



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 intra-comunitarias 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, Tambococho 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).

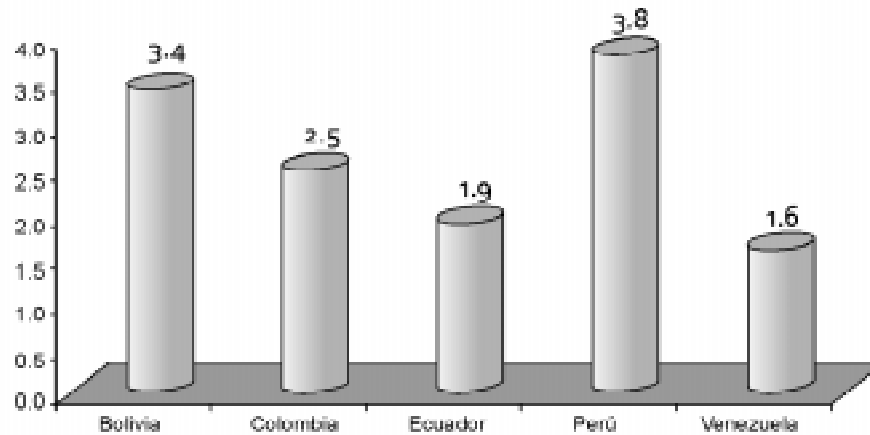
De lejos, la empresa privada de generación eléctrica en Venezuela es AES EDC la cual proviene de la compra de Electricidad de Caracas (ELECAR) por la empresa de desarrollo eléctrico AES, ésta provee de electricidad a la ciudad de Caracas y alrededores, donde reside el 20% de la población de Venezuela, 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.

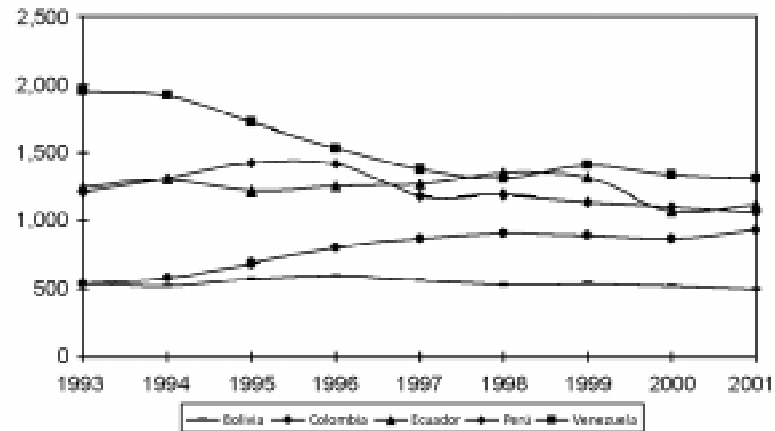
COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES: DEUDA EXTERNA PERCÁPITA (En US dólares)

	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.

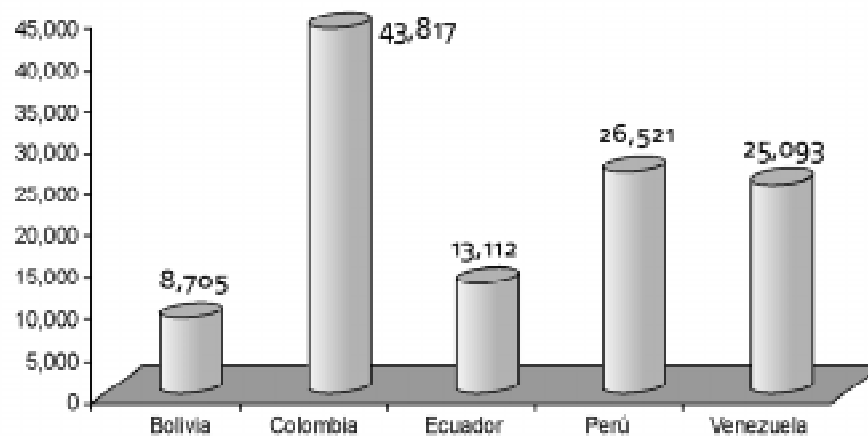
^b Cifras preliminares.



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

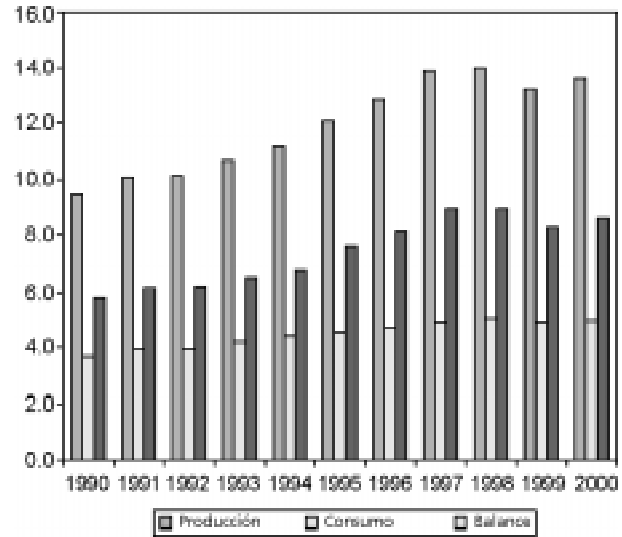
Región exportadora	Región Importadora							
	Industrializada				No Industrializada			
	Norte América	Europa Occidental	Asia	Total	APEC	China	Resto del Mundo	Total
OPEP								
Golfo Pérsico	4.9	3.5	5.0	13.4	8.7	7.1	4.3	20.1
África del norte	0.5	2.3	0.0	2.7	0.1	0.0	0.4	0.6
África occidental	0.9	0.9	0.2	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.

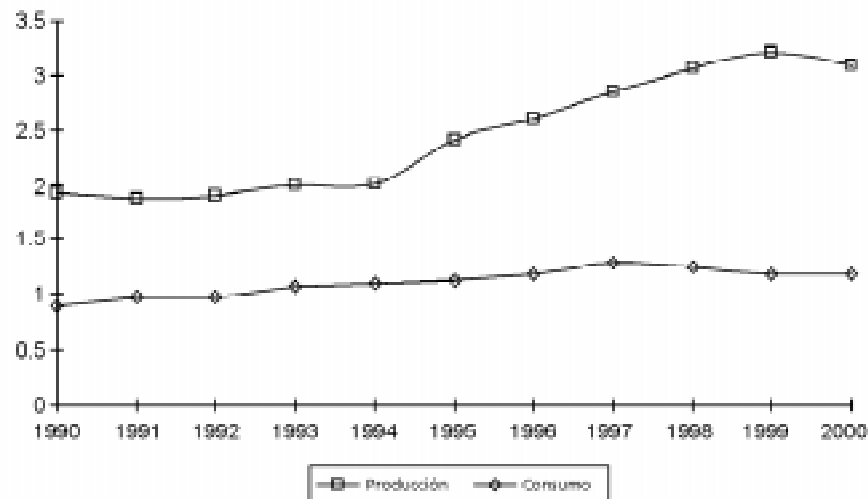
⁽³⁾ Información de 2000 (año base 1990).

^(*) 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

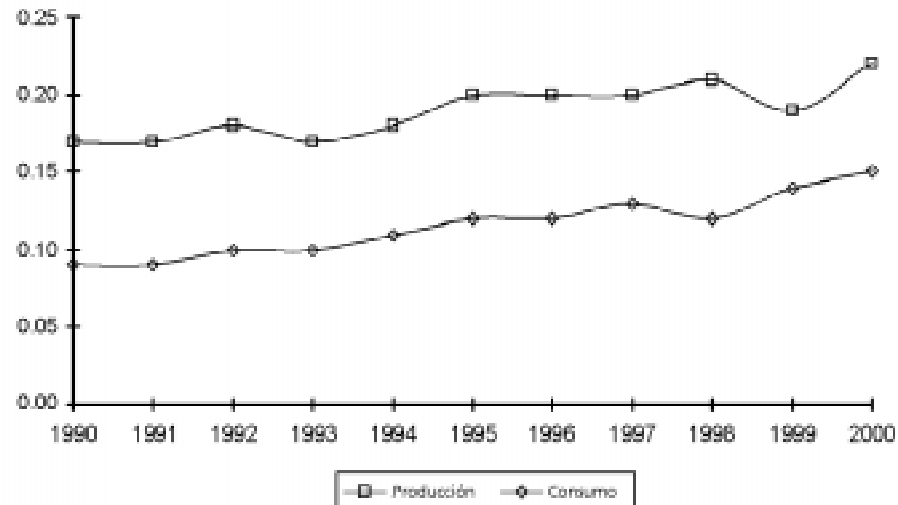
FUENTE: DOE/EIA



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

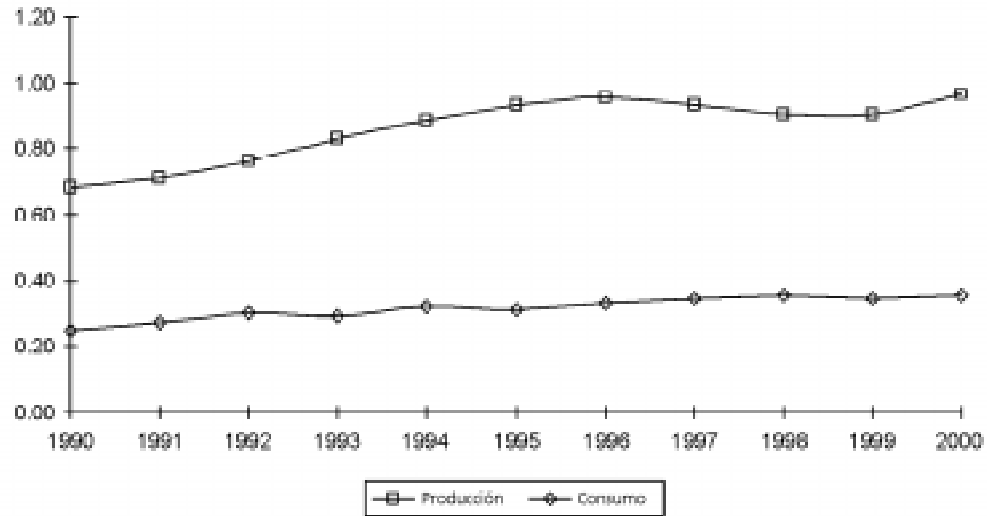
FUENTE: DOE/EIA



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

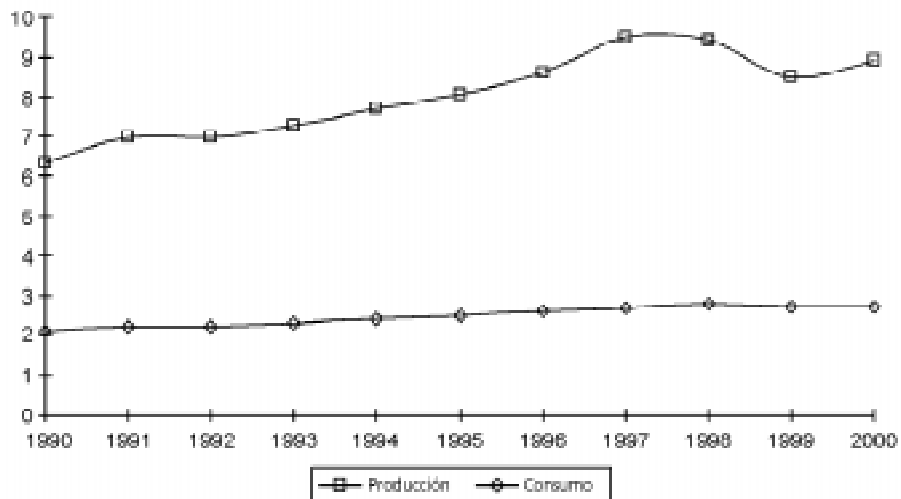
FUENTE: DOE/EIA



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)

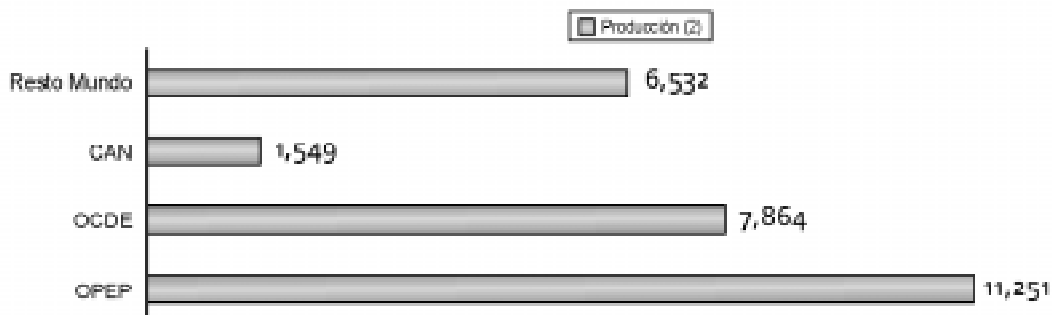
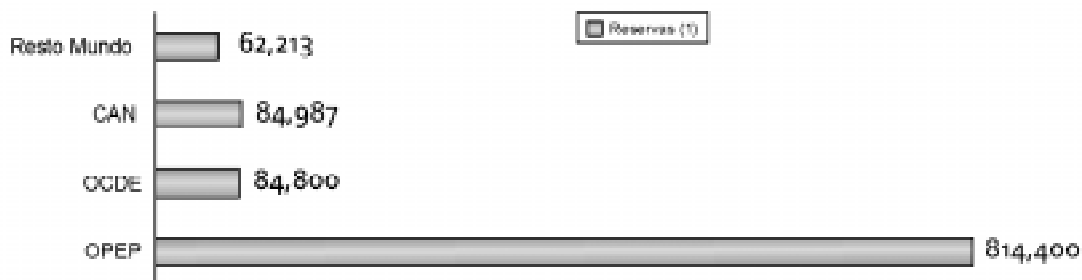
Grupo	Reservas (1)		Producción (2)		Años
	Mill Barriles	Part %	Mill Barriles	Part %	(1) / (2)
OPEP	814,400	77.8%	11,251	41.4%	72.38
OCDE	84,800	8.1%	7,864	28.9%	10.78
CAN	84,987	8.1%	1,549	5.7%	54.87
Resto Mundo	62,213	5.9%	6,532	24.0%	9.52
Total Mundo	1,046,400	100%	27,196	100%	38.48

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

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.

OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos.

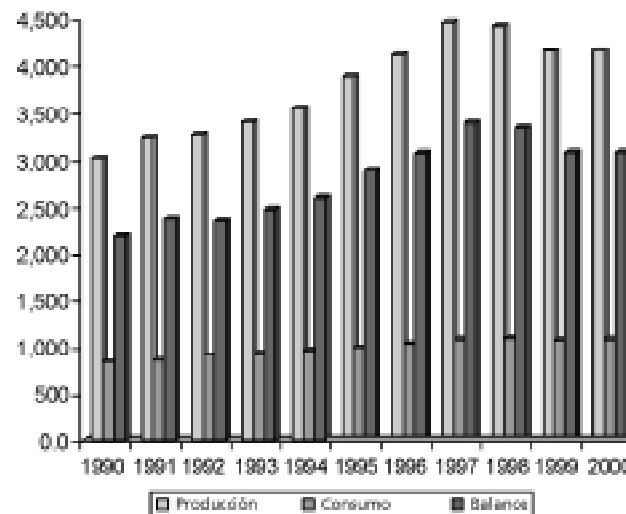
CAN: Comunidad Andina de Naciones.



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			

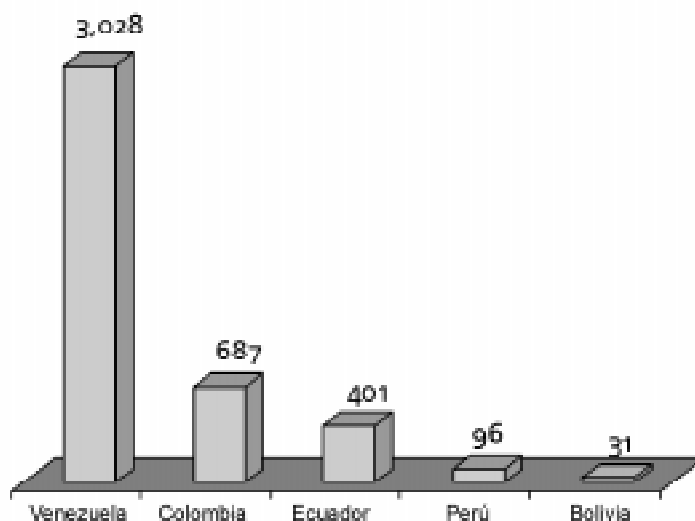
FUENTE: DOE/EIA



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

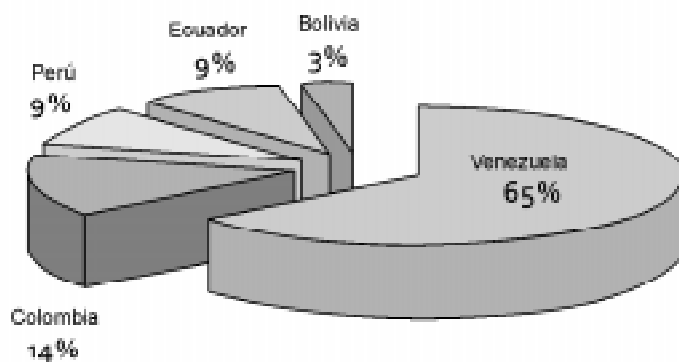
FUENTE: Sistema de Información Económica Energética, SIEE-OLADE/CE.



CAN: REFINACIÓN (Enero 2001)

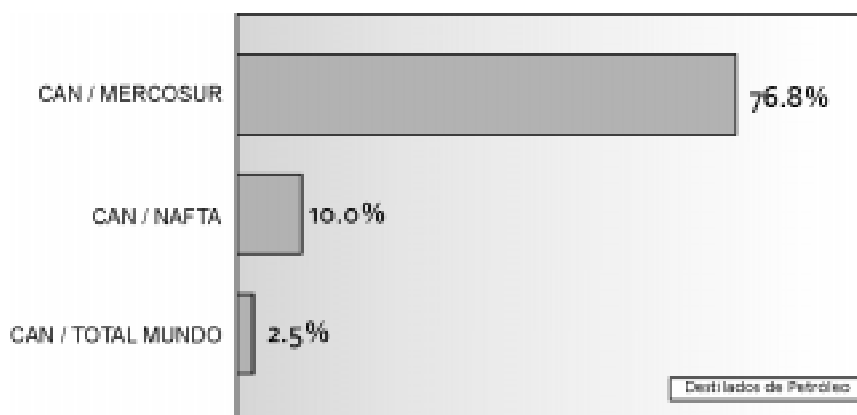
País	Total (MBD)	Participación
Venezuela	1282	64%
Colombia	286	14%
Perú	182	9%
Ecuador	176	9%
Bolivia	63	3%
Total CAN	1989	100%

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.

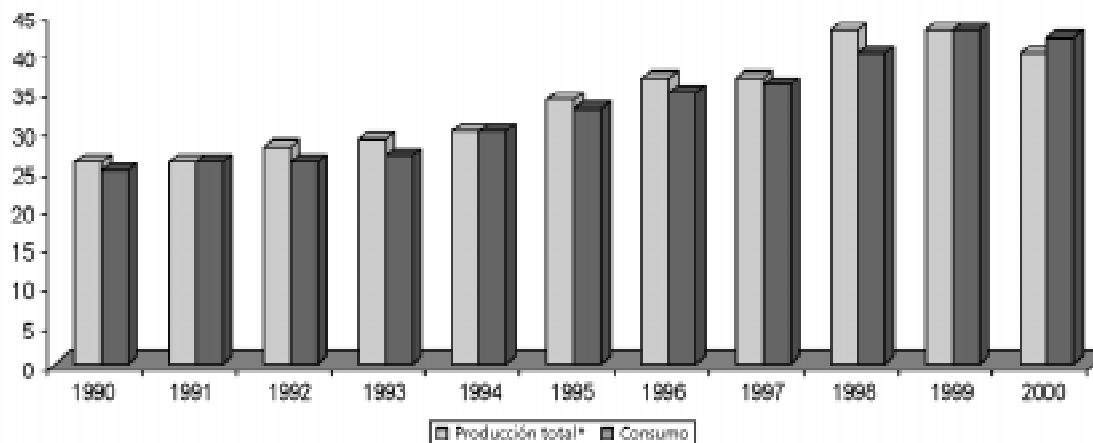
FUENTE: Energy Information Administration - Informe Anual Sobre la Energía Internacional 2000 y 2001.
Anuario de Hidrocarburos 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Perú.

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

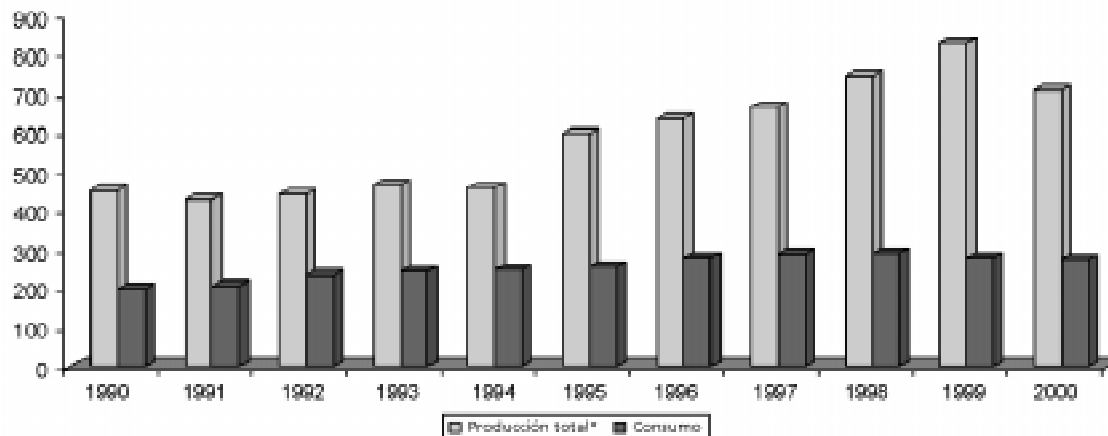
COLOMBIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO (1990-2000)

(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.

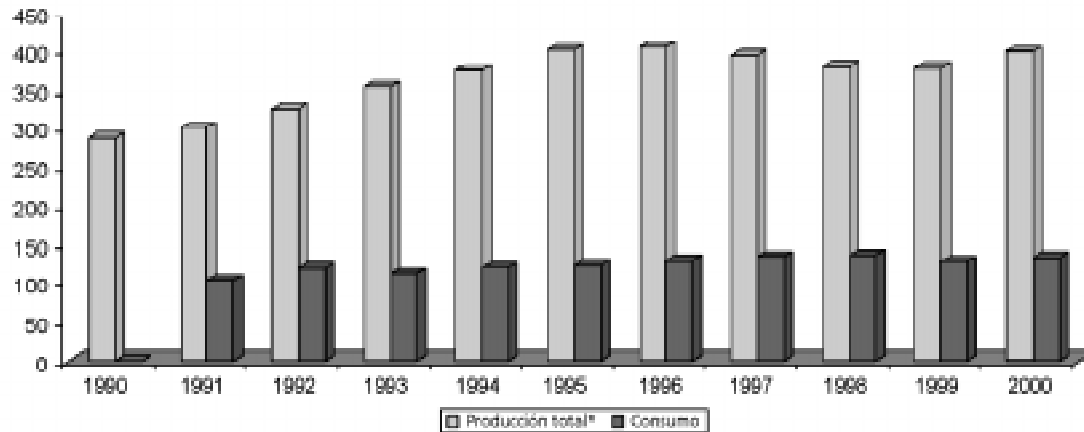
FUENTE: DOE/EIA

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.

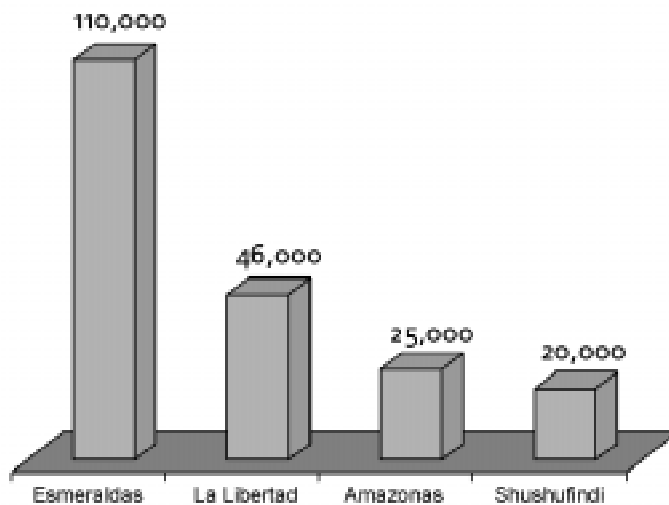
FUENTE: DOE/EIA



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.

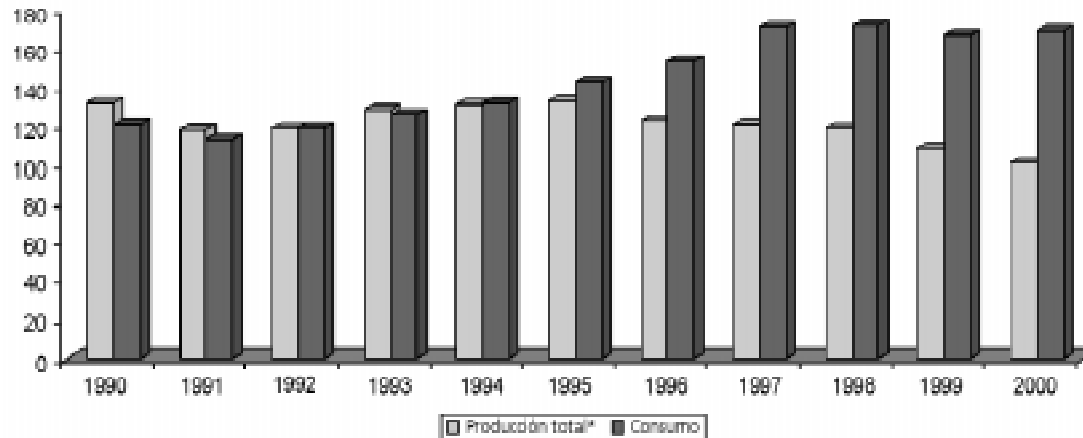
FUENTE: DOE/EIA

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.

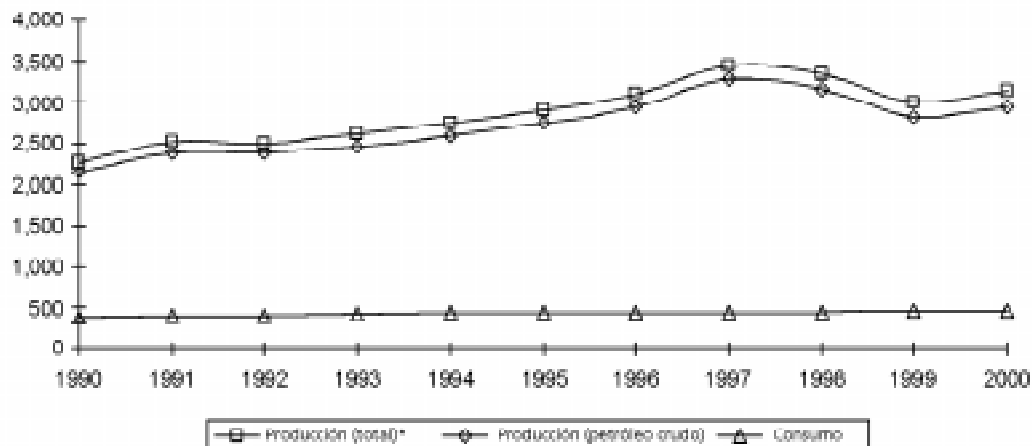
FUENTE: DOE/EIA

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.

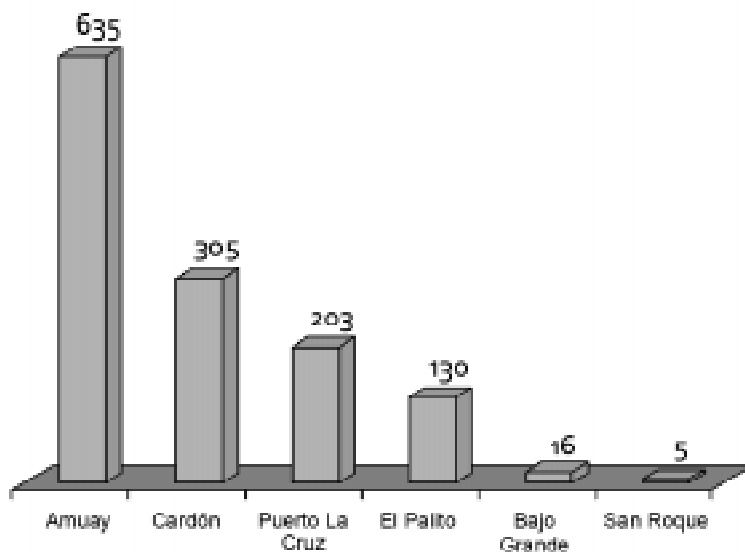
Fuente: DOE/EIA



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

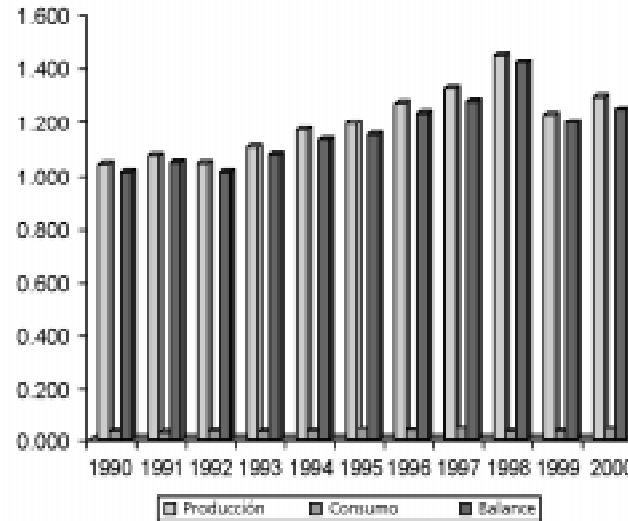
o Equilibrio

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



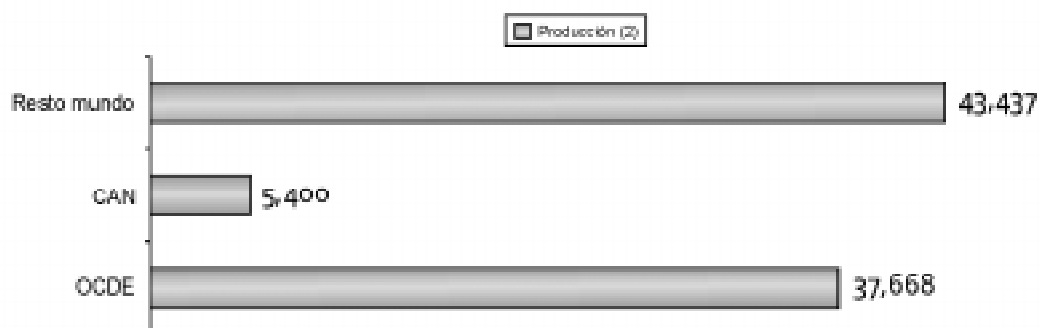
RESERVAS PROBADAS, PRODUCCIÓN Y HORIZONTE DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (2000)

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.

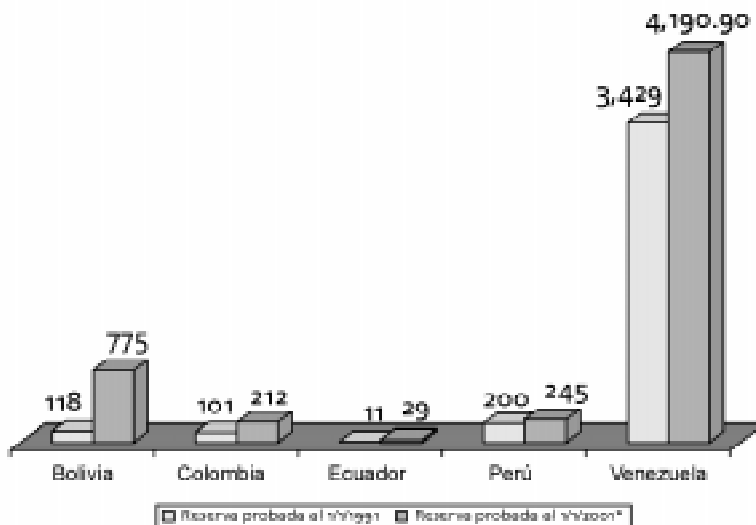


CAN: RESERVAS DE GAS NATURAL

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.



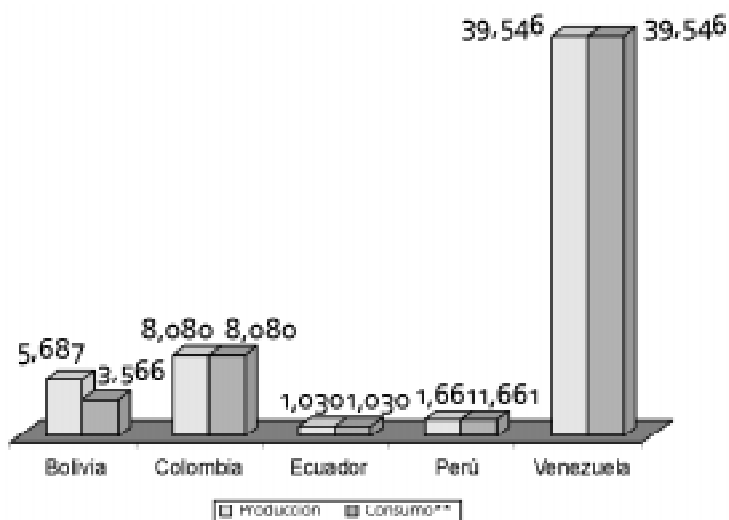
CAN: PRODUCCIÓN Y COMERCIO DE GAS NATURAL (2000)

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.

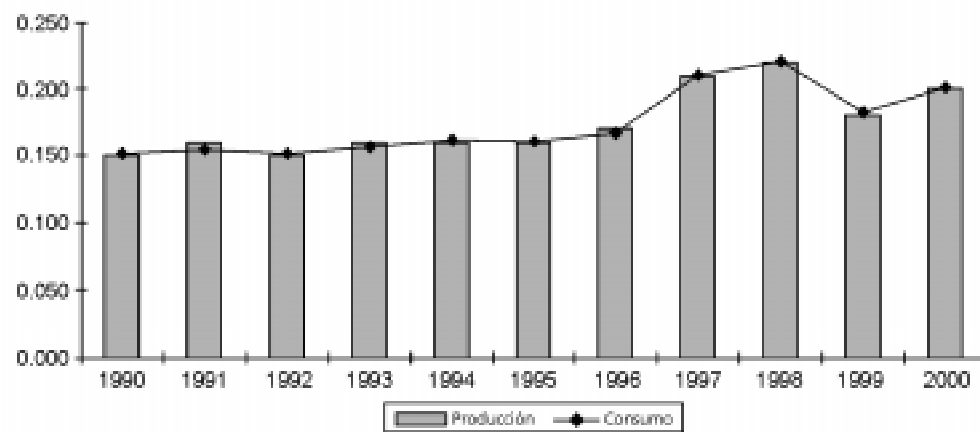


COLOMBIA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL (1990-2000)
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

	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

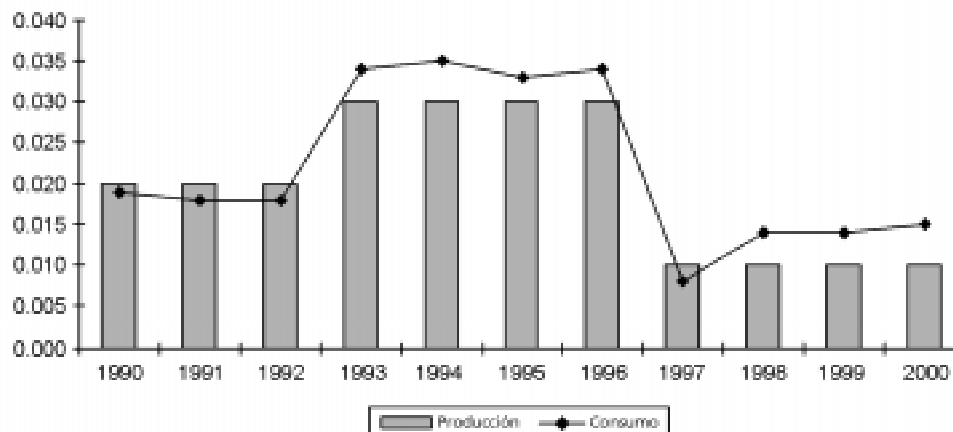


PERÚ: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL (1990-2000)
(En trillones de pies cúbicos, Tpc)

	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

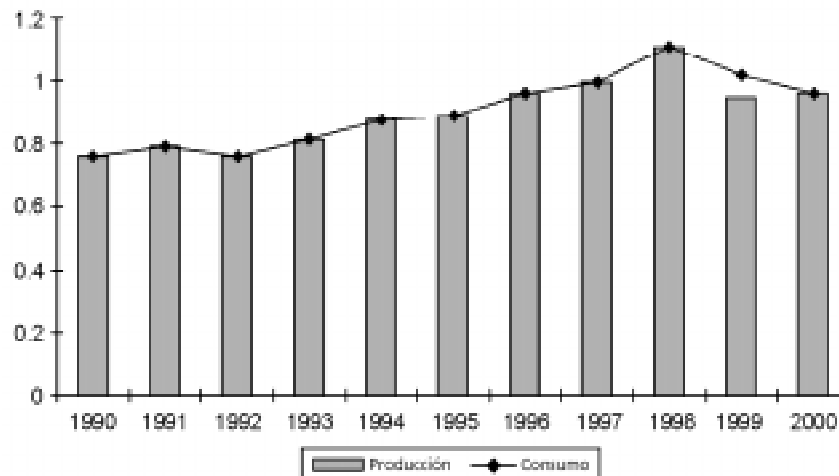
FUENTE: DOE/EIA



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

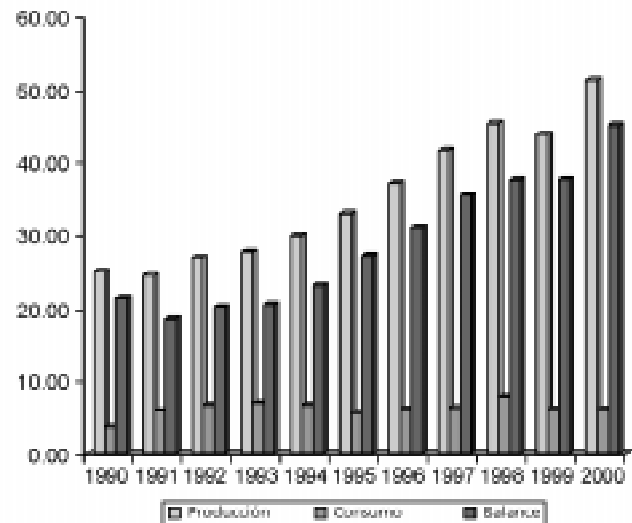
Nota: Incluye condensados extraídos
Fuente: DOE/EIA



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



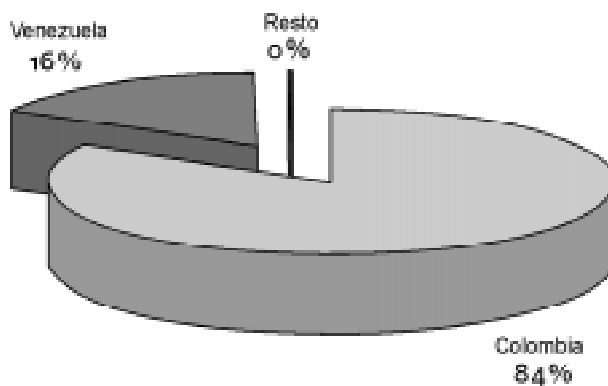
RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE CARBÓN MINERAL (AÑO 2000)

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).

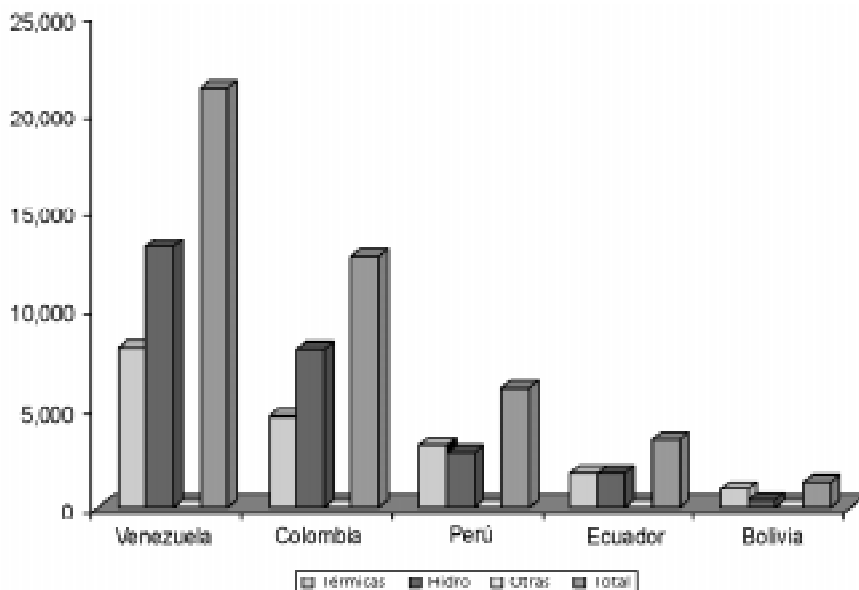
Bolivia no cuenta con reservas probadas de carbón.



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

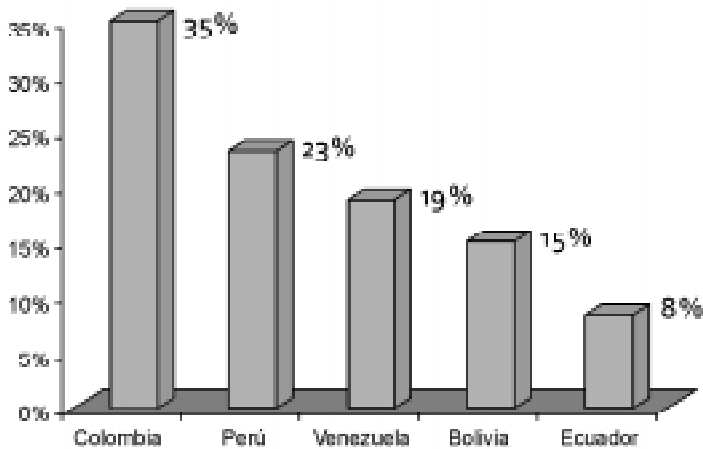
País	Hidro	Térmica	Total
Venezuela	52%	49%	51%
Colombia	28%	26%	27%
Perú	13%	12%	12%
Ecuador	6%	8%	7%
Bolivia	1%	6%	2%
Total CAN	100%	100%	100%

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	Prod	Cons	Balan	Prod	Cons	Balan	Prod	Cons	Balan	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

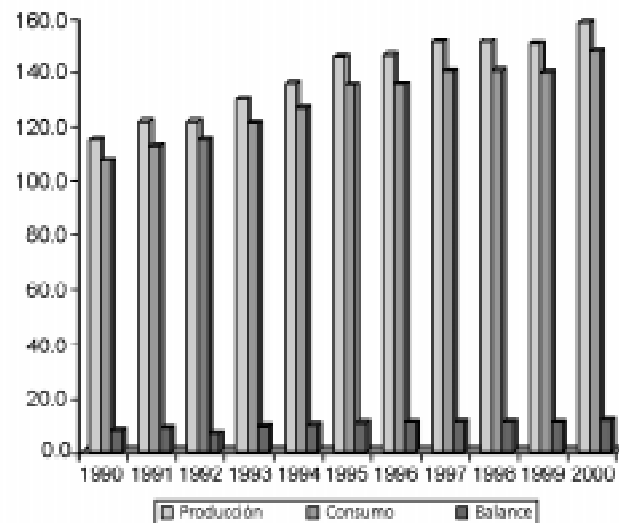
o Equilibrio

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	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	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)

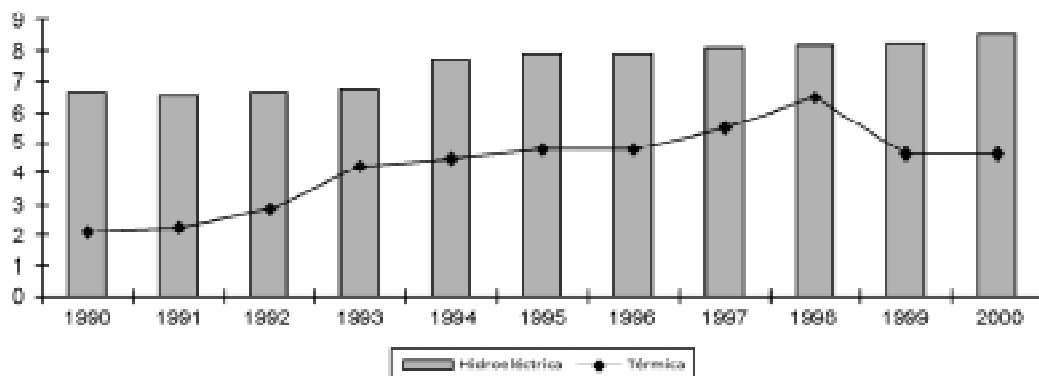
Compañía generadora	Grupo económico	Capacidad (MW)	Participación de mercado (%)
Empresa Electrica Guaricachi	Energy Initiatives, GPU International	318	35%
COBEE	NRG Energy	317	35%
Empresa Valle Hermosa SA	Constellation Energy	151	17%
Empresa Electrica Corani SA	Duke Energy	127	14%

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	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	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)

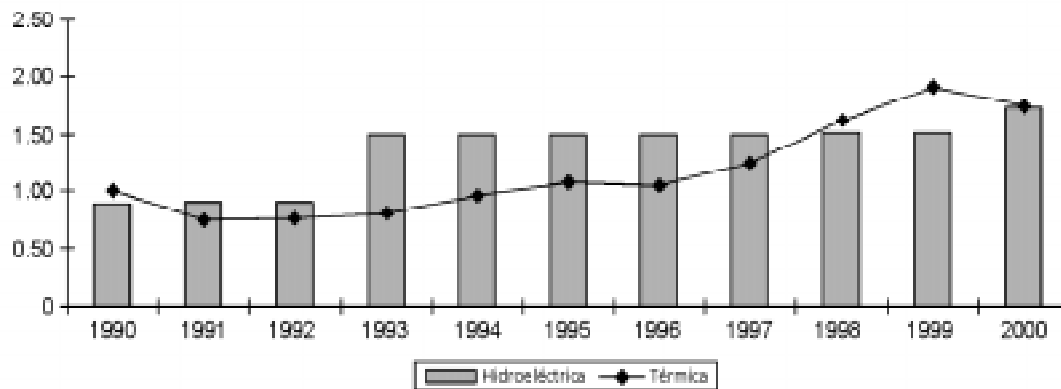
Generadora	Propietario	Río	Capacidad total (MW)
Paute	Hidropaute S.A.	Paute	1,120
Daule	Hidronacion S.A.	Daule	195
Agoyan	Hidroagoyan S.A.	Pastaza	156
Pisayambo	Hidronación S.A.	n/a	70
Cumbaya	Empresa Eléctrica Quito	n/a	40
Nayon	Empresa Eléctrica Quito	n/a	30
Saucay	Empresa Eléctrica Esmeraldas	n/a	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	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Otros	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	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	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Otras*	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	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)

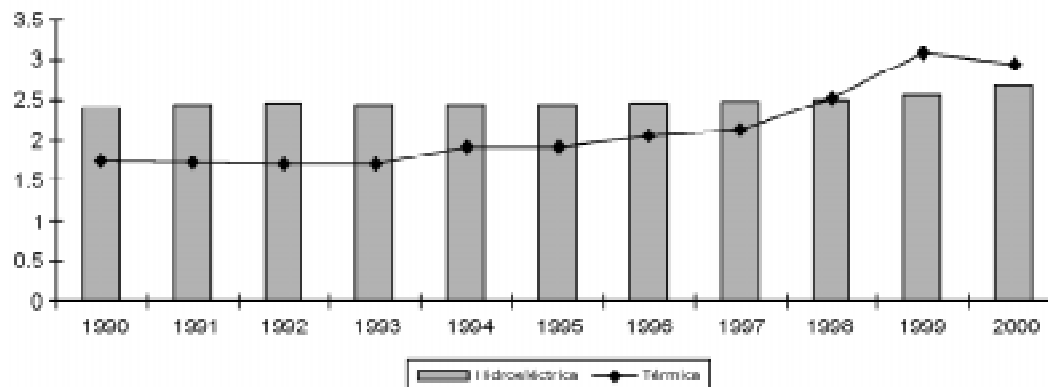
Planta	Capaci. (MW)	Propietario	Situación
Olmos	624	Electroperú S.A.	Planeado
Sheque	600	Electroperú S.A.	Planeado
Cheves	525	Peru Hydro S.A.	Construcción
Chaglia	345	Electroperú S.A.	Planeado
Lluta	210	Electroperú S.A.	Planeado
Maios	180	n/a	Planeado
Juncal	180	n/a	Planeado
Ocoña	150	Ocoña Power Corp.	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	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	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	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	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	Estatad	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	Estatad	110	3%
Egasa	Estado Peruano	Estatad	110	3%
Egamsa	Estado Peruano	Estatad	90	2%
Hidrandina		Privada	75	2%
Egesur S.A.	Estado Peruano	Estatad	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	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	0.0	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	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	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