la Integración Andina”* se presenta de manera agregada la importancia económica de la CAN y las posibilidades para aumentar la capacidad negociadora. Con una población para el 2001 de 115 millones de habitantes, y una población económicamente activa (PEA) de 46 millones de trabajadores y un producto interno bruto global (PIB) de 283 mil millones y un per cápita de US \$ 2,464 mil dólares, expone una realidad que debiera ser potenciada para elevar el bienestar de la población con un crecimiento económico sostenido con redistribución social.

En pleno proceso globalizador, la CAN representa el 11 % de las exportaciones mundiales con más de US \$ 52 mil millones sin embargo las exportaciones al interior es decir intracomunitarias representan los US \$ 5,631 millones

que resultan equivalentes apenas al 10.7 % de las exportaciones, lo cual expone las posibilidades de crecimiento de las exportaciones al interior de la CAN. Si bien resulta alentador que la mayor parte de las exportaciones intracomunitarias esté conformada por manufacturas, por valores de US \$ 5,071 millones, es decir, que en el comercio de exportación al interior de los países de la CAN son las manufacturas las que tienen un peso preponderante del orden de un 90 %, tal como se puede observar en el cuadro "*CAN: Principales Indicadores de la Integración Andina*"; en cuanto a las ventas al exterior de la CAN, y las ventas por país miembro del grupo andino al mundo, el comercio del crudo y derivados es el de mayor importancia, teniendo una participación del total exportado entre el 36% y 50% entre los años 2000 y 2001.

2. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

La Secretaría General recibió en el año 1998 un mandato de los Presidentes para elaborar las bases de lo que sería un programa para el perfeccionamiento y profundización de la integración andina y el desarrollo de propuestas para el cumplimiento del objetivo de conformar el mercado común. Los Presidentes de los países miembros de la CAN reunidos en Cartagena de Indias en el año 1999 y a partir de ese documento, establecieron que a más tardar en el año 2005 debería constituirse el Mercado Común Andino.

En atención a dicha directriz, la Secretaría General elaboró el documento *Bases para el Perfeccionamiento y Profundización del Proceso de Integración Subregional* (documento SG/dt 52/Rev.1 del 23 de marzo de 1999), cuyo objetivo fue el de identificar las grandes líneas de acción que orientarían el proceso de integración andino en la formación de un mercado único y eficiente. Dicho documento señalaba las acciones concretas que los países deberían adoptar progresivamente, de modo tal que en el año 2005 esté plenamente conformado el Mercado Común Andino.

Al respecto, la Secretaría General puso a consideración de los órganos decisorios del Acuerdo de Cartagena diversas iniciativas y propuestas de normas comunitarias tendientes a perfeccionar o profundizar, según sea el caso, la libre circulación de bienes, servicios y factores productivos (capital y trabajo), así como a definir los indispensables aspectos de cooperación, complementarios a los instrumentos tradicionales de integración.

Uno de los grandes ejes para este proceso de liberación de la circulación de bienes, servicios y factores productivos es el sector energético debido a que se encuentra directa y significativamente correlacionado con las grandes inversiones y el crecimiento económico en los países miembros de la CAN. Al respecto se han dado importantes avances siendo uno de ellos el *Acuerdo*

para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica* (Decisión 536 del 22 de septiembre del 2001, suscrita por los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, en presencia del Director de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, Bolivia no suscribió el acuerdo). El otro aspecto significativo en este proceso lo encontramos en el *Acta de Santa Cruz de la Sierra* (firmada el 30 de enero del 2002 por el Consejo Presidencial Andino en pleno) la cual destaca la creciente importancia estratégica de la temática energética.

Entre los países de la CAN existen numerosas experiencias de intercambio de energía lo cual constituye un instrumento poderoso para la iniciada integración energética que permita un suministro autosuficiente y la posibilidad de exportación a otros bloques económicos.

** Es importante destacar que ya existe una interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia desde diciembre del 2002 y se proyecta en el 2003 la integración eléctrica entre Perú y Ecuador.*

3. POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

Como veremos a continuación la CAN resulta superavitaria en todos los recursos energéticos, según la información proporcionada por la *Energy Information Administration* (EIA), la Agencia Gubernamental de los Estados Unidos de Norteamérica en materia de energía, y principal fuente de información energética. En los países de la CAN los recursos energéticos resultan abundantes, y por lo tanto son más que suficientes, para dar garantía de autosuficiencia energética con tarifas razonables y con grandes capacidades de exportación así como enormes posibilidades de un consumo más eficiente de los recursos energéticos disponibles, en el marco de un principio fundamental de economía energética : *cada país debe utilizar, consumir los recursos energéticos que más posee en abundancia propendiendo a la autonomía energética.*

Situación alentadora debido principalmente a que las proyecciones realizadas por la EIA (ver cuadro: *Consumo Mundial de Energía, 1990 – 2020*) estiman que el consumo de energía mundial será mayor a 492 cuatrillones de BTU en el año 2010 (29% más respecto a 1999), de los cuales los países industrializados representan el 50% (más de 246 cuatrillones de BTU), para ese mismo período el consumo de energía en América Latina (América Central y Sudamérica) se incrementará en 43%. Para el 2020 el consumo mundial de energía será de 611 cuatrillón de BTU, de los cuales los países industrializados utilizarán 277.8 cuatrillones de BTU que representan el 45 %

del consumo mundial. De otro lado América Central y Sudamérica consumirán 43 cuatrillones de BTU, que representará el 7 % del consumo mundial para dicho año.

En el mismo sentido, para ese mismo período al 2010, las instituciones especializadas en temas energéticos a nivel mundial como *Energy Information Administration (EIA)*, *DRI-WEFA World Energy Service*, *PIRA Energy Group*, *Petroleum Economics Ltda.*, coinciden en señalar que el gas natural y el petróleo serán los combustibles con mayores tasas de crecimiento (ver cuadro: *Comparación de las Tasas de Crecimiento del Consumo Mundial de Energía por Combustible*). De allí, la importancia de los recursos naturales no renovables como el petróleo y el gas natural que los países de la CAN poseen en abundancia.

Esta posibilidad de exportar distintos combustibles hacia los países industrializados y a nuestros vecinos latinoamericanos no disminuye en las proyecciones realizadas para el 2015 y el 2020 ya que el consumo de energía aumentaría a tasas nada despreciables (ver cuadros sobre proyecciones, varios). Es más, se espera que Venezuela, único miembro sudamericano de la Organización de Países Exportadores de Petróleo – OPEP, exporte aproximadamente 3.7 millones de barriles diarios al mundo industrializado y 1.5 millones a los países no industrializados, haciendo un total de 5.2 millones de barriles diarios (ver cuadro: *Proyección de Transacciones Mundiales de Petróleo, 2020*).

Si bien los países del Golfo Pérsico exportarán 13.4 millones de barriles diarios a los países industrializados según las proyecciones para el año 2020, y 20.1 millones de barriles a los países no industrializados, es decir un total de 33.5 millones, no deja de ser cierta la inestabilidad política en aquella región en razón del fundamentalismo islámico que utiliza el petróleo como un arma en contra de la llamada “civilización occidental”. De allí la importancia de regiones alternativas en materia de hidrocarburos.

En tal sentido, resulta alentador, desde este punto de vista, analizar más profundamente las posibilidades de negocios energéticos hemisféricos y multilaterales en torno a los productos y servicios que podríamos ofrecer como región.

El potencial energético de una región se concibe como el total de recursos naturales de energía primaria que en ella existen, es decir la suma de recursos como petróleo y gas, carbón y otros combustibles primarios presentes en la región agregados el potencial hidroenergético y otras fuentes renovables. Sin embargo, no se debe dejar de considerar el valor agregado a través no sólo de la refinación sino de la petroquímica que se puede generar sobre

estos recursos, ni los efectos multiplicadores en sectores y /o subsectores conexos dentro de la potenciales posibilidades de comercialización de los recursos energéticos.

Es entonces, prioritario el concurso de la red de empresas que participan en el proceso, es por ello que la presencia de grandes empresas estatales se hace necesaria por estar éstas correlacionadas con los objetivos nacionales a diferencia de las grandes empresas privadas que se encuentran más ligadas a objetivos transnacionales de maximización de beneficios privados más no sociales. En todo caso, la experiencia reciente en América Latina resulta aleccionadora en el sentido, que la apertura, desregulación, políticas de "libre mercado", no resultan opuestas ni contradictorias con la presencia de fuertes empresas estatales petroleras, que incluso se asocian con empresas transnacionales de punta.

El sujeto de una estrategia de comercio internacional de energéticos, sea para la integración regional o para la participación en los mercados globales, debe ser la parte relevante de la cadena de suministros y de creación de valor de la industria de energía. Frecuentemente, a ese conjunto de recursos y capacidades se le denomina con el vocablo inglés de "cluster energético".

La importancia del "cluster energético" para elevar los efectos del comercio sobre el desarrollo económico se sustenta en que es ese conjunto de empresas el que vincula la industria de la energía con el resto de la economía. En la medida en que el cluster esté altamente integrado y las empresas nacionales realicen actividades de alto valor agregado, la contribución del sector al producto interno de la economía nacional será mayor. Es lamentable entonces que algunos países miembros de la CAN (Bolivia y Perú) hayan privatizado gran parte de las empresas energéticas y de manera fragmentada, al menos para la estrategia de comercio internacional ésta ha sido una lamentable decisión que afecta o disminuye las posibilidades de mayores niveles de integración energética, pues ésta en la práctica, está reducida a la compra y venta de hidrocarburos líquidos y derivados como el diesel 2 de parte por ejemplo del Perú que le compra crudo a Ecuador, Colombia y diesel a Venezuela.

3.1 Potencial de energía primaria en la CAN

La CAN presenta un desbalance favorable en energía primaria, el consumo es menor a la producción, la menor diferencia fue de 5.81 cuatrillones de BTU en 1990, arribando a 7.57 cuatrillones en el 1995 mientras que en el 2000 la diferencia fue de 8.63 cuatrillones de BTU (ver cuadro: *CAN, Balance de Energía Primaria*). Es decir, la CAN en materia de Balance de Energía Primaria tiene un balance positivo que sin embargo encubre las grandes disparidades al interior de los países miembros, pues en la energía primaria

en razón de la pobreza se consume relativamente más leña, bosta y otras fuentes energéticas. Al mismo tiempo, es evidente que el superávit permite las crecientes exportaciones que tienen países como Venezuela, Colombia, Ecuador y Bolivia, siendo el único país deficitario el Perú.

El análisis por país miembro de la CAN nos permitirá conocer el potencial energético y las posibilidades de una integración energética.

Bolivia

Este país cuenta con un enorme potencial de petróleo y gas natural. En la actualidad se ha convertido en un importante comercializador de energía en Sudamérica debido a que cuenta con numerosos campos de gas natural recientemente descubiertos en Tarija y con un poliducto que lo conecta con el país de mayor consumo de energía en Sudamérica, Brasil, que tiene un consumo de 1,098 millones de barriles de petróleo equivalente para el año 2000, (ver cuadro: *Consumo de Energía, 2000*). A ello, debe sumarse las posibilidades de exportación de gas natural licuefactado a la costa oeste de los Estados Unidos de Norteamérica (California) vía México.

Esta riqueza está convirtiendo a Bolivia en uno de los mayores centros de recursos energéticos de toda América Latina (América Central y Sudamérica). La data histórica muestra que este país es superavitario con un consumo anual no menor a 0.09 cuatrillones de BTU para 1990 y no mayor de 0.15 cuatrillones de BTU correspondiente al año 2000, para un nivel de producción mínimo de 0.17 cuatrillones de BTU y un máximo de 0.22 cuatrillones de BTU (ver cuadros: *Bolivia, Producción y Consumo de Energía Primaria* y *CAN, Balance de Energía Primaria por País*). Es evidente, a simple vista que el país altiplánico es superavitario en energía primaria.

Y, en lo correspondiente al consumo de energía, Bolivia considerando como indicador del mismo el ratio Consumo Final de Energía/ Producto Interno Bruto, expresado en miles de barriles de petróleo equivalente (BOE), tiene no sólo el per cápita más bajo de la CAN siendo de 890 dólares expresados al poder adquisitivo de los 1990, sino también el menor consumo energético per cápita, de 2.7 lo cual debiera ser considerado como un indicador material del subdesarrollo. Y en términos del consumo de electricidad tiene también el menor consumo per cápita siendo de 387 KWh/ Hab. Ver cuadro *Consumo de Energía al 2000*.

Colombia

Colombia posee numerosos recursos energéticos, cuenta con grandes reservas de petróleo, extensas reservas de carbón (es líder mundial en exporta-

ción de carbón), posee significativas reservas de gas natural y enormes recursos hidroeléctricos. Además cuenta con grandes áreas con potencialidad productiva de gas natural y petróleo que aún no han sido exploradas. Esta situación, ha hecho de Colombia un país superavitario en energía primaria, históricamente ha consumido entre los 0.89 para 1990 y 1.29 cuatrillones de BTU correspondiente al año 2000 y ha producido entre los 1.87 y 3.21 cuatrillones de BTU (ver cuadros: *Colombia, Producción y Consumo de Energía Primaria y CAN, Balance de Energía Primaria por País*).

Y, en lo correspondiente al consumo de energía, Colombia considerando como indicador del mismo el ratio Consumo Final de Energía/ Producto Interno Bruto, expresado en miles de barriles de petróleo equivalente (BOE), tiene un per cápita de 4.0, con un producto per cápita de US \$1,355 expresados en dólares de 1990. Y, en materia de consumo eléctrico, es el país que tiene el segundo lugar al interior de los países de la CAN en cuanto KWh/hab, siendo de 857 kilowatt hora por habitante. Ver cuadro *Consumo de Energía al 2000*.

Ecuador

Es un país con enormes recursos hidroeléctricos, grandes y productivos recursos petroleros, significativas reservas de gas natural y escasas cantidades de carbón. Su localización estratégica en la parte superior de la costa del Océano Pacífico en Sudamérica lo habilitan para ser un exportador de petróleo, situación que se ve fortalecida con una enorme infraestructura de transporte de este recurso. Históricamente, es también un país superavitario con consumos energéticos anuales comprendidos entre los 0.25 para 1990 y los 0.35 cuatrillones de BTU para el año 2000 y con producción anual que fluctúa entre los 0.68 y los 0.96 cuatrillones de BTU. (ver cuadros: *Ecuador, Producción y Consumo de Energía Primaria y CAN, Balance de Energía Primaria por País*).

Y, en lo correspondiente al consumo de energía, Ecuador considerando como indicador del mismo el ratio Consumo Final de Energía/ Producto Interno Bruto, expresado en miles de barriles de petróleo equivalente (BOE), tiene un per cápita de 4.1 con un producto per cápita de US \$1,147 expresados en dólares de 1990. Y, en materia de consumo eléctrico, tiene un indicador de 620 kilowatt hora por habitante. Ver cuadro *Consumo de Energía al 2000*.

Perú

La República del Perú tiene una superficie de 1'285,220 km², y cuenta con una población de 26.521 millones de habitantes, su capital es la ciudad de Lima con más de 8 millones de habitantes.

Es el único importador neto de energía entre los países miembros de la CAN, y su demanda por energía mantiene un crecimiento sostenido (ver cuadros: *Perú, Producción y Consumo de Energía Primaria* y *CAN, Balance de Energía Primaria por País*). Históricamente, es un país deficitario con consumos energéticos anuales comprendidos entre los 0.38 para 1990 y los 0.56 cuatrillones de BTU para el año 2000 y con producción anual que fluctúa entre los 0.41 y los 0.39 cuatrillones de BTU.

La energía hidroeléctrica es de lejos la que provee la energía eléctrica del país, sin embargo, el futuro del sector eléctrico está a la espera de la puesta en marcha de plantas termoeléctricas que usen el gas natural descubierto en los campos de Camisea (se estima que éste llegará a la ciudad capital en el segundo semestre del año 2004). Con Camisea, el Perú espera cambiar el patrón de consumo energético dependiendo menos del petróleo y derivados.

El Perú está luchando por revertir los niveles decrecientes de reservas petroleras y está buscando la realización de una serie de proyectos exploratorios. El gobierno peruano no puede hacer mucho ya que las empresas petroleras locales y extranjeras no presentan mayor interés en la inversión de las actividades de exploración de petróleo. En la década pasada, de 43 perforaciones exploratorias, en promedio de cinco pozos exploratorios al año, obtuvieron resultados negativos. De otro lado, las vastas reservas de gas no encuentran aliciente para ser aprovechadas debido a lo reducido del mercado local y a la incertidumbre sobre la realización de contratos de exportación. El máximo consumo de energía en el Perú se dio en el año 2000, alrededor de 0.56 cuatrillones de BTU (en los que más del 65% fue generado con petróleo y un poco más del 25% fue de naturaleza hidroeléctrica).

Y, en lo correspondiente al consumo de energía, el Perú considerando como indicador del mismo el ratio Consumo Final de Energía/ Producto Interno Bruto, expresado en miles de barriles de petróleo equivalente (BOE), tiene un per cápita de 3.0 con un producto per cápita de US \$ 2,120 expresados en dólares de 1990. Y, en materia de consumo eléctrico, tiene un indicador de 676 kilowatt hora por habitante. Ver cuadro *Consumo de Energía al 2000*.

Venezuela

El sector energético de Venezuela está dominado por su industria petrolera *upstream* (exploración y explotación). Cerca de las tres cuartas partes de la producción de energía anual en Venezuela es de origen petrolero. Este recurso representa alrededor de 80% de los ingresos por exportaciones del país y tiene una gran participación en el producto interno bruto (PIB). La gran producción petrolera de Venezuela destinada a la exportación resulta del enorme superávit en su balance de energía primaria, que en el año 2000

fue de 6.21 cuatrillones de BTU, a pesar de ser de lejos el país con mayor consumo de energía en la Comunidad Andina (ver cuadros: *Venezuela, Producción y Consumo de Energía Primaria* y *CAN, Balance de Energía Primaria por País*). Este enorme potencial ha hecho de Venezuela un miembro más de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Y, en lo correspondiente al consumo de energía per cápita, Venezuela considerando como indicador del mismo el ratio Consumo Final de Energía/ Producto Interno Bruto, expresado en miles de barriles de petróleo equivalente (BOE), tiene un per cápita de 11.0 el más alto de los países miembros de la CAN, con un producto per cápita de US \$ 2,396 expresados en dólares de 1990. Y, en materia de consumo eléctrico, tiene un indicador de 2,505 kilowatt hora por habitante, siendo también el país de mayor consumo eléctrico en relación a los demás países. Ver cuadro *Consumo de Energía al 2000*.

3.2 Potencial petrolero en la CAN

De acuerdo al *Informe Preliminar del Potencial Energético de la Subregión Andina como factor estratégico para la Seguridad Energética Regional y Hemisférica* (en adelante "El Informe") presentado a los Presidentes de los países andinos en julio de 2002 por la *Conferencia de Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo* (UNCTAD), la *Corporación Andina de Fomento* (CAF), la *Organización Latinoamericana de Energía* (OLADE), el *Banco Interamericano de Desarrollo* (BID) y la *Comisión Económica para América Latina y el Caribe* (CEPAL):

"La subregión andina (SRA) tiene una extensa zona con potencial hidrocarburífero, estimándose entre un 15% y un 30% el área explorada en cada país, exceptuando a Venezuela donde ésta supera el 30%".

Durante la década pasada (1991 – 2000) se descubrieron un poco más de 35.4 mil millones de barriles de petróleo, de los cuales Venezuela tuvo la mayor participación con 28 mil millones de barriles y el Perú la menor participación con 363 millones de barriles; asimismo, las reservas consumidas en este período fueron un poco más de 14.4 mil millones barriles de petróleo (ver cuadro: *CAN, Reservas de Petróleo*), lo cual muestra un saldo positivo para el incremento de reservas. Cabe precisar que Bolivia y Ecuador son los países que incrementaron en mayor porcentaje sus reservas en más del 200%, si deducimos el consumo del mismo período.

Las reservas de petróleo de la CAN en el año 2000 representaron el 8.1% del total mundial y la producción representó el 5.7% (ver cuadro: *Reservas Probadas, Producción y Horizonte de Producción de Petróleo, 2000*), de seguir este ritmo de producción la CAN tendría 55 años asegurados de abastecimiento si

no consideramos nuevos descubrimientos, además es necesario precisar que durante el año 2000 la OPEP produjo más del 41% en el mundo, representó un nivel de reservas del 77 % y tiene más de 72 años asegurados de producción. Debiera ser evidente que entre los países de la OPEP los países árabes (Arabia Saudita, Kuwait, etc), son los que tienen la mayor proporción en las reservas mundiales de petróleo con más de 814 mil millones de barriles de reservas. Y en el mismo sentido la CAN con 85 mil millones de barriles en reservas representa el 8.1 % de las reservas mundiales. Sin embargo ante la inestabilidad política del mundo islámico es evidente que a los países industrializados del mundo occidental les interesa la diversificación energética y el descubrimiento de nuevas fuentes de petróleo.

La producción de petróleo en la CAN presenta históricamente un balance positivo (ver cuadro: *CAN, Balance Petrolero*), así en 1990 se obtuvo un superávit de 2.1 millones de barriles, la producción fue de 3 millones mientras que el consumo fue de 836 mil barriles diarios. En el 2000 el superávit fue de 3.7 millones de barriles diarios, debido a un nivel de producción de 4.1 millones de barriles diarios y un consumo un poco mayor de 1.8 millón de barriles diarios. Es evidente que un análisis desagregado mostraría la potencialidad petrolera de Venezuela que se constituye en el quinto exportador mundial, de Colombia, Ecuador, en menor medida de Bolivia. En cambio mostraría la debilidad del Perú, que tiene crecientes déficits en su balanza comercial de hidrocarburos desde 1988.

Así, a nivel de la producción y comercialización de petróleo y derivados para el año 2000 es de destacar la producción de Venezuela con un nivel superior a los 3 MMB/DC (léase tres millones de barriles diarios), de Colombia con 686 MB/DC (miles de barriles por día calendario), Ecuador con 401 MB/DC, Perú con 96 MB/DC y Bolivia con 31 MB/DC. En ese mismo año Venezuela exportó alrededor de 2.7 millones de barriles diarios, siendo Colombia el que le sigue con 457 MB/DC (miles de barriles diarios), Ecuador exportó 282 MB/DC. Y el Perú se caracteriza por exportar crudo pesado que sus refinerías no pueden procesar e importa crudo ligero. Así, el Perú exporta 47 MB/DC e importa 97 MB/DC. Es decir, el país de los Inkas resulta el mayor importador de la Comunidad Andina con 97 mil barriles diarios (ver cuadro: *Comercialización de Petróleo, 2000*).

Al margen de la producción y la exportación de crudo de los países miembros, es importante señalar el consumo de crudo y derivados. El consumo diario de los derivados expone en cierta medida la fortaleza de las economías, pues existe una relación entre el consumo del petróleo y el nivel de actividad económica. Así, para el año 2000, Venezuela es el país de la CAN que tiene un mayor consumo de los derivados con 464 MB/DC (Miles de barriles por día calendario), le sigue Colombia con 242 MB/DC, Perú, con 154

MB/DC, Ecuador con 125 MB/DC , y por último Bolivia con 38 MB/DC. (ver cuadro: *Comercialización de Petróleo, 2000*).

En lo que se refiere a capacidad de refinación (ver cuadro: *CAN, Refinación, enero 2001*), la CAN cuenta con una capacidad cercana a los 2 millones de barriles diarios para la obtención directa de destilados, Correspondiéndole a Venezuela la mayor participación en capacidad refinera con 1,282 MB/DC (miles de barriles por día calendario), le sigue Colombia con 286 MB/DC, Perú 182 MB/DC, Ecuador 176 MB/DC, y Bolivia 63 MB/DC.

Se debe tener presente que la actividad refinera le proporciona valor agregado a la producción de crudo, haciendo posible la obtención de los derivados del petróleo, tales como las gasolinas, condensados medios (kerosenes y diesel), gas licuado de petróleo, residuales industriales etc.

Así lo entienden los países industrializados que muchas veces no tienen la posibilidad de producir petróleo pero poseen refinerías donde procesan el crudo y desarrollan actividades de petroquímica. En tal sentido, el cuadro de *Comparación entre Regiones de la Capacidad de Refinación de Petróleo, enero 2001*) muestra la diferencia existente entre la CAN, el MERCOSUR y la NAFTA conformada por EEUU, Canadá y México. Así, en destilados de petróleo la CAN tiene una capacidad de 2 MMB/DC, el MERCOSUR de 2.6 MMB/DC y la NAFTA de 20 MM/DC.

Y, en cuanto al craqueo catalítico, craqueo térmico y unidades de reformación cuenta la CAN con una capacidad de 363, 84 y 76 mil barriles día (MB/DC) respectivamente, mientras el MERCOSUR tiene respectivamente 600, 57, 86 MB/DC. Y, la NAFTA tiene una capacidad de 6.5 MMB/DC de craqueo catalítico (millones de barriles diarios), 2.3 MMB/DC de craqueo térmico y 4.1 MMB/DC de unidades de reformación, todo lo cual le permite obtener gasolinas de altos octanajes. Es evidente que comparando con las distintas regiones geográficas, la capacidad de refinación de la CAN es la menor de todas.

A nivel de país podemos señalar el potencial petrolero:

Bolivia

El petróleo en Bolivia es un pequeño componente del conjunto de hidrocarburos cuando lo comparamos con el gas natural, pero el país tiene esperanzas en el mejoramiento de las reservas de petróleo a partir de 1998. El gobierno boliviano señaló que las reservas probadas en enero de 2001 ascendían a 440.5 millones de barriles, alrededor de 45 millones de barriles más que en el 2000, ver el cuadro "*CAN: Reservas de Petróleo*". Asimismo estima que el nivel de reservas probables y posibles están alrededor de los 1.8 mil

millones de barriles. Se espera que los niveles de reservas se vean incrementados ante los recientes esfuerzos de exploración y producción, principalmente por las empresas Petrobras (empresa estatal del Brasil) e Hidrocarburos Bolivianos.

Bolivia es un país prácticamente autosuficiente en lo que a petróleo respecta (ver cuadro: *Bolivia, Producción y Consumo de Petróleo, 1990 – 2000*), el mayor superávit obtenido fue en 1998 con alrededor de 3 mil barriles día (3 MB/DC) y el mayor déficit fue de 2 mil barriles día en el 2000, tomando en cuenta la producción total; sin embargo, si solamente contamos con la producción de petróleo crudo encontramos pequeños déficits pero poco representativos (ver cuadro: *CAN, Balance Petrolero por País*).

Según el Ministerio de Energía y Minas de Bolivia, la producción nacional de petróleo está destinada a consumo doméstico a excepción de pequeños excedentes los cuales son exportados a Chile a través del oleoducto Sica Sica – Arica. Bolivia es autosuficiente a excepción del diesel, el cual lo importa.

La capacidad refinera total para Bolivia es de 47,888 barriles día, la cual está concentrada en dos refinerías (Cochabamba con 26 mil barriles día y Santa Cruz con 19 mil barriles día). Actualmente, se refina un poco menos de 40 mil barriles día (ver cuadro: *Bolivia, Producción Refinera, 1990 – 1999*), el potencial restante es para refinar líquidos provenientes de la producción de gas natural.

Para el año de 1999 observando el cuadro (*Bolivia:Producción Refinera*) la producción de derivados ha sido de 39 MB/DC (miles de barriles por día calendario), siendo la producción de gasolinas la más importante, 10 MB/DC, el diesel 2,8 MB/DC, y de GLP, 2 MB/DC. Bolivia exporta sus productos refinados a mercados regionales por un valor aproximado de US\$ 80 a US\$ 100 millones por año. En diciembre de 1999, Petrobras empresa estatal del Brasil adquirió el 70% de las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz.

La privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), la empresa estatal de petróleos, se inició en 1994 con la Ley de Capitalización la cual señalaba el camino de una privatización parcial de numerosas industrias nacionales (YPFB se dividió en distintas unidades, una empresa de exploración, una empresa de explotación, una empresa de transporte, una compañía de refinación y numerosas empresas de servicios). Las dos unidades de *upstream* (exploración y explotación) fueron vendidas entre 1996 y 1997 a Amoco (ahora British Petroleum) y al consorcio formado por YPF (ahora Repsol YPF), Pérez Companc y Pluspetrol, respectivamente. La empresa de transporte de petróleo y gas, Transredes, fue vendida a un consorcio conformado por la Enron y la Royal Dutch/Shell. Para diciembre de 2000, prácticamente

todos los activos de YPF se encontraban en situación de privatizados. Hasta abril de 2002, no se presentó ninguna oferta para las redes de distribución de gas natural de YPF.

El ente regulador de las industrias de gas y petróleo es la Superintendencia de Hidrocarburos y entre sus responsabilidades está la implementación de las leyes relevantes, el otorgamiento de concesiones y licencias y velar por una industria competitiva. Hacia 1997, 16 lotes fueron adjudicados, en 1998 solamente se adjudicaron 6 lotes y 5 en 1999, en este último caso fue Pluspetrol el único oferente en la subasta. En el 2000 solamente se adjudicó un lote petrolero a las empresas Petrogas Energy y Matpetrol.

De la actual capacidad de refinación en Bolivia, actualmente YPF solamente cuenta con 3 mil barriles diarios, el resto de capacidad está distribuida entre las empresas privadas Petrobras y Pérez Companc. Los almacenes petroleros, algunos oleoductos y gaseoductos domésticos, y un terminal aéreo para carga de combustible también han sido vendidos, solamente faltan privatizar algunas estaciones de gasolina y diesel. En julio de 2002, Bolivia introdujo el mecanismo de "precio collar" para prevenir los cambios bruscos en los precios de la gasolina originados por la fluctuación de los precios internacionales del petróleo. Los precios detallistas están pegados a un precio internacional de referencia.

Colombia

En 1999, como respuesta a la disminución de reservas probadas el Presidente de Ecopetrol, Carlos Rodada, se trazó el objetivo de lograr niveles de producción de 1.3 millones de barriles diarios para el 2010, para ello se estima que los gastos para nuevos pozos de exploración y de desarrollo serán de alrededor de US\$ 6 y US\$ 9 mil millones respectivamente ya que se requiere un incremento de las reservas probadas de por lo menos 5.7 mil millones de barriles. Actualmente las reservas están alrededor de los 2.6 mil millones de barriles. Al parecer la propuesta puede sonar muy ambiciosa, sin embargo muchas zonas prospectivas aún no han sido exploradas.

En la actualidad Colombia está rankeado como el quinto país en producción de petróleo crudo en Latinoamérica. En 1999, Colombia produjo alrededor de 826 mil barriles de petróleo por día (un poco más de 80 mil barriles respecto a 1998) tal situación se debió básicamente al incremento del flujo de petróleo por la mayor cantidad de oleoductos. Sin embargo por decisión política la producción cayó a 705 mil barriles diarios en el 2000, motivada básicamente por la presencia de las guerrillas y la disminución en los campos de Cusiana – Cupiagua. Esta disminución en la producción no alteró en nada el balance petrolero en Colombia, este país continuó siendo superavitario en este

combustible, en el 2000 llegó alrededor de los 272 mil barriles diarios (272 MB/DC) (ver cuadro: *Colombia, Producción y Consumo de Petróleo, 1990 – 2000*).

Un aspecto también relevante es que debido a la imposibilidad de los oleoductos para transportar el petróleo hasta los puertos de venta, los volúmenes exportados se vieron disminuidos. En 1999, Colombia exportó un poco más de 450 mil barriles día de petróleo crudo a los EE. UU. Pero, hacia agosto de 2000, las exportaciones de petróleo crudo a los EE. UU. disminuyeron a 326 mil barriles día.

Además de los problemas mencionados anteriormente, Colombia está pasando por un proceso crítico respecto a la producción de petróleo, a pesar de los niveles de producción. Este país andino presenta riesgos de convertirse en un importador neto de petróleo para el 2004 si no se descubren nuevas reservas debido a que éstas han disminuido en más del 25% en los últimos seis años porque no se ha tenido suficiente actividad de exploración para el respectivo remplazo de reservas. Esta posibilidad de disminución de la producción puede generar serias implicancias a Colombia ya que el sector petrolero representa una gran fuente de divisas que se reflejan en una participación de más del 20% en las exportaciones y alrededor del 4.5% del producto interno bruto.

Colombia cuenta con 18 bases sedimentarias –las cuales cubren alrededor de 1.04 millones de kilómetros cuadrados y 0.2 millones de kilómetros en exploración y actividad productiva– con contenidos potenciales de hidrocarburos, y solamente siete de éstas presentan explotación comercial. Por lo tanto, un poco más del 80% de esta área es susceptible de contratación. Las siete bases sedimentarias se encuentran en los valles altos, medios y bajos de Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catumbo y Guajira (el potencial de recursos hidrocarburíferos de estas bases está estimado en 26 mil millones de barriles de petróleo equivalentes). Las once bases restantes se estima que cuentan actualmente con un potencial de 11 mil millones de barriles de petróleo equivalentes.

Los mayores campos petroleros en Colombia son el campo de Cusiana –Cupiagua localizado en el departamento de Casanare y operado por la British Petroleum – Amoco (Ecopetrol, 50%; BP-Amoco, 19%; Total, 19%; y, Triton, 12%); y el campo de Caño Limón localizado en el departamento de Arauca y operado por la Occidental Petroleum (35%). Las reservas combinadas de ambos campos alcanzan los 1.6 mil millones de barriles. En 1999 la producción del campo de Cusiana- Cupiagua fue de 434 mil barriles día, más de la mitad de toda la producción de petróleo en Colombia, el petróleo crudo proveniente de este campo es bastante liviano con 36.3° API y 0.26% de contenidos de sulfuro. En ese mismo año, la producción de Caño Limón fue

de 125 mil barriles día, el crudo procedente de este campo alcanza grados API de 29.5°.

El gobierno colombiano tiene razones para ser optimista respecto a alcanzar el objetivo de continuar siendo exportador de petróleo debido a que en junio de 2000, Ecopetrol, Petrobras Colombia y Nexen Inc. (Canadian Occidental Petroleum) confirmaron el descubrimiento de tres grandes pozos petroleros con 280 millones de barriles de petróleo de alta calidad (alrededor de 30° API). Los nuevos pozos fueron descubiertos en el Valle Alto de Magdalena.

Hasta 1999 Colombia contaba con una capacidad de refinación cercana a los 286 mil barriles diarios, que han sido ampliadas a 355 MB/DC (miles de barriles por día calendario). En total tiene cinco refinerías (ver cuadro: *Colombia, Refinerías de Petróleo, 2000*), pero sólo las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena concentran el 99% de toda la capacidad (son operadas por la empresa estatal de Colombia Ecopetrol). Estas dos refinerías fueron sometidas a un programa de expansión y modernización para incrementar las capacidades de Barrancabermeja en 50 mil barriles día y de Cartagena en 25 mil barriles día; esta expansión ha incrementado la capacidad instalada a 355 barriles día.

Las refinerías colombianas satisfacen una considerable porción de la demanda nacional por productos petroleros, con su producción. Pero trabajando por encima de sus capacidades, en 1999 refinaron 333 mil barriles diarios y en 1997 y 1998 317 y 318 mil barriles día (MB/DC) (ver, cuadro: *Colombia, Producción Refinera, 1990 – 1999*).

Para 1999 de una producción de 333 MB/DC (miles de barriles por día calendario) la mayor producción de productos refinados se centra en los combustibles como las gasolinas 116 MB/DC, Diesel 2 por 58 MB/DC, residuales por 61 MB/DC y gas licuado de petróleo (GLP) por 22 MB/DC. Se debe mencionar que Colombia está aplicando un proceso de masificación para el consumo del gas natural y del GLP.

Colombia cuenta con cinco oleoductos, cuatro de los cuales conectan los lotes de producción con los puertos Caribeños de Coveñas. El oleoducto Ocesa de 500 millas transporta 615 mil barriles diarios desde los campos de Cusiana y Cupiagua; el oleoducto de Caño Limón tiene 490 millas; y los más pequeños son los oleoductos de Alto Magdalena y Petróleos Colombianos. El quinto oleoducto, el Transandino, transporta crudo desde el campo Orito en la base del Putumayo en Colombia, también crudo ecuatoriano, hasta el puerto colombiano de Tumaco en el Pacífico.

Uno de los problemas graves en el sector es el referido a seguridad. La producción de petróleo en el 2001 no alcanzó la meta gubernamental de 631.7

mil barriles día, en parte por la naturaleza madura de los grandes campos de producción y por los reiterados ataques a la infraestructura industrial de parte de los grupos rebeldes, quienes tiene como objetivo la industria petrolera. En abril de 2002, el segundo mayor grupo rebelde de Colombia, el Ejército de Liberación Nacional (ELN), declaró a todas las empresas petroleras operativas en el país como objetivos militares y especificando nombres a empresas como la Occidental, Repsol – YPF y Ecopetrol.

El ELN y las FARC (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia) atacaron el oleoducto de Caño Limón 170 veces en el 2001 (alrededor de 14 veces al mes) reteniendo alrededor de 24 millones de barriles de petróleo crudo, según estimados de Ecopetrol. La BP Cusiana - Cupiagua que cuenta con el oleoducto de Orensa es la que recibe los ataques con menor frecuencia. El Transandino está sujeto a ataques más frecuentes que Orensa, pero menores a los recibidos por Caño Limón. Estos ataques son responsables de la reducción laboral (se estima en 165 los trabajadores petroleros asesinados en Colombia durante el 2001).

Ecuador

Desde que el petróleo fue descubierto en Ecuador en los años setenta, éste ha representado una parte importante en la economía ecuatoriana. El país cuenta con 2.1 mil millones de reservas probadas de petróleo, con una producción de 415 mil barriles por día en los primeros diez meses del 2001 (cantidad mayor a los 395 mil barriles día en el 2000). En el cuadro "*Ecuador: Producción y Consumo de Petróleo 1990-2000*", es evidente identificar los superávits que tiene el país, pues la producción interna es mayor al consumo.

La mayoría de reservas petroleras del Ecuador se localizan al este de la región amazónica, conocida como el Oriente; los mayores campos petroleros son: Shushufindi, Sacha, Libertador, Cononaco, Cuyabeno, Lago Agrio y Auca; los campos más pequeños incluyen a Anaconda, Culebra y Yulebra. Ecuador consumió en el 2001 alrededor de 149 mil barriles día y tiene un remanente para exportación de 276 mil barriles día (MB/DC).

PetroEcuador la empresa petrolera estatal está realizando esfuerzos para atraer inversión extranjera hacia los campos petroleros más grandes para así lograr levantar la producción hasta los 600 mil barriles día en el 2005. En agosto de 2001, PetroEcuador terminó los detalles de un nuevo gran proyecto, el cual cuesta alrededor de US\$ 2.5 mil millones y que busca desarrollar los campos petroleros de Ishpingo, Tambocochoa y Tiputini (que cuentan con reservas estimadas de 700 millones de barriles de petróleo pesado). Este proyecto también incluye la construcción de una planta para elevar los grados

API del petróleo. Otro de los proyectos es el de los campos de Eden – Yuturi en el Lote 15, se espera extraer 45 mil barriles día de petróleo y está siendo desarrollado por la Occidental Petroleum.

La infraestructura de transporte de crudo en el Ecuador muestra un enorme contraste con el incremento de la producción petrolera en este país. El mayor oleoducto, el Transecuatoriano (SOTE), se extiende a lo largo de 300 millas desde el Lago Agrio hasta el puerto de Balao, cerca de la ciudad portuaria de Esmeraldas, este oleoducto tiene una capacidad de 390 mil barriles día desde que se completaron los trabajos en junio del 2000 y fue muchas veces dañado por ataques de terroristas domésticos entre el 2000 y el 2001 (eventos relativamente inusuales en el Ecuador).

En junio del 2001 se inició la construcción de un nuevo oleoducto de petróleo pesado con capacidad de transportar 450 mil barriles diarios (capacidad máxima de 518 mil barriles diarios) a un costo de US\$ 1.1 mil millones. El contrato para la construcción y mantenimiento del oleoducto fue entregado a un consorcio de cinco empresas encabezadas por Alberta Energy de Canadá (con un 31.4% de participación), y también participaron Repsol-YPF de España (25.7%), Pérez Companc de Argentina(15.0%) y Techint (4.1%) también de Argentina, Occidental (12.3%) y Kerr-McGee (4.0%), así como Agip de Italia (7.5%).

La construcción de este oleoducto, que se completará en el 2003, determinaría que Ecuador cuente con una capacidad de transporte de petróleo de 850 mil barriles día, mostrando así un importante incremento. El oleoducto recorrerá desde los campos en la amazonía ecuatoriana cruzando la Cordillera de los Andes, hasta un puerto en el Océano Pacífico. Los grupos indígenas y medio ambientalistas se oponen a la continuación de la obras ya que cruza la Reserva de Mindo Nambillo (zona de ecoturismo) y un accidente podría causar graves daños a uno de los más importantes santuarios de aves del mundo (la reserva cuenta con un estimado de 450 especies de aves). Existe también un pequeño oleoducto para la exportación de petróleo a Colombia y que se conecta con el Transandino colombiano. Éste lleva alrededor de 45 mil barriles diarios de crudo ecuatoriano a través de Colombia hasta el puerto de Tumaco. Este oleoducto es uno de los objetivos de la guerrilla colombiana.

La producción mayoritaria de petróleo de Ecuador está localizada en el noreste de la región, en la cuenca amazónica (oriente). Los campos de Shushufindi, Sacha, Libertador, Cononaco, y Auca comprenden aproximadamente el 85% de la producción de crudo del país. Hacia el 2001 Petroecuador descubrió alrededor de 66 millones de barriles de petróleo en los campos de Culebra, Yulebra, Anaconda, y Auca en la cuenca amazónica.

El gobierno deseaba iniciar las operaciones de producción petrolera mediante un programa parcial de privatización y así incrementar la producción alrededor de los 42 mil barriles día. Las entidades gubernamentales estimaron una inversión aproximada de US\$ 200 millones para este incremento en la producción. La exploración y desarrollo de los campos petroleros de Ishpingo-Tambococha-Tiputini demandarían una inversión de US\$ 2.5 mil millones, pero las reservas estimadas están alrededor de los 700 millones de barriles de petróleo de 16° API, es decir, de crudo muy pesado.

A inicios de 1999, Ecuador inició la búsqueda de la participación del sector privado con el objetivo de levantar las tasas de recuperación y empujar la actividad en los campos. Estos incluían, inicialmente, los campos más grandes, Shushufindi y Sacha, con reservas probadas de 665 y 311 millones de barriles respectivamente; posteriormente se incluyeron a los campos de Auca, Lago Agrio, y Libertador. En el 2001, Petroecuador intentó establecer alianzas operativas con empresas extranjeras con el propósito de incrementar la producción y reaperturar las empresas estatales que habían cerrado por razones presupuestarias. Cabe precisar que Ecuador es un país con balanza petrolera superavitaria (ver cuadro: *Ecuador, Producción y Consumo de Petróleo, 1990 – 2000*), los niveles de consumo han tenido un comportamiento creciente hasta 1997 para luego estabilizarse en torno a los 133 mil barriles diarios, lo mismo ha sucedido con la producción que prácticamente triplica los niveles de consumo.

Inicialmente casi la mitad del petróleo crudo procesado domésticamente en el Ecuador terminaba como petróleo residual exportado que se “castiga” en el mercado con bajos precios. Frente a ello, el gobierno tomó interés en dar valor agregado a los refinados, es así que en noviembre del 2001 el gobierno aprueba la inversión privada en el procesamiento de petróleo crudo e inicia una agresiva conversión de la refinería de La Libertad a fin de poder procesar petróleos residuales. La inversión fue mayor a los US\$ 800 millones para la conversión de las tres plantas más grandes de refinación del Ecuador (ver cuadro: *Ecuador, Refinerías de Petróleo, 2000*).

La refinería de Esmeraldas es la más importante del país con una capacidad de producción de 110 MB/DC (miles de barriles por día calendario), siguiendo en importancia la refinería de La Libertad de 46 MB/DC, y la de Shushufindi con 20 MB/DC.

Así, para 1999 la producción refinera alcanzó los 133 MB/DC (miles de barriles por día calendario), siendo los residuales industriales los de mayor participación 63 MB/DC, siguiendo en importancia los destilados medios como el diesel con una producción de 23 MB/DC, y las gasolinas con 16 MB/DC, tal como se puede observar en el cuadro “ *Ecuador :Producción Refinera 1990-1999 por tipo de combustible*”.

Perú

La producción de petróleo crudo en el Perú cayó fuertemente en las décadas del 80 y del 90, para luego presentar una modesta recuperación durante 1993 a 1995. En 1996, sin embargo, la producción de petróleo en el Perú inició una caída sostenida en sus niveles (ver cuadro: *Perú, Producción y Consumo de Petróleo, 1990 - 2000*). En el 2001, la producción de petróleo fue de 96 mil barriles día, menor a los 101 mil barriles diarios en el 2000, mucho menor a los 133 mil barriles día de 1995 y a los 200 mil barriles día que producía en los años 80. El Perú es un neto importador de petróleo (produce petróleo pesado y compra petróleo liviano) y lo adquiere de Colombia, Ecuador y Venezuela .

En la actualidad, la mayor cantidad de petróleo producido en el Perú corresponde a la empresa argentina Pluspetrol, la cual opera el lote 1 - AB en la frontera con el Ecuador, que hasta mayo del 2000 era operado por la empresa Occidental, y en el Lote 8 en la selva nororiental con una producción conjunta superior a los 67 MB/DC (miles de barriles por día) .

La empresa petrolera estatal es Petroperú actualmente reducida a las actividades de refinación y transporte con el oleoducto. Esta empresa fue privatizada parcialmente (por partes) a partir de 1993 transfiriendo los lotes petroleros, la principal refinería La Pampilla, los terminales y filiales como Solgás, Transoceánica, Petromar. El rol de negociador y supervisor de los contratos fue asumido por Perúpetro.

Las principales áreas petroleras se encuentran en la selva peruana y en sitios específicos en el norte desde Pisco (sur de Lima) hasta Tumbes (frontera con Ecuador). En septiembre del año 2000, el gobierno peruano declaró a la reserva del Candamo en Madre de Dios como Santuario Biológico y Forestal. En 1996, la empresa Mobil había sido autorizada a desarrollar operaciones en el área en busca de reservas de petróleo.

Perú cuenta con 37 millones de acres de cuencas inexploradas, además cuenta con más de 10 cuencas en la costa en la misma condición de inexploradas. Dos de estas cuencas, en el norte, tienen explotación comercial, la cuenca de mayor producción es la de Tumbes - Progreso cerca de la frontera con el Ecuador y la otra es la cuenca de Talara al Sur de Tumbes. Otras cuencas lejos de la costa con explotación comercial son las del Marañón y Ucayali explotadas por Repsol - YPF y Perez Companc.

Hacia enero del 2002, Perúpetro mantuvo negociaciones con numerosas empresas (Repsol - YPF, Pérez Companc y Harken) para contratos de los bloques Z-4 y Z-5 en la cuenca de Talara en la costa norte del Perú. Perúpetro

también participa en contratos de evaluación técnica de numerosas zonas exploratorias, así el Área VII (cuenca de Pisco) y Área IV (cuenca de Madre de Dios) con Hunt Oil; Lote 21 (cuenca Central) con Occidental; Área III (cuenca del Marañón) con Harken del Perú; y, los Lotes Z-39, Z-40, Z-41 y Z-42 (Cuenca del Titicaca) con Yukons.

El oleoducto norperuano recorre desde el Amazonas hasta el Océano Pacífico, tiene una capacidad de 200 a 250 mil barriles día pero transporta regularmente 76 mil barriles día de petróleo crudo (menos del 40% de su capacidad). En agosto del 2001, el primer envío de petróleo desde la región amazónica del Ecuador fue transportada por río hacia el oleoducto norperuano, lo cual constituyó en la primera etapa de un proyecto para exportar petróleo al Perú y dar una mejor utilización al oleoducto.

Perú tiene seis refinerías (ver cuadro: *Perú, Refinerías de Petróleo, 2000*), la más grande de ellas es La Pampilla cercana al principal mercado de Lima que cuenta con una capacidad de refinación de 102 MB/DC (miles de barriles por día calendario) y que representa el 52.5 % de la capacidad de refinación del país, es controlada por Repsol - YPF. Petroperú tiene la otra mayor refinería del Perú, Talara, localizada en el departamento de Piura, provincia de Talara y tiene una capacidad de refinación de 62 mil barriles día (35% del total), le siguen la refinería de Conchán con 15.5 MB/DC, Iquitos 10.5 MB/DC, Pucallpa 3.3 MB/DC y El Milagro 1.7 MB/DC.

En cuanto, al balance refinero, la producción de los derivados del petróleo ver el cuadro "*Perú: Producción Refinera 1990-1999*". Para 1999 tiene en los residuales 51 MB/DC la mayor producción, siguiendo los condensados como el diesel 38 MB/DC, y las gasolinas 34 MB/DC. Se debe destacar que el consumo del país es abastecido en casi un 90 % por la producción de las refinerías de Talara (PetroPerú) y La Pampilla (Repsol-YPF). El Perú es deficitario en la producción del diesel 2 que se importa de Venezuela y del GLP, y en cambio es exportador de los residuales que los produce en demasía particularmente la refinería La Pampilla.

Venezuela

La producción de petróleo crudo de Venezuela en la pasada década tuvo un incremento de 30% aproximadamente, de producir 2.2 millones de barriles diarios en 1990 pasó a producir 3.1 millones de barriles diarios en el 2000 (ver cuadro: *Venezuela, Producción y Consumo de Petróleo, 1990 - 2000*). Más de la mitad de la producción de petróleo crudo de Venezuela es exportado a los EE. UU. Venezuela tuvo su exportación pico en 1997, alrededor de 1.8 millones de barriles día para luego ir descendiendo progresivamente hasta los 220 mil barriles día.

Venezuela es el lugar en el que se encuentran las más grandes reservas probadas de petróleo del hemisferio Occidental alrededor de 77.7 mil millones de barriles (ver cuadro: *CAN: Reservas de Petróleo*), los considerables depósitos de petróleo extra pesado no están incluidos en este total. Durante los primeros meses del año 2002, Venezuela produjo un estimado de 2.9 millones de barriles día de los cuales cerca de 466 mil fueron consumidos domésticamente, mientras que los restantes 2.4 millones de barriles día fueron a exportación. Alrededor de 1.4 millones de barriles día (58% del total de las exportaciones) fueron vendidos directamente a los EE. UU. durante los primeros nueve meses del año 2002. Venezuela está ubicado consistentemente como una de las cuatro fuentes de importación de petróleo por los EE. UU. (junto con Canadá, México y Arabia Saudita). La anterior exportación pico de Venezuela hacia los EE. UU., ocurrió en 1997 y fue de alrededor de 1.8 millones de barriles día.

Asimismo, provee significativas cantidades de petróleo a sus vecinos en el Mar Caribe. Bajo los auspicios del Acuerdo de San José, Venezuela y México proveen a nueve naciones de América Central y del Caribe con un total de 160 mil barriles día de petróleo crudo y ciertos productos sometidos a términos preferenciales. Venezuela provee a Cuba con 53 mil barriles día de petróleo mediante un financiamiento especial debido a un acuerdo tomado por los Presidentes Hugo Chávez y Fidel Castro en el año 2000.

La industria petrolera venezolana fue nacionalizada en 1975 –1976, creándose así la empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PdVSA), la cual es actualmente una de las empresas petroleras más grandes del mundo con refinerías y estaciones de expendio de combustibles en USA, Europa, y es de lejos el mayor empleador y comercializador en el país. La empresa controla los sectores de gas y petróleo en Venezuela así como la industria del carbón del país a través de su subsidiaria Carbozulia.

Venezuela es un miembro fundador de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), lo cual conlleva muchas veces a que altere su producción por intereses particulares y no por condiciones propias del mercado. En el pasado, PdVSA tuvo que ajustar su producción para alcanzar las metas trazadas por la OPEP. Este país cuenta con cuatro cuencas sedimentarias: Maracaibo, Falcón, Epures y Oriente. Estos campos contienen reservas por encima de los 77.7 mil millones de petróleo convencional, con una gravedad API menor a los 20°, haciendo a Venezuela un país con grandes cantidades de petróleo crudo pesado.

Venezuela posee miles de billones de barriles de petróleo crudo extra pesado, actualmente existen cuatro proyectos aprobados y bajo convenios de Joint Venture, entre PdVSA y sus similares extranjeras para explotar este tipo de petróleo; éstos convierten el crudo extra pesado en un crudo de 29° API,

crudo sintético aligerado, conocido como *Syncrude*; estos proyectos producen normalmente cerca de 450 mil barriles día de petróleo crudo sintético (se espera que se incrementen a 700 mil barriles día para el año 2005). La gran mayoría de este petróleo es destinado al Golfo de EE. UU. El *Syncrude* es considerado por la EIA como un "*petróleo crudo no convencional*".

Respecto a proyectos de exploración y producción, existen cuatro bajo convenios de Joint Venture con PdVSA en el cinturón del Orinoco. El primero de éstos, Petrozuata, produce petróleo crudo extra pesado en la región del Zuata y lo transporta a un complejo industrial en el puerto de José al norte costero de Venezuela en el Estado de Azoátegui. El segundo proyecto en el Orinoco, es en Joint Venture por los campos de petróleo pesado en Cerro Negro con Exxon - Mobil, cuya producción se inició en el año 2001, este petróleo extra pesado es diluido con condensados importados para convertir la producción de Río Negro en petróleo de 16° API. El tercer proyecto se desarrolla conjuntamente con TotalFinaElf y Statoil (proyecto Sincor), éste se inició en febrero del 2002 y se espera obtener 200 mil barriles día en los 35 años que dura el proyecto de operación, el petróleo obtenido de Sincor es de 30° API. El cuarto proyecto denominado Hamaca es con Texaco y Phillips, la producción se inició en noviembre del año 2001, alcanzando una producción pico de 190 mil barriles día, este crudo es de 26° API.

El consumo interno de petróleo en Venezuela, crece a un ritmo bastante lento pero de manera consistente (ver cuadro, *Venezuela, producción y consumo de petróleo, 1990 - 2000*). Así, la producción total de hidrocarburos pasa de 2.2 MMB/DC (millones de barriles por día calendario) en 1990 para llegar a los 3.1 MMB/DC, con un consumo que se incrementa de 396 MB/DC (miles de barriles por día calendario) a 466 MB/DC para el año 2000.

La empresa estatal PdVSA opera uno de los sistemas refineros más grandes del hemisferio occidental (el Complejo Industrial de José) y una de las más grandes refinerías del mundo. La capacidad de refinación doméstica de Venezuela está alrededor de los 1.3 millones de barriles diarios, y tiene complejos adicionales significativos en Curacao, los EE. UU. y Europa (Alemania, Bélgica, Suecia). En los EE. UU., PdVSA es dueña del 100% de los 320 mil barriles día de Lake Charles (Louisiana), de 167 mil barriles día de Lemont (Illinois), de 150 mil barriles de Hábeas Christi (Texas), de 84 mil barriles de Paulsboro (New Jersey) y de 28 mil barriles de Savana y Georgia; además posee el 41% de los 265 mil barriles de Houston (Texas) y el 50% de Chalmette (Louisiana). En Curacao posee el 100% de la refinería Isla que tiene una capacidad de 335 mil barriles día y se constituye como la segunda más grande refinería de PdVSA.

El más grande complejo refinero en Venezuela, y uno de los más grandes del mundo está localizado en la península del Paraguaná en el noroeste

venezolano, cerca de la ciudad de Punta Fija. PdVSA integró las refinerías de Amuay y Cardón para crear el Centro Refinero del Paraguaná, el cual tiene una capacidad de refinación de 940 mil barriles día (ver cuadro: *Venezuela, refinerías de PdVSA*), más de las tres cuartas partes del total de capacidad de refinación del país. Además esta empresa estatal cuenta con otras refinerías más pequeñas, como la refinería de Puerto La Cruz con una capacidad de refinación de 203 MB/DC (miles de barriles por día calendario), El Palito con una capacidad de 130 MB/DC, Bajo Grande de 16 MB/DC, y San Roque de 5 MB/DC

A nivel de la producción de derivados de los hidrocarburos, es decir de la refinación, la producción se ha incrementado de 978 M/DC (miles de barriles por día calendario) en 1990, a 1.133 MMB/DC (millones de barriles por día calendario). El derivado de petróleo que muestra un mayor incremento relativo en el consumo es el gas licuado de petróleo (GLP), cuya demanda prácticamente se dobló en la década pasada, asimismo el consumo de gasolina pasó de 165 mil barriles día a 181 mil y la producción de gasolinas aumentó de 244 mil barriles día en 1990 a 402 mil en 1999 (ver cuadro: *Venezuela, producción de refinados, 1990 - 1999*). Le sigue en importancia para 1999 la producción del diesel con 278 MB/DC (miles de barriles por día calendario) y la producción de residuales con 230 MB/DC .

3.3 Potencial gasífero en la CAN

La Comunidad Andina de Naciones es una región con ingentes recursos de gas natural, principalmente ubicados en Venezuela, Bolivia, Colombia, Perú en ese orden. (ver cuadro: *Balance gasífero por país en trillones de pies cúbicos*), La CAN como región produjo en el año 2000 alrededor de 1.3 trillones de pies cúbicos (Tpc) y solamente consumió 0.04 Tpc, lo cual manifiesta la enorme diferencia entre producción y consumo en la región. El superávit es una situación constante en la década pasada tal como se puede observar en el cuadro consolidado "*CAN: Balance Gasífero*".

Asimismo, las reservas probadas alcanzaron en el año 2000 los 135,100 mil millones de pies cúbicos, significando una participación del 2.5% de las reservas a nivel mundial, por debajo de la Organización de Cooperación para el Desarrollo, OCDE la cual presentó 474,300 mil millones de pies cúbicos equivalentes a una participación mundial de las reservas de 8.9% (ver cuadro: *Reservas probadas, producción y horizonte de gas natural, 2000*).

En la CAN las reservas probadas de gas natural a inicios del año 2001 se incrementaron en 41% respecto a inicios de 1991, éstas pasaron de 3,858.6 mil millones de pies cúbicos en 1991 a 5,451.4 mil millones de pies cúbicos en el año 2001 (ver cuadro: *CAN, Reservas de Gas Natural*). Lo destacable al

respecto es el cambio estructural en la participación de los países miembros, ya que en 1991 era prácticamente Venezuela el país que sostenía las reservas regionales de gas natural (89% de las reservas). Pero en el año 2001 aparece Bolivia como una de las potenciales fuentes de provisión de este recurso energético (representando el 14% de las reservas probadas), este país tiene cinco veces más cantidad de gas natural en sus yacimientos que lo que poseía en 1999. Perú también incrementó sus reservas con el campo de Camisea. Además se debe considerar que existe un enorme potencial gasífero que aún no ha sido descubierto, pero las reducidas inversiones en exploración para localizar yacimientos de gas natural no permitieron incrementar los niveles ya alcanzados.

El éxito de los esfuerzos de Bolivia localizando yacimientos gasíferos, el mejoramiento de los precios internacionales del gas, la necesidad de aumentar la generación térmica de electricidad y decisivos progresos tecnológicos que se han producido en las áreas de la licuefacción, regasificación y transporte del gas, han modificado esta tendencia haciendo que en la actualidad se hayan incrementado los proyectos enfocados hacia este recurso. Un ejemplo en este sentido es el reciente lanzamiento de proyectos exploratorios y de desarrollo gasífero en la plataforma continental venezolana.

En tal sentido, el cuadro *Producción y comercio de gas natural al 2000*, expresa de forma aproximada la importancia creciente de la producción y comercio del gas natural, en particular de Bolivia que exporta gas al Brasil, Argentina y Chile principalmente. La industria del gas está llamada a convertirse en la industria del siglo XXI.

Un análisis por país mostrará los avances que se realizan al interior de los países de la CAN.

Bolivia

Como podemos deducir de los cuadros mostrados (ver cuadro: *Balance gasífero por país*), Bolivia es el único país con excedentes de producción respecto a su consumo y por lo tanto el único país exportador de gas natural de la Comunidad Andina de Naciones hacia Brasil básicamente y en pequeñas cantidades a Argentina. Se estima que las enormes reservas de Bolivia ubicadas en Tarija, Santa Cruz, garantizarían a futuro la provisión de gas natural al Mercosur, por ser los otros países miembros, deficitarios en este recurso energético.

Bolivia a la fecha es el único país exportador de gas de la subregión andina SRA. En julio de 1999 puso en marcha el gaseoducto de exportación al Brasil, con 9 Mm³ por día y se espera incrementarla hasta 30 Mm³ en el año 2004. Además de exportar a Brasil, Bolivia actualmente lo hace en pequeñas

cantidades a Argentina y, a mediano plazo, podría aumentar las exportaciones para cubrir mayores déficits que se presenten en Argentina, Brasil, Chile y posiblemente exportar también a Paraguay y Uruguay.

Las abundantes reservas de Bolivia podrían ser a futuro una garantía para el abastecimiento de gas al mercado del MERCOSUR, pero la necesidad, que tienen las empresas productoras y el Estado boliviano, de monetizar las reservas de gas han incentivado la búsqueda de mercados alternativos fuera de la SRA. En la eventualidad de que los productores bolivianos acuerden la exportación hacia el hemisferio norte, vía el Océano Pacífico, tanto Chile como Perú serían las opciones de paso de los gaseoductos hacia la costa para el embarque del LNG.

El gaseoducto Bolivia-Brasil, que inició operaciones en julio de 1999, es el medio de transporte que utiliza Bolivia para exportar su gas natural hacia el Brasil. Este es el más grande proyecto privado de infraestructura en Sudamérica, cuyo costo ascendió a los US\$ 2.1 mil millones y se invirtió tal cantidad de dinero a fin de proveer de gas natural a los habitantes de Sao Paulo (Brasil) y la zona sur de Porto Alegre, lo cual implica un recorrido mayor a los 2000 millas. Este gaseoducto es usado regularmente a un tercio de su capacidad total (alrededor de mil millones de pies cúbicos por día).

Los campos de San Alberto y San Antonio iniciaron exportaciones a Brasil en enero del año 2001, para tal efecto el gas viaja a través de un gaseoducto con más de 30 años de antigüedad (Yabog, propiedad de Transredes) que se conecta con el gaseoducto Bolivia – Brasil. Los planes de expansión de la capacidad del gaseoducto Yabog llevan más de siete años, pero en junio del año 2001, el Ministerio Boliviano de Medioambiente autorizó a Petrobras (junto con Repsol - YPF y TotalFinaElf) a proceder con la expansión. Además del proyecto de expansión del gaseoducto Yabog, Bolivia está promoviendo la construcción de un nuevo gaseoducto (Yacuiba - Río Grande, o Gasyrg) desde los campos de San Alberto y San Antonio y será operado por Petrobras en sociedad con Repsol - YPF y TotalFinaElf. El nuevo gaseoducto implicará una inversión de US\$ 300 millones y se espera que inicie operaciones en el año 2003.

En julio del año 2001, las más grandes empresas productoras de gas natural de Bolivia (Repsol - YPF, British Gas y British Petroleum) decidieron formar un consorcio para la exportación de gas natural licuado (GNL) llamado Pacific LNG en espera de la llegada del gas boliviano al mercado norteamericano. El proyecto comprendía la construcción de 430 millas de gaseoducto desde el campo Margarita en el sur de Bolivia a un puerto en el sur del Perú (probablemente Ilo) o alternativamente los puertos de Mejillones o Cobija en el norte de Chile. Para el consorcio Pacific LNG es preferible la opción chilena

debido a que los puertos chilenos están concluidos para recepcionar las enormes cantidades de gas Boliviano proveniente del campo de Margarita y debido a que Chile es políticamente más estable que el Perú, además de considerar que la opción peruana sería más cara. Al margen de ello, la opción del consorcio Pacific LNG no considera los efectos reactivadores ni multiplicadores que tendría la salida del gas natural por el Perú, que previamente tendría que atravesar la columna vertebral del país altiplánico.

Las empresas extranjeras con mayor actividad en la industria del gas natural boliviano son Petrobras, TotalFinaElf, British Petroleum Amoco, British Gas, Exxon Mobil y Repsol - YPF.

Bolivia cuenta con la segunda mayor reserva de gas natural de Sudamérica, después de Venezuela, ya que cuenta con reservas probadas a enero del año 2001 de 774.79 mil millones de metros cúbicos (Venezuela, tiene reservas probadas por 4,190.9 mil millones de pies cúbicos). El enorme incremento observado en las reservas de Bolivia (ver cuadro: *CAN, Reservas de gas natural*) se debe principalmente a la región de Tarija (sur de Bolivia) la cual constituye el 85% de las reservas debido a los enormes campos de San Alberto, San Antonio, Itau y Margarita.

Los mayores descubrimientos de gas natural tuvieron lugar en 1998. Lamentablemente lo reducido del mercado boliviano para el gas, impide el aprovechamiento local de este ingente recurso. Distintas estimaciones establecen que para los próximos 20 años, Bolivia solamente absorbería el 20% de sus actuales reservas. Los potenciales mercado de exportación del gas natural para Bolivia incluyen a Brasil, Argentina, Chile, Paraguay, Uruguay y los EE.UU.

De acuerdo a la información brindada por la EIA, para el año 2001 la capacidad instalada en Bolivia para generar energía vía gas natural es de 575 MW, lo cual representa el 57% del total de generación. La mayor parte del gas natural es consumido por el sector industrial, se espera que el consumo de las familias se incremente en los próximos años. Los niveles de consumo de gas natural de Bolivia son bastante bajos, muy comparables a los de Perú (ver cuadro: *balance gasífero por país*), cinco veces menores a lo consumido por los colombianos y casi veinte veces menos que los venezolanos. Asimismo, la evolución del consumo ha presentado una tendencia relativamente estable (ver cuadro: *Bolivia, producción y consumo de gas natural, 1990 – 2000*) ya que la data no muestra tendencia creciente alguna.

Colombia

A pesar que presenta déficits en la producción para satisfacer sus niveles de consumo, este país andino cuenta con suficientes reservas de gas natural

para autoabastecerse por más de dos décadas. Tiene suficientes reservas de gas natural para satisfacer las necesidades de su mercado interno hasta el mediano plazo (26 años).

Colombia cuenta con reservas probadas de gas natural estimadas en 4.3 trillones de pies cúbicos (Tpc), a enero del año 2002, significativamente por debajo de lo estimado para enero del año 2001, 6.9 Tpc. La producción y el consumo en el año 2000 (ver cuadro: *Colombia, producción y consumo de gas natural, 1990 - 2000*) fue de 0.200 Tpc y 0.201 respectivamente, sin embargo se espera un crecimiento considerable del consumo en la siguiente década debido al *Plan de Masificación del Gas Natural* promovido por el gobierno colombiano el cual establece el incremento del uso de gas natural especialmente para generación eléctrica y transporte público.

La industria del gas natural en Colombia es controlada por tres actores principales: Ecopetrol, la petrolera estatal, que maneja la exploración y el desarrollo de reservas de gas natural; la Comisión Reguladora de Energía y Gas, la cual emite y vela por el cumplimiento de las regulaciones; y la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas), empresa estatal dependiente del Ministerio de energía y controlada por Ecopetrol, encargada del sistema de transmisión nacional y la operación del transporte por gaseoductos. La distribución en las áreas urbanas ha sido privatizada.

La producción de gas natural está centrada en la costa norte y en la región de Barrancabermeja; otras áreas de producción se encuentran en el sur y en las cuencas ubicadas al este de Bogotá. La cuenca de Guajira es proyectada para ser la de mayor potencial de todos los nuevos descubrimientos. Ecogas es el propietario y operador de la red de gaseoductos.

Sin embargo, el país aún no se encuentra integrado a una conexión internacional de gas. Como el 50% de los volúmenes remanentes de gas tienen viabilidad concreta de comercialización (una buena parte de las reservas de Cusiana y Cupiagua) compensando la declinación de los campos ubicados en la costa norte -el resto de las reservas probadas no tiene aún mercados concretos para monetizarse y la posibilidad de su explotación depende de la valorización que adquieran-, los posibles destinos del gas colombiano serían los países centroamericanos y posiblemente en el corto y mediano plazo Venezuela para la recuperación mejorada de petróleo en el occidente venezolano (todo esto implicaría una interconexión entre los gaseoductos).

El gas natural colombiano es un recurso localizado principalmente en los departamentos de Casanare (centro este de Colombia) y Guajira (norte de Colombia), la mayor producción se da en esta última. Los recientes incrementos en

los precios del gas natural han servido de atractivo para atraer inversiones a la costa caribeña de Colombia.

Ecuador

Tiene reservas y capacidad productiva de gas de magnitudes menores, pero que no son explotadas en la actualidad. Se ha descubierto el campo de gas Amistad, con una reserva de 9.8 mil millones de metros cúbicos, que está siendo desarrollado desde una plataforma *off shore* en el golfo de Guayaquil. Lo anterior abre la posibilidad de mayores descubrimientos en la zona si se realizan actividades de exploración.

Ecuador presenta una estimación de reservas probadas de 28.6 mil millones de metros cúbicos a enero del año 2001 (ver cuadro: *CAN, Reservas de Gas Natural*). El problema central radica en que este país andino no cuenta con la infraestructura necesaria para utilizar estos recursos. Como la producción de gas natural está asociada a la producción de petróleo y la falta de infraestructura, hacen que el mercado de gas no muestre atractivo alguno a los ecuatorianos. Sin embargo, tal situación puede cambiar, con el desarrollo de campos en el golfo de Guayaquil y en el este de la región oriente.

La empresa norteamericana Noble Affiliates (y su subsidiaria, Energy Development Corporation Ecuador, Ltda.) tiene un acuerdo firmado por 15 años con Petroecuador para la extracción de las reservas de gas natural que se encuentran en el campo de la Amistad en el Block 3 del golfo de Guayaquil. A noviembre del año 2001, Noble Affiliates reportó que estaba en busca de un socio que lo ayude a desarrollar el campo Amistad.

En Ecuador el más común de los combustibles para cocinar es el gas licuado de petróleo (GLP), el cual se encuentra altamente subsidiado por el gobierno, y tiene que importar grandes cantidades del mismo para cubrir su demanda. En 1998, cerca de 4000 barriles diarios de GLP fueron producidos domésticamente y cerca de 13000 barriles diarios fueron importados en función de cubrir la demanda.

Sólo un proyecto considerable de gas natural se está desarrollando en Ecuador, este es el llevado a cabo por la Energy Development Corporation (EDC), una subsidiaria de Samedan Oil Corporation (Noble Affiliates Inc.). En 1996, EDC obtuvo una concesión para explorar 864,136 acres en el Block 3 en el campo de gas de la Amistad. EDC es propietaria del 100% de la explotación en el campo Amistad y está en busca de un socio que participe con el 25% de los gastos de exploración y en la nueva planta de energía eléctrica de Machala. El campo de la Amistad está localizado aproximadamente a 70 kilómetros

sobre la superficie oceánica del Golfo de Guayaquil. EDC produciría aproximadamente 32 millones de pies cúbicos diarios de gas natural en la Amistad el cual se transportaría por un gaseoducto que la empresa construirá hasta la planta eléctrica de Machala. A mayo del año 2001, la empresa había invertido alrededor de US\$ 75 millones y se estima un total de inversión en infraestructura de aproximadamente US\$ 100 millones adicionales.

Si observamos el cuadro: *CAN, balance gasífero por país*, tendremos que Ecuador produce y consume cero trillones de pies cúbicos, al parecer habría una contradicción, porque sí existe un consumo y una producción, pero éstos son tan ínfimos que resultan cero en la medida especificada.

Perú

El gas natural y los condensados descubiertos en Camisea han generado toda una revolución en el Perú, ya que se está hablando del cambio de patrón energético, por lo menos costoso que significa este recurso energético respecto al petróleo. A nivel de la energía comercial, el petróleo y derivados significan más del 60% de la generación de energía del país. Se espera que el ingreso del gas natural al mercado de combustibles peruano logre la sustitución del fuel oil (residuales) en la generación eléctrica y en la industria, el diesel oil y la gasolina usados en el transporte público y posiblemente a mediano plazo, el gas licuado de petróleo (GLP) usado en el sector residencial y comercial.

Perú cuenta con reservas probadas de gas natural cercanas a los 245 mil millones de pies cúbicos y produce alrededor de 1,661 millones de metros cúbicos (ver cuadros: *CAN, reservas de gas natural* y *CAN, producción y comercio de gas natural*).

El campo de gas natural de Camisea contiene reservas estimadas de 9 a 13 Tpc de gas natural (trillones de pies cúbicos) y alrededor de 600 millones de barriles de líquidos de gas natural. Las reservas del gas de Camisea fueron encontradas en los depósitos naturales de San Martín y Cashiriari en la Cuenca del Ucayali. En marzo del año 2000, luego de numerosas dilaciones, el contrato fue finalmente firmado para el desarrollo de Camisea.

Camisea eventualmente puede producir alrededor de 400 a 500 millones de pies cúbicos por día de gas natural y 50,000 barriles diarios de condensados. El gas natural será reinyectado y transportado a través de los Andes hacia Lima (vía Pisco en el sur de la costa) por gaseoducto. En el área de Pisco, la industria pesquera y las plantas de fundición representan potenciales consumidores. En Lima, la industria cementera y las empresas privadas de generación eléctrica, Etevensa, también resultan potenciales consumidores del gas de

Camisea. Otra de las posibilidades para el gas de Camisea es la exportación de gas natural licuado (GNL) hacia la costa oeste de los EE. UU. lo cual requerirá la construcción de una planta de licuefacción. Cerca de los campos explotados en Camisea se pueden construir generadoras eléctricas a base de gas natural.

El Presidente del Perú, Alejandro Toledo, ha propuesto que Bolivia y Perú (que representan la segunda reserva más grande de gas natural, después de Venezuela) unan sus esfuerzos para desarrollar la industria del gas, incluyendo la exportación de GNL y la construcción de un complejo petroquímico en el puerto peruano de Ilo. Este plan también podría requerir de la construcción de un gaseoducto que conecte las reservas de gas boliviano (Campo de Santa Margarita) con Ilo.

Además de Camisea, en Perú existe la explotación del gas natural de Aguaytía que significa alrededor del 42% de la producción total del gas peruano y alimenta a una planta eléctrica de 160 MW. Aguaytía es operada por un grupo de empresas privadas conformado por Maple Gas Corporation, Duke Energy International, El Paso Energy International Company, Illinova Generating Company, Power Markets Development Company, y Scudder Latin America Power Fund. El proyecto se ha organizado en unidades independientes: gas natural (Aguaytía Energy del Perú); generación eléctrica (Termoselva); y transmisión Eléctrica (Eteselva).

Perú posee ingentes reservas de gas natural, pero aún no aprovecha o utiliza todos estos recursos, solamente el 2% de la energía generada en el país es producida por gas natural. La serie histórica del consumo y producción de gas natural en el Perú (ver cuadro: *Perú, producción y consumo de gas natural*) muestra una situación deficitaria en los últimos tres años; sin embargo, es necesario precisar que el Perú no es deficitario en gas natural, lo que sucede es que la serie incluye a los líquidos de gas natural.

Venezuela

Aunque dispone de la reserva más importante de gas de la SRA, en el corto plazo tiene dificultades en aumentar la producción porque el 91% de ésta, se encuentra asociada y debe seguir el ritmo de producción del petróleo.

La producción de petróleo es quien regula la disponibilidad de gas natural. Los importantes crecimientos que se esperan en esta industria dependen y se apoyan en el desarrollo de reservas de gas libre, que estarían en manos del sector privado y serían destinadas al abastecimiento del mercado local.

Las futuras interconexiones de Venezuela con los países vecinos resultarán eficientes una vez que sus dos sistemas de gaseoductos existentes en el país

se unan. También, Venezuela puede desarrollar su reserva de gas libre en sus yacimientos situados fuera de la costa del Atlántico, colindantes al este con Trinidad & Tobago e incrementar la actividad exploratoria en esa zona, lo que le permitiría desarrollar los proyectos de GNL para la exportación. Sus mercados más evidentes para el GNL serían la costa este de los Estados Unidos, posiblemente Louisiana, por una parte y, el Noreste de Brasil, por otra.

Venezuela cuenta con reservas probadas de gas natural al año 2000 de 4,190.9 mil millones de metros cúbicos (ver cuadro: *CAN, reservas de gas natural*), las más grandes del Hemisferio Occidental después de los EE. UU. y octavas en el mundo. El país produjo alrededor de 39,546 mil millones de metros cúbicos en el año 2000 (ver cuadro: *CAN, producción y comercio de gas natural, 2000*), a pesar de estos niveles de reservas y de producción el país no realiza exportación alguna.

La demanda de gas es relativamente baja debido a que existe un enorme desarrollo de la industria hidroeléctrica que desplaza el uso del gas natural para generación eléctrica. Cerca del 60% de la producción de gas del país es consumida por la industria petrolera, 10% es usado en la generación de electricidad, 6% en la industria petroquímica, y el resto es usado en los centros industriales y comerciales de las grandes ciudades.

En febrero del año 2002, PdVSA inició la construcción de la plataforma de Deltana en un esfuerzo por explotar recursos gasíferos no asociados a la explotación de petróleo, ésta se localiza en la costa atlántica de Venezuela cerca de Trinidad y podría contener alrededor de 40 Tpc de gas natural. Otro proyecto es el Mariscal Sucre para el gas natural líquido que se espera finalizar en el año 2007; completada la planta de GNL de Mariscal Sucre, significará que Venezuela entrará en el mercado mundial de exportación de GNL.

La infraestructura de la industria del gas natural en Venezuela posee alrededor de 3,000 millas de gaseoductos domésticos (el país no cuenta con gaseoductos para exportar gas natural). En julio del año 2002, PdVSA y Ecopetrol completaron un estudio de factibilidad para la construcción de un gaseoducto que podría establecerse desde los campos de Guajira en Colombia y el Oeste venezolano a principios del año 2005. PdVSA ha planteado que en el futuro, la dirección del gaseoducto fluya a la inversa, en función de generar posibilidades para exportar el gas venezolano a otros países en América Central y Sudamérica. Venezuela intenta exportar la mayoría del gas extraído de la plataforma Deltana a los EE. UU. El propósito de destinar las nuevas reservas a la exportación nace de la preocupación de reducir la dependencia de Venezuela de la exportación de petróleo.

Venezuela es claramente el tercer productor y consumidor de gas natural en Latinoamérica, después de México y Argentina. Si analizamos la historia del

consumo y la producción de gas natural (ver cuadro: *Venezuela, Producción Y Consumo de Gas Natural, 1990 - 2000*) observamos que este país consume todo lo que produce de gas natural; se encuentra perfectamente balanceado.

3.4 Potencial carburífico en la CAN

La Comunidad Andina de Naciones es de lejos una región superavitaria en lo que respecta al carbón mineral; el exceso de la producción sobre el consumo (ver cuadro: *CAN, balance carburífero*) alcanzó su menor valor en 1991, el cual fue de 18.55 millones de toneladas cortas, y el mayor superávit se alcanzó el año 2000 con 45.23 millones de toneladas cortas. Asimismo, es necesario observar que la producción ha mostrado un comportamiento creciente en la década pasada en forma sostenida, pasó de 25.11 toneladas cortas en 1990 a 51.39 toneladas cortas en el año 2000; el consumo en cambio, desde 1990 ha oscilado entre las 3.58 toneladas cortas como mínimo y las 7.86 toneladas cortas como máximo en 1998.

En la Comunidad Andina de Naciones es Colombia el país con mayores reservas probadas de este recurso energético, alrededor de 6.6 mil millones de toneladas (ver cuadro: *Reservas y producción de carbón mineral*), le sigue Venezuela con reservas de 1.3 mil millones toneladas; Ecuador y Perú cuentan con reservas relativamente pequeñas, 22 y 6 millones de toneladas respectivamente. Bolivia cuenta con reservas insignificantes como para ser tomadas en cuenta. En total la subregión andina cuenta con un poco menos de 8 mil millones de toneladas en reservas, lo cual representa alrededor del 2% de la oferta de energía primaria de la CAN y dado el ritmo de producción (ver cuadro: *CAN, balance carburífero por país*) se cuenta con carbón suficiente para 171 años.

En el año 2000 Colombia culminó el proceso de vinculación del capital privado al megaproyecto de El Cerrejón Norte, con la suscripción del contrato de exploración minera y transferencia entre Carbocol y la compañía Cerrejón Norte S.A. (consorcio de tres inversionistas extranjeros).

Bolivia

Bolivia no tiene en la práctica reservas de carbón mineral de alta calidad, se estima un nivel de reservas recuperables de aproximadamente 1 millón de toneladas cortas de carbón de las calidades antracita y bituminosas.

Colombia

Es el más grande productor de carbón en latinoamérica y sus reservas consisten mayoritariamente en carbón bituminoso de alta calidad (carbón de que-

mado limpio, con un contenido de sulfuro menor al 1%) y una pequeña cantidad de carbón metalúrgico. En el año 2001, el carbón colombiano ocupó el segundo lugar en exportaciones en términos de ingresos, después del petróleo y antes del café.

El país es uno de los más grandes exportadores de carbón en el mundo. Existe la expectativa de que las exportaciones de carbón en los próximos cinco a seis años incrementarán significativamente la inversión privada en el sector; en el presente, las minas de carbón se encuentran en manos privadas. El proyecto de Cerrejón zona norte tienen la mina más grande de carbón en operaciones de latinoamérica y la más grande mina a cielo abierto de carbón en el mundo. La mayoría de las reservas de carbón se encuentran en la península de Guajira (Cerrejón) al norte de Colombia en el departamento Cesar.

Colombia exporta alrededor del 84% del total de su producción de carbón, generalmente se ubica en el primer lugar en latinoamérica y séptimo en el mundo en exportaciones totales. En 1997, los Estados Unidos importaron cerca del 10% de la producción total de carbón de Colombia. La industria del carbón en Colombia está realizando esfuerzos agresivos para ampliar sus exportaciones regulares dentro de los 10 años siguientes, alrededor de 70 millones de toneladas cortas; tal objetivo convertiría a Colombia en el tercer país en el mundo en exportaciones de carbón, si los niveles de exportación en los otros países permanece constante.

Así como la producción de carbón ocupa el primer lugar en la CAN, en Colombia el consumo de este recurso energético es el más alto del subsector andino (ver cuadro: *CAN, balance carburífero por país*), sin embargo éste representa un poco más del 10% de la producción (ver cuadro: *Colombia, producción y consumo de carbón, 1990 - 2000*).

Ecuador

Este país no es un productor ni tampoco consumidor de carbón. Ecuador no realiza inversiones para el desarrollo de esta industria, ni siquiera exploraciones para ampliar las pequeñísimas reservas de carbón existentes y que son de las calidades lignita y sub-bituminus, éstas se estiman en 22 millones de toneladas cortas.

Perú

Produce cantidades limitadas de carbón, y la mayor parte del consumo se satisface a través de importaciones, es un país deficitario en este recurso energético (ver cuadros: *CAN, balance carburífero por país* y *Colombia, producción y consumo de carbón, 1990 - 2000*).

La mayor parte del carbón utilizado en el Perú es destinado a la generación de electricidad en la termoeléctrica a carbón Ilo 2, para asegurar una oferta de potencia de 248 MW. La empresa Enersur bajo propiedad de la transnacional belga Tractebel, importa el carbón para generar energía y abastecer el consumo de la empresa de cobre Southern Perú Koper Corp. El gobierno peruano ha establecido un impuesto a las importaciones de carbón equivalentes a los US\$ 3 por tonelada para desestimular las importaciones del mismo y hacer más atractiva la utilización del gas natural.

Venezuela

Cuenta con reservas de carbón de aproximadamente 1.3 millones de toneladas cortas, que en su mayoría es de la calidad bituminus. Venezuela es el segundo más grande productor de carbón en Latinoamérica, después de Colombia. La producción en el año 2000 fue de 9.3 millones de toneladas cortas (ver cuadro: *Venezuela, producción y consumo de carbón, 1990 - 2000*), la mayor parte de esta producción se exportó hacia los países de la región, el este de Estados Unidos, y Europa, ya que el consumo doméstico en ese mismo año fue de 0.45 millones de toneladas cortas.

La cuenca Guasaré, cerca a la frontera con Colombia, es la zona de mayor producción carburífera en Venezuela. La producción de carbón estuvo limitada en los últimos años por restricciones en infraestructura y transporte. En 1999 el gobierno anunció su intención de incrementar la producción de carbón de alta calidad a 21 millones de toneladas para el año 2008. El sector carburífero en Venezuela está dominado por Carbozulia, perteneciente a la corporación PdVSA, la empresa estatal de hidrocarburos.

3.5 Potencial eléctrico en la CAN

En la Comunidad Andina de Naciones, como región, existen tanto empresas estatales como privadas que se encargan del suministro eléctrico en sus respectivos países. Se ha logrado que los grandes consumidores se encuentren conectados a los respectivos sistemas nacionales de transmisión logrando una cobertura industrial de casi 100%; a nivel de población urbana los grados de cobertura también son altos, sin embargo, en las zonas rurales existen bajos grados de cobertura eléctrica, por lo que existe la esperanza de que el acuerdo de integración eléctrica permita abastecer esta demanda insatisfecha.

La cobertura de servicio eléctrico en los países de la CAN es variable, presentándose los principales déficit en las áreas rurales y en zonas urbanas marginales. La cobertura total promedio (urbana y rural) es aproximadamente de 80%, habiendo países que superan el 95%, mientras que otros sola-

mente cubren alrededor del 52% de sus habitantes. 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. Las diferencias entre países son más marcadas y muestran extremos muy bajos.

En términos de capacidad instalada como región, la CAN contaba al año 2000, con una capacidad instalada de 44.9 mil MW (ver cuadro: *CAN, capacidad instalada en electricidad, 2000*), donde la capacidad de fuente hídrica es de 26.3 mil MW (59% de la capacidad total), el 41% es cubierto con 18.6 mil MW de fuentes térmicas y 1 MW con otras fuentes.

A nivel de la capacidad instalada, es Venezuela el país que tiene la mayor capacidad de potencia instalada con 21,292 megavatios (MW), distribuidos entre 13,215 de origen hidráulico y 8,077 de origen térmico que utilizan derivados del petróleo y gas natural. Sigue en importancia Colombia con una capacidad instalada eléctrica de 12,716 MW, distribuidos entre 8,066 de origen hidráulico y 4,650 MW de origen térmico que mayormente utilizan gas natural como combustible.

A nivel de producción, la generación eléctrica en el año 2000 en la subregión andina, fue 160,997 GWh, con una participación hidroeléctrica del 74% siendo térmica el 26% restante (ver cuadro: *CAN, generación eléctrica, 2000*); además es necesario precisar que solamente Venezuela representó un poco más del 51% del total de energía generada, seguido de Colombia con el 27%, Bolivia es el país con menor participación en la generación de energía con el 2.5% del total.

El potencial hidroeléctrico (capacidad explotada y por explotar) de la CAN alcanza los 266,767 MW de los cuales es Colombia el país que cuenta con mayor potencial, seguido de Perú y luego de Venezuela (ver cuadro: *CAN, potencial de hidroelectricidad, 2000*), solamente Colombia y Perú representan casi el 60% de todo este potencial de generación.

Si observamos el balance eléctrico (ver cuadros: *CAN, balance eléctrico por país* y *CAN, balance eléctrico*), podríamos afirmar que existe un superávit en todos los países de la CAN; sin embargo, esto no significa que sean autosuficientes ya que la energía se compra y se vende cada segundo (no es un bien almacenable) por lo que siempre la generación será mayor que el consumo, lo cual no implica que la oferta sea mayor a la demanda. Además, el consumo de energía muestra un patrón cambiante en un solo día, por lo que en algunas horas del día la generación es suficiente para abastecer la demanda, mientras que en otras, resulta insuficiente.

Otro aspecto que es necesario entender claramente es que la demanda de un bien (como lo es la energía eléctrica) expresa lo que se desea consumir del mismo, mientras que el consumo es la cantidad que realmente se utiliza; más aún, el hecho de que se abastezca a todos los que se encuentran interconectados en la red no significa que la generación sea suficiente para asegurar un servicio de calidad, ya que la falta de suministro no genera necesariamente la suspensión del abastecimiento sino que solamente puede traer una disminución de la frecuencia y la tensión (“los focos iluminan menos de lo habitual”).

En tal sentido, el análisis por país permitirá una mayor comprensión de la realidad y potencialidad eléctrica de cada país.

Bolivia

En este país existen dos grandes sistemas hidrográficos, el Amazonas y el Paraguay/Paraná. Bolivia tiene vastos recursos hidroeléctricos no explotados estimados en 39 mil MW, de los cuales cerca de 34 mil MW corresponden a la región amazónica. A pesar de contar con estos recursos, menos del 50% de la electricidad en Bolivia es de origen hidroeléctrico.

De acuerdo a la información brindada por la Energy International Administration (EIA), el consumo de electricidad de origen hidroeléctrico y de otros recursos renovables en Bolivia representan el 35% de toda la capacidad de generación en el año 2001 (aproximadamente 348 MW). La mayor parte de la generación hidroeléctrica en Bolivia pertenece a dos empresas privadas (ver cuadro: *Bolivia, centrales hidroeléctricas, 2000, 5MW a más*): Empresa Eléctrica Corani S.A. y Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE).

Dentro de los cinco años siguientes, es decir al año 2006, Bolivia espera incrementar a más del doble la capacidad de generación hidroeléctrica (ver cuadro: *Bolivia, centrales hidroeléctricas, 2000, planeadas o en construcción*). Hidroeléctrica Boliviana, una empresa subsidiaria de Tenaska Inc., ha invertido alrededor de US\$ 100 millones para construir dos plantas hidroeléctricas cercanas a La Paz, las cuales suman 85 MW en capacidad y satisfacerían el 40% de la demanda de electricidad de la ciudad.

La electricidad es distribuida en Bolivia a través de una red nacional, Sistema Interconectado Nacional (SIN), y unos pocos sistemas independientes pequeños. En 1998, el SIN abarcaba el 80% de toda la capacidad instalada de Bolivia, el 88% de la electricidad generada en el país, y el 89% de toda la electricidad consumida por la nación. El SIN presta servicio a cinco de nueve regiones y conecta a la mayoría de ciudades; hasta el año 2001 el sistema consistía en 536 Km de líneas de 230 Kv, 863 Km de líneas de 15 Kv y 100 Km de líneas de 69 Kv. La red de transmisión eléctrica perteneciente al SIN fue privatizada

en 1997, definiendo a la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) como la propietaria y operadora, empresa que pasó a poder de Red Eléctrica de España al adquirir el 69% de la participación de Unión FENOSA en julio del año 2002.

Dos de los sistemas provinciales de transmisión en Bolivia son Servicios Eléctricos Tarija S.A. (SETAR) y Servicios Eléctricos de Potosí (SEPSA). SETAR presta servicios a no menos de 40,000 consumidores en el sur de la región de Tarija y no está conectada con la red nacional eléctrica, presenta una capacidad de generación de 20.25 MW entre plantas hidroeléctricas y térmicas. SEPSA presta servicio a más de 23,500 consumidores en el sur de Bolivia.

En la pasada década, Bolivia experimentó un gran incremento en la capacidad de generación eléctrica y gran parte de este incremento fue en plantas de generación termoeléctrica, a fines de los 90 la tasa de crecimiento se acercaba al 67%. Desde 1990 hasta el año 2000 la capacidad de generación hidroeléctrica pasó de 0.31 mil MW a 0.39 mil MW y la capacidad de generación térmica pasó de 0.33 mil MW a 0.94 mil MW (ver cuadro: *Bolivia, capacidad instalada en generación eléctrica, 1990 - 2000*).

El consumo de electricidad en Bolivia aumentó en no menos del 70% durante la década del 90, la tasa de crecimiento anual estimada hasta el año 2004 es de 5% a 6%; en 1990 se generó 2.1 miles de millones de KWh mientras que el consumo fue de 2.0 mil millones; en el 2000 se generó 3.9 miles de millones de KWh y se consumió 3.6 miles de millones (ver cuadro: *Bolivia, generación y consumo de electricidad, 1990 - 2000*).

Las cuatro mayores empresas de generación eléctrica: Guaracachi, Valle Hermosa, Corani y COBEE (ver cuadro: *Bolivia, empresas de generación eléctrica, 2001*) están bajo el control y la operación de extranjeros, mayormente norteamericanos. Las tres primeras empresas fueron resultado de la fragmentación de la empresa estatal ENDE en 1995 y son propiedad privada en 50% de empresas privadas (Energy Initiatives de Guarachi, Constellation Energy de Valle Hermosa y Duke Energy de Corani) y el otro 50% es propiedad de los fondos privados de pensión bolivianos. COBEE es enteramente (99%) propiedad de NRG Energy una subsidiaria de Xcel Energy desde abril del 2000; Duke Energy compró la participación de Dominion Energy en la Empresa Eléctrica Corani s.a. la cual posee las dos plantas hidroeléctricas de mayor capacidad del país.

Colombia

El sistema de transmisión nacional colombiano (STN) proporciona un mecanismo viable de transacción eléctrica entre generadores y compradores. Exis-

ten 11 empresas de transmisión eléctrica en Colombia. La más grande de éstas es la estatal, Interconexión Eléctrica s.a. (ISA), la cual tiene propiedad parcial (pero mayoritaria) de más del 74.2% de la red del STN. ISA también posee el 65% de la empresa de transmisión Transelca que tiene en propiedad el 9.7% de la red del STN.

Interconexión Eléctrica s.a. (ISA) es la única empresa de transporte eléctrico con cobertura nacional: posee y opera el 100% de las líneas de 500Kv (1,070 Km) y de sus respectivas subestaciones, también el 67.4% de las líneas de 220/230 Kv (6,836 Km) y el 43.6% de sus respectivas subestaciones. El sistema de transmisión eléctrica colombiano está también interconectado con Ecuador y Venezuela; sin embargo, esta parte de la red tiene una presencia relativamente pequeña en los volúmenes transados. ISA también opera el Centro Nacional de Despacho (CND) y Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Colombia cuenta actualmente con una capacidad instalada de generación eléctrica de más de 14 mil MW. En la década pasada experimentó un incremento de aproximadamente 50%; en 1990 la capacidad instalada estaba en los 8.79 MW para luego alcanzar una dimensión de 13.22 MW en el año 2000 (ver cuadro: *Colombia, capacidad instalada en generación eléctrica, 1990 – 2000*).

En Colombia la capacidad instalada hidroeléctrica aumentó un 28% en el mismo período pasando de 6,670 MW en 1990 a 8,570 MW en el año 2000, mientras que la capacidad térmica de generación creció en 119%, pasando de 2,120 MW en 1990 a 4,650 MW en el año 2000. En este último año de los 13,220 MW de capacidad de generación el 65% era de origen hidráulico y el restantes 35% fue de origen térmico. Las empresas más grandes de generación eléctrica en Colombia son Emgesa (región de Bogotá), la cual posee alrededor de 2500 MW de capacidad; y Empresas Públicas de Medellín, que cuenta con 1400 MW de capacidad (juntas estas dos empresas abastecen cerca del 40% de los consumidores del país).

Severas sequías hace pocos años provocaron cortes del suministro eléctrico y forzaron a racionamientos. Como resultado, Colombia fomenta el desarrollo de mayor capacidad de generación no hidroeléctrica y se ha propuesto contar con una participación de las plantas a carbón y a gas de no menos del 20% de la capacidad de generación. Colombia ha planeado incrementar su capacidad de generación térmica al 50% de la capacidad total en el año 2010. En el año 2000 iniciaron operaciones tres termoeléctricas a gas natural con una capacidad instalada de 579 MW y se está construyendo una termoeléctrica a carbón de 300 MW de capacidad (ver cuadro: *Colombia, plantas termoeléctricas, proyectos de expansión*). Sin lugar a dudas, de los países integrantes de la CAN, Colombia es el país que mejor aplica los princi-

pios de la economía energética en el sentido de utilizar los recursos naturales más abundantes que posee.

El gobierno colombiano ha creado un plan de oferta adicional de electricidad en su plan de expansión eléctrica. Los objetivos trazados en este son los siguientes: incrementar la generación eléctrica en función del crecimiento de la demanda, incrementar la inversión privada mediante la mejora de la estructura regulatoria, promover tarifas del servicio de electricidad más flexibles y promover la privatización de algunas de las plantas de generación eléctrica de propiedad estatal.

El crecimiento de la demanda de electricidad en Colombia se estima en una tasa promedio anual de 6% (2000 al 2009) para la presente década. La hidroelectricidad es responsable de aproximadamente el 70% de la generación neta de energía eléctrica en Colombia, el 30% restante es cubierto a través de otras fuentes de energía primaria con una pequeña participación de recursos energéticos renovables. Con la excepción de la sequía que se dio en el año 1992, la demanda de electricidad en Colombia presenta un crecimiento sostenido desde 1992, es por ello que el consumo de electricidad aumentó de 33.3 a 40.3 miles de millones de KWh entre 1990 y el año 2000 (ver cuadro: *Colombia, generación y consumo de electricidad, 1990 - 2000*).

El sector eléctrico colombiano continúa en proceso de cambios serios. Los repetidos ataques sobre la infraestructura eléctrica por los grupos guerrilleros están alterando el sistema, por lo pronto los planes de privatización se han puesto en situación de espera. Es necesario precisar que de las 28 empresas de generación eléctrica pertenecientes a la red interconectada nacional, la mayoría son de propiedad estatal.

Ecuador

Por años Ecuador ha permanecido con plantas antiguas de energía hidroeléctrica para la generación de electricidad. A mediados de 1990, sin embargo, las temporadas de sequías y los cortes de suministro eléctrico expusieron la cruda realidad de la generación eléctrica en el país. Es así que en 1996 el gobierno promulga una ley abriendo el sector energía con participación pública, a fin de atraer el capital privado para servir mejor a la creciente demanda de energía.

Actualmente los concesionarios de las plantas hidroeléctricas son responsables por el 90% del potencial hidroeléctrico instalado, éstos son Hidropaute s.a., Hidronación s.a. (que absorbió en el año 2001 los activos de Hidropucara s.a.) e Hidrogoyan s.a. (ver cuadro: *Ecuador, Centrales Hidroeléctricas, 2000*). En el año 2000, las plantas de generación eléctrica conectadas a la red

interconectada nacional ecuatoriana produjeron un total de 10.4 miles de millones de KWh, de los cuales el 75% fue de origen hidroeléctrico. Para el periodo 2002 - 2011 el Plan Nacional de Electrificación refiere de un total de 146 proyectos hidroeléctricos que juntos totalizan un nivel de capacidad de 11,547 MW pero el gobierno busca una mayor explotación del potencial hidroeléctrico estimado en 22,000 MW.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del Ecuador está compuesto por líneas de circuito doble de 230 Kv conectadas por las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (ciudad de Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Sta. Rosa (ciudad de Quito), Totoras (ciudad de Ambato) y Riobamba, básicamente enlazan a los grandes productores de energía con los grandes consumidores. Asimismo existe una red de circuito doble de 230 Kv que conecta Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil). Las líneas de 230 Kv alimentan a otras líneas de 138 Kv y 69 Kv que se conectan con centros secundarios de consumo, formando así el Sistema Nacional Interconectado (SIN). En el año 2000, había 1,041 Km de líneas de 230 Kv y 1,424 Km de líneas de 138 Kv en operación.

La empresa nacional ecuatoriana de transmisión eléctrica, Transelectric s.a. (Empresa Nacional de Transmisión) asumió la responsabilidad de manejar el SNT desde el 1 de abril de 1999 después de que INECEL había desaparecido. Desde que INICEL dejó de realizar inversiones en transmisión (más de diez años), Transelectric trabajó en la construcción de una red que optimice las tareas para corregir los problemas técnicos que enfrenta el sistema cuando existen mayores demandas.

Dado que los factores climáticos afectan el regular aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos y tanto Colombia como Perú cuentan con gas natural, resulta lógica la interconexión eléctrica entre países para aprovechar las ventajas de las distintas formas de energía. En la actualidad, son pequeñas redes de 13.8 Kv y 34.5 Kv las que conectan a la empresa eléctrica del norte ecuatoriano con la empresa colombiana Cedenar, éstas solamente son usadas en épocas de emergencia. Desde 1998, se tiene una conexión de 115/138 Kv entre la subestación Tulcán en Ecuador y la subestación Ipiales en Colombia, ésta puede transferir desde 30 MW a 40 MW. El gran proyecto, sin embargo, es una línea de doble circuito de 230 Kv con un recorrido de 214 Km (136 Km en Ecuador y 78 Km en Colombia) con una capacidad de transferencia mayor a los 260 MW entre la subestación ecuatoriana Pomasqui (Quito) y la subestación colombiana Jamondino (Pasto).

Para el año 2000, Ecuador contaba con una capacidad de generación eléctrica de 3.48 mil MW (ver cuadro: *Ecuador, capacidad instalada en generación eléctrica, 1990 - 2000*).

El consumo de electricidad en Ecuador ha tenido un crecimiento de aproximadamente 67% entre los años 1990 y 2000; pasó de consumir 5.8 miles de millones de KWh a 9.7 miles de millones (ver cuadro: *Ecuador, generación y consumo de electricidad, 1990 - 2000*). Este crecimiento en el consumo fue cubierto por incrementos en la capacidad de generación tanto hidroeléctrica como termoeléctrica.

En 1999, todos los activos de generación y transmisión eléctrica de propiedad estatal y manejados por INECEL fueron transferidos al Fondo de Solidaridad y organizados en las siguientes seis empresas de generación: Hidropaute s.a., Hidroagoyan s.a., Hidropucara s.a., Termoesmeraldas s.a., Termopichincha s.a., Electroguayas s.a., y una empresa de transmisión, Transelectric s.a.

Perú

La Cordillera de los Andes forma una división continental que separa al Perú en dos sistemas hidrográficos: el sistema del Pacífico, que está constituido por pequeños ríos que nacen en los Andes; y, el sistema del Atlántico, constituido por todos los ríos de la cuenca del Amazonas. Desde el punto de vista de generación hidroeléctrica, el Rímac y el Mantaro en la sierra central constituyen los ríos más importantes del sistema del Pacífico y fluye hacia el Océano Pacífico a través de las áreas metropolitanas de Lima y Callao. Cuenta con trece plantas hidroeléctricas en sus riveras y tributarios entre ellas; la segunda planta del Perú en términos de capacidad de generación, es la central hidroeléctrica de Huinco (ver cuadro: *Perú, centrales hidroeléctricas, 2000*).

El gobierno peruano está alentando la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas después de que el Ministerio de Energía y Minas removiera la moratoria de construcción de nuevas plantas hidroeléctricas para favorecer el proyecto del gas de Camisea. Numerosas plantas se encuentran en construcción (ver cuadro: *Perú, proyectos hidroeléctricos*) entre ellos las plantas hidroeléctricas: Chimay de 111 MW, Yuncán de 130 MW, Ocoña de 150 MW y Cheves de 525 MW (algunas de ellas ya están operativas).

Las redes de transmisión eléctrica del Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) son administrados actualmente por la empresa estatal colombiana ISA, que ganó la concesión de las empresas de transmisión Etecen y Etesur en el año 2002. Esta red de transmisión nacional surgió de la unión del Sistema Interconectado del Sur (SISUR) con el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) a través de la línea de transmisión Mantaro- Socabaya. El SEIN contempla 907 Km de líneas de transmisión de 138 Kv y 4,398 Km de líneas de transmisión de 220/260 Kv.

ISA está desarrollando un proyecto, en el que ya cuenta con las torres tendidas, de 55 Km de líneas de transmisión desde Zorritos a Zarumilla en el departamento de Tumbes cerca de la frontera con Ecuador; ofrece una mayor posibilidad de integración eléctrica entre Perú y Ecuador.

A fines del año 2000, la capacidad instalada total del Perú (ver cuadro: *Perú capacidad instalada en generación eléctrica, 1990 - 2000*) alcanzó los 5.640 mil MW en el que más del 50% es de origen termoeléctrico (2.94 mil MW) y lo restante está dado por capacidad de generación hidroeléctrica (2.67 mil MW). Desde hace muchos años existe en el Perú una enorme capacidad instalada de plantas térmicas, sin embargo, la mayor cantidad de energía generada proviene de plantas hidroeléctricas.

La producción y el consumo de energía eléctrica en el Perú ha presentado un crecimiento de 49% y de 49% entre 1990 y el año 2000 respectivamente. En este último año el Perú generó energía por 19.7 miles de millones de KWh de los cuales 16 mil millones fueron de origen hidroeléctrico y 3.5 mil millones de origen térmico (ver cuadro: *Perú, generación y consumo de electricidad, 1990 - 2000*), es decir que el 81% de la energía generada en el Perú tuvo origen hídrico.

El subsector de generación eléctrica está formado en el Perú por un gran número de empresas (ver cuadro: *Perú, Empresas de Generación Eléctrica, 2001*) las cuales están sujetas a un régimen de competencia en el y por el mercado. Electroperú es la más importante empresa estatal de generación eléctrica y cuenta con una capacidad instalada de 1200 MW siendo más conocida como el complejo hidroeléctrico del Mantaro la mayor de sus plantas (1,080 MW) y la mayor del Perú.

Le siguen en importancia la empresa de generación Edegel del grupo transnacional Endesa, que opera a través de cinco estaciones de generación hidroeléctrica (Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní) y de una central termoeléctrica (Santa Rosa), y tiene una capacidad operativa instalada de 870 MW. Luego sigue en importancia Enersur de la transnacional Tractebel con una potencia de 553 MW. Se debe considerar que el Grupo Endesa es el más importante en el Perú, pues opera no solo Edegel, sino también es concesionario de Etevensa 540 MW, Eléctrica de Piura (EEPSA) con 119 MW. Egenor con 273 MW tiene participación de la Duke Energy y Sempra; luego Electroandes fue creada en el año 2001 como resultado de la privatización del sistema eléctrico de Centromin, la empresa que ahora es una subsidiaria de la empresa norteamericana PSEG, tiene una capacidad de generación de 183 MW y es propietaria de cuatro plantas hidroeléctricas.

Venezuela

El Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, a través de la Oficina Eléctrica Estatal, determinó la política del subsector eléctrico del país. La Comisión de Regulación de Energía Eléctrica fue formada en 1992 para determinar las tarifas eléctricas. El gobierno venezolano mostró bajo esta normativa una visión "cerrada" en un objetivo sobre la red eléctrica del país denominado "pérdidas no técnicas", esta posición incorrecta desató un efecto drástico de subsidios cruzados entre las futuras tasas energéticas y las tarifas eléctricas.

La Ley de Electricidad de 1999 realizó numerosos cambios a la estructura regulatoria del subsector eléctrico venezolano, la más significativa fue la permisión de la participación del sector privado en generación y transmisión eléctrica. La Ley también estableció que los servicios no podían estar verticalmente integrados lo cual incluía las actividades de generación, transmisión y distribución, éstas deberían estar claramente separadas en empresas independientes, es decir se apostó por la fragmentación eléctrica.

Desde un punto de vista de la oferta energética, los entendidos son conscientes y sabedores de la necesidad de diversificación energética para salir de su enorme dependencia de la generación hidroeléctrica. El más grande y extenso río de Venezuela es el Orinoco, el cual fluye desde el noroeste atravesando el sur venezolano, además de la zona fronteriza con Colombia y el norte del país para luego desembocar en el mar Caribe. La cuenca del río Orinoco es la segunda más grande en Sudamérica y la tercera más grande del mundo, cubriendo más de un millón de kilómetros cuadrados, además recorre casi todo Venezuela e incluye a los mayores tributarios del país (Caura, Paraqua y Caroní en el sudeste, y el Arauca y Meta en el sudoeste).

Venezuela es el segundo mayor productor de energía hidroeléctrica en latinoamérica, después de Brasil y sin subestimar a Paraguay. En el año 2000 más del 77% de la electricidad de Venezuela fue producida por servicio hidroeléctrico (ver cuadro: *Venezuela, generación y consumo de electricidad, 1990 - 2000*). Es el segundo país en el mundo con la mayor capacidad de generación hidroeléctrica 13.22 mil MW (ver cuadro: *Venezuela, centrales hidroeléctricas, 2000*).

La planta hidroeléctrica más grande del país es Guri Dam /Raúl Leoni con una capacidad instalada de 10,055 MW y está ubicada en el río Caroní, además es propiedad de la Corporación Venezolana de Guayana Electrificación del Caroní (CVG EDELCA) que también posee el segundo complejo hidroeléctrico más grande: las tres plantas hidroeléctricas Macagua, también ubicadas sobre el río Caroní. Otras tres hidroeléctricas de pequeña dimensión ubicadas en el oeste venezolano son propiedad de la Compañía Anónima

de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE); asimismo, AES EDC opera dos pequeñas hidroeléctricas en la capital. CVG EDELCA está construyendo dos hidroeléctricas bastante grandes en las riberas del río Caroní, Carauchi y Tocomá, ambas con capacidades de generación de 2,160 MW cada una y con fecha terminal en los años 2003 y 2010 respectivamente (ver cuadro: *Venezuela, centrales hidroeléctricas, planeadas o en construcción*). Además, esta misma empresa planea la construcción de otras cuatro plantas hidroeléctricas: Tayucay de 3,100 MW; Eutobarima de 2,900 MW; Auraima de 1,800 MW; y, Aripichi de 1,300 MW.

El Sistema de Transmisión Eléctrica de Venezuela, Sistema Interconectado Nacional (SIN), recorre el país entero con excepción de pequeñas comunidades aisladas y es propiedad de las cuatro más grandes empresas del país: CVG EDELCA, CADAFE, AES EDC y ENELVEN. El sistema de transmisión es operado centralmente por la Oficina de Operación del Sistema Interconectado (OPSIS). EL SIN comprende más de 6,000 millas de líneas de transmisión de 875, 400,230 y 115 Kv.

Venezuela cuenta con uno de las tasas más altas de electrificación en Latinoamérica con 94% de la población con acceso al servicio eléctrico. Venezuela también se encuentra favorecida con abundantes fuentes de generación eléctrica como vastos ríos para la generación hidroeléctrica y una enorme oferta de combustibles fósiles para la generación termoeléctrica. Esta situación hace de Venezuela un país más que autosuficiente para sus futuras necesidades eléctricas. Los recursos con los que cuenta Venezuela fácilmente pueden cubrir los excesos de demanda de otros países de Sudamérica. Se espera que el consumo de electricidad en Venezuela se incremente entre 3 y 3.5% por año para la presente década; para el año 2000 Venezuela generó un total de 80.8 mil millones de KWh y consumió 75.1 mil millones de KWh (ver cuadro: *Venezuela, generación y consumo de electricidad, 1990 – 2000*).

La capacidad instalada de generación eléctrica ha presentado un crecimiento del 15% entre 1990 y el año 2000. La generación hidroeléctrica, representó cerca del 62% de la capacidad instalada de generación eléctrica, mientras que la generación térmica cubrió el 38% restante. Es necesario observar que a diferencia de muchos países sudamericanos, la generación termoeléctrica ha mostrado un decrecimiento entre 1990 y el año 2000 de 5% aproximadamente, por lo que se espera que las nuevas centrales hidroeléctricas cubran las falencias de las termoeléctricas.

El sector eléctrico venezolano es una mixtura de empresas estatales y privadas. El Estado posee más del 80% de la capacidad de generación nacional y controla el 100% de la capacidad de generación hidroeléctrica. CVG EDELCA, la empresa de generación eléctrica más grande del país controla cerca del

59% de la operación del país y 72% de la generación eléctrica destinada al sector público (toda su capacidad de generación es hidroeléctrica).

CADAFE, es la segunda empresa más grande de generación, controla el 16% de la capacidad de generación y abastece el 20% del consumo del sector público. Otras empresas generadoras más pequeñas son: Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN) y Energía Eléctrica de la Costa Oriental (ENELCO), ambas situadas en el estado de Zulia al noroeste de Venezuela y generan, transmiten y distribuyen energía termoeléctrica a pequeños consumidores así como a consumidores industriales (ENELVEN es la más grande de las dos).

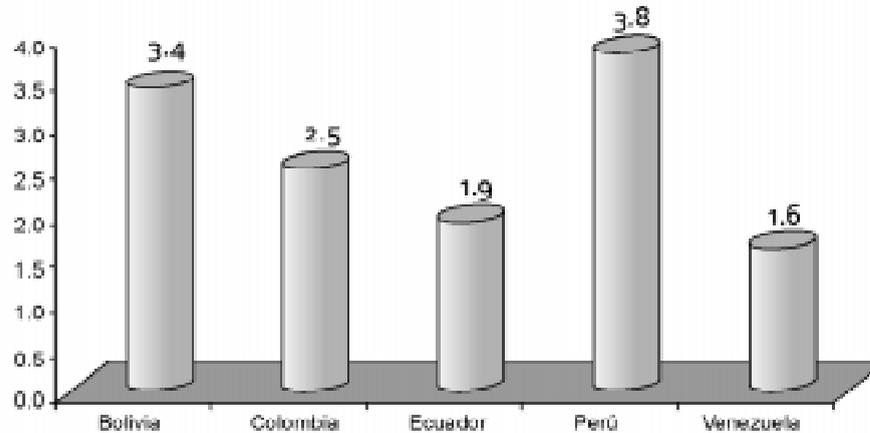
De lejos, la empresa privada de generación eléctrica en Venezuela es AES EDC la cual proviene de la compra de Electricidad de Caracas (ELECAR) por la empresa de desarrollo eléctrico AES, ésta provee de electricidad a la ciudad de Caracas y alrededores, donde reside el 20% de la población de Venezuela, además opera seis plantas con una capacidad total de 2,337 MW. (ver cuadro: *Venezuela, empresas de generación eléctrica, 2001*).

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES: PRODUCTO INTERNO BRUTO
(Tasas anuales de variación)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ^a	1992-2001
Bolivia	1.7	4.3	4.8	4.7	4.5	4.9	5.0	0.3	2.3	1.3	3.4
Colombia	3.6	4.4	5.9	4.9	1.9	3.3	0.8	-3.8	2.2	1.5	2.5
Ecuador	3.0	2.2	4.4	3.0	2.3	3.9	1.0	-7.9	2.3	6.0	1.9
Perú	-0.4	4.8	12.7	8.6	2.5	6.8	-0.5	0.9	3.0	0.2	3.8
Venezuela	7.0	-0.4	-3.7	5.9	-0.4	7.4	0.7	-5.8	3.8	2.8	1.6

FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales convertidas a dólares a precios constantes de 1995.

^(a) Cifras preliminares.



PRODUCTO INTERNO BRUTO, CAN Y MERCOSUR
(Millones de dólares corrientes)

Países	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bolivia	5,369	5,484	5,855	6,539	7,233	7,769	8,287	8,026	8,214	7,954
Colombia	53,837	64,988	81,241	85,495	100,178	94,086	91,098	80,888	77,934	82,720
Ecuador	12,430	14,540	16,880	18,006	19,157	19,760	19,739	13,769	13,649	17,982
Perú	36,270	36,684	44,865	53,500	52,919	57,821	52,711	49,778	52,950	55,001
Venezuela	51,936	51,452	51,030	47,192	61,779	85,957	92,972	96,532	117,829	119,692
CAN	159,842	173,148	199,871	210,732	241,265	265,393	264,807	248,993	270,576	283,349
Argentina	228,000	236,505	257,440	258,032	272,150	292,859	298,948	283,523	284,204	268,697
Brasil	387,295	429,685	543,087	705,449	775,475	807,814	787,889	531,057	594,247	503,857
Paraguay	6,447	6,841	7,857	8,970	9,637	9,607	8,594	7,741	7,727	7,201
Uruguay	12,878	14,993	17,463	19,310	20,525	21,708	22,378	20,923	20,093	18,674
MERCOSUR	634,620	688,024	825,847	991,761	1,077,787	1,131,988	1,117,809	843,244	906,271	798,429
Chile	41,882	44,474	50,919	65,216	75,769	82,809	79,374	73,046	74,953	66,450

FUENTE: Comunidad Andina de Naciones / Banco Central de Chile / Mercosur / CEPAL.

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES: RELACIÓN DE PRECIOS DEL INTERCAMBIO DE BIENES FOB/FOB
(En porcentajes del producto interno bruto)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ^a
Bolivia	88.3	102.5	100.0	111.7	115.6	109.9	109.8	112.0	110.5
Colombia	91.0	104.9	100.0	103.8	104.4	95.8	102.6	115.8	109.2
Ecuador	106.4	108.9	100.0	109.6	111.9	99.6	106.2	123.8	114.2
Perú	89.1	95.7	100.0	96.9	103.2	89.7	83.3	80.9	77.5
Venezuela	100.9	100.0	100.0	115.6	110.8	79.9	107.0	157.4	131.8

FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales convertidas a dólares a precios constantes de 1995.

^(a) Cifras preliminares.

AMERICA LATINA Y EL CARIBE: DEUDA EXTERNA BRUTA
(Millones de dólares)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ^b
Bolivia ^a	3,784	3,777	4,216	4,523	4,366	4,234	4,390	4,327	4,240
Colombia	19,908	21,855	26,341	31,116	34,412	36,606	36,662	36,394	39,885
Ecuador	13,631	14,589	13,934	14,586	15,099	16,400	16,282	13,564	14,411
Perú	27,447	30,191	33,378	33,805	28,642	29,477	28,704	28,353	27,653
Venezuela	40,836	40,998	37,537	34,117	31,328	30,248	33,235	32,056	32,229
Total (CAN)	105,606	111,410	115,406	118,147	113,847	116,965	119,273	114,694	118,418

FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

^a Se refiere a la deuda externa pública.

^b Cifras preliminares.

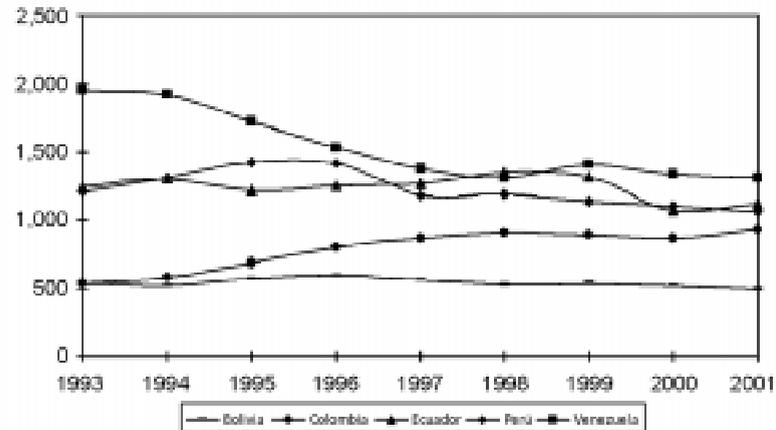
COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES: DEUDA EXTERNA PERCÁPITA (En US dólares)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ^b
Bolivia ^a	536	522	569	596	562	532	539	520	498
Colombia	537	578	683	792	859	897	882	860	926
Ecuador	1,241	1,300	1,216	1,247	1,265	1,347	1,312	1,073	1,119
Perú	1,207	1,305	1,418	1,412	1,175	1,189	1,138	1,105	1,060
Venezuela	1,953	1,918	1,718	1,529	1,375	1,301	1,402	1,326	1,308

FUENTE: CEPAL, Sobre la base de cifras oficiales.

^a Se refiere a la deuda externa pública.

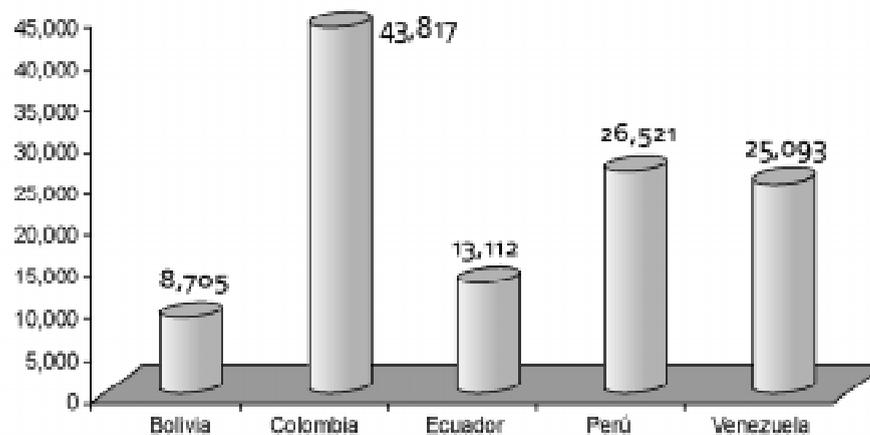
^b Cifras preliminares.



COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES: POBLACIÓN TOTAL (Miles)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Comunidad Andina	96,800	98,780	100,777	102,792	104,833	106,900	108,979	111,059	113,128	115,188	117,248
Bolivia	6,894	7,064	7,238	7,414	7,592	7,773	7,957	8,143	8,329	8,516	8,705
Colombia	36,370	37,085	37,810	38,542	39,285	40,042	40,804	41,566	42,321	43,070	43,817
Ecuador	10,741	10,981	11,221	11,460	11,698	11,937	12,175	12,411	12,646	12,879	13,112
Perú	22,354	22,740	23,130	23,532	23,947	24,371	24,801	25,232	25,662	26,090	26,521
Venezuela	20,441	20,910	21,377	21,844	22,311	22,777	23,242	23,707	24,170	24,632	25,093

FUENTE: CELADE



COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES: POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA (Miles)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Comunidad Andina	35,712	36,801	37,926	39,088	40,265	41,480	42,733	44,026	45,359	46,637	47,951
PEA urbana	25,477	26,475	27,513	28,591	29,649	30,747	31,886	33,067	34,293	35,448	36,642
PEA rural	10,235	10,326	10,414	10,496	10,616	10,733	10,847	10,959	11,066	11,189	11,308
Bolivia	2,420	2,493	2,568	2,645	2,727	2,811	2,898	2,988	3,081	3,176	3,274
PEA urbana	1,343	1,410	1,480	1,554	1,627	1,704	1,785	1,869	1,957	2,042	2,131
PEA rural	1,077	1,083	1,088	1,091	1,099	1,107	1,114	1,119	1,124	1,134	1,144
Colombia	13,525	13,921	14,328	14,747	15,169	15,602	16,048	16,507	16,979	17,428	17,890
PEA urbana	9,559	9,929	10,313	10,713	11,101	11,504	11,922	12,354	12,803	13,222	13,655
PEA rural	3,966	3,992	4,015	4,035	4,067	4,098	4,127	4,153	4,176	4,206	4,235
Ecuador	3,835	3,972	4,114	4,262	4,403	4,550	4,701	4,858	5,021	5,173	5,329
PEA urbana	2,254	2,366	2,484	2,607	2,725	2,848	2,977	3,112	3,252	3,382	3,518
PEA rural	1,581	1,606	1,631	1,655	1,678	1,701	1,724	1,747	1,769	1,790	1,812
Perú	8,571	8,807	9,049	9,299	9,574	9,858	10,150	10,452	10,762	11,062	11,371
PEA urbana	5,920	6,128	6,343	6,565	6,793	7,028	7,272	7,524	7,785	8,033	8,289
PEA rural	2,651	2,679	2,707	2,734	2,781	2,829	2,878	2,927	2,977	3,029	3,082
Venezuela	7,360	7,609	7,867	8,134	8,393	8,659	8,935	9,221	9,516	9,797	10,087
PEA urbana	6,402	6,643	6,893	7,153	7,403	7,662	7,930	8,208	8,495	8,768	9,050
PEA rural	959	966	974	982	989	997	1005	1013	1021	1029	1037

FUENTE: CELADE.

**COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES:
INDICADORES DE LA POBLACIÓN TOTAL¹**

	CAN		Bolivia		Colombia		Ecuador		Perú		Venezuela	
	1995	2000	1995	2000	1995	2000	1995	2000	1995	2000	1995	2000
Tasa de crecimiento total	20,3‰	19,2‰	24,1‰	23,3‰	19,5‰	18,7‰	22,0‰	19,7‰	17,4‰	17,3‰	22,7‰	20,2‰
Tasa global de fecundidad	3.2	2.9	4.8	4.4	3.0	2.8	3.5	3.1	3.0	2.6	3.3	3.0
Tasa bruta de natalidad	28,0‰	25,4‰	35,7‰	33,2‰	27,0‰	24,5‰	28,3‰	25,6‰	27,6‰	24,9‰	27,4‰	24,9‰
Esperanza de vida al nacer	68.2	69.8	59.3	61.4	68.6	70.7	68.8	69.9	66.7	68.3	71.8	72.8
Tasa de mortalidad infantil	42,4‰	37,4‰	75,1‰	65,6‰	35,2‰	30,0‰	49,7‰	45,6‰	55,5‰	45,0‰	23,2‰	20,9‰
Tasa bruta de mortalidad	6,4‰	6,0‰	10,2‰	9,1‰	6,4‰	5,8‰	6,2‰	6,0‰	6,9‰	6,4‰	4,7‰	4,7‰
Tasa de migración	-1,3‰	-0,3‰	-1,4‰	-0,9‰	-1,1‰	0,0‰	0,0‰	0,0‰	-1,1‰	-0,4‰	0,0‰	0,0‰
Población <15 años	35.8%	33.8%	40.6%	39.6%	34.4%	32.7%	36.4%	33.8%	35.9%	33.4%	36.2%	34.0%
Relación de dependencia	67.0%	62.4%	79.8%	77.4%	63.7%	59.9%	68.9%	62.7%	67.4%	61.8%	67.5%	62.6%

FUENTE: CELADE.

⁽¹⁾ Promedio para el quinquenio que termina en cada año.

CAN: PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTEGRACIÓN ANDINA

Variable	Unidades	1996	2001
Población	Millones de habitantes	102	115
Densidad poblacional	Habitantes por Km ²	22	24
Población urbana	Millones de habitantes	72	85
Participación urbana en el total	Porcentaje	71%	74%
Población económicamente activa	Millones de habitantes	41	46
PEA femenina	Millones de mujeres	14	16
PEA masculino	Millones de hombres	27	30
Producto Interno Bruto	Millones de dólares	241,265	283,347
PIB por habitante	Dólares	2,366	2,464
Inflación	Dic respecto a dic año anterior	37%	11%
Exportaciones al mundo	Millones de dólares	45,500	52,782
Importaciones del mundo	Millones de dólares	37,026	44,778
Exportaciones intra-comunitarias	Millones de dólares	4,693	5,631
Participación en exportaciones al Mundo	Porcentaje	10%	11%
Exportaciones intra-comunitarias manufactureras	Millones de dólares	4,034	5,071
Participación en el total intra-comunitario	Porcentaje	86%	90%
Reservas internacionales netas	Millones de dólares	33,290	33,219
Capacidad de reservas para importar	Meses de importación	11%	9
Deuda externa total	Millones de dólares	118,298	116,236
Deuda externa pública	Millones de dólares	80,541	78,322
Deuda externa privada	Millones de dólares	37,757	37,914

Frecuencia vuelos intra-comunitarios	Número vuelos semanales	448	496
Turismo receptivo intra-comunitario	Miles de turistas	1,167	623
Inversión extranjera acumulada	Millones de dólares	33,634	84,572
Inversión intra-comunitaria acumulada	Millones de dólares	613	1,117
Tasa de mortalidad infantil	Fallecidos por cada mil nacidos vivos	40	34
Tasa de analfabetismo	(% de población de 15 años y más)	10.0%	8.7%
Esperanza de vida al nacer	Años	68	69

FUENTE: CAN - Memoria Anual 2000 / 2001.

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA (1990-2020)

Región	Consumo energía									
	1990	1999			2010			2020		
	Cuadrillón BTU	Cuadrillón BTU	Particip %	Var % (1990-1999)	Cuadrillón BTU	Particip %	Var % (1999-2010)	Cuadrillón BTU	Particip %	Var % (1999-2020)
Países industrializados	182.7	209.7	55%	15%	246.6	50%	18%	277.8	45%	32%
Europa del este y ex Unión Soviética	76.3	50.4	13%	-34%	61.8	13%	23%	73.4	12%	46%
Países desarrollados	87.2	121.8	32%	40%	184.1	37%	51%	260.3	43%	114%
Asia	51.0	70.9	19%	39%	113.9	23%	61%	162.2	27%	129%
Medio Oriente	13.1	19.3	5%	47%	26.3	5%	36%	34.8	6%	80%
Africa	9.3	11.8	3%	27%	15.7	3%	33%	20.3	3%	72%
América Central y Sud América	13.7	19.8	5%	45%	28.3	6%	43%	43.1	7%	118%
Total Mundial	346.2	381.9	100%	10%	492.6	100%	29%	611.5	100%	60%

FUENTE: Energy Information Administration (EIA).

COMPARACIÓN DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE
(Crecimiento porcentual promedio anual, 1997 - 2010)

COMBUSTIBLE	PROYECCIÓN POR INSTITUCIÓN ESPECIALIZADA							
	EIA 2002			EIA2001	DRI-WEFA	IEA	PIRA	PEL
	Crec Bajo	Esperado	Crec Alto					
Gas Natural	2.5	3.0	3.8	3.1	3.4	2.8	3.4	1.5
Petróleo	1.6	2.1	2.9	2.1	2.1	2	1.7	1.6
Carbón	0.2	1.0	1.7	0.8	1.8	1.7	1.8	2.9
Nuclear	0.7	1.1	1.5	1.0	n/a	0.8	0.8	1.9
Otros	1.6	2.1	2.9	2.2	n/a	2.5	1.8	0.6
Electricidad primaria*	1.2	1.7	2.3	1.7	1.5	1.5	1.3	1.3
Total	1.4	2.0	2.8	2.0	2.1	2.1	2.0	1.8

(*) La energía nuclear e hidroeléctrica, juntas, se consideran como Electricidad Primaria.

FUENTE: EIA (Energy Information Administration) /EIA 2002 (Proyección realizada el 2002)
 DRI-WEFA (DRI-WEFA, World Energy Service)
 IEA (International Energy Agency)
 PIRA (PIRA Energy Group)
 PEL (Petroleum Economics, Ltd)

NOTA: EIA 2002 (Proyección realizada el 2002)
 EIA 2001 (Proyección realizada En marzo del 2001)

PROYECCIÓN DE TRANSACCIONES MUNDIALES DE PETRÓLEO (2020)

Millones de barriles día

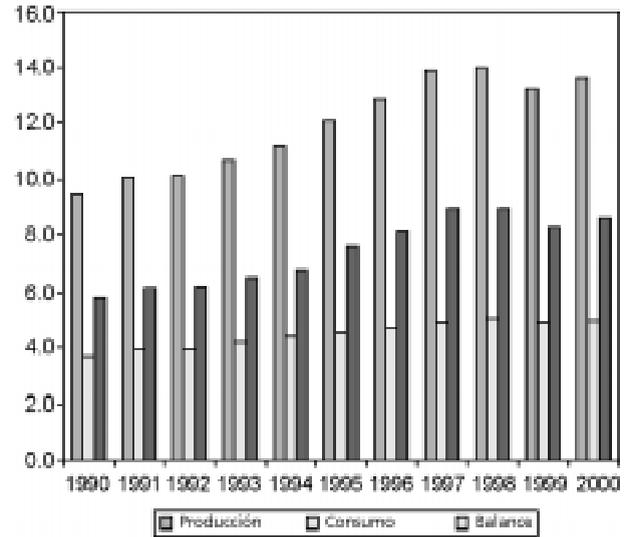
Región exportadora	Región Importadora							
	Industrializada				No Industrializada			
	Norte América	Europa Occidental	Asia	Total	APEC	China	Resto del Mundo	Total
OPEP								
Golfo Pérsico	4.9	3.5	5.0	13.4	8.7	7.1	4.3	20.1
África del norte	0.5	2.3	0.0	2.7	0.1	0.0	0.4	0.6
África occidental	0.9	0.9	0.2	2.0	0.1	0.0	0.9	1.0
Sud América	3.3	0.3	0.1	3.7	0.1	0.0	1.4	1.5
Asia	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.0	0.3
Total OPEP	9.7	6.9	5.5	22.0	9.3	7.2	7.0	23.4
NO OPEP								
Occidente	0.5	3.9	0.0	4.4	0.1	0.0	0.0	0.1
Cuenca Caribeña	3.4	0.4	0.1	3.9	0.2	0.0	1.5	1.6
Ex Unión Soviética	0.4	3.1	0.5	4.0	1.4	0.1	0.2	1.7
Otros	4.2	1.3	0.4	5.9	2.2	0.3	1.2	3.7
Total no OPEP	8.4	8.8	1.0	18.2	3.9	0.4	2.9	7.2
Total importación	18.2	15.6	6.5	40.3	13.1	7.6	9.9	30.6

FUENTE: Energy Information Administration (EIA)

CAN: BALANCE DE ENERGÍA PRIMARIA
(En Cuatrillón de BTU)

Años	Comunidad Andina de Naciones		
	Producción	Consumo	Balance
1990	9.50	3.69	5.81
1991	10.09	3.92	6.17
1992	10.17	3.98	6.19
1993	10.69	4.18	6.51
1994	11.21	4.40	6.81
1995	12.07	4.50	7.57
1996	12.81	4.71	8.10
1997	13.87	4.92	8.95
1998	14.00	5.06	8.94
1999	13.19	4.91	8.28
2000	13.59	4.96	8.63
Superavitario			

FUENTE: DOE/EIA



CONSUMO DE ENERGÍA (2000)

País	Población	PBI ⁽²⁾	Consumo de energía	PBI per cápita	Consumo energético per cápita	Intensidad Energía ^{(2) (3)}	CONSUMO			
							ELECTRICIDAD		HIDROCARBUROS	
							Total	Percápita	Total ⁽¹⁾	Percápita
	Miles hab	Mill US\$ 1990	Miles BOE*	US\$ 1990	BOE/hab	BOE/Mil US\$ 1990	GWh	kWh/hab	Miles BOE	BOE/hab
	(A)	(B)	(C)	(B/A)	(C/A)	(C/B)	(D)	(D/A)	(E)	(E/A)
Bolivia	8,329	7,414	22,585	890	2.7	3.0	3,223	387	16,470	2.0
Colombia	38,905	52,721	154,471	1,355	4.0	2.9	33,335	857	80,769	2.1
Ecuador	12,646	14,510	51,277	1,147	4.1	3.5	7,835	620	49,337	3.9
Perú	25,662	54,393	76,277	2,120	3.0	1.4	17,340	676	55,060	2.1
Venezuela	24,170	57,903	266,856	2,396	11.0	4.6	60,553	2,505	159,943	6.6
Argentina	37,032	206,434	338,245	5,574	9.1	1.6	73,658	1,989	164,029	4.4
Brasil	165,182	512,841	1,098,189	3,105	6.6	2.1	320,489	1,940	612,081	3.7
Chile	15,211	53,112	143,595	3,492	9.4	2.7	36,598	2,406	92,356	6.1
Paraguay	5,496	6,448	28,958	1,173	5.3	4.5	4,477	815	10,414	1.9
Uruguay	3,337	12,306	17,831	3,688	5.3	1.4	6,422	1,924	14,027	4.2
Total CAN	109,712	186,941	571,466	7,908			122,286	5,045	361,579	
Prom. CAN				1581.6	5.0	3.1	24457.2	1009	72315.8	3.34

Estimación de OLADE basada en los Balances energéticos y la metodología IPCC.

⁽¹⁾ Consumo final + consumo en centros de transformación.

⁽²⁾ Consumo final de energía / producto interno bruto.

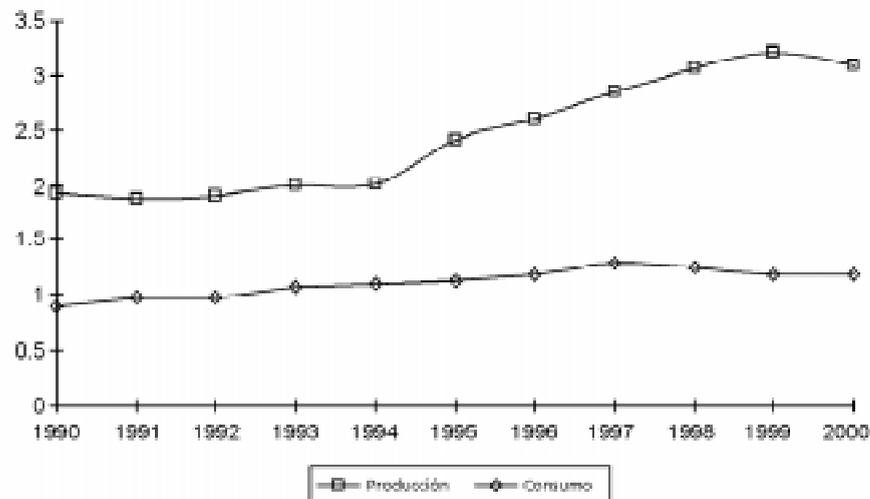
⁽³⁾ Información de 2000 (año base 1990).

^(*) BOE: Barriles de petróleo equivalente.

COLOMBIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (En cuadrillón de BTU)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	1.93	1.87	1.9	1.99	2.01	2.41	2.61	2.85	3.07	3.21	3.09
Consumo	0.89	0.97	0.98	1.07	1.1	1.12	1.18	1.29	1.25	1.18	1.18

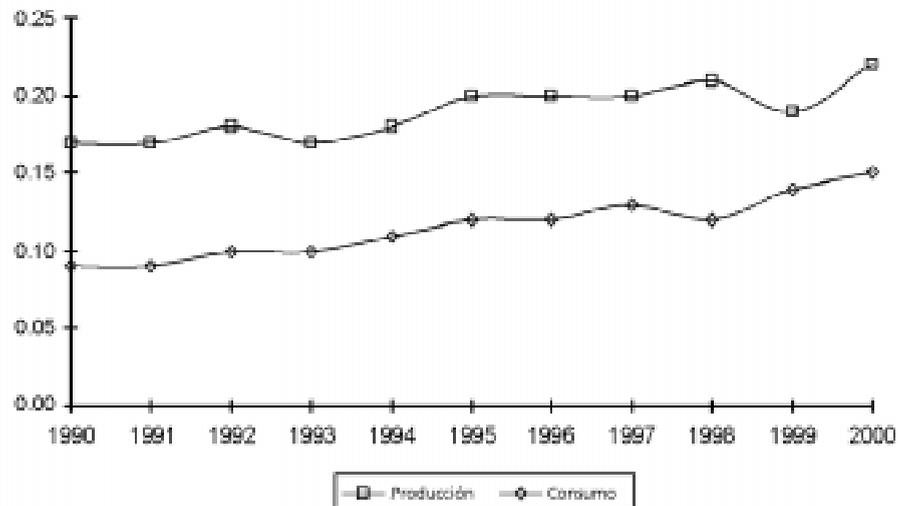
FUENTE: DOE/EIA



BOLIVIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
(En cuadrillón de BTU)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	0.17	0.17	0.18	0.17	0.18	0.20	0.20	0.20	0.21	0.19	0.22
Consumo	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	0.12	0.12	0.13	0.12	0.14	0.15

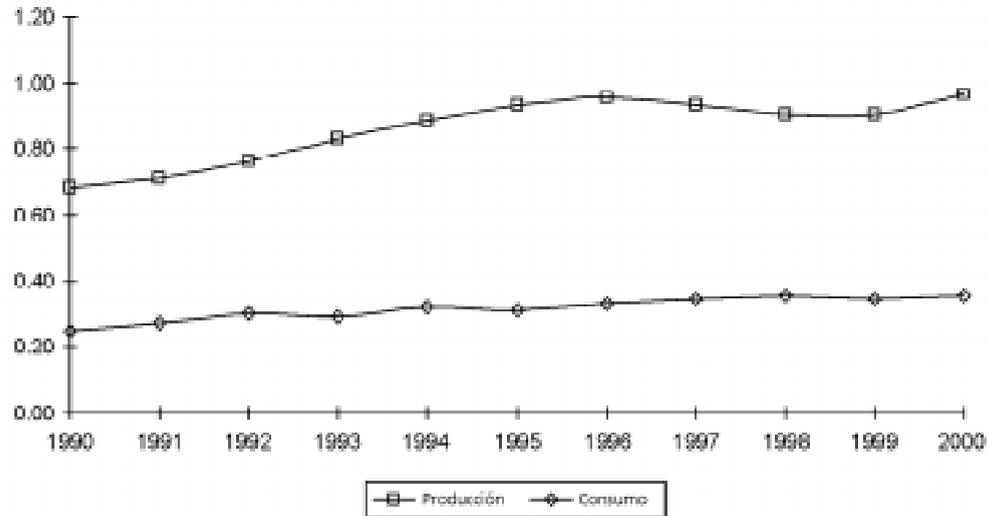
FUENTE: DOE/EIA



ECUADOR: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
(En cuadrillón de BTU)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	0.68	0.71	0.76	0.83	0.88	0.93	0.95	0.93	0.90	0.90	0.96
Consumo	0.25	0.27	0.30	0.29	0.32	0.31	0.33	0.34	0.35	0.34	0.35

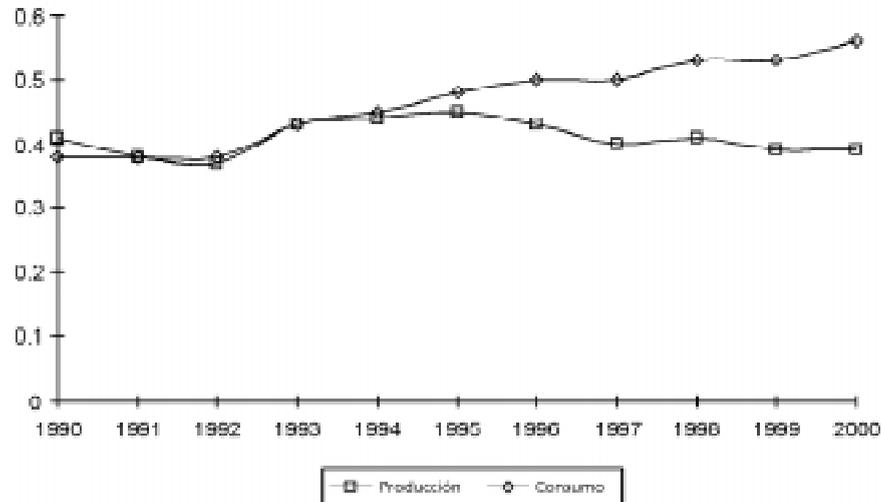
FUENTE: DOE/EIA



PERÚ: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
(En cuadrillón de BTU)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	0.41	0.38	0.37	0.43	0.44	0.45	0.43	0.4	0.41	0.39	0.39
Consumo	0.38	0.38	0.38	0.43	0.45	0.48	0.5	0.5	0.53	0.53	0.56

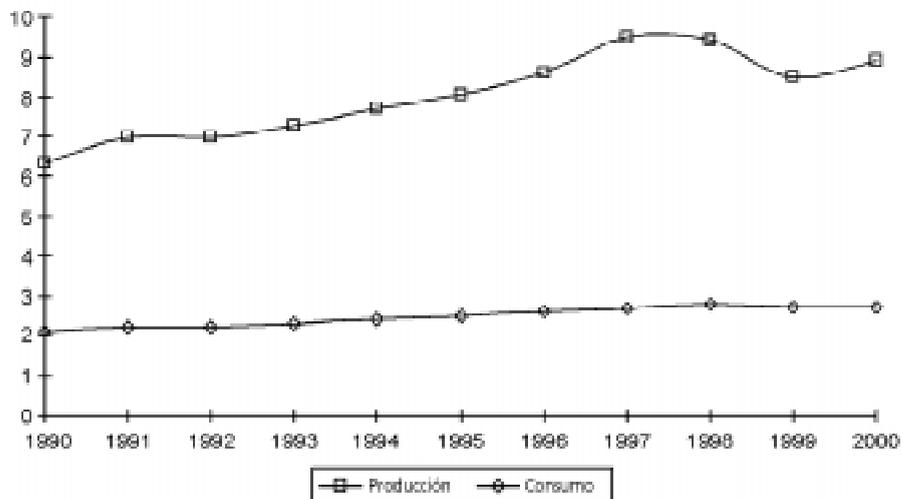
FUENTE: DOE/EIA



VENEZUELA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
(En cuadrillón de BTU)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	6.31	6.96	6.96	7.27	7.7	8.08	8.62	9.49	9.41	8.5	8.93
Consumo	2.08	2.21	2.22	2.29	2.42	2.47	2.58	2.66	2.81	2.72	2.72

FUENTE: DOE/EIA



CAN: RESERVAS DE PETRÓLEO
(millones de barriles)

País	Reserva probada al 1/1/1991	Reserva probada al 1/1/2001	Reserva consumida década 1991/2000	Reserva descubierta década 1991/2000	Reserva descubierta 91-00 con relación reserva 91
	1	2	3	4	(4 / 1) %
Venezuela	60,054.00	77,685.00	10,394.60	28,025.60	46.7
Ecuador	1,355.20	4,566.00	1,333.30	4,544.10	335.3
Colombia	1,990.70	1,972.00	2,146.70	2,128.00	106.9
Bolivia	119.1	440.5	109.3	430.7	361.6
Perú	382.2	323.4	422	363.2	95
TOTAL	63,901.20	84,986.90	14,405.90	35,491.60	55.5

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética, SIEE-OLADE/CE.

RESERVAS PROBADAS, PRODUCCIÓN Y HORIZONTE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (2000)

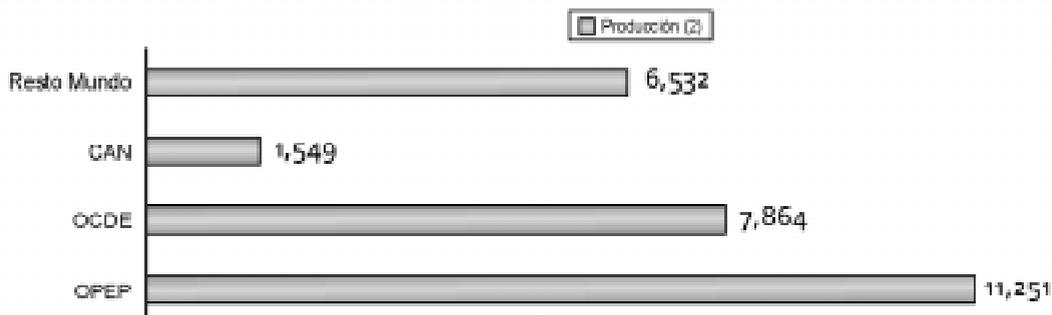
Grupo	Reservas (1)		Producción (2)		Años
	Mill Barriles	Part %	Mill Barriles	Part %	(1) / (2)
OPEP	814,400	77.8%	11,251	41.4%	72.38
OCDE	84,800	8.1%	7,864	28.9%	10.78
CAN	84,987	8.1%	1,549	5.7%	54.87
Resto Mundo	62,213	5.9%	6,532	24.0%	9.52
Total Mundo	1,046,400	100%	27,196	100%	38.48

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética, SIEE-OLADE / British Petroleum.

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.

OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos.

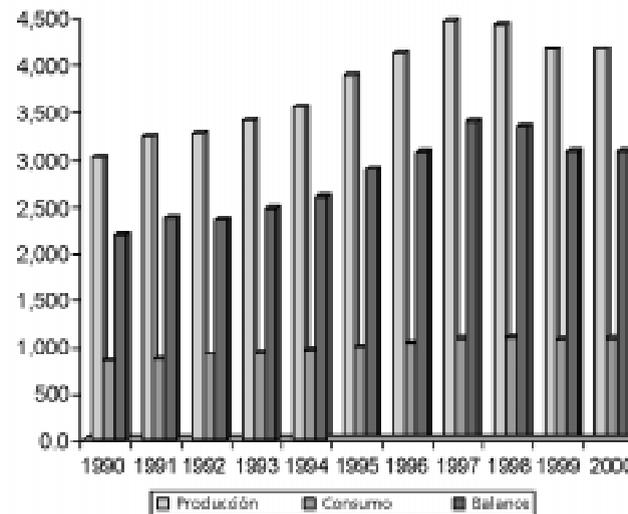
CAN: Comunidad Andina de Naciones.



CAN: BALANCE PETROLERO (En miles de barriles día)

Años	Comunidad Andina de Naciones		
	Producción	Consumo	Balance
1990	3,012	836	2,176
1991	3,229	853	2,376
1992	3,262	908	2,354
1993	3,398	932	2,466
1994	3,554	966	2,588
1995	3,885	998	2,887
1996	4,107	1,039	3,068
1997	4,467	1,084	3,383
1998	4,426	1,095	3,331
1999	4,153	1,076	3,077
2000	4,162	1,084	3,078
Superavitario			

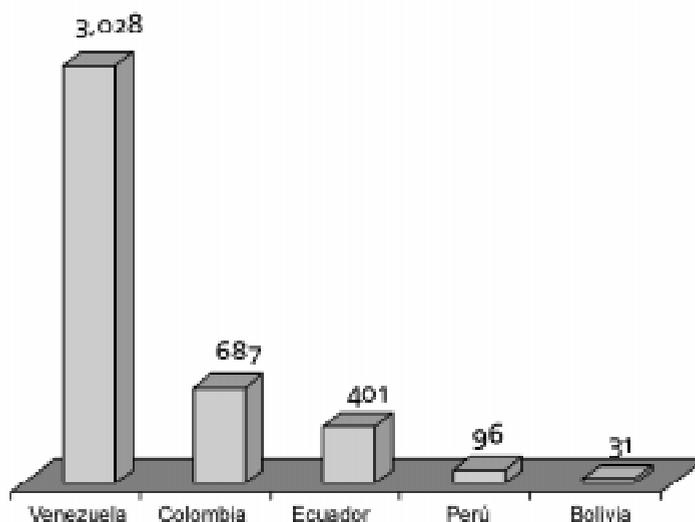
FUENTE: DOE/EIA



CAN: COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO (2000)

País	Petróleo	Petróleo y derivados		
	Producción	Exportación	Importación	Consumo
	Miles de barriles diarios			
Venezuela	3,028.00	2,744.40	4.4	464.2
Colombia	686.5	457.9	9.5	242.4
Ecuador	401.1	282.9	24.8	125.5
Perú	95.6	47.4	97.3	154.7
Bolivia	31.4	0	5.7	38.2
TOTAL	4,242.60	3,532.60	141.7	1,025.00

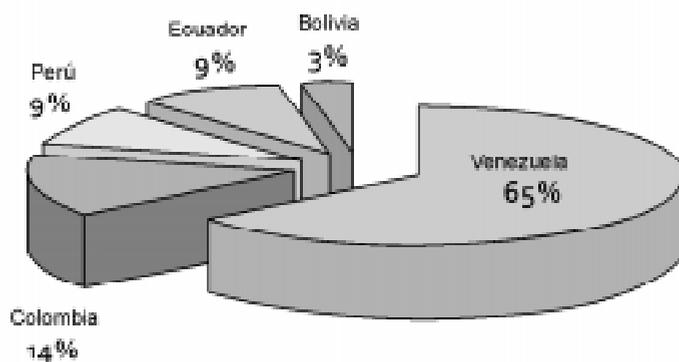
FUENTE: Sistema de Información Económica Energética, SIEE-OLADE/CE.



CAN: REFINACIÓN (Enero 2001)

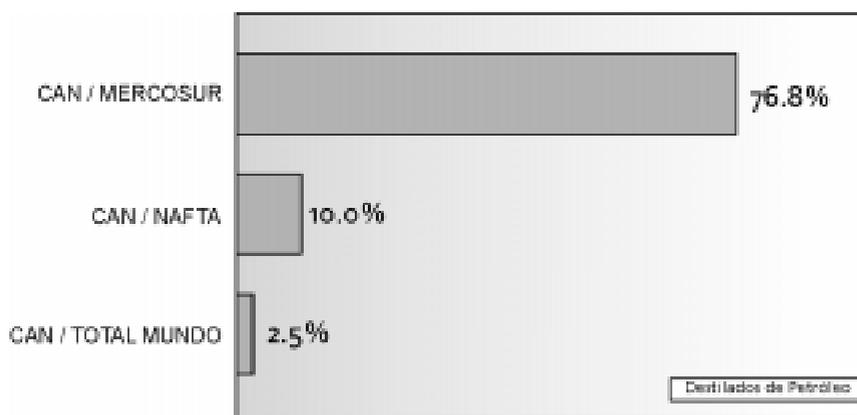
País	Total (MBD)	Participación
Venezuela	1282	64%
Colombia	286	14%
Perú	182	9%
Ecuador	176	9%
Bolivia	63	3%
Total CAN	1989	100%

FUENTE: Energy Information Administration.
 MBD: Miles de barriles diario



**COMPARACIÓN ENTRE REGIONES DE LA CAPACIDAD
DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO**
(A Enero del 2001)

CAPACIDAD POR REGIÓN (miles de barriles diario)	Destilados de petróleo	Crackeo catalítico	Crackeo térmico	Unidad de reformación
COMUNIDAD ANDINA	1999.5	363	84	76
MERCOSUR	2,602	600	57	86
NAFTA	20,027	6,534	2,395	4,174
TOTAL EN EL MUNDO	81,318	13,853	5,837	11,101
PARTICIPACIÓN %				
CAN / MERCOSUR	76.8%	60.5%	147.4%	88.4%
CAN / NAFTA	10.0%	5.6%	3.5%	1.8%
CAN / TOTAL MUNDO	2.5%	2.6%	1.4%	0.7%



La capacidad de refinación de petróleo promedio de los países de la Comunidad Andina se encuentra por debajo de lo obtenido en los bloques económicos de Norteamérica y del Mercosur.

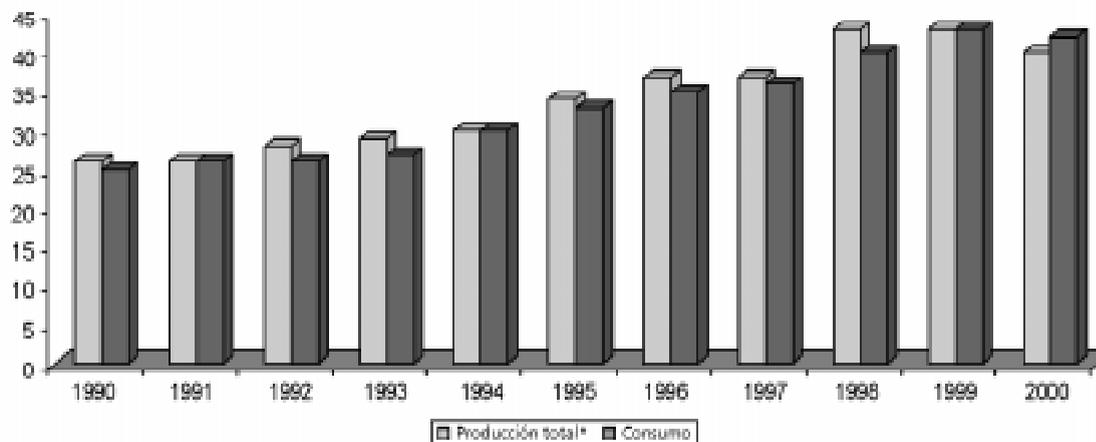
FUENTE: Energy Information Administration - Informe Anual Sobre la Energía Internacional 2000 y 2001.
Anuario de Hidrocarburos 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Perú.

BOLIVIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO (1990-2000)
(En miles de barriles día)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción total*	26	26	28	29	30	34	37	37	43	43	40
Producción (petróleo)	21	21	21	22	23	28	30	29	35	32	30
Consumo	25	26	26	27	30	33	35	36	40	43	42

* Incluye petróleo crudo, gas natural líquido, otros líquidos y ganancias de procesamiento refinero.

FUENTE: DOE/EIA



BOLIVIA: PRODUCCIÓN REFINERA (1990-1999)
(En miles de barriles día)

Producto refinado	Producción										
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
Gasolina	9	9	11	11	11	8	10	10	11	10	
Turbo	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	
Kerosene	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Fuel Oil (destilados)	0	0	1	7	8	7	8	8	8	8	
Fuel Oil (residual)	7	8		0	1	1	1	0	1	1	
GLP	1	2	1	2	7	5	2	2	2	2	
Lubricantes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros*	1	1	1	1	1	9	14	13	14	16	
Total	22	22	23	23	30	33	37	36	39	39	

* Incluye asfaltos, coque, naftas, parafinas y algunos petroquímicos.

Nota: La producción que muestra valor o implica que se produce menos de 500 barriles día.

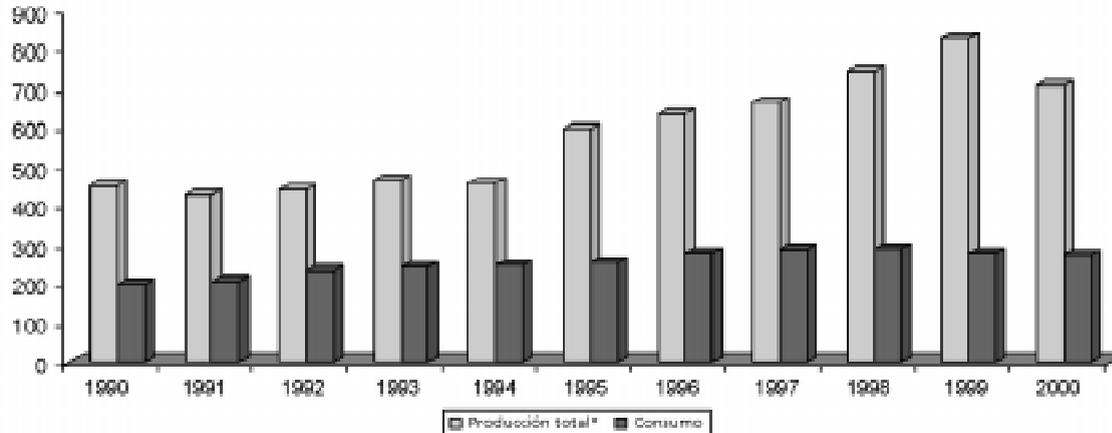
FUENTE: DOE/EIA

COLOMBIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO (1990-2000)
(En miles de barriles día)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción total*	450	427	441	463	457	595	633	663	743	826	705
Producción (petróleo)	440	419	433	456	450	585	623	652	733	816	691
Consumo	197	205	230	240	244	251	278	287	289	277	272

* Incluye petróleo crudo, gas natural líquido, otros líquidos y ganancias de procesamiento refinero.

FUENTE: DOE/EIA



COLOMBIA: REFINERÍAS DE PETRÓLEO (2000)

Refinería	Localización (Estado)	Capacidad (b/d)
Barrancabermeja	Santander	250,000
Cartagena	Bolivar	10,000
Tibu	Norte de Santander	1,800
Orito	Putumayo	1,800
Emp. Colombiana de Petróleos	Apiay	2,250
Total		285,850

FUENTE: Ecopetrol

Las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena fueron expandidas desde el 2000 en una capacidad de refinación mayor de 50,000 b/d y 25,000 b/d respectivamente.

COLOMBIA: PRODUCCIÓN REFINERA (1990-1999)
(En miles de barriles día)

Producto refinado	Producción									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Gasolina	88	85	87	84	86	81	113	104	107	116
Turbo	10	11	13	13	15	11	20	13	12	18
Kerosene	8	5	6	5	14	7	3	6	3	4
Fuel Oil (destilados)	43	46	64	64	58	56	66	68	64	58
Fuel Oil (residual)	66	78	70	67	58	62	56	58	55	61
GLP	15	14	13	13	17	27	16	22	18	22
Lubricantes	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Otros*	7	15	12	21	16	28	17	45	60	53
Total	237	257	266	268	263	272	292	317	318	333

* Incluye asfaltos, coque, naftas, parafinas y algunos petroquímicos.

Nota: La producción que muestra valor o implica que se produce menos de 500 barriles día.

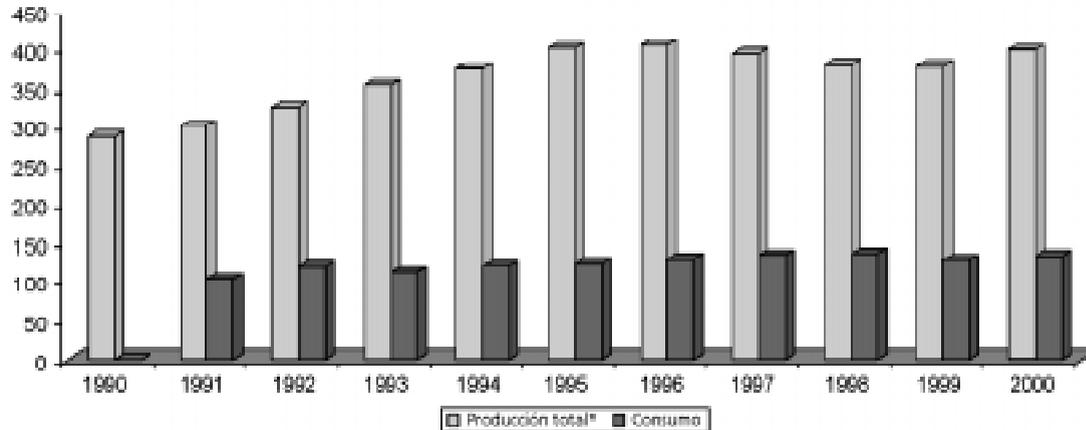
FUENTE: DOE/EIA

ECUADOR: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO (1990-2000)
(En miles de barriles día)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción total*	288	302	325	354	375	402	406	394	380	378	399
Producción (petróleo)	285	299	321	344	365	392	396	388	375	373	395
Consumo	97	104	119	112	120	123	129	135	137	128	133

* Incluye petróleo crudo, gas natural líquido, otros líquidos y ganancias de procesamiento refinero.

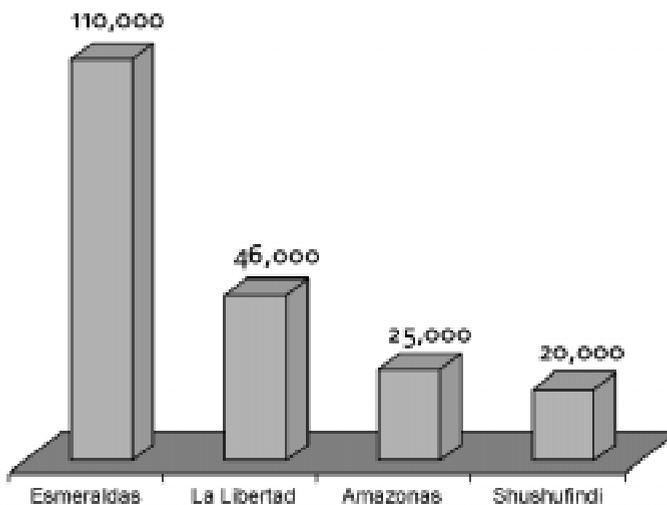
FUENTE: DOE/EIA



ECUADOR: REFINERÍAS DE PETRÓLEO (2000)

Refinería	Capacidad (b/d)
Esmeraldas	110,000
La Libertad	46,000
Amazonas	25,000
Shushufindi	20,000
Total	201,000

FUENTE: Pennwell's International Petroleum Encyclopedia.
Informe anual 2001 de Petro Ecuador.



ECUADOR: PRODUCCIÓN REFINERA (1990-1999)
(En miles de barriles día)

Producto refinado	Producción										
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
Gasolina	31	31	31	29	31	29	30	30	31	16	
Turbo	4	4	4	4	4	4	5	4	6	4	
Kerosene	4	5	5	4	2	2	2	1	1	2	
Fuel Oil (destilados)	25	29	29	53	59	57	35	26	27	23	
Fuel Oil (residual)	46	46	45	37	27	30	61	54	62	63	
GLP	5	6	7	8	8	7	8	7	4	6	
Lubricantes	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	
Otros*	3	3	7	3	7	13	21	17	5	19	
Total	117	124	130	139	139	142	161	139	136	133	

* Incluye asfaltos, coque, naftas, parafinas y algunos petroquímicos.

Nota: La producción que muestra valor o implica que se produce menos de 500 barriles día.

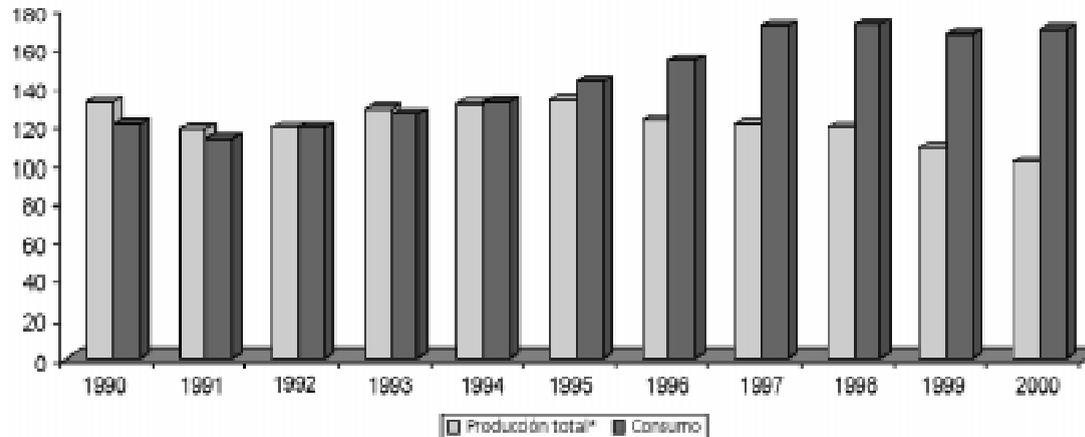
FUENTE: DOE/EIA

PERÚ: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO (1990-2000)
(En miles de barriles día)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción total*	132	118	119	129	131	133	123	121	119	109	101
Producción (petróleo)	129	115	116	126	128	130	120	118	116	106	97
Consumo	121	113	119	126	132	143	153	171	172	167	169

* Incluye petróleo crudo, gas natural líquido, otros líquidos y ganancias de procesamiento refinero.

FUENTE: DOE/EIA



PERÚ: REFINERÍAS DE PETRÓLEO (2000)

Refinería	Localización (Departamento)	Propietario	Capacidad (Barriles Día)	Participación
La Pampilla	Lima	Refinadores del Perú*	102,000	52.3%
Talara	Piura	Petroperú	62,000	31.8%
Conchán	Lima	Petroperú	15,500	7.9%
Iquitos	Loreto	Petroperú	10,500	5.4%
Pucallpa	Ucayali	Petroperú**	3,300	1.7%
El Milagro	Amazonas	Petroperú	1,700	0.9%
Total			195,000	100.0%

(*) El operador es la Transnacional Repsol-YPF

(**) Leasing con la privada Maple Gas para operación de la planta

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas del Perú

PERÚ: PRODUCCIÓN REFINERA (1990-1999)
(En miles de barriles día)

Producto refinado	Producción									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Gasolina	29	26	25	26	29	20	26	31	35	34
Turbo	6	6	5	6	6	7	9	8	9	9
Kerosene	16	15	15	15	15	15	14	13	14	13
Fuel Oil (destilados)	24	26	30	33	34	34	34	41	41	38
Fuel Oil (residual)	68	69	69	63	65	54	52	53	62	51
GLP	4	4	5	4	4	4	6	7	9	7
Lubricantes	0	0	0	0	0	0	1	2	1	0
Otros*	4	6	4	5	4	14	11	9	8	8
Total	149	152	152	154	157	147	152	162	179	159

* Incluye asfaltos, coque, naftas, parafinas y algunos petroquímicos.

Nota: La producción que muestra valor o implica que se produce menos de 500 barriles día.

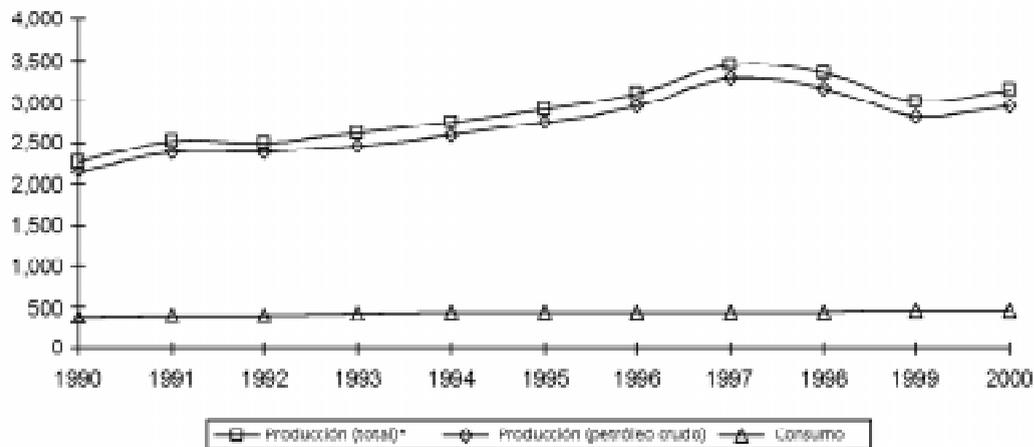
FUENTE: DOE/EIA

VENEZUELA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO (1990-2000)
(En miles de barriles diarios)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción total*	2,268	2,509	2,501	2,610	2,751	2,916	3,105	3,440	3,329	3,013	3,136
Producción (petróleo crudo)	2,137	2,375	2,371	2,450	2,588	2,750	2,938	3,280	3,167	2,826	2,949
Consumo	396	405	414	427	440	448	444	455	457	461	468

* Incluye petróleo crudo, gas natural líquido, otros líquidos y ganancias de procesamiento refinero.

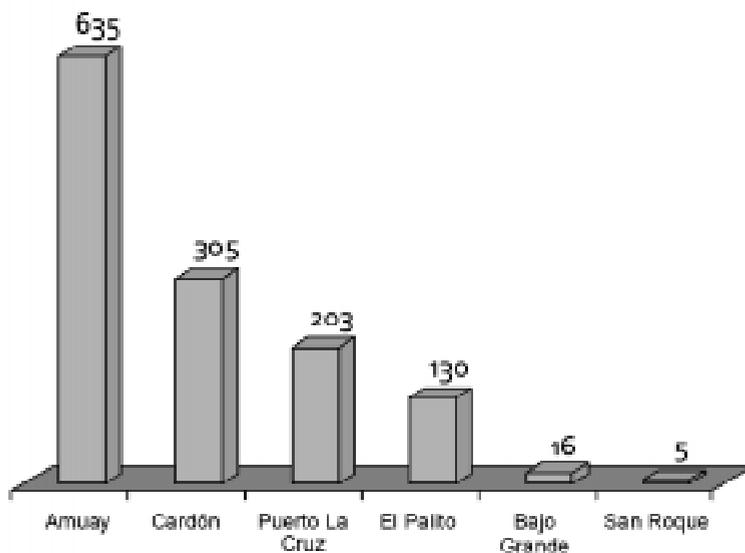
Fuente: DOE/EIA



VENEZUELA: REFINERÍAS DE PDVSA

Refinería	Localización		Capacidad de refinación (miles de BD)
	Ciudad	Estado	
Amuay	Amuay	Falcón	635
Cardón	Punto Fijo	Falcón	305
Puerto La Cruz	Puerto La Cruz	Anzoátegui	203
El Palito	Puerto Cabello	Carabobo	130
Bajo Grande	Maracaibo	Zulia	16
San Roque	Santa Ana	Anzoátegui	5
Total			1,294

FUENTE: PDVSA



VENEZUELA: PRODUCCIÓN DE REFINADOS (1990-99)
(En miles de barriles día)

Producto refinado	Producción										
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
Gasolina	244	227	335	365	375	376	395	409	434	402	
Turbo	69	73	79	72	80	73	85	111	81	86	
Kerosene	6	6	6	4	3	3	2	7	3	1	
Fuel Oil (destilado)	244	296	293	276	266	258	255	268	276	278	
Fuel Oil (residual)	258	295	260	272	269	307	281	282	213	230	
GLP	9	8	9	9	11	9	13	15	26	102	
Lubricantes	7	8	8	8	7	0	7	7	6	6	
Otros*	141	101	52	55	59	64	58	60	45	28	
Total	978	1,014	1,042	1,061	1,069	1,090	1,095	1,160	1,084	1,133	

* Incluye asfaltos, coque, naftas, cera parafina, y algunos petroquímicos.

FUENTE: DOE/EIA

CAN: BALANCE GASÍFERO POR PAÍS
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

Años	BOLIVIA			COLOMBIA			ECUADOR			PERÚ			VENEZUELA		
	Prod	Cons	Balan	Prod	Cons	Balan	Prod	Cons	Balan	Prod	Cons	Balan	Prod	Cons	Balan
1990	0.110	0.030	(+)	0.150	0.151	(-)	0.000	0.000	0	0.020	0.019	(+)	0.761	0.761	0
1991	0.100	0.026	(+)	0.160	0.155	(+)	0.000	0.000	0	0.020	0.018	(+)	0.793	0.793	0
1992	0.110	0.032	(+)	0.150	0.151	(-)	0.000	0.000	0	0.020	0.018	(+)	0.763	0.763	0
1993	0.100	0.030	(+)	0.160	0.157	(+)	0.000	0.000	0	0.030	0.034	(-)	0.815	0.815	0
1994	0.100	0.035	(+)	0.160	0.162	(-)	0.000	0.000	0	0.030	0.035	(-)	0.876	0.876	0
1995	0.110	0.043	(+)	0.160	0.161	(-)	0.000	0.000	0	0.030	0.033	(-)	0.890	0.890	0
1996	0.110	0.037	(+)	0.170	0.167	(+)	0.000	0.000	0	0.030	0.034	(-)	0.961	0.961	0
1997	0.110	0.047	(+)	0.210	0.211	(-)	0.000	0.000	0	0.010	0.008	(+)	0.994	0.994	0
1998	0.110	0.031	(+)	0.220	0.221	(-)	0.000	0.000	0	0.010	0.014	(-)	1.110	1.110	0
1999	0.090	0.032	(+)	0.180	0.183	(-)	0.000	0.000	0	0.010	0.014	(-)	0.946	1.016	(-)
2000	0.120	0.044	(+)	0.200	0.201	(-)	0.000	0.000	0	0.010	0.015	(-)	0.961	0.961	0
	Superavitario			Deficitario			Sin presencia			Deficitario			Equilibrado		

(+) Superávit

(-) Déficit

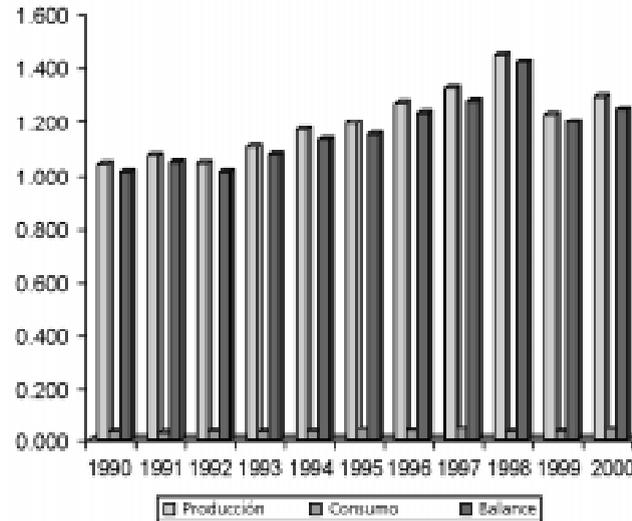
o Equilibrio

FUENTE: DOE/EIA

CAN: BALANCE GASÍFERO
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

Años	Comunidad Andina de Naciones		
	Producción	Consumo	Balance
1990	1.041	0.030	1.011
1991	1.073	0.026	1.047
1992	1.043	0.032	1.011
1993	1.105	0.030	1.075
1994	1.166	0.035	1.131
1995	1.190	0.043	1.147
1996	1.271	0.037	1.234
1997	1.324	0.047	1.277
1998	1.450	0.031	1.419
1999	1.226	0.032	1.194
2000	1.291	0.044	1.247
Superavitario			

FUENTE: DOE/EIA



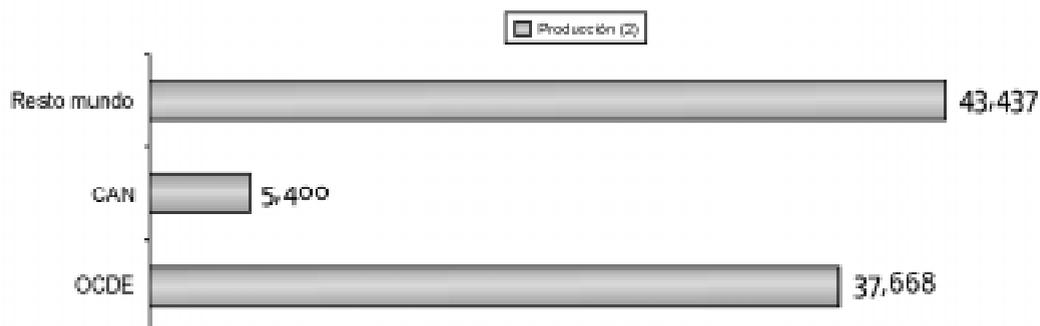
RESERVAS PROBADAS, PRODUCCIÓN Y HORIZONTE DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (2000)

Grupo	Reservas (1)		Producción (2)		Años
	Mil de mill de pies ³	Part %	Mil de mill de pies ³	Part %	(1) / (2)
OCDE	474,300	8.9%	37,668	43.5%	12.59
CAN	135,100	2.5%	5,400	6.2%	25.02
Resto mundo	4,694,600	88.5%	43,437	50.2%	108.08
Total Mundo	5,304,000	100%	86,505	100%	61.31

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética, SIEE-OLADE / British Petroleum.

OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos.

CAN: Comunidad Andina de Naciones.

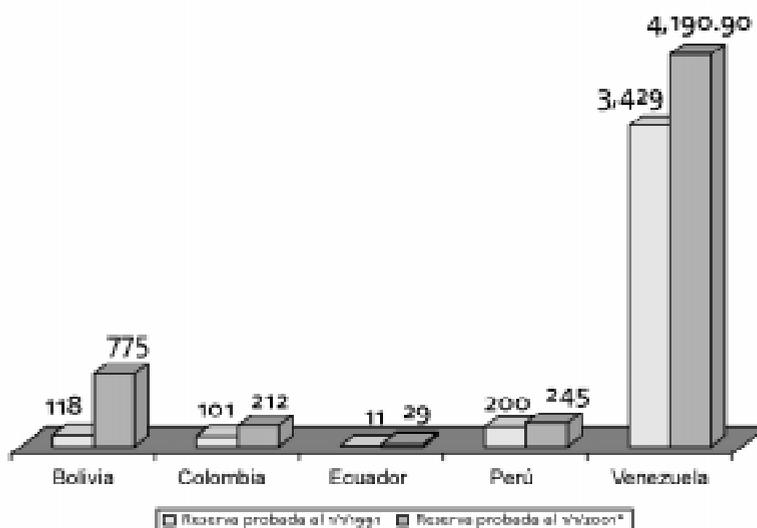


CAN: RESERVAS DE GAS NATURAL

País	Reserva probada al 1/1/1991	Reserva probada al 1/1/2001*	Reserva probada al 1/1/1991	Reserva probada al 1/1/2001*
	Mil millones metros cúbicos		Participación	
Bolivia	117.5	774.79	3%	14%
Colombia	100.7	212.08	3%	4%
Ecuador	11.4	28.6	0%	1%
Perú	200.4	245	5%	4%
Venezuela	3,428.60	4,190.90	89%	77%
Total CAN	3,858.60	5,451.40	100%	100%

* Las reservas de Bolivia y Colombia son al 1/1/2002.

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética SIEE. OLADE/CE.



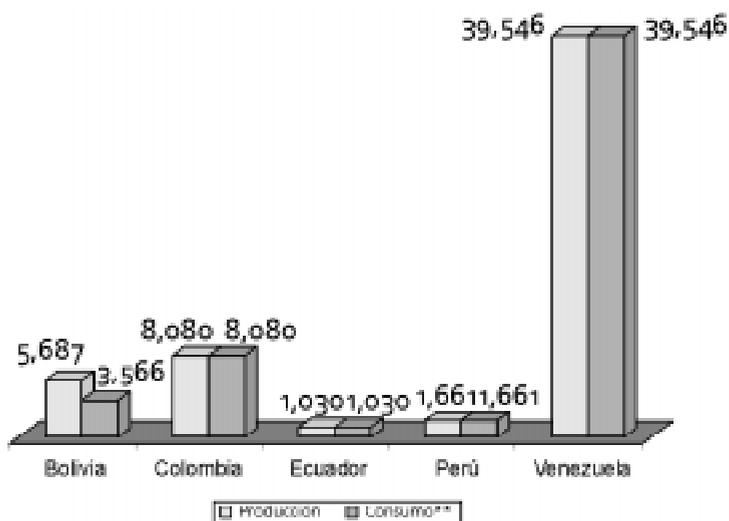
CAN: PRODUCCIÓN Y COMERCIO DE GAS NATURAL (2000)

País	Producción	Exportación	Importación	Consumo**
	Mil millones metros cúbicos			
Bolivia*	5,686.70	2,120.70	0	3,566.00
Colombia*	8,079.60	0	0	8,079.60
Ecuador	1,030.40	0	0	1,030.40
Perú	1,661.00	0	0	1,661.00
Venezuela	39,546.00	0	0	39,546.00
Total CAN	56,003.60	2,120.70	0	53,883.00

* Las reservas de Bolivia y Colombia son al 1/1/2002.

** En consumo se incluye quemado/venteado, consumos intermedios y consumos finales.

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética SIEE. OLADE/CE.

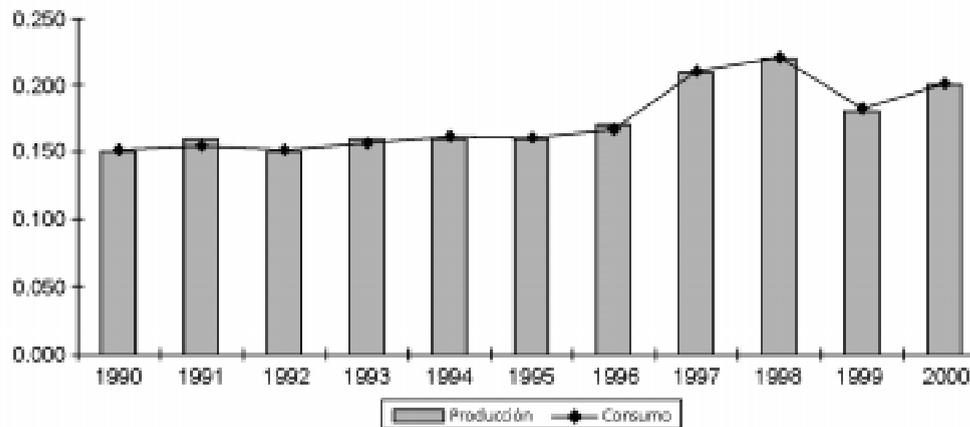


COLOMBIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL (1990-2000)
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	0.150	0.160	0.150	0.160	0.160	0.160	0.170	0.210	0.220	0.180	0.200
Consumo	0.151	0.155	0.151	0.157	0.162	0.161	0.167	0.211	0.221	0.183	0.201

Nota: Incluye los condensados extraídos.

FUENTE: DOE/EIA

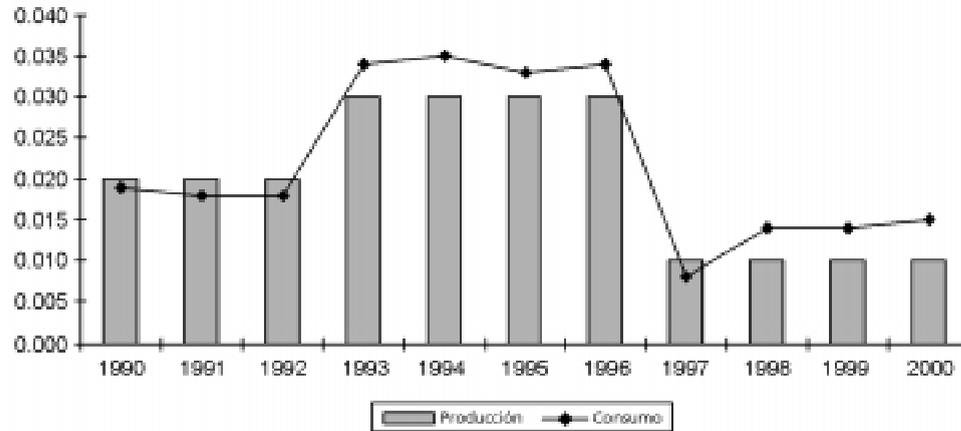


PERÚ: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL (1990-2000)
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	0.020	0.020	0.020	0.030	0.030	0.030	0.030	0.010	0.010	0.010	0.010
Consumo	0.019	0.018	0.018	0.034	0.035	0.033	0.034	0.008	0.014	0.014	0.015

Nota: Incluye los condensados extraídos

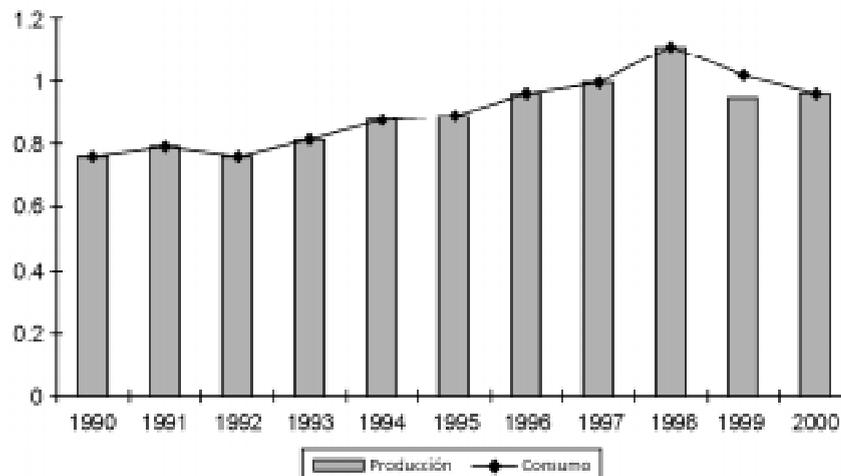
FUENTE: DOE/EIA



VENEZUELA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL (1990-2000)
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción	0.761	0.793	0.763	0.815	0.876	0.89	0.961	0.994	1.11	0.946	0.961
Consumo	0.761	0.793	0.763	0.815	0.876	0.89	0.961	0.994	1.11	1.016	0.961

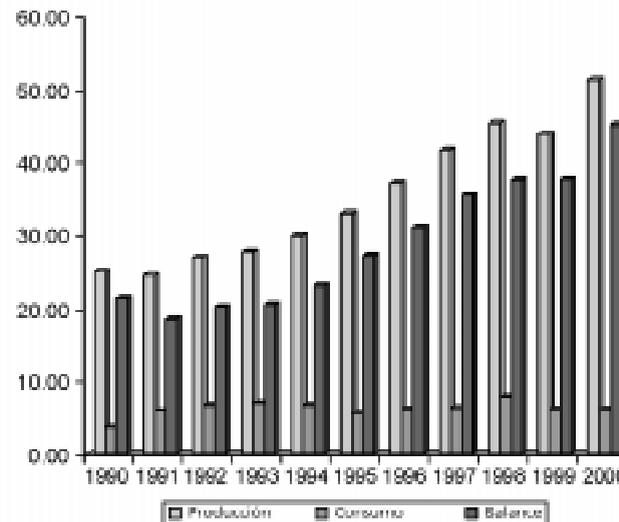
Nota: Incluye condensados extraídos
Fuente: DOE/EIA



CAN: BALANCE CARBURÍFERO
(En millones de toneladas cortas)

Años	Comunidad Andina de Naciones		
	Producción	Consumo	Balance
1990	25.11	3.58	21.53
1991	24.52	5.97	18.55
1992	27.05	6.72	20.33
1993	27.73	7.04	20.69
1994	29.80	6.73	23.07
1995	32.93	5.67	27.26
1996	37.20	6.13	31.07
1997	41.65	6.27	35.38
1998	45.47	7.86	37.61
1999	43.86	6.20	37.66
2000	51.39	6.16	45.23
	Superavitario		

FUENTE: DOE/EIA



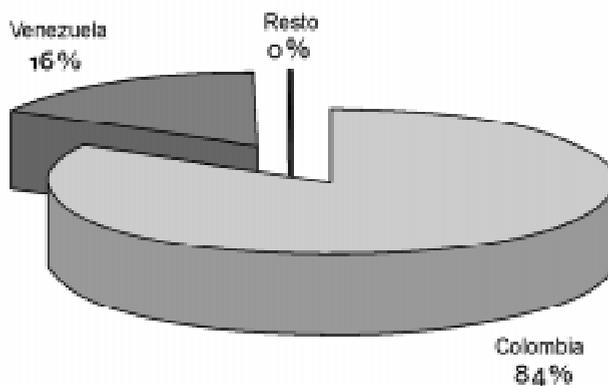
RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE CARBÓN MINERAL (AÑO 2000)

PAÍS	Reservas probadas (millones ton)	Producción (miles ton)	Relación R/P (años)
Colombia	6,655	38,142	174
Venezuela	1,303	8,434	154
Resto	28	17	165
Total CAN	7,986	46,593	171

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE.

Ecuador cuenta con 22 millones de toneladas en reservas probadas, Perú con 6 millones de toneladas. Sin embargo, el único país que produjo carbón fue el Perú (17 mil toneladas).

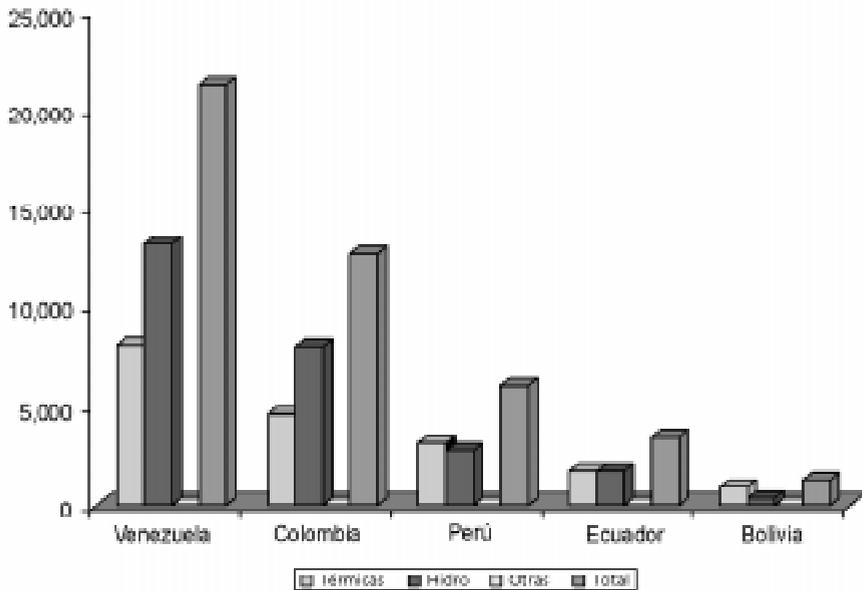
Bolivia no cuenta con reservas probadas de carbón.



CAN CAPACIDAD INSTALADA EN ELECTRICIDAD (2000 - MW)

País	Térmicas	Hidro	Otras	Total
Venezuela	8,077	13,215	0	21,292
Colombia	4,650	8,066	0	12,716
Perú	3,210	2,860	1	6,070
Ecuador	1,751	1,748	0	3,499
Bolivia	949	376	0	1,325
Total CAN	18,637	26,264	1	44,901

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE.



CAN: GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2000 - GWh)

País	Hidro	Térmica	Total
Venezuela	62,037	20,525	82,562
Colombia	33,241	10,711	43,952
Perú	15,121	4,801	19,923
Ecuador	7,390	3,217	10,607
Bolivia	1,624	2,328	3,952
Total CAN	119,414	41,582	160,997

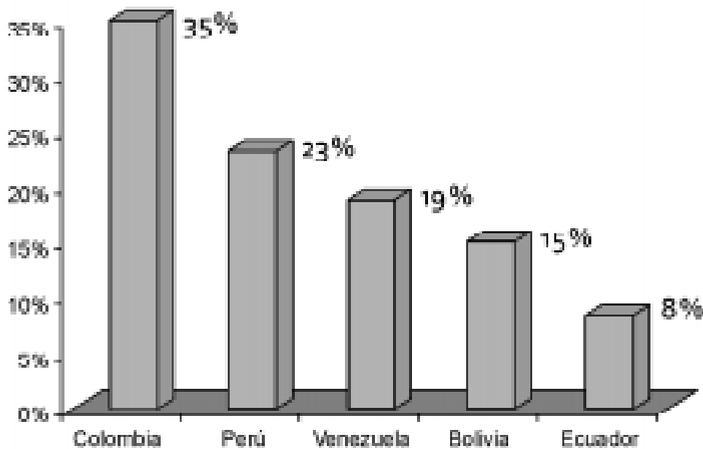
País	Hidro	Térmica	Total
Venezuela	52%	49%	51%
Colombia	28%	26%	27%
Perú	13%	12%	12%
Ecuador	6%	8%	7%
Bolivia	1%	6%	2%
Total CAN	100%	100%	100%

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE.

CAN: POTENCIAL DE HIDROELECTRICIDAD (2000)

País	Potencial (MW)	Participación %
Colombia	93,085	35%
Perú	61,832	23%
Venezuela	50,000	19%
Bolivia	39,850	15%
Ecuador	22,000	8%
Total CAN	266,767	100%

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE.



CAN: BALANCE ELÉCTRICO POR PAÍS
(En miles de millones de KWh)

Años	BOLIVIA			COLOMBIA			ECUADOR			PERÚ			VENEZUELA		
	Prod	Cons	Balan												
1990	2.1	2.0	(+)	35.6	33.3	(+)	6.2	5.8	(+)	13.2	12.3	(+)	57.6	53.6	(+)
1991	2.3	2.2	(+)	36.3	34.0	(+)	6.8	6.3	(+)	13.9	12.9	(+)	61.8	57.2	(+)
1992	2.5	2.4	(+)	33.1	31.1	(+)	7.0	6.5	(+)	12.8	11.9	(+)	65.7	60.8	(+)
1993	2.5	2.4	(+)	37.8	35.4	(+)	7.3	6.8	(+)	14.5	13.5	(+)	67.6	62.5	(+)
1994	2.5	2.4	(+)	41.0	38.5	(+)	8.1	7.5	(+)	14.5	13.5	(+)	69.5	64.3	(+)
1995	3.1	2.9	(+)	44.6	41.8	(+)	8.3	7.7	(+)	17.4	16.1	(+)	71.6	66.5	(+)
1996	3.2	2.9	(+)	42.7	39.9	(+)	9.0	8.4	(+)	16.9	15.7	(+)	73.8	68.4	(+)
1997	3.2	2.9	(+)	44.3	41.3	(+)	9.3	8.7	(+)	17.5	16.3	(+)	76.1	70.8	(+)
1998	3.5	3.2	(+)	45.3	42.2	(+)	9.6	9.0	(+)	18.2	16.9	(+)	74.0	68.9	(+)
1999	3.6	3.4	(+)	43.4	40.4	(+)	10.1	9.4	(+)	18.7	17.4	(+)	73.9	68.8	(+)
2000	3.9	3.6	(+)	43.3	40.3	(+)	10.4	9.7	(+)	19.7	18.3	(+)	80.8	75.1	(+)
	Superavitario			Superavitario			Superavitario			Superavitario			Superavitario		

(+) Superávit

(-) Déficit

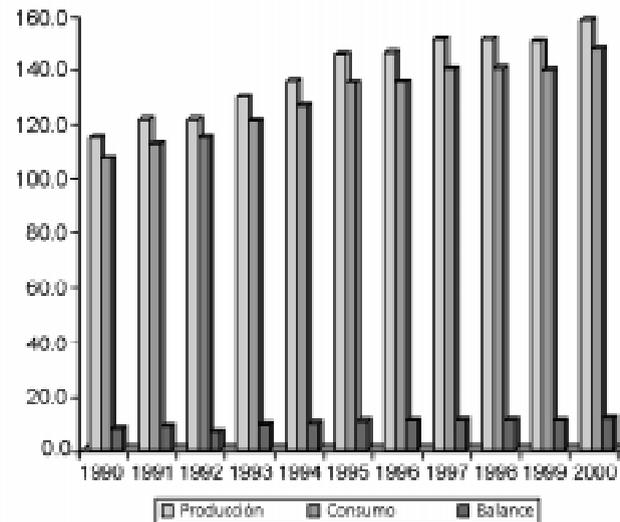
o Equilibrio

FUENTE: DOE/EIA

CAN: BALANCE ELÉCTRICO
(En miles de millones de KWh)

Años	Comunidad Andina de Naciones		
	Producción	Consumo	Balance
1990	114.7	107.0	7.7
1991	121.1	112.6	8.5
1992	121.1	114.7	6.4
1993	129.7	120.6	9.1
1994	135.6	126.2	9.4
1995	145.0	135.0	10.0
1996	145.6	135.3	10.3
1997	150.4	140.0	10.4
1998	150.6	140.2	10.4
1999	149.7	139.4	10.3
2000	158.1	147.0	11.1
Superavitario			

FUENTE: DOE/EIA



BOLIVIA: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (2000)
(5 MW a más)

Generadora	Propietario	Río	Capacidad Total (MW)
Santa Isabel	Empresa Electrica Corani SA	Málaga	75
Corani	Empresa Electrica Corani SA	Málaga	52
Huaji	COBEE	Zongo	29
Cahua	COBEE	Zongo	29
Harca	COBEE	n/a	27
Churuaqui	COBEE	n/a	26
Cuticucho	COBEE	Zongo	21
Sainani	COBEE	n/a	21
Zongo	COBEE	Zongo	16
Santa Rosa	COBEE	Zongo	13
Tiquimani	COBEE	Zongo	10
San Jacinto Asj	Agrupacion San Jacinto	n/a	8
Kanata	Synergia SA	n/a	8
Botijlaca	COBEE	Zongo	7
Carabuco	COBEE	n/a	6
Choquetanga	COBEE	n/a	5

FUENTE: EIA

BOLIVIA: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (2000)
(Planeadas o en construcción)

Generadora	Propietario	Río	Capacidad total (MW)	Situación actual	Término proyectado
Miguillas	COBEE	Miguillas	350	Planeada	2005
Misicuni	Empresa Misicuni	Misicuni	120	Planeada	n/a
Cambari	Comisión Regional Río Bermejo	Tarija	102	Planeada	2003
San José Corani	Empresa Eléctrica Corani SA	Málaga	84	Planeada	n/a
Ynacachi Norte	Hidroeléctrica Boliviana SA	Unduavi	50	Construcción	2002
La Chojlla	Hidroeléctrica Boliviana SA	Taquesi	35	Construcción	2002
Sacaba	Empresa Eléctrica Corani SA	n/a	6	Planeada	n/a

FUENTE: EIA

BOLIVIA: GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD (1990-2000)
(En miles de millones de KWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Generación	2.1	2.3	2.5	2.5	2.5	3.1	3.2	3.2	3.5	3.6	3.9
Hidroeléctrica	1.2	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4	1.4	1.5	1.9
Nuclear	n/a										
Otras*	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Térmica	0.9	0.9	1.1	1.1	1.1	1.6	1.7	1.7	2.0	2.1	1.9
Consumo	2.0	2.2	2.4	2.4	2.4	2.9	2.9	2.9	3.2	3.4	3.6
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(*) Solar, eólica, geotérmica, etc.

FUENTE: DOE/EIA

BOLIVIA: EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (2001)

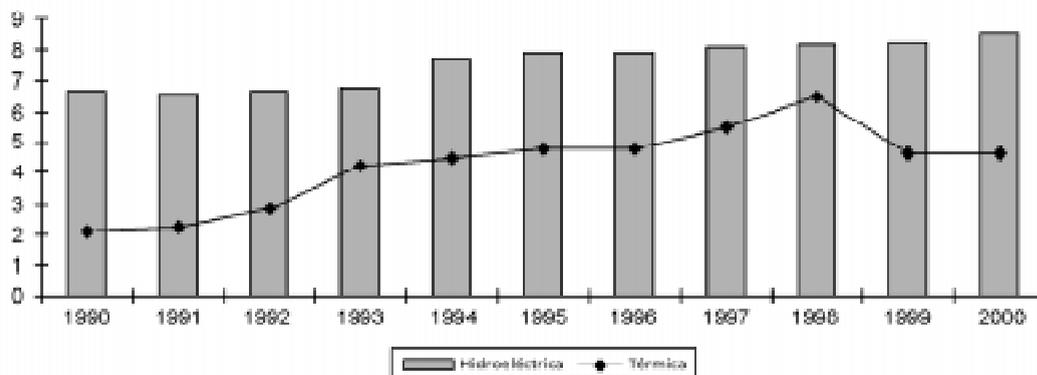
Compañía generadora	Grupo económico	Capacidad (MW)	Participación de mercado (%)
Empresa Electrica Guaricachi	Energy Initiatives, GPU International	318	35%
COBEE	NRG Energy	317	35%
Empresa Valle Hermosa SA	Constellation Energy	151	17%
Empresa Electrica Corani SA	Duke Energy	127	14%

FUENTE: DOE/EIA

COLOMBIA: CAPACIDAD INSTALADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA (1990-2000)
(En miles de MW)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hydroeléctrica	6.67	6.61	6.71	6.79	7.7	7.9	7.88	8.06	8.14	8.2	8.57
Nuclear	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	2.12	2.24	2.89	4.23	4.49	4.76	4.77	5.46	6.47	4.62	4.65
Total	8.79	8.85	9.6	11.02	12.19	12.66	12.65	13.51	14.61	12.82	13.22

FUENTE: DOE/EIA



COLOMBIA: PLANTAS TERMOELÉCTRICAS (2000)
(Proyectos de expansión)

Proyecto	Combustible	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)	Capacidad total (MW)	Inicio de operaciones
Termocandelaria	Gas Natural	2	150	300	Julio 2000
Termocentro C.C.	Gas Natural	1	100	100	Noviembre 2000
Termosierra C.C.	Gas Natural	1	179	179	Diciembre 2000
T. Cesar	Carbón	1	300	300	Indefinido

FUENTE: Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

COLOMBIA: GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD (1990-2000)
(En miles de millones de KWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Generación	35.6	36.3	33.1	37.8	41	44.6	42.7	44.3	45.3	43.4	43.3
Hidroeléctrica	27.2	27.2	22.2	27.7	32.0	33.9	34.3	30.9	31.2	33.2	31.7
Nuclear	n/a										
Otras*	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.5	0.4
Térmica	8.1	8.9	10.6	9.8	8.8	10.3	7.9	12.9	13.6	9.7	11.2
Consumo	33.3	34	31.1	35.4	38.5	41.8	39.9	41.3	42.2	40.4	40.3
Importación	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0

(*) Solar, eólica, geotérmica, etc.

FUENTE: DOE/EIA

ECUADOR: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (2000)
(5 MW a más)

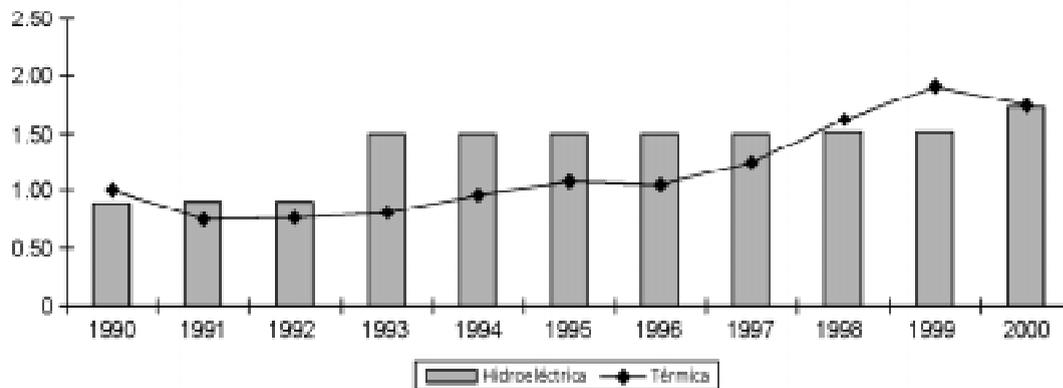
Generadora	Propietario	Río	Capacidad total (MW)
Paute	Hidropaute S.A.	Paute	1,120
Daule	Hidronacion S.A.	Daule	195
Agoyan	Hidroagoyan S.A.	Pastaza	156
Pisayambo	Hidronación S.A.	n/a	70
Cumbaya	Empresa Eléctrica Quito	n/a	40
Nayon	Empresa Eléctrica Quito	n/a	30
Saucay	Empresa Eléctrica Esmeraldas	n/a	25
Guangopolo	Empresa Eléctrica Quito	n/a	16
Papallacta	n/a	n/a	15
El Carmen	Empresa de Agua Potable Quito	n/a	10
Illuchi	Empresa Eléctrica Cotopaxi	n/a	9
El Ambi	Empresa Eléctrica Norte	n/a	8
Saymirin	Empresa Eléctrica Esmeraldas	n/a	6

FUENTE: EIA

ECUADOR: CAPACIDAD INSTALADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA (1990-2000)
(En miles de MW)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctrica	0.90	0.91	0.91	1.49	1.49	1.50	1.49	1.50	1.51	1.51	1.73
Nuclear	n/a										
Otros	n/a										
Térmica	1.01	0.76	0.77	0.81	0.96	1.07	1.05	1.24	1.62	1.91	1.75
Total	1.90	1.67	1.68	2.29	2.45	2.56	2.54	2.73	3.13	3.42	3.48

FUENTE: DOE/EIA



ECUADOR: GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD (1990-2000)
(En miles de millones de KWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Generación	6.2	6.8	7.0	7.3	8.1	8.3	9.0	9.3	9.6	10.1	10.4
Hidroeléctrica	4.9	5.0	4.9	5.8	6.6	5.2	6.2	6.4	6.5	7.1	7.8
Nuclear	n/a										
Otras*	n/a										
Térmica	1.3	1.8	2.1	1.5	1.5	3.1	2.8	3.0	3.2	3.0	2.6
Consumo	5.8	6.3	6.5	6.8	7.5	7.7	8.4	8.7	9.0	9.4	9.7
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(*) Solar, eólica, geotérmica, etc.

FUENTE: DOE/EIA

PERÚ: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (2000)
(10 MW a más)

Planta generadora	Propietario	Capacidad (MW)
Antúnez de Mayolo	Electroperú S.A.	798
Huinco	Edegel S.A.A.	258
Restitución	Electroperú S.A.	210
Charcani	Electroperú S.A.	166
Cañon del Pato	Egenor S.A.A.	157
Matucana	Edegel S.A.A.	120
San Gaban II	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán	110
Yaupi	Electroandes S.A.	108
Carhuaquero	Egenor S.A.A.	75
Moyopampa	Edegel S.A.A.	63
Callahuanca	Edegel S.A.A.	68

Planta generadora	Propietario	Capacidad (MW)
Malpaso (Centromin)	Electroandes S.A.	54
Yanango	Edegel S.A.A.	42
Paramonga Cahua	Egecahua S.A.A.	40
Gallito Ciego	Cementos Pacasmayo Energía S.A.C.	34
Huampaní	Edegel S.A.A.	31
Yuracmayo	Electrolima	26
Aricota I	Egesur S.A.	24
Aricota II	Egesur S.A.	14
Pachachaca	Electroandes S.A.	12
Aricota 2	Egesur S.A.	12
Curumuy	Sindicato Energetico S.A.	12

FUENTE: EIA / Ministerio de Energía y Minas del Perú.

PERÚ: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS (2000)
(Planeadas o en construcción / 15 MW a más)

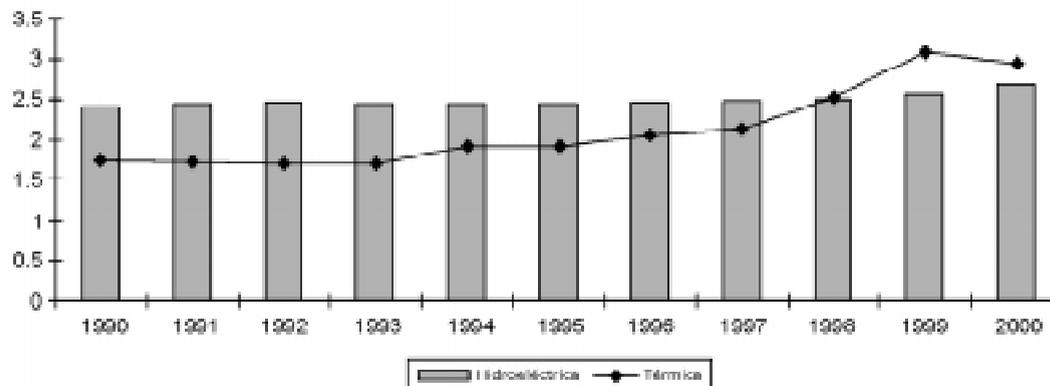
Planta	Capaci. (MW)	Propietario	Situación
Olmos	624	Electroperú S.A.	Planeado
Sheque	600	Electroperú S.A.	Planeado
Cheves	525	Peru Hydro S.A.	Construcción
Chaglia	345	Electroperú S.A.	Planeado
Lluta	210	Electroperú S.A.	Planeado
Maios	180	n/a	Planeado
Juncal	180	n/a	Planeado
Ocoña	150	Ocoña Power Corp.	Construcción
Mayush	150	Hidrandina	Planeado
Cheves Izquierda	150	Hidrandina	Planeado
Platanal	145	Electrolima S.A.	Planeado
Yuncan	130	Egecen S.A.	Construcción
Carhuaquero	125	Egenor S.A.A.	Planeado
Tablachaca	120	IESA S.A.	Planeado
Chimay	111	Edegel S.A.A.	Construcción
Jicamarca	104	Hidrandina	Planeado
El Caño	100	Electroandes S.A.	Planeado
Lamac	100	Cahua S.A.	Planeado
Mayush	100	Cahua S.A.	Planeado
Muri	90	Cahua S.A.	Planeado
Chongos	90	Electroperú S.A.	Planeado
Huanza	86	Prohisa	Planeado
Puquian	76	Cahua S.A.	Planeado
Curquish	70	Cahua S.A.	Planeado
Huinco	65	Edegel S.A.A.	Planeado
Matucana	60	Edegel S.A.A.	Planeado
Huaylillas	42	Cahua S.A.	Planeado
Paso del Aguila	38	Rep. Casasi S.A.	Planeado
Callahuanca	36	Edegel S.A.A.	Planeado
Vilavilani	32	Electro Sur Este S.A.A.	Planeado
Uchuhuerta	30	Electroandes S.A.	Planeado
Poechos I & II	27	Sindicato Energetico S.A.	Construcción
Centauro II	20	Represent. Casasi S.A.	Construcción
Huanchor	16	Huanchor Hidro S.A.	Construcción
Piaz I	15	Aguas y Energía Perú S.A.	Construcción

FUENTE: EIA / Ministerio de Energía y Minas del Perú.

PERÚ: CAPACIDAD INSTALADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA (1990-2000)
(En miles de MW)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctrica	2.4	2.45	2.46	2.45	2.45	2.45	2.47	2.49	2.51	2.57	2.67
Nuclear	n/a										
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	1.74	1.73	1.71	1.7	1.92	1.92	2.05	2.14	2.52	3.07	2.94
Total	4.14	4.18	4.17	4.15	4.38	4.38	4.52	4.63	5.04	5.64	5.61

FUENTE: DOE/EIA



PERÚ: GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD (1990-2000)
(En miles de millones de KWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Generación	13.2	13.9	12.8	14.5	14.5	17.4	16.9	17.5	18.2	18.7	19.7
Hidroeléctrica	10.4	11.4	9.7	11.7	12.6	13.6	13.2	13.1	13.7	14.4	16.0
Nuclear	n/a										
Otras*	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Térmica	2.7	2.4	3.0	2.7	1.8	3.6	3.6	4.3	4.4	4.1	3.5
Consumo	12.3	12.9	11.9	13.5	13.5	16.1	15.7	16.3	16.9	17.4	18.3
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(*) Solar, eólica, geotérmica, etc.

FUENTE: DOE/EIA

PERÚ: EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (2001)

Compañía generadora	Grupo económico	Condición	Capacidad (MW)	Participación de mercado (%)
Electroperú	Estado Peruano	Estatal	1200	28%
Edegel S.A.A.	ENDESA S.A.	Privada	870	20%
Enersur	Tractebel	Privada	553	13%
Etevensa	ENDESA S.A.	Privada	540	12%
Egenor S.A.A.	Duke Energy	Privada	273	6%
Electroandes S.A.	PSEG	Privada	183	4%
Aguaytia Energy del Peru	Duke Energy	Privada	155	4%
Emp. Eléctrica de Piura	ENDESA S.A.	Privada	119	3%
San Gabán S.A.	Estado Peruano	Estatal	110	3%
Egasa	Estado Peruano	Estatal	110	3%
Egamsa	Estado Peruano	Estatal	90	2%
Hidrandina		Privada	75	2%
Egesur S.A.	Estado Peruano	Estatal	64	1%

FUENTE: EIA / Ministerio de Energía y Minas del Perú / OSINERG.

VENEZUELA: GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD (1990-2000)
(En Miles de Millones de Kwh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total Generación	57.6	61.8	65.7	67.6	69.5	71.6	73.8	76.1	74	73.9	80.8
Hidro	36.6	44.1	46.8	47.0	50.8	50.9	53.3	56.6	52.5	55.1	62.3
Nuclear	n/a										
Otros*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Térmica	21.0	17.7	19.0	20.6	18.7	20.7	20.4	19.6	21.6	18.8	18.5
Total Consumo	53.6	57.2	60.8	62.5	64.3	66.5	68.4	70.8	68.9	68.8	75.1
Importación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exportación	0	0.2	0.4	0.3	0.3	0.1	0.2	0	0	0	0

(*) Solar, eólica, geotérmica, etc.

FUENTE: DOE/EIA

VENEZUELA: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (2000)

Generadora	Propietario	Localización		Capacidad Total (MW)
		Estado	Río	
Raul Leoni (Guri)	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	10,055
Macagua I - III	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	3,124
San Agatón	CADAFE	Táchira	Doradas	300
José Antonio Páez	CADAFE	Mérida	Sto. Domingo	240
Juan A. Rodríguez	CADAFE	Barinas	Paguey	80
Curupao	AES EDC	Miranda	n/a	4
Naiguatá	AES EDC	Vargas	n/a	4

FUENTE: EIA

VENEZUELA: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (2000)
(Planeadas o en construcción)

Generadora	Propietario	Localización		Capacidad total (MW)	Situación actual	Término proyectado
		Estado	Río			
Tayucay	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	3,100	Planeada	n/a
Eutobarima	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	2,900	Planeada	n/a
Carauchi	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	2,160	Construcción	2003
Tocoma	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	2,160	Construcción	2010
Auraima	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	1,800	Planeada	n/a
Aripichi	CVG EDELCA	Bolívar	Caroní	1,300	Planeada	n/a
La Vueltona	CADAFE	Táchira	Apure	514	Construcción	2003

FUENTE: EIA

VENEZUELA: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (1990-2000)
(En Miles de MW)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctrica	10	10.43	10.68	10.68	10.37	10.37	10.68	12.23	14	13.07	13.22
Nuclear	n/a										
Otros*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	8.52	8.61	8.61	8.24	8.6	8.6	8.4	8.53	8.53	8.44	8.08
Capacidad Total	18.52	19.03	19.28	18.91	18.97	18.97	19.07	20.76	22.53	21.51	21.29

(*) Solar, eólica, geotérmica, etc.

FUENTE: DOE/EIA

VENEZUELA: EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (2001)

Compañía Generadora	Capacidad (MW)	Participación de mercado (%)
CVG EDELCA	13,180	59
CADAFE	3598	16
AES EDC	2337	10
ENELVEN	1163	5
SENECA	230	1
ELEVAL	190	1
Turboven	120	<1
ENELBAR	100	<1
ENELCO	40	<1
Restantes	1372	7



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 Etecen 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.



CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES SOBRE LAS RESTRICCIONES Y POTENCIALIDADES DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES DE LA CAN

De las descripciones, referencias y análisis anteriores podemos apreciar que la integración eléctrica (o energética en general) no es un simple proceso de conexión de redes para luego iniciar transacciones de mercado entre los distintos agentes que participan en esta actividad. Tan es así, que desde hace muchos años se está hablando del tema y en términos relativos no hemos dado pasos que indiquen una convergencia hacia los resultados deseados. La razón es que estamos intentando unificar distintas formas de cultura empresarial respecto a la visión de nación, mientras que Colombia fortalece su empresa estatal a través de ISA para que sea una transnacional fuerte en todo América Latina (y lo está logrando), Perú “privatiza” su sistema interconectado y lo entrega a esta empresa colombiana porque, según el principio general manejado para justificar el proceso de privatización, “el Estado es un mal administrador”, ello por decir lo menos, resulta irónico.

Una de las hipótesis planteadas a lo largo del trabajo es que son las empresas estatales las llamadas a concretizar la integración energética en la subregión andina y como pasaremos a demostrar no existen incentivos para el sector privado por sí solo, al menos en el sector eléctrico, para apoyar este proceso de integración debido a que ésta lleva a la concreción de objetivos nacionales no muy coherentes con los planes de expansión e integración monopólica de las empresas privadas, tales como: aumentar el coeficiente de electrificación en las zonas rurales pues éste jamás será objetivo privado por su baja rentabilidad, pero si se le ofrece un mercado integrado de más de 22 millones de potenciales consumidores resultaría atractivo.

Es así que, el sector privado no invertirá para efectivizar la integración (ya no sería rentable) pero si los Estados realizan la integración para luego aprovechar las capacidades de inversión de los privados, ofreciéndoles grandes oportunidades de negocio (en las que nosotros también ganemos mediante diferentes formas de asociación). Por lo tanto, la posición planteada no implica que las empresas privadas se opongan a la integración, sino que ésta resulta costosa para los privados porque las más grandes empresas de generación y transmisión en los países miembros de la CAN están bajo control y propie-

dad del Estado por lo que sería menos costoso para éstos. Para un privado sería más eficiente asociarse una vez realizada la integración así como para los Estados, porque tendrían una mayor capacidad para ofrecer incentivos más atractivos a la inversión privada. Es en esta línea de pensamiento que planteamos las conclusiones obtenidas a efectos de las reales posibilidades de una integración en el sector eléctrico:

- ***Un consejo de la historia***

Según las experiencias aprendidas de los distintos procesos de integración el camino ha estado lleno de fracasos cuando han sido intentos y medidas de rápida ejecución. Una amenaza es que el proceso de integración eléctrica andina ha sido impulsado muy intensamente estos dos últimos años (2001 y 2002), es un riesgo a tomar en cuenta.

- ***Un enorme potencial eléctrico (¡usa lo que más tienes!)***

La autosuficiencia eléctrica como región estaría asegurada si se aprovechan las grandes fuentes energéticas existentes, lo cual liberaría recursos para otras actividades (como ampliar cobertura). Los países miembros de la CAN cuentan con alto potencial hidroenergético y cada uno a su vez cuenta con una fuente adicional con alto potencial, así 19.4% de la población andina podría tener acceso a la provisión de energía eléctrica.

- ***Una empresa estatal unificará la CAN con redes eléctricas (¿de 230Kv?)***

La mayor empresa de transporte de energía de Colombia y de esta parte de América, es la estatal ISA con presencia en los cinco países de la CAN. Actualmente las interconexiones existentes son de baja tensión y por lo tanto de poca capacidad de transporte de potencia, lo cual no es muy beneficioso, ya que la integración requiere de niveles de tensión similares a los existentes en la mayoría de sus redes (para no construir subestaciones en cada nodo de interconexión). Todos los países miembros tienen grandes extensiones de redes de 230 Kv, tal vez Éste sería el nivel de tensión para la integración eléctrica porque además traslada altos niveles de potencia.

- ***Normas sobre Comercio Internacional de Energía Eléctrica (¿aplicación real?)***

Son Colombia, Ecuador y Venezuela quienes han desarrollado cierta experiencia al respecto y cuentan con normatividad al respecto, Perú no cuenta con experiencia alguna; sin embargo, la experiencia se basa en flujos poco significativos de energía y en la práctica el comercio internacional de energía se ha resuelto mediante acuerdos bilaterales que no necesariamente res-

petaban la normatividad vigente. Asimismo, la normatividad es distinta en cada uno de los países aunque se espera una homogeneización. Por tanto, la experiencia que han tenido Ecuador, Colombia y Venezuela de intercambios internacionales de energía eléctrica es prácticamente irrelevante para la dimensión de una integración eléctrica (por su dimensión marginal y por su naturaleza aislada) por lo que la normatividad existente no corresponde a intercambios propios de una integración eléctrica.

- ***Incoherencia entre planes de expansión e integración***

Los países miembros están interesados en la integración pero sus acciones no se condicen con este comportamiento, ya que todos los países están expandiendo la actividad de generación con la construcción de nuevas plantas (como observamos en el análisis), en función de los planes de expansión del sector energético de cada uno de ellos que más bien suponen la utilización exclusiva de los recursos naturales internos para satisfacer sus respectivas demandas. Además, en muchas legislaciones la comercialización de energía eléctrica dentro de la CAN es para los excesos de oferta existentes en cada país, luego de cubrir la demanda interna.

- ***Existen barreras técnicas y legales a la integración***

La integración física de la red y la estandarización técnica (que pasa por los niveles de tensión de la red de transmisión) es la menor de las barreras a superar, la dificultad mayor está en superar las barreras legales lo cual implica cambiar estructuras organizacionales ya establecidas en cada país (y, por lo tanto, enfrentamiento con grupos de interés) y la historia siempre ha mostrado a estos cambios como procesos muy largos en términos temporales y muchas veces bastante violentos.

- ***Distintas estructuras organizacionales para los entes reguladores***

Mientras que en Bolivia y Perú los organismos reguladores son entes técnicos, en Ecuador y Venezuela son entes políticos (todo depende del Presidente de la República). Lo cual muestra las distintas visiones respecto a las funciones que cumple un ente regulador; además, cada uno de ellos tiene distinto nivel de poder de coacción y de capacidad de cumplir las funciones de regulación, control y formulación de políticas para el sector. Venezuela, por ejemplo, no ha llevado a la práctica principios regulatorios en la forma de organización de la industria así como en la fijación de sus tarifas (como observamos en el análisis).

- ***Clasificación de consumidores, una gran dificultad***

Tanto en Bolivia y Perú para ser cliente no regulado se debe tener una de-

manda de potencia no mayor a 1 MW, mientras que en Colombia el límite es de 0.1 MW, en Ecuador es de 2 MW y en Venezuela de 5 MW. Tal diversidad significa que las capacidades de negociación en función del tamaño de la demanda de potencia es distinta en cada país, es decir que un cliente libre peruano con demandas menores a 5 MW debería ser regulado en Venezuela (suponiendo que los niveles están trazados a efectos de capacidad de negociación) porque sería muy pequeño para negociar con PdVSA, por ejemplo. Homogeneizar esta clasificación implicaría una alteración de los objetivos trazados de lograr un mercado competitivo de energía en cada país (algunos avanzarían al respecto, otros retrocederían), el mecanismo correcto sería el de convergencia, pero el costo del ajuste es de necesaria evaluación.

- ***La programación del despacho, declaración de costos o modelos de optimización***

En algunos casos como el de Colombia, existe la posibilidad de la declaración de costos de los generadores para su respectiva programación; todo lo contrario sucede en Bolivia y Perú países en los que el despacho es programado bajo el modelo de empresa eficiente. Si nos integramos, la programación del despacho para cada operador tendrá una dificultad mayor al calcular el modelo de empresa eficiente para todos los países miembros (que son muy diferentes al respecto). Además, la normativa de la programación del despacho en algunos de los países no contempla a la empresa exportadora de electricidad.

- ***La diferencia en la determinación de precios y tasas, un límite a la participación y una posibilidad de discriminación***

Los modelos tarifarios en los distintos países miembros de la CAN se determinan en forma similar; sin embargo, si vamos al detalle de ponderaciones o consideraciones de participación veremos que existen diferencias sustanciales entre los mismos y que muestran fuentes de discrepancia. Una característica importante de la segmentación del sector eléctrico es que se paga una tarifa por segmento, la conciliación de la forma de determinar tarifas para el mismo segmento en los distintos países miembros es de necesaria realización porque, como vimos en el análisis del informe, si bien este cálculo sigue el mismo modelo en casi todos los países su formulación es distinta. Si se mantiene tal situación, se tendría un claro instrumento para la discriminación de la participación en el mercado.

EN RESUMEN :

Las barreras a la integración eléctrica son superables en términos técnicos; sin embargo, en términos legales las barreras resultan ser bastante difíciles de cambiar ya que se trata de cambiar formas organizacionales establecidas, esto se ve claramente en la normatividad de regulación en cada país. Si sucede tal cambio, no existe impedimento alguno a la integración dado que las condiciones materiales están bastante definidas y claras. Por lo tanto, lo más probable es que la integración eléctrica plena sea realidad en un período bastante largo de tiempo.

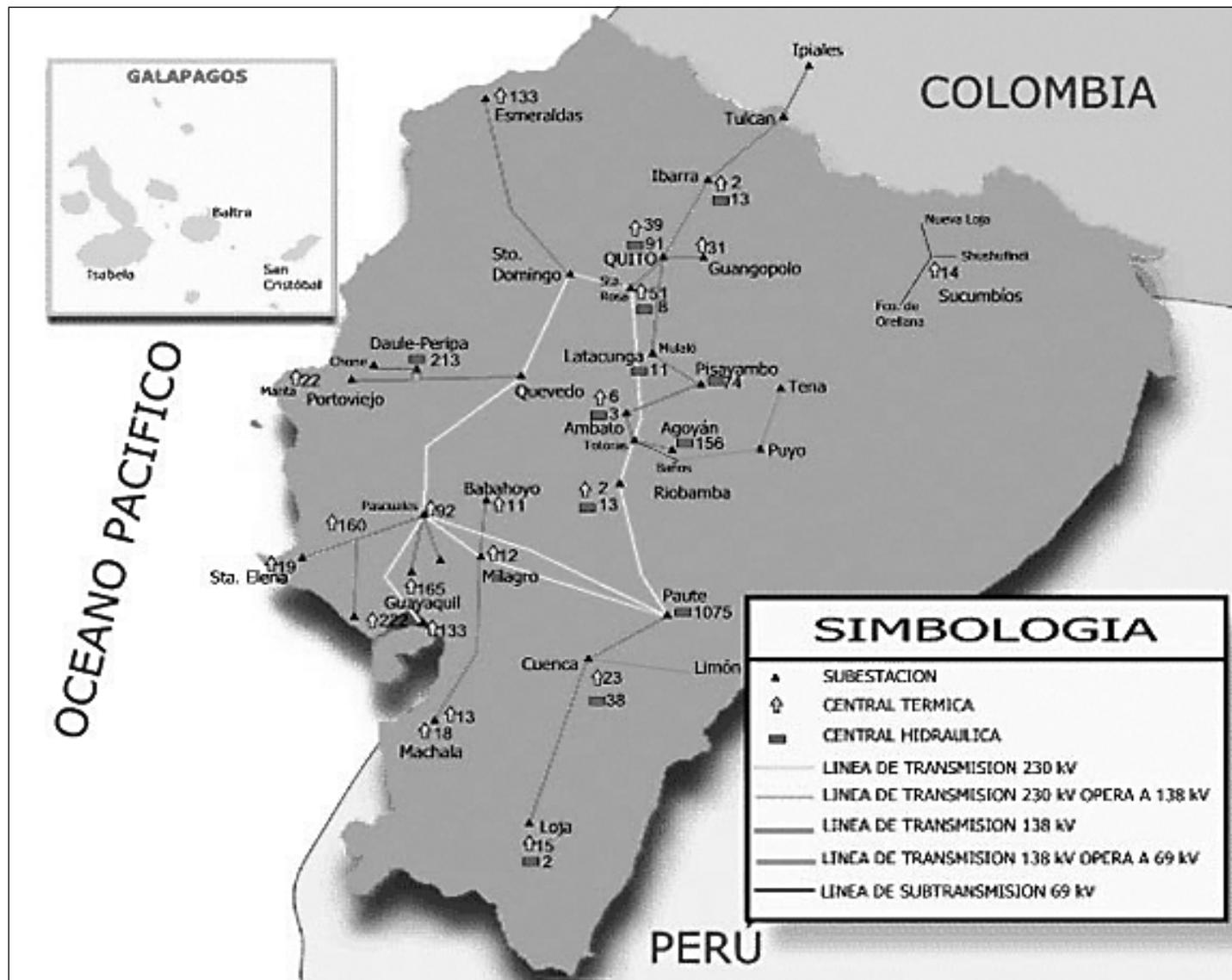
El impulso de la integración eléctrica, ya está dado por una empresa estatal que tiene como objetivo la integración eléctrica entre América del Sur y el Caribe. Las interconexiones eléctricas operativas en la CAN como son Cuestecitas - Cuatricentenario y San Mateo - Corozo (Colombia - Venezuela), Pasto - Quito (Colombia - Ecuador) y, en el 2004, Zorritos - San Idelfonso (Perú - Ecuador), todas ellas con participación de ISA, permitirán flujos más grandes de energía ya que se trata de redes con capacidad de trasladar potencias de 150 MW (tensión de 230Kv). La interconexión entre estos cuatro países es prácticamente una realidad, pero es necesario superar, sobretodo, las barreras legales que implican cambios de formas organizacionales propias de cada país (algunos muy arraigados). Este proceso, según estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, generará ahorros de más de US\$ 300 millones anuales por mejor aprovechamiento de las fuentes energéticas, recursos que permitirían ampliar el coeficiente de electrificación rural.

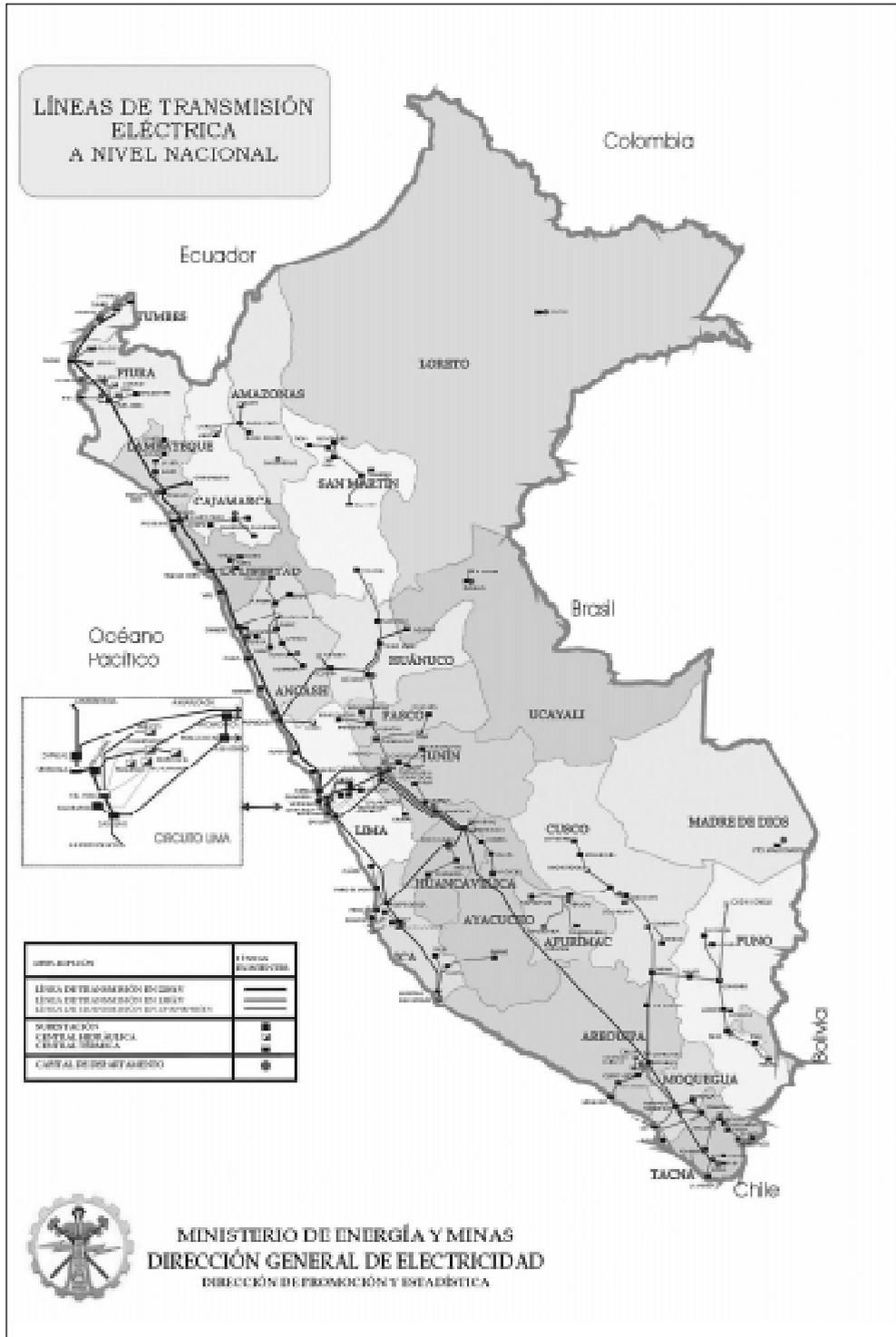
INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS OPERATIVAS EN LA CAN

Interconexión	Países	Tensión (KV)	Potencia (MW)
Cuestecitas - Cuatricentenario	Colombia - Venezuela	230	150
Tibú - La Fría	Colombia - Venezuela	115	80
San Mateo - Corozo	Colombia - Venezuela	230	150
Cúcuta - San Antonio Tachirá	Colombia - Venezuela	13.8/34.5	15
Arauca - Guasdalito	Colombia - Venezuela	13.8	15
Ipiales - Tulcán	Colombia - Ecuador	115/138	40
Pasto - Quito (construcción)	Colombia - Ecuador	230	100

Fuente: OLADE, con base en información de los países.









ANEXOS

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTRATEGIAS DE LAS EMPRESAS TRANSNACIONALES EN LOS AÑOS NOVENTA

Estrategia corporativa del sector:	Búsqueda de eficiencia	Búsqueda de materias primas	Búsqueda de acceso a los mercados (nacional o subregional)
PRIMARIO		<p>Petróleo / gas : Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela.</p> <p>Minerales: Chile, Argentina y Perú.</p>	
MANUFACTURAS	<p>Automotriz: México.</p> <p>Electrónica: México y Cuenca del Caribe.</p> <p>Confecciones: Cuenca del Caribe y México.</p>		<p>Automotriz: Argentina y Brasil.</p> <p>Agroindustria, alimenticia y bebidas: Argentina, Brasil y México.</p> <p>Química: Brasil.</p> <p>Cemento: Colombia, República Dominicana y Venezuela.</p>
SERVICIOS			<p>Financieros: Brasil, México, Chile, Argentina, Venezuela, Colombia y Perú.</p> <p>Telecomunicaciones: Brasil, Argentina, Chile y Perú.</p> <p>Energía Eléctrica: Colombia, Chile, Brasil, Argentina y Centroamérica.</p> <p>Distribución de gas natural: Argentina, Brasil, Chile y Colombia.</p> <p>Comercio minorista: Brasil, Argentina, México y Chile.</p>

FUENTE: CEPAL: "La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2001".

COMUNIDAD ANDINA: FLUJO DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA POR BLOQUE ECONÓMICO
(millones de dólares)

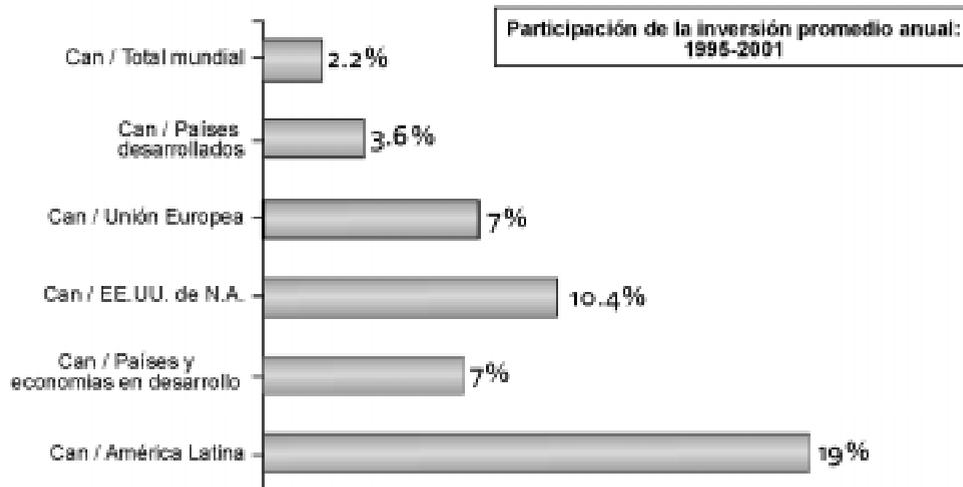
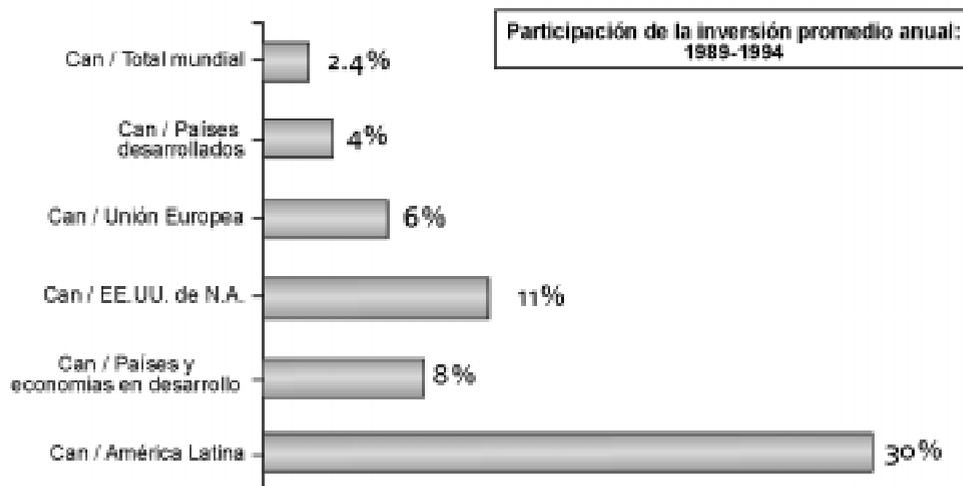
ORIGEN	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Inver. acumu.	Part. %
CAN	45	108	133	129	103	132	251	111	-26	43	1,029	1.17%
Bolivia	0	0	-1	4	0	-2	2	0	0	0	4	
Colombia	4	28	20	35	16	139	88	21	-20	13	344	
Ecuador	3	5	31	56	22	30	82	24	6	8	265	
Perú	2	4	6	2	11	15	21	44	7	11	125	
Venezuela	35	72	78	31	55	-49	57	22	-20	10	292	
NAFTA	3,623	3,959	873	1,013	1,527	2,368	2,553	2,549	2,791	2,578	23,835	27.13%
Canadá	76	107	69	131	137	158	368	192	983	460	2,681	
Estados Unidos	3,547	3,849	787	871	1,362	2,127	2,120	2,347	1,783	2,104	20,898	23.78%
México	1	3	18	10	28	83	64	10	25	15	257	
MERCOSUR	25	41	79	179	374	549	602	512	205	305	2,871	3.27%
Chile	1	51	189	259	150	293	78	324	22	186	1,554	1.77%
AMERICA CENTRAL	304	349	266	279	215	1,950	206	238	304	255	4,366	4.97%
ANTILLAS	284	305	406	278	1,002	1,481	2,593	1,020	1,029	728	9,126	10.39%
UNION EUROPEA	1,425	1,537	2,955	760	1,727	4,322	2,559	2,721	2,713	1,811	22,531	25.64%
España	60	79	2,217	183	668	2,349	856	311	1,105	365	8,193	9.32%
RESTO DE EUROPA	14	40	24	64	69	267	183	75	540	334	1,611	1.83%
ASIA	336	235	65	92	138	551	195	254	56	75	1,997	2.27%
OTROS PAISES	778	1,809	1,263	2,274	4,450	2,689	1,575	420	1,214	2,475	18,947	21.56%
Otros No Especificados ^{1/}	579	623	309	344	996	1,199	1,164	845	2,457	1,145	9,660	10.99%
Otros No Clasificados ^{2/}	199	1,186	953	1,930	3,454	1,491	411	-426	-1,243	1,331	9,286	10.57%
TOTAL	6,835	8,434	6,252	5,327	9,754	14,603	10,797	8,224	8,849	8,790	87,865	100.00%

^{1/} Incluye CAF-BID. Organismos Internacionales para Venezuela en 1998.

^{2/} Para Colombia corresponde al Rubro Reversión de Utilidades / Para Perú corresponde a los rubros Otros, capital neutro y el ajuste con respecto a la balanza de pagos.

FUENTE: Comunidad Andina - Secretaría General. Proyecto 5.2.5.Estadística.

RELACIÓN DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA EN LA COMUNIDAD ANDINA CON OTROS PAÍSES Y BLOQUES ECONÓMICOS EN EL MUNDO



La inversión promedio anual en la Comunidad Andina representaba la tercera parte con relación a las inversiones en América Latina entre 1989-1994. Para el período 1995-2001, las inversiones de la CAN significan la quinta parte de lo invertido en América Latina. Con relación a otras regiones en el mundo el destino de las inversiones en la CAN en promedio anual han disminuido, comparando entre los dos períodos de análisis.

FUENTE: BOLETÍN ESTADÍSTICO DEL GRUPO ANDINO, Enero-Marzo 1995. / ALADI / CEPAL.

ALADI: ENTRADAS NETAS DE IED^a PARTICIPACIÓN EN LAS INVERSIONES DE LOS PAÍSES MIEMBROS DE LA CAN
(En millones de dólares)

	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1995-2000 ^b
México	24,730	13,286	11,915	11,312	12,831	9,186	9,526	11,343
Brasil	22,636	32,779	28,576	31,913	19,650	11,200	4,859	21,496
Chile	4,602	3,675	9,221	4,638	5,219	4,634	2,957	5,057
Argentina	3,181	11,665	23,984	7,292	9,161	6,949	5,610	10,777
Venezuela	3,085	4,110	3,187	4,495	5,536	2,183	985	3,416
Colombia	2,018	2,615	1,326	2,932	5,639	3,112	968	2,765
Ecuador	1,331	720	690	814	625	491	470	635
Perú	1,100	680	2,390	1,905	1,781	3,226	2,056	2,006
Bolivia	550	733	1,016	957	731	474	393	717
Uruguay	320	298	235	164	126	137	157	186
Paraguay	152	82	87	342	236	149	103	167
Sub Total CAN	8,084	8,858	8,609	11,103	14,312	9,486	4,872	9,540

	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1995-2000 ^b
Total	63,705	70,643	82,627	66,764	61,535	41,741	28,084	58,566
Participac. % del CAN ^c	12.7%	12.5%	10.4%	16.6%	23.3%	22.7%	17.3%	16.3%

^a Corresponde a las entradas netas de inversión directa en la economía declarante, descontadas las salidas de capital de las mismas empresas extranjeras.

^b Promedio anual.

^c Las inversiones extranjeras en cada país miembro de la CAN (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) es mínimo, pero en conjunto la participación promedio anual de las inversiones acumuladas representan el 16% respecto al total de las inversiones en ALADI.

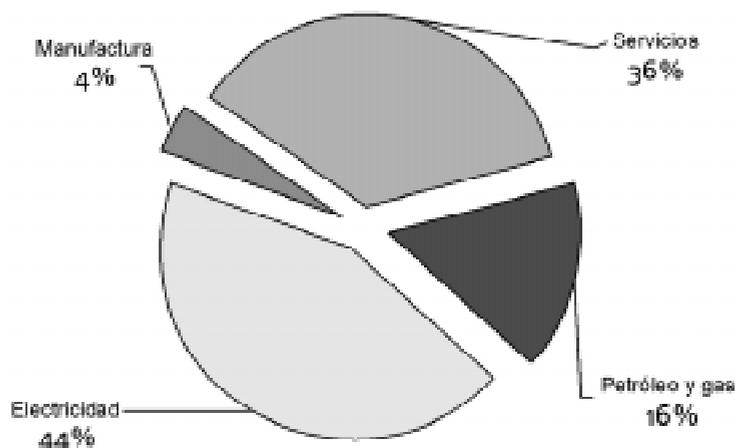
El mayor peso de las inversiones para el año 2001 lo tiene México, seguido de Brasil; con respecto a las inversiones acumuladas, Brasil concentra el primer lugar de las inversiones. Cabe destacar que las inversiones en la región vienen disminuyendo significativamente, después del pico favorable obtenido entre 1996 1996 y 1997, el mismo comportamiento expresan los países de la CAN cuya participación ha descendido del 23% al 12%.

FUENTE: CEPAL: "La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2001"

**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PROYECCIÓN DE INVERSIONES
DE LAS EMPRESAS TRANSNACIONALES ^a
ENTRE ENERO DE 2001 Y ABRIL DE 2002**

SECTOR	MONTO (en millones de dólares)	PORCENTAJE
Petróleo y gas	5,008	15.7
Electricidad	14,030	44.0
Total actividad energética	19,038	60
Manufacturas	1,360	4.3
Servicios		
Financieros	129	0.4
Telecomunicaciones	5,480	17.2
Comercio	726	2.3
Infraestructura y transporte	4,331	13.6
Sanitarias	832	2.6
Total Servicios	11,498	36.0
Total	31,896	100.0

^a Corresponde a proyectos anunciados y que serían ejecutados a lo largo de los próximos cinco años. Las inversiones en electricidad corresponde al sector servicios.



FUENTE: CEPAL: "Inversión extranjera en América Latina y el Caribe, 2001"

COMUNIDAD ANDINA : FLUJO DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA POR SECTOR ECONÓMICO
(millones de dólares)

SECTOR ECONÓMICO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Agricultura, silvicultura, caza y pesca	211	233	26	7	55	68	58	64	8	31
Minería y petróleo	875	1,086	1,218	1,279	2,486	4,962	3,325	3,315	2,506	4,663
Industria	3,543	3,902	1,268	1,059	1,335	1,048	2,309	1,045	857	654
Electricidad, gas y agua	33	32	475	17	902	3,501	802	-118	68	-53
Servicios	60	37	47	223	376	588	685	564	424	276
Construcción y vivienda	89	93	36	57	47	164	-11	53	47	152
Comercio	273	322	190	132	335	211	349	433	442	308
Transporte y comunicaciones	44	75	2,379	98	163	143	411	484	1,248	806
Turismo	2	0	6	7	10	1	6	17	0	0
Finanzas	1,954	2,032	388	579	1,033	2,471	1,311	1,276	1,446	944
Inversión no registrada	-249	620	218	1,867	3,012	1,449	1,554	1,093	1,803	1,009
Total	6,835	8,434	6,253	5,327	9,754	14,605	10,798	8,226	8,849	8,789

El cuadro de inversiones por sectores en los países miembros de la CAN nos muestra la concentración del flujo de inversiones en sectores primarios de la economía de la CAN. El sector minero y petrolero concentran más del 53% de las inversiones extranjeras en la CAN, seguido del sector transporte y comunicaciones y luego la industria.

FUENTE: Comunidad Andina - Secretaría General. Proyecto 5.2.5. Estadística.

**INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
EN EL SECTOR PETROLERO A NIVEL DE LA CAN**

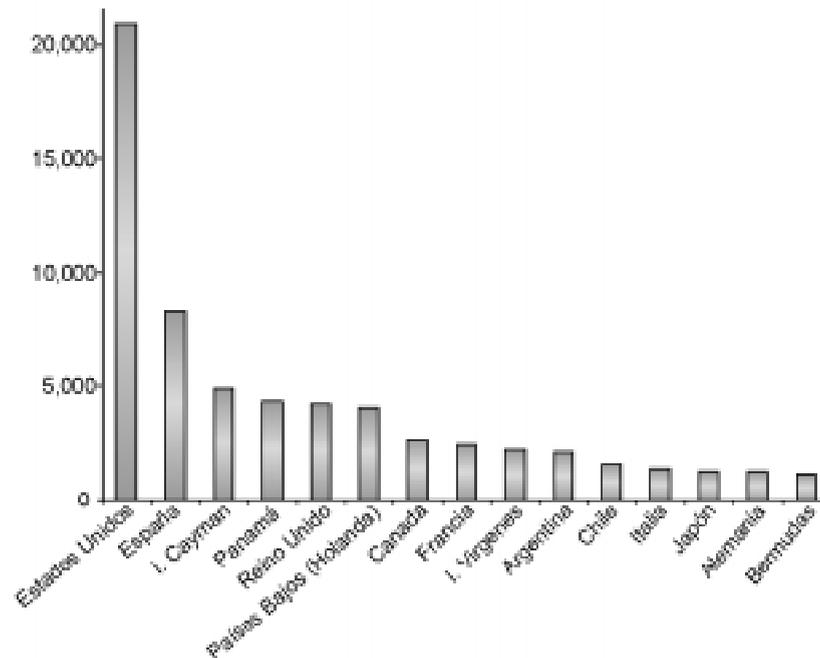
AÑO	INVERSIÓN PETROLERA						TOTAL SECTORES	Petróleo/ Total Sectores
	Venezuela*	Perú	Ecuador	Colombia	Bolivia*	TOTAL		
1992	0	69	n.d	440	84	592	6,835	8.7%
1993	0	52	n.d	557	66	676	8,434	8.0%
1994	195	183	n.d	135	63	576	6,253	9.2%
1995	539	158	n.d	151	125	974	5,327	18.3%
1996	1,087	353	n.d	778	53	2,271	9,754	23.3%
1997	3,164	524	206	382	299	4,574	14,605	31.3%
1998	1,731	457	n.d	91	544	2,823	10,798	26.1%
1999	2,045	108	n.d	-551	449	2,051	8,226	24.9%
2000	1,354	122	n.d	-639	408	1,244	8,849	14.1%
2001	2,165	n.d	195	347	484	3,191	8,789	36.3%
TOTAL	12,280	2,025	401	1,691	2,574	18,972	87,870	22%

(*) Considera el total de inversiones en hidrocarburos.

FUENTE: Comunidad Andina - Secretaría General. Proyecto 5.2.5. Estadística / Banco Central de Venezuela. Informes Anuales de Petro Ecuador / Anuario de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Perú.

**RANKING POR PAÍS DE ORIGEN DEL FLUJO ACUMULADO
DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN LA COMUNIDAD ANDINA**
(millones de dólares)

RANK	PAÍS DE ORIGEN	1992 -2001
1	Estados Unidos	20,898
2	España	8,193
3	I. Cayman	4,879
4	Panamá	4,306
5	Reino Unido	4,218
6	Países Bajos (Holanda)	4,035
7	Canadá	2,681
8	Francia	2,372
9	I. Vírgenes	2,162
10	Argentina	2,053
11	Chile	1,554
12	Italia	1,304
13	Japón	1,215
14	Alemania	1,192
15	Bermudas	1,108
	PAÍS DE ORIGEN	87,865



FUENTE: Comunidad Andina - Secretaría General. Proyecto 5.2.5. Estadística.

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES TOTALES DE EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES, 1990 - 2000
(en millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Acuml.	Part. *
Petroleras de la CAN ^a	535	4,766	5,124	5,690	5,613	6,451	6,757	7,316	5,880	4,855	4,841	57,828	42.1%
PEMEX ^b	0	2,995	2,927	2,718	2,966	2,468	3,395	4,625	5,820	5,627	6,806	40,347	29.4%
Petroleras del MERCOSUR ^c	2,118	3,059	813	3,498	2,290	3,257	3,359	3,394	4,840	4,178	4,148	34,954	25.4%
Otras empresas ^d	65	98	109	119	116	127	148	274	230	153	128	1,567	1.1%
TOTAL	2,718	10,918	11,322	12,025	10,985	12,303	13,761	15,692	16,867	14,882	15,922	137,395	100%

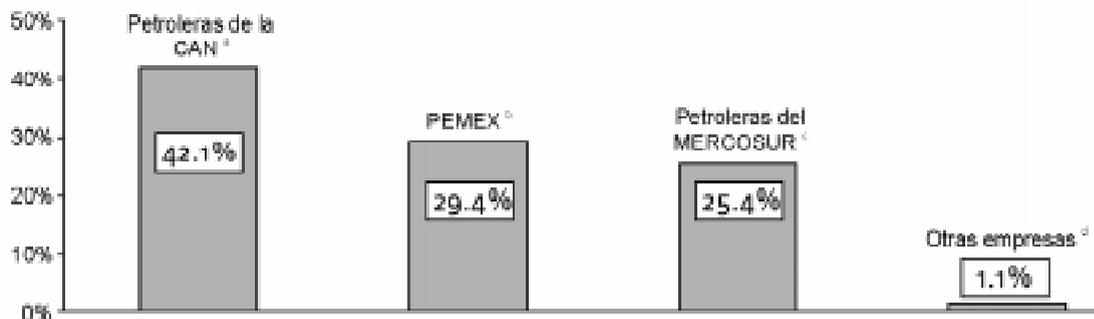
^a Petróleos de Venezuela, S.A / Empresa Colombiana de Petróleo / Petróleos del Ecuador / Petróleos del Perú / Yaciminetos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

^b Petróleo Mexicano.

^c Petróleo Brasileiro (PETROBRAS) / Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Argentina), privatizada en 1994.

^d Empresa Nacional de Petróleo - ENAP- (Chile) / Petroleum Company of Trinidad and Tobago Ltd.

^(*) Participación con respecto al total de inversiones acumuladas de las empresas estatales en América Latina, lo cual nos muestra la importancia de las inversiones de las empresas que aún no han sido privatizadas en Venezuela y Colombia, teniendo que el flujo de estos capitales está contrarrestando la tendencia de retroceso de las inversiones extranjeras en la región.



FUENTE: INFORMES ANUALES DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE PETRÓLEO DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES.

INVERSIONES TOTALES DE EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES DE LA COMUNIDAD ANDINA

1990 - 2000 / En millones de dólares

EMPRESAS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Acuml.	Part.*
PDVSA ^a	0	4,192	4,405	4,598	4,766	5,089	5,388	5,905	5,241	4,207	4,296	48,087	83.0%
ECOPETROL ^b	284	238	441	835	553	1,090	1,158	1,308	594	631	497	7,629	13.2%
PETROECUADOR ^c	100	187	131	133	154	147	171	103	45	17	48	1,236	2.1%
YPFB ^d	100	105	108	70	72	35	40	CAPITALIZADA				530	0.9%
PETROPERU ^e	51	44	39	54	68	90	43	7.8	14	10	8	429	0.7%
Total Petroleras de la CAN	535	4,766	5,124	5,690	5,613	6,451	6,800	7,324	5,894	4,865	4,849	57,911	100%

^a Petróleos de Venezuela, S.A.

^b Empresa Colombiana de petróleo.

^c Petróleos del Ecuador.

^d Yacimientos petrolíferos fiscales Bolivianos.

^e PetroPerú.

(*) La participación porcentual de las empresas estatales de la Comunidad Andina corresponde a las inversiones acumuladas entre 1990 y el año 2000 de cada una de las empresas sobre el total de inversiones a nivel de la CAN.

Durante la década pasada, las inversiones de la empresa estatal de Venezuela (PDVSA) concentra más del 83% del total de inversiones de las estatales petroleras, esta participación porcentual se mantiene desde el inicio de los años 90, a pesar del proceso de privatización asumido por algunos países como Perú y Bolivia principalmente, lo que ha hecho que el flujo de inversiones totales en la región disminuya en los últimos tres años.

FUENTE: INFORMES ANUALES DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE PETRÓLEO DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES.

AMERICA LATINA: IMPORTANCIA RELATIVA DE LAS 30 PRINCIPALES EMPRESAS TRANSNACIONALES EUROPEAS, 2000

(En porcentajes)

Clasificación		Empresa	País	Sector	Participación de América Latina en las ventas totales (%)
a	b				
168	1	Telefónica España	España	Telecom	56.7
5	3	DaimlerChrysler	Alemania	Automotor	9.2
21	4	Volkswagen	Alemania	Automotor	17.2
37	5	Carrefour Group/Promodes ^c	Francia	Comercio	20.3
80	6	Repsol - YPF	España	Petróleo	24.9
47	8	Fiat Spa	Italia	Automotor	13.9
6	10	Royal Dutch-Shell Group	Países Bajos	Petróleo	43
365	13	Endesa España	España	Electricidad	37.3
72	16	Unilever PLC	Reino Unido	Alimentos	10.6
156	17	Olivertti Spa	Italia	Telecom	15.8
58	23	Royal Ahold N.V	Países Bajos	Comercio	7.8
133	24	L.M. Ericsson	Suecia	Electrónica	12.1
23	30	Siemens AG	Alemania	Electrónica	4.2
99	31	Renault S.A.	Francia	Automotor	8.4
...	32	Portugal Telecom	Portugal	Telecom	63.5
...	34	Pirelli Spa	Italia	Neumáticos	30.0
...	36	Parmalat	Italia	Alimentos	27.0
111	35	BASF AG	Alemania	Químicos	5.9
...	39	Casino Guichard-Perrachon	Francia	Comercio	8.2
124	46	Electricité de France	Francia	Electricidad	5.5
107	47	Royal Philips Electronics	Países Bajos	Electricidad	4.8
393	49	Groupe Danone	Francia	Alimentos	11.5
...	50	Sonae de Distribuicao	Portugal	Comercio	23.3
...	51	IBERDROLA S.A.	España	Electricidad	23.3
150	54	Bayer AG	Alemania	Químicos	7.9
261	56	British American Tobacco Plc (BAT)	Reino Unido	Tabaco	7.7
127	60	France Telecom	Francia	Telecom	4.0
94	63	Deutsche Telekom	Alemania	Telecom	3.2
...	64	Electricidade de Portugal	Portugal	Electricidad	33.3
...	65	Rhone-Poulenc	Francia	Químicos	7.7
7	70	BP Amoco Pic	Reino Unido	Petróleo	0.7

^a Ubicación entre las mayores empresas transnacionales presentes en América Latina.

^b Ubicación entre las mayores empresas mundiales (Fortune, 2001).

^c Las empresas francesas Carrefour y Promodes se fusionaron en el año 2000.

Fuente: CEPAL, La Inversión en América Latina y el Caribe, 2001

COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS DE PETRÓLEO:
COMPARACIÓN ENTRE LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Miles de barriles diarios

PAÍS	EXPORTACIONES				IMPORTACIONES ⁽¹⁾			
	2000		2001		2000		2001	
	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo
VENEZUELA	1,949	770.2	2,038.7	697.4	0.0	4.4	0.0	0.0
COLOMBIA	385	72.9	296.0	85.4	3.8	5.7	5.5	4.1
ECUADOR	234	36.2	246.4	44.8	0.0	41.8	0.0	32.6
PERU	14	27.3	18.7	36.8	61.3	34.7	74.1	25.5
BOLIVIA	0	0	0.0	0.0	0.0	5.7	0.0	5.6
Total CAN	2,581.1	906.6	2,599.8	864.4	65.1	92.3	79.6	67.8
ARGENTINA	341.4	117.5	287.5	185.3	26.2	18.3	27.7	8.5
BRASIL	0.0	81.1	21	186.8	319.0	214.7	343.0	261.4
URUGUAY	0.0	7.7	0.0	9.3	39.7	5.8	34.9	5.6
PARAGUAY	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	27.6	2.0	19.9
Total MERCOSUR	341.4	206.3	308.5	381.4	387.1	266.4	407.6	295.4
MEXICO	1,713.8	13.7	1,710.3	98.7	0.0	362.5	0.0	331.5
TOTAL REGIÓN	4,710.4	1,337.0	4,690.5	1,490.5	938.5	1,186.0	989.7	1,137.0
PART. % CAN / TOTAL REGIÓN	54.8%	67.8%	55.4%	58.0%	6.9%	7.8%	8.0%	6.0%

Las exportaciones de crudo y derivados de los países de la CAN representan en promedio el 55% y 63% respectivamente de lo comercializado por el total de los países de la región. Esta participación tiene un aporte importante con Venezuela cuyas exportaciones de crudo y derivados representa el 80% entre los países de la CAN.

⁽¹⁾ Incluye comercio intra-regional. Derivados de petróleo: (gas licuado de petróleo, GLP + gasolinas + kerosene + turbo + diesel oil)

FUENTE: OLADE / Sistema de Información Económica.

EXPANSIÓN ECONÓMICA DE PÉREZ COMPANC EN AMÉRICA LATINA*

	Antes de la reforma: Contratista de empresas estatales			Primera mitad de los años noventa: integración vertical en Argentina		
	Argentina	Bolivia	Perú	Argentina	Bolivia	Perú
Actividades productivas de materias primas						
Exploración	X	X	X	X	X	X
<u>Producción</u>						
Petróleo	X			X		
Gas				X		
Actividades de elaboración						
<u>Petróleo</u>						
Oleoductos				X		
Refinación				X		
<u>Gas - electricidad</u>						
Gasoductos				X		
Generación eléctrica				X		
Transmisión eléctrica				X		
Distribución de electri.				X		
Petroquímica				X		

	A partir de 1994: expansión en América Latina					
	Argentina	Bolivia	Ecuador	Perú	Venezuela	Brasil
Actividades productivas de materias primas						
Exploración	X	X	X	X	X	
<u>Producción</u>						
Petróleo	X	X		X	X	
Gas	X					
Actividades de elaboración						
<u>Petróleo</u>						
Oleoductos	X		X			
Refinación	X	X				
<u>Gas - electricidad</u>						
Gasoductos	X					
Generación eléctrica	X					
Transmisión eléctrica	X					
Distribución de electri.	X					
Petroquímica	X					X

(*) La Corporación Pérez Companc de Argentina (PECOM) a finales del año 2002 fue adquirida por la empresa estatal del Brasil PETROBRAS, a la fecha se encuentra en proceso de transferencia de activos.

La información es del primer cuatrimestre del 2002.

FUENTE: CEPAL: "La Inversión en América Latina y el Caribe, 2001".

**IMPORTANCIA DE LA COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO Y DERIVADOS
DE PETRÓLEO EN LAS EXPORTACIONES COMERCIALES DE LA COMUNIDAD ANDINA**
millones de dólares

	Venezuela		Colombia		Perú		Ecuador		Bolivia	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001
(A) Exportaciones comerciales	33,035	26,751	13,621	12,775	7,034	7,108	5,138	4,863	1,246	1,285
(B) Exportac. de crudo y derivados	24,707.4	20,948.3	4,175.4	4,999	380.3	402.5	2,512.5	2,206.9	0	0
Petróleo	17,783	15,210.3	3,520	3,089.8	124.3	126.2	2,187	1,838.3	0	0
Derivados de petróleo	6,924.4	5,738	655.4	1,909.30	256	276.3	325.5	368.6	0	0
Part. % (B) / (A)	74.8%	78.3%	30.7%	39.1%	5.4%	5.7%	48.9%	45.4%	0.0%	0.0%

	2000	2001
Total exportaciones comerciales de la CAN	60,074.0	52,782.0
Exportaciones de crudo y derivados	31,775.6	20,264.6
Participación %	52.9%	38.4%

FUENTE: CAN - Memoria Anual 2000 / 2001.
OLADE, Sistema de información Económica.

COMUNIDAD ANDINA: PRINCIPALES PRODUCTOS DE EXPORTACIÓN HACIA LA UNIÓN EUROPEA
(millones de dólares)

Productos de Exportación	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Prom. Anual 1990-1998	Estruc. Porcen.
1.- Agricultura, ganadería, caza	1,376	1,396	1,394	1,378	2,190	2,074	1,890	2,348	1,971	1,780	28.94%
2.- Fabricación de metales comunes	918	796	710	950	1,329	1,532	1,399	939	1,035	1,068	17.36%
3.- Petróleo crudo y gas natural	1,122	851	908	608	675	948	1,020	727	527	821	13.35%
4.- Elaboración de productos alimenticios y bebidas	430	505	493	546	733	863	883	1,019	917	710	11.54%
5.- Extracción de carbón y lignito; extracción de turba	477	534	487	435	420	467	663	730	758	552	8.97%
6.- Extracción de minerales metalíferos	608	482	503	387	357	414	463	510	416	460	7.48%
7.- Fabricación de coque, producción de refinación de petróleo	600	262	121	140	159	245	234	92	33	210	3.41%
8.- Fabricación de productos textiles	210	173	163	130	143	156	141	140	112	152	2.47%
9.- Fabricación de sustancias y productos químicos	74	50	42	40	68	161	179	183	171	108	1.76%
10.- Fabricación de prendas de vestir; adobo y teñido de pieles	23	75	53	42	45	43	69	74	72	55	0.89%
11.- Curtido y adobo de cueros; y sus manufacturas	71	52	48	50	58	79	40	46	43	54	0.88%
12.- Fabricación de muebles; industrias manufactureras n.c.p.	8	11	18	33	85	62	29	40	40	36	0.59%
Total de Exportaciones hacia la UE	6,060	5,360	5,093	4,834	6,403	7,183	7,211	6,981	6,235	6,151	100%

Las exportaciones de crudo y derivados de petróleo de los países de la CAN destinados a la Unión Europea, representan el 17% en promedio anual.

FUENTE: Comunidad Andina, Secretaría General, Proyecto 4.37.52 Estadística

EXPANSIÓN DE REPSOL EN LA COMUNIDAD ANDINA (al 31 de diciembre de 2001)

	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela	Total CAN	Total América Latina	Expansión CAN / A. L.
Actividades productivas de materias primas (gas y petróleo)								
Lotes exploratorios (N°)	16	5	3	6	4	34	86	39.5%
Lotes de producción (N°)	18	1	1		4	24	129	18.6%
Reservas de hidrocarburos (miles de barriles equival. de petróleo)	273	89	99		154	615	4179	14.7%
Producción de petróleo (millones de barriles)	3	5	5		9	22	193	11.4%
Producción de gas (miles de millones de pies cúbicos)	16					16	710	2.3%

	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela	Total CAN	Total América Latina	Expansión CAN / A. L.
Actividades de elaboración de petróleo								
Petróleo								
Refinerías (N°)				1		1	6	16.7%
Oleoductos propios (N°)			1	1		2	4	50.0%
Oleoductos no propios (N°)						0	2	0.0%
Estaciones propias (N°)			57	71		128	3,094	4.1%
Estaciones no propias (N°)			57	87		144	1,173	12.3%
Plantas de gas licuado de petróleo (N°)			1	1		2	4	50.0%
Gas								
Gaseoductos						0	9	0.0%
Distribución		2 empresas				2 empresas	5 empresas + 7 permisos	22.2%
Plantas de licuefacción (N°)	1 ^a					1	3	33.3%
Generación eléctrica								
Plantas de generación (N°)						0	7 + 1 ^b	0.0%

^a Proyecto

^b Proyecto en ejecución.

FUENTE: Repsol YPF S.A. / CEPAL: Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe).

AMÉRICA LATINA: COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS DE PETRÓLEO
(miles de barriles diarios)

PAÍS	EXPORTACIONES				IMPORTACIONES			
	2000		2001		2000		2001	
	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo
ARGENTINA	341.4	117.5	287.5	185.3	26.2	18.3	27.7	8.5
BARBADOS	1.5	4.2	1.3	3.3	0.0	10.4	0.0	9.9
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	0.0	5.6
BRASIL	0.0	81.1	21.0	186.8	319.0	214.7	343.0	261.4
COLOMBIA	384.9	72.9	296.0	85.4	3.8	5.7	5.5	4.1
COSTA RICA	0.0	3.4	0.0	3.2	0.9	37.0	5.6	33.8
CUBA (*)	0.0	0.0	0.0	2.5	33.3	81.9	34.6	69.8
CHILE	0.0	16.6	0.0	22.7	195.0	45.3	195.2	35.4
ECUADOR	234.1	36.2	246.4	44.8	0.0	41.8	0.0	32.6
EL SALVADOR	0.0	5.3	0.0	5.8	19.2	23.6	19.8	24.4
GRANADA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	1.5
GUATEMALA	18.9	0.0	19.5	0.0	16.5	42.1	15.8	46.8
GUYANA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	0.0	11.1
HAITI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0	11.0
HONDURAS	0.0	0.4	0.0	0.5	0.0	28.5	0.0	33.4

PAÍS	EXPORTACIONES				IMPORTACIONES			
	2000		2001		2000		2001	
	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo	CRUDO	Derivados de petróleo
JAMAICA	0.0	4.1	0.0	1.6	21.2	53.8	21.2	49.8
MEXICO	1,713.8	13.7	1,710.3	98.7	0.0	362.5	0.0	331.5
NICARAGUA	0.0	0.5	0.0	0.4	16.4	7.2	18.6	7.4
PANAMA	0.0	30.1	0.0	18.7	46.3	10.8	56.5	13.0
PARAGUAY	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	27.6	2.0	19.9
PERÚ	13.6	27.3	18.7	36.8	61.3	34.7	74.1	25.5
REP. DOMINICANA	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	91.9	37.7	90.0
SURINAME	1.0	0.0	1.7	1.0	0.0	9.9	0.0	4.9
TRINIDA & TOBAGO	52.6	145.7	49.5	88.7	98.0	0.0	97.4	0.0
URUGUAY	0.0	7.7	0.0	9.3	39.7	5.8	34.9	5.6
VENEZUELA	1,948.5	770.2	2,038.7	697.4	0.0	4.4	0.0	0.0
TOTAL REGIÓN	4,710.4	1,337.0	4,690.5	1,492.9	938.5	1,186.0	989.7	1,137.0

Incluye comercio intra-regional.

(*) Estimaciones de OLADE.

Derivados de petróleo: gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, kerosene, turbo, diesel oil.

FUENTE: OLADE /Sistema de información Económica.

COMUNIDAD ANDINA: PRINCIPALES PRODUCTOS DE EXPORTACIÓN HACIA EL MERCOSUR
(miles de dólares)

Productos de exportación	1999	2000	2001	Prom. anual 1999-2001	Estructura porcentual
1.- Aceites crudos de petróleo	423,371	642,852	372,279	479,501	24.84%
2.- Derivados de petróleo (válido sólo para export. Venezuela)	475,237	618,840	349,497	481,191	24.93%
3.- Gas natural	34,875	120,541	233,118	129,511	6.71%
4.- Bananas frescas	46,796	53,068	53,226	51,030	2.64%
5.- Plata en bruto, sin alear	31,679	32,726	42,509	35,638	1.85%
6.- Minerales de zinc y sus concentrados	57,084	63,131	37,461	52,559	2.72%
7.- Cátodos y sección de cátodos de crudo refinado	8,314	26,038	36,907	23,753	1.23%
8.- Hulla bituminosa	19,096	20,133	32,235	23,821	1.23%
9.- Plomo refinado en bruto	21,840	24,843	26,445	24,376	1.26%
10.- Politereftalado de etileno en formas primarias	22,779	21,405	25,922	23,369	1.21%
11.- Máquina de sondeo o perforación, excepto autopropulsada	4,489	5,351	20,145	9,995	0.52%
12.- Zinc en bruto, sin alear	9,928	12,729	20,125	14,261	0.74%
13.- Policloruro de vinilo	3,293	20,332	18,724	14,116	0.73%
14.- Libros, folletos e impresos similares	10,758	13,913	17,558	14,076	0.73%
15.- Poliestireno no expandible, en formas primarias	6,102	20,796	16,082	14,327	0.74%
16.- Neumáticos nuevos de caucho	10,085	15,926	16,053	14,021	0.73%
17.- Palmitos, preparados o conservados	14,035	19,021	16,014	16,357	0.85%
18.- Preparaciones y conservas de atunes	10,399	12,986	14,144	12,510	0.65%
19.- Minerales de cobre y sus concentrados	17,683	27,052	13,780	19,505	1.01%
20.- Atilenglicol (etanodiol)	1,496	12,284	12,890	8,890	0.46%
Total de exportaciones hacia el Mercosur	1,685,366	2,299,340	1,806,673	1,930,460	100%

FUENTE: Comunidad Andina, Secretaría General, Proyecto 4.37.52 Estadística.

CAN : PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTEGRACIÓN ANDINA

Variable	Unidades	1996	2001
Población	Millones de habitantes	102	115
Densidad Poblacional	Habitantes por Km ²	22	24
Población Urbana	Millones de habitantes	72	85
Participación Urbana en el total	Porcentaje	71%	74%
Población Económicamente Activa	Millones de habitantes	41	46
PEA Femenina	Millones de Mujeres	14	16
PEA Masculina	Millones de hombres	27	30
Producto Interno Bruto	Millones de Dólares	241,265	283,347
PIB por Habitante	Dólares	2,366	2,464
Inflación	Dic respecto a dic año anterior	37%	11%
Exportaciones al mundo	Millones de Dólares	45,500	52,782
Importaciones del Mundo	Millones de Dólares	37,026	44,778
Exportaciones Intra-comunitarias	Millones de Dólares	4,693	5,631
Participación en exportaciones al Mudo	Porcentaje	10%	11%
Exportaciones Intra-comunitaria Manufactureras	Millones de Dólares	4,034	5,071
Participación en el Total Intra-comunitario	Porcentaje	86%	90%
Reservas Internacionales Netas	Millones de Dólares	33,290	33,219
Capacidad de Reservas para Importar	Meses de Importación	11%	9
Deuda Externa Total	Millones de Dólares	118,298	116,236
Deuda Externa Pública	Millones de Dólares	80,541	78,322
Deuda Externa Privada	Millones de Dólares	37,757	37,914
Frecuencia Vuelos Intra-comunitarios	Núm. vuelos semanales	448	496
Turismo receptivo Intra-comunitario	Miles de Turistas	1,167	623
Inversión extranjera Acumulada	Millones de Dólares	33,634	84,572
Inversión Intra-comunitaria acumulada	Millones de Dólares	613	1,117
Tasa de Mortalidad Infantil	Fallec. por cada mil nacidos vivos	40	34
Tasa de Analfabetismo	(% de población de 15 años y más)	10.0%	8.7%
Esperanza de Vida al Nacer	Años	68	69

FUENTE: CAN - Memoria Anual 2000 / 2001.

BIBLIOGRAFÍA :

- Aldana, Juan "Historia del Sindicalismo Petrolero". Sistema Nacional de Movilización Social (Sinamos). Publicación a mimeógrafo. Talara, agosto de 1973.
- Arrieta O., Oscar "Legislación y Contratación Petrolera en Latinoamérica: El Caso del Perú", en la Revista de Derecho Minero y Petrolero, Órgano del Instituto Nacional de Derecho de Minería y Petróleo; Año XLII, N° 52, enero-junio 1992; Lima-Perú.
- Briceño Ruiz, J. Bustamante Ana "La Integración Latinoamericana : Entre el Regionalismo y Abierto y la Globalización". Universidad de Los Andes, Mérida Venezuela, 2002.
- Banco Central de Reserva del Perú Notas Semanales: 1994, 1995, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000 y 2001.
- CEPAL "La Inversión Extranjera en América y El Caribe, 2001". Naciones Unidas, Chile, mayo del 2002.
- "Globalización y Desarrollo". Documento del Vigésimo Noveno Período de Sesiones de la CEPAL - Brasilia, Brasil, 6 al 10 de mayo del 2002.
- Chan Sánchez, "Aspectos Políticos de la Integración del Grupo Andino, 1989 -Julio José 1996". En "Revista Comercio Exterior" Vol. 47, N° 5, del Banco Nacional de Comercio Exterior - México, mayo de 1997.
- ECOPETROL "Informe Anual de Gestión, 2000, 2001" "Informe Financiero Anual 2000 "
- Energy Information Administration "Balance Energético de los Países de la OCDE, 2000 y 2001" "Informe Anual, Año 2000 "
- Instituto del Tercer Mundo GUÍA DEL MUNDO, 1997 - 1998: Una Visión Desde el Sur. Montevideo-Uruguay, Edición 1997.

Campodónico Humberto	"El Ajuste Petrolero - Políticas Empresariales en América Latina de Cara al 2000", DESCO, Lima, diciembre de 1996.
Comunidad Andina Naciones	"Acta de la IV Reunión del Grupo de Desarrollo del Acuerdo de Operativo de las Interconexiones de la Región Andina". Quito- Ecuador. 28 y 29 de noviembre de 2002. "Boletín Estadístico Mensual". Varios Número, entre los años 1993 al 2001. "Boletín N° 49", Quito-Ecuador, 26 de diciembre de 2002
Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador	"Plan de Electrificación del Ecuador", 2002 - 2011; Publicado por el CONELEC
PDVSA	"Informe Anual 2000 y 2001 de Petróleos de Venezuela S.A."
PETROECUADOR	"Informe Anual 2000 - 2001, de la empresa estatal Petróleos del Ecuador" "Proyectos Para el Desarrollo Petrolero", Publicado por las Exposiciones del Foro de Opinión Petrolera Ecuatoriana - FOPEP. Julio de 1998.
Rozas Balbontín Patricio	"La Inversión Europea en la Industria Energética de América Latina". CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructuras - Santiago de Chile, junio de 2001.
SUNAD - PERÚ	Boletín Estadístico de Comercio Exterior, Regímenes Definitivos; de la Superintendencia Nacional de Aduanas. Lima Perú. Varios Años, entre 1995 al 2001.
Unión Sindical Obrera (USO) de Colombia	"Exposiciones del Foro Nacional Petrolero". Organizado por el USO
Varios Autores	Exposiciones del Seminario Internacional sobre: "Propiedad del Subsuelo y Privatización en América Lati-

na". Organizado por la Fundación de Estudios Energéticos de Latinoamérica (FEEL). Buenos Aires, Argentina, abril de 1997.

Wiegner, Mario A. "Integración Energética en el Cono Sur". Editado por Instituto Para la Integración de América Latina y el Caribe. BID-INTAL. Buenos Aires, 1996.

Anuario Estadístico de la Dirección General de Hidrocarburos (Perú). Varios Años.

Informe Anual de PetroPerú, Año 2000.

Constituciones Políticas: De cada uno de los países miembros del CAN

Leyes Orgánicas de Petróleo y Electricidad

Revistas:

DEBATES. Vol. 2. N° 2. Octubre-diciembre 1996. Publicación del Instituto Superiores de Administración (IESA) Caracas, Venezuela

Direcciones Virtuales: Ministerio de Energía y Minas del Perú:
www.mem.gob.pe