

SEGURIDAD ENERGETICA EN **AMERICA DEL SUR**



Mayo de 2002
Quito, Ecuador

SEGURIDAD ENERGETICA EN AMERICA DEL SUR

CONTENIDO

I.- ANTECEDENTES	1
II.- GENERALIDADES	2
III.- RECURSOS NATURALES PARA EL DESARROLLO COMPETITIVO DE LAS ACTIVIDADES ENERGETICAS	4
1. Desarrollo del Sub Sector Hidrocarburos	4
2. Desarrollo del Sub Sector de la Electricidad	13
3. Carbón Mineral	17
IV.- FUENTES DE FINANCIAMIENTO	17
1. Inversión Privada	17
2. Agencias Multilaterales	18
3. Cooperación Internacional	19
V.- PROMOCION DE LAS INVERSIONES	20
1. Limitar los riesgos de inversión	20
VI.- MARCOS LEGALES DE LOS PAISES	22
1. Compatibilización de Normas Técnicas y Legales	22
2. Regulación	22
VII.- COMERCIO INTRARREGIONAL Y EXTRARREGIONAL.	24
1. Petróleo	24
3. Gas y Electricidad	24
3. Carbón Mineral	25
VIII.- AMÉRICA DEL SUR EN RELACION A LOS PAÍSES DE LA OCDE	28
1. Oportunidades de Mercado	28
2. Inversión, Gasto y Efecto Sobre el Crecimiento	31
IX.- MECANISMOS PARA LA ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LOS HIDROCARBUROS	32
X.- DESARROLLO DEL CLUSTER ENERGETICO	33
XI.- SERVICIOS DE ENERGIA	34
XII.- SEGURIDAD ANTE EMERGENCIAS ENERGETICAS.	37
XIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	38
1. Se concluye:	38
3. Se recomienda:	39
XIV.- ANEXOS	41
ANEXO 1: INFRAESTRUCTURA DE HIDROCARBUROS	41
ANEXO 2: INTERCONEXIONES ELECTRICAS	43

SEGURIDAD ENERGETICA EN AMERICA DEL SUR

I.- ANTECEDENTES

La I Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de América del Sur se reunió en Brasilia, los días 31 de Agosto y 1 de Septiembre del año 2000 con el propósito de consolidar una visión regional integrada, que se debía manifestar en líneas de acción hacia la integración y el desarrollo de la infraestructura (telecomunicaciones, vial y energética) entre los países de América del Sur.

En tal sentido, los Jefes de Estado y de Gobierno de América del Sur, expresaron en el Comunicado de Brasilia, lo siguiente:

Párrafo 36. “Los Jefes de Estado observaron que el impulso de la integración transfronteriza se fortalece por ser una resultante, entre otros factores, de la proximidad geográfica, de la identidad cultural y de la consolidación de valores comunes. Las fronteras suramericanas deben dejar de constituir un elemento de aislamiento y separación para tornarse un eslabón de unión para la circulación de bienes y personas, conformándose así un espacio privilegiado de cooperación.”

Párrafo 42. “En el sector de energía, la integración y complemento de los recursos del continente suramericano – en las áreas de carburantes líquidos y gaseosos, en materia de integración e intercambio de combustibles, como, por ejemplo, gas natural y de interconexión eléctrica y empresas en energía eléctrica – constituyen un eje de aproximación entre los países de la Región, que debe ampliarse y mejorarse paralelamente a la preservación del medio ambiente y a la eliminación de barreras injustificables derivadas de restricciones y reglamentos en ese sector.”

En el evento antes nombrado, el Plan de Acción de la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur, fue sometido a consideración de los Jefes de Estado en Brasilia, dejándose su aprobación para la Reunión de Ministros.

En la ciudad de Montevideo, los Ministros de Transporte, Telecomunicaciones y Energía, se reunieron los días 4 y 5 de Diciembre del 2001, para dar cumplimiento al Comunicado de Brasilia. El Plan de Acción de la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur fue sometido a consideración de los Ministros reunidos en Montevideo, siendo comentado y aprobado por éstos, conforme aparece en el Acta de la Reunión y en sus Anexos.



Del 28 al 30 de Enero del año en curso, en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, se llevó a cabo la Reunión Extraordinaria del Consejo Presidencial Andino, suscribiéndose al término de ésta la Declaración de Santa Cruz de la Sierra, asumiendo el compromiso de establecer un Mercado Común para los países andinos.

En el párrafo 29 de la Declaración, aparece un mandato que comprende a la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, cuyo contenido expresa:

“Conscientes de la creciente importancia estratégica de la temática energética en el Hemisferio y de su interés para vigorizar la integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica, los Presidentes acordaron solicitar a la Corporación Andina de Fomento, la Organización Latinoamericana de Energía, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, la preparación de un examen integrado del potencial energético de la subregión como factor estratégico para la seguridad regional y hemisférica. En ese sentido, los Mandatarios solicitaron que un primer informe sea presentado en ocasión de la II Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de América del Sur, a realizarse en Guayaquil, Ecuador, el 26 de Julio del 2002”.

OLADE viene trabajando con los organismos que han recibido el encargo de los Presidentes Andinos para la elaboración de un documento relacionado con el tema “Seguridad Energética”. Por otra parte, la Cancillería del gobierno del país sede de la II Cumbre, le ha encargado preparar un documento ejecutivo sobre el mismo tema, a ser puesto en conocimiento de los Cancilleres de la Región. OLADE, mediante este documento, cumple con el encargo recibido, incorporando al mismo el Capítulo VIII como contribución de el BID y los Capítulos X y XI aportados por la UNCTAD.

II.- GENERALIDADES

El inicio del nuevo siglo encuentra a América del Sur como una Región constituida por países en proceso de desarrollo y realizando sus mayores esfuerzos en la búsqueda de su progreso e integración. La energía es el principal insumo para la prosperidad y, dentro de este concepto, la seguridad energética del continente es un tema que no debe demorar en abordarse y desarrollarse, dentro del marco de integración. Guardando los objetivos de desarrollo económico nacional y de una inserción beneficiosa de los países de la Región en la economía global.

América del Sur cuenta con variadas e ingentes fuentes energéticas no totalmente aprovechadas, que cuando lo sean, le permitirán alcanzar una nueva realidad económica, política y social. La seguridad energética empieza por el desarrollo de las fuentes energéticas actuales y las que en el futuro se descubran y sean producidas, culminando con la creación de mercados de productos energéticos y con la ampliación de los ahora existentes. Por otra

parte, el comercio internacional de energéticos viene sufriendo modificaciones sustanciales, algunas de las cuales tienen que ver con la aparición y el fortalecimiento de servicios de energía, productos en los cuales se concentra una proporción creciente del valor agregado o del excedente que se realiza en el comercio de energía. Los factores que permiten a un país productor de energía captar una parte sustancial de este excedente del comercio, tienen que ver cada vez más con su dominio de la producción y el comercio de los servicios de energía.

A partir de los procesos de integración política y económica que se vienen dando en el continente se han creado mercados de energéticos, sin embargo, si bien ha existido la voluntad política de encaminarse hacia la integración de estos mercados, ésta debe reflejarse concretamente en la planificación indicativa de los países.

La energía, a nivel nacional y regional, no puede verse como una actividad aislada en sí misma ni del contexto internacional. La actividad energética, tal como se le concibe en el mundo internacionalizado, está íntimamente vinculada con la política exterior y con la política económica. Por ello deben desarrollarse relaciones activas y permanentes al interior de cada uno de nuestros países entre los responsables de esas actividades con los del sector energético, permitiéndose con esta coordinación tener mejores elementos de juicio para la obtención de recursos económicos, para la defensa de los intereses nacionales y regionales, así como para el aprovechamiento oportuno de las tendencias de cambios que suceden en el comercio.

En el plano internacional, en los últimos años la actividad energética se ha incrementado enormemente. A las tradicionales instituciones energéticas internacionales, como la OPEP y OLADE, entre otras pocas, hoy encontramos, a APEC, a la Iniciativa Hemisférica de Energía y a IIRSA, por nombrar sólo algunas a las que se encuentran vinculados varios países de la Región, existiendo también asociaciones internacionales de empresas, como ARPEL y CIER. En el plano financiero están a las agencias multilaterales como el BID, CAF, FONPLATA y Banco Mundial, participando en proyectos energéticos.

En la dimensión multilateral de comercio, la OMC ha comenzado negociaciones en una serie de disciplinas que atañen al comercio de energéticos y a la flexibilidad que puedan disfrutar los países productores de energía para usar sus propias ventajas comparativas a favor de su diversificación económica y de una mayor agregación de valor a sus exportaciones. Entre ellas destacan las negociaciones sobre comercio de servicios de energía, sobre subvenciones y sobre inversión.

El flujo de inversiones internacionales fue determinante para el desarrollo del sector energético durante la pasada década. Los países de la Región recibieron durante ese período el 42% de la inversión energética mundial. Esta realidad permitió a los gobiernos liberar recursos para ser destinados a otros sectores como el de salud, educación, vivienda y regímenes previsionales.

Solamente con la coordinación activa de los actores encargados de las relaciones exteriores, la economía y la energía se podrá superar la magnitud y beneficios antes indicados.

El presente documento se ha preparado en base al análisis de la matriz energética de América del Sur concluyéndose que, en términos generales, la Región es auto suficiente en recursos energéticos. Como prioridad, se analizan la seguridad interna de la Región así como otros aspectos relacionados con el comercio y las inversiones en el sector de energía, incluyendo los servicios, con una perspectiva de profundización de la integración regional.

III.- RECURSOS NATURALES PARA EL DESARROLLO COMPETITIVO DE LAS ACTIVIDADES ENERGETICAS

Desarrollo del Sub Sector Hidrocarburos

a. Reservas

América del Sur tiene una extensa zona con potencial hidrocarburífero, estimándose entre un 10% y 30% el área explorada en cada país, exceptuando a Venezuela que supera el 30%.

Las reservas probadas de petróleo al 1 de enero de 2001 fueron de 96.6 mil millones de barriles (ver la tabla en la página siguiente de producción / demanda y análisis de reservas de petróleo), de los cuales el 80.4% corresponden a Venezuela. En la década 1991/2000, se descubrieron en la Región 46.6 mil millones de barriles, correspondientes al 66.5% de la reserva existente al 1/1/1991 (70.04 mil millones de barriles¹).

Las reservas probadas de gas natural al 1 de enero de 2001 fueron de 6296 billones de metros cúbicos (Gm³), de los cuales el 66.6% corresponden a Venezuela. En la última década, Perú y Brasil, incrementaron sus reservas en los campos de Camisea y en la cuenca de Campos respectivamente mientras que Bolivia las cuadruplicó en los últimos cuatro años. Por los resultados exitosos de la exploración realizada en la Región se puede asumir que hay un potencial gasífero que aún no ha sido descubierto.

La producción de petróleo de la Región para el año 2000 fue de 6.3 millones de barriles por día, que corresponde a una relación reserva/producción de 42.1 años. El consumo de petróleo crudo y productos refinados para el año 2000, representó el 58.2% de la producción de petróleo y fue de 3.66 millones de barriles por día. Tomando en cuenta las reservas al 1/1/2001, éstas alcanzarían para cubrir las necesidades de consumo de la Región de aproximadamente 72.3 años a los niveles de consumo de 2000.

¹ Fuente: OLADE - SIEE

Producción/demanda y análisis de reservas de petróleo

País	Reservas Probadas al 1/1/1991	Reservas Probadas al 1/1/2001	Producción	Exportación	Importación	Consumo	Reservas consumidas década 1991-2000	Reservas descubiertas década 1991-2000	% reserva descubierta 91-00 con relación reserva 91
	petróleo y derivados								
	año 2000								
	Mbbl	kbbl/d			Mbbl	%			
ARGENTINA	1,570.0	3,066.0	769.7	463.7	48.0	473.1	2,578.6	4,074.6	259.53
BOLIVIA	119.1	440.5	31.4	0.0	5.7	38.2	109.3	430.7	361.64
BRASIL	4,513.2	8,464.7	1,267.3	170.5	668.7	1,845.6	3,003.2	6,954.8	154.10
CHILE *	30.0	30.0	5.6	16.6	240.2	225.0	33.7	33.7	112.45
COLOMBIA	1,990.7	1,972.0	686.5	457.9	9.5	242.4	2,146.7	2,128.0	106.90
ECUADOR	1,355.2	4,566.0	401.1	282.9	24.8	125.5	1,333.3	4,544.1	335.31
GUYANA	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	10.8	0.0	0.0	
PARAGUAY	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	32.4	0.0	0.0	
PERU	382.2	323.4	95.6	47.4	97.3	154.7	422.0	363.2	95.04
SURINAME	25.0	24.1	12.1	3.8	10.1	13.9	17.9	17.0	67.93
URUGUAY	0.0	0.0	0.0	8.4	40.7	35.0	0.0	0.0	
VENEZUELA	60,054.0	77,685.0	3,028.0	2,744.4	4.4	464.2	10,394.6	28,025.6	46.67
TOTAL	70,039.4	96,571.7	6,297.3	4,195.5	1,190.1	3,660.8	20,039.3	46,571.7	66.49
Mbbl/día			6.30	4.20	1.19	3.66			

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

* Reserva 1990 estimada

b. Abastecimiento de Petróleo

Argentina, hasta la década de los años 80 fue importador de petróleo y en la última década llegó a convertirse en exportador, produciendo en el 2000 un 62.7% más que los requerimientos del mercado interno. La producción máxima se dio en 1998 con 0.85 millones de barriles por día. A partir de 1999 declinó la producción y en el año 2000 ésta fue de 0.77 millones de barriles por día. Si se intensifica la exploración con resultados positivos, la producción podría aumentar o mantenerse.

Con su proceso de modernización, consiguió atraer inversiones y se espera que si se dan las condiciones adecuadas, en los próximos años obtendrá los flujos de capitales para consolidar la seguridad en el abastecimiento de los hidrocarburos.

Bolivia, las reservas de hidrocarburos líquidos son relativamente pequeñas, 800 millones de barriles y mayormente compuesta por condensado asociado al gas natural (petróleo 440.5); sin embargo, cuenta con extensas zonas con potencial petrolífero y gasífero que si son exploradas, con resultados favorables, podrían aumentar los excedentes exportables.

Brasil, es el país con más éxito en el descubrimiento de reservas de petróleo, en la década pasada incorporó reservas en un 154% del monto que tenía al 1 de enero de 1991. Un detalle de lo ocurrido, en miles de millones de barriles, puede verse en la siguiente información:

Reservas al 1/1/1991	4.51
Reservas incorporadas en la década	6.95
Menos reservas utilizadas en la década	3.00
Reservas remanentes al 1/1/2001	8.46

La producción de petróleo se duplicó en la década, de 0.62 a 1.27 millones de barriles por día y aún con el incremento del consumo pudo reducir sus importaciones de 0.53 a 0.40 MMBPD.

La política de apertura a la inversión privada que adoptó en los últimos años, posibilita el descubrimiento de mayores reservas de gas natural y petróleo. Brasil en los últimos años incrementó sus importaciones de petróleo desde Argentina.

Chile, es un importador neto de petróleo y productos refinados. La disponibilidad de mayores excedentes de petróleo y productos refinados en el Pacífico Sur de la Región podría mejorar la seguridad energética de Chile, al disponer de una oferta de hidrocarburos líquidos cerca de sus refinerías.

Colombia, tiene una producción diaria de 686.5 mil barriles de petróleo y es actualmente exportador de crudo y derivados. En el año 2000 el monto de exportaciones de crudo y derivados alcanzó 167 millones de barriles y sus reservas probadas se calcularon en 1,972 millones de barriles.

Ecuador, es un exportador neto de petróleo crudo con posibilidades de aumentar tanto sus reservas como su producción. Durante el 2000, produjo 401 mil barriles diarios de los cuales exportó 237.2 mil barriles ubicándose como el cuarto exportador en Sudamérica. El país tiene restricción en la producción por falta de capacidad de transporte, sin embargo, una vez se ponga en marcha el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) que se encuentra en construcción, podrá incrementar la producción e incentivar la actividad exploratoria.

Guyana, ha realizado actividades de exploración y continúa realizándolas, no habiendo encontrado campos con producción comercial de hidrocarburos. A la fecha es un importador neto de productos refinados de petróleo principalmente desde Trinidad & Tobago y Venezuela.

Paraguay, es importador de petróleo para la refinería de la empresa estatal PETROPAR. El consumo de hidrocarburos líquidos es cercano a los 10 mil barriles por día. Sus mercados de abastecimiento naturales son los productores de la Región.

Perú, la producción de condensado, gasolina natural y GLP asociado a la producción de gas, podrían generar excedentes para la exportación. La instalación de una planta de GTL² permitiría al Perú convertirse de importador a exportador de diesel oíl. Actualmente las importaciones netas de hidrocarburos líquidos son equivalentes al 32% del consumo.

Suriname, la producción total de crudo es aproximada a 4.4 millones de barriles de los cuales 1.4 millones son exportados. La producción actual de crudos es muy promisoriosa y es manejada por la empresa estatal Staatsolie Company, fundada en 1980. Las reservas probadas más las probables son de alrededor de 133.5 millones de barriles con una producción actual de 12.0 miles de barriles por día que pretende ser llevada a 20.0 miles de barriles por

² GTL (Gas to Liquid) para la producción de diesel oil de alta calidad.

día en los próximos años. En 1997 se instaló una refinería con capacidad de producción de 7.0 miles de barriles diarios.

Uruguay, es importador de petróleo y derivados. En 2000 importó 34.7 miles de barriles de petróleo por día y 6 mil barriles de derivados por día. Actualmente se abastece en la Región de Argentina (11.7%), de Brasil (0.8%) y de Venezuela (34%). Recientemente inició la importación de gas natural desde Argentina.

Venezuela, tiene las reservas más grandes de petróleo y gas de América del Sur. Su producción de petróleo equivale al 48.1% de la producción de la Región y continuará siendo el mayor exportador. Con inversiones adicionales y sin las restricciones a la producción acordadas en OPEP, Venezuela estaría en condiciones de elevar su producción de petróleo y generar mayores excedentes para la exportación.

c. Refinación

América del Sur cuenta con una capacidad de refinación cercana a los 6.3 millones de barriles por día de petróleo crudo, incluyendo a Aruba y Curacao. La capacidad de las unidades de procesos más importantes son: destilación atmosférica 6.3 millones de barriles por día, destilación al vacío 2.57 millones de barriles por día, craqueo catalítico 1.50 millones de barriles por día y reformación de naftas 0.318 millones de barriles por día. Brasil y Venezuela son los países que tienen la mayor capacidad de refinación en la Región, 28% y 20% respectivamente, siendo la capacidad utilizada promedio para las refinerías de 85%.

d. Suministro de Gas Natural

Argentina, tiene un mercado interno maduro y el consumo de gas constituye el 47% de la mezcla de energía primaria. La demanda bruta en 1980 fue de 12.6 billones de metros cúbicos, en 1990 casi se duplicó a 21.3 billones de metros cúbicos y al 2000 fue de 36.8 billones de metros cúbicos, cifra cercana al doble de 1990. La tasa de incremento anual en la última década fue de 5.5%.

La demanda interna en los próximos diez años se habrá incrementado de 36.8 billones de metros cúbicos en el año 2000 a 45 billones de metros cúbicos en el 2010 y las exportaciones ya comprometidas habrán subido en 133%, de 4.9 billones de metros cúbicos el año 2000 a 11.4 billones de metros cúbicos en el año 2010.

El principal obstáculo del suministro se puede presentar a mediano plazo, si no se realiza un programa intensivo de exploración de gas, que permita incrementar las reservas actuales.

La decisión de explorar con mayor o menor intensidad estará influida por varios factores, como: el riesgo exploratorio, la estabilidad económica y política

cuantificada por el índice del riesgo país, la situación del mercado del entorno, el comportamiento de los precios de oportunidad del gas, los costos marginales de largo plazo de producción de gas que puedan permitir la competencia con la producción de otros países productores, las economías de escala en el transporte, las tarifas de transporte interno, las reglas de juego en los países consumidores y la eliminación de posiciones dominantes de empresas en los mercados de consumo.

En la década de los años 90, las inversiones en exploración fueron menores y los resultados moderados, sin embargo sirvieron para mantener el nivel de las reservas. La mayor inversión fue destinada al desarrollo de la producción con el fin de monetizar las reservas existentes.

El crecimiento acotado de la demanda del mercado doméstico y la limitación en la infraestructura de transporte dificultan el desarrollo de nuevos proyectos de producción. Por otra parte, los precios del gas en boca de pozo son altamente competitivos y no estimulan el incremento en la producción considerando el mayor costo marginal de largo plazo de las nuevas reservas a producir y las barreras existentes para la ampliación de la infraestructura de transporte.

Bolivia, el mercado interno de gas es pequeño y se encuentra ubicado en el centro oeste del país. Los mercados de exportación están ubicados al este (Brasil) y sur (Argentina) de su territorio. La ubicación del mercado interno con relación al de exportación y a los campos de producción no permite integrar los gasoductos troncales de exportación con la red de gasoductos internos, desaprovechándose los beneficios de la economía de escala.

Incrementó sustancialmente sus reservas de gas en los últimos cuatro años alcanzando los 46.8 trillones de pies cúbicos (1/1/2001), con un crecimiento de 823%. La demanda interna en el año 2000 fue de 1.6 billones de metros cúbicos.

Con el incremento de la producción de gas para la exportación se generaran subproductos como condensado, gasolina natural y GLP para la exportación. Bolivia se auto abastece de hidrocarburos líquidos exceptuando parte del requerimiento de diesel oíl que debe ser importado.

En julio de 1999, se puso en marcha el gasoducto de exportación de gas al Brasil. El año 2000, se consideró como el primer año del contrato de exportación. La exportación se inició con 9 millones de metros cúbicos por día y se espera incrementarla hasta 30 millones de metros cúbicos por día en el año 2004.

Además de exportar a Brasil, 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 a Paraguay y Uruguay.

Las abundantes reservas de Bolivia podrían ser a futuro una garantía para el abastecimiento de gas al mercado del MERCOSUR (Ampliado), pero la necesidad, que tienen las empresas productoras y el Estado boliviano de monetizar las reservas de gas han incentivado a la búsqueda de mercados alternativos fuera de la Región.

En la eventualidad 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 gasoductos hacia la costa para el embarque del LNG.

La expansión de la producción gasífera de Bolivia deberá basarse en las exportaciones. Por la oferta disponible, el costo de oportunidad es bajo, pero en la medida que disminuya la oferta y crezca la demanda en la Región los precios se incrementarán. Una política de precios diferenciados por mercado podría favorecer la monetización.

Brasil, el mercado gasífero brasileño es reciente y como tal tiene un desarrollo incipiente. Los éxitos alcanzados por PETROBRAS en los últimos años, en el incremento de las reservas de gas y los niveles de producción especialmente de la cuenca de Campos, han permitido disminuir la dependencia de las importaciones. Ha incrementado sus reservas de 172 billones de metros cúbicos en 1991 a 221 billones de metros cúbicos en 2001. La producción de gas natural en la década subió de 6.05 billones de metros cúbicos en 1991 a 11.43 billones de metros cúbicos en 2000.

El gas en Brasil se convierte en la fuente energética de las futuras demandas y en cierta medida en un sustituto alternativo de los actuales energéticos. De esta forma la demanda crecerá acorde con las necesidades de los nuevos consumos y con velocidad de sustitución en los sectores generación, industrial, comercial y residencial.

A futuro, la provisión de este energético no será un problema ya que además de las reservas de gas propias, cuenta con contratos de compraventa a largo plazo y nuevos proyectos de importación del gas boliviano. Aún en el caso que el crecimiento económico sea alto (hasta un 7% anual sostenido) los acuerdos firmados entre Bolivia y Brasil y las reservas de PETROBRAS junto con la de otros actores alcanzarían para abastecer toda la demanda que pudiera surgir, por lo menos en un horizonte de 20 años.

El desarrollo de las reservas locales ayudará a bajar el costo del producto y a disminuir la dependencia de las importaciones.

Chile, los principales mercados (norte y centro) dependen de los suministros de gas desde Argentina. La ubicación del principal mercado de consumo (Santiago y Concepción) y de sus fuentes de aprovisionamiento (Neuquén) hace que las transacciones sean muy eficientes y beneficiosas para las partes.

El mercado del gas en Chile está en expansión acelerada, contando con infraestructura de importación más que suficiente para la demanda existente y para la que pueda surgir en el mediano plazo. Sin embargo, de haber restricciones en la oferta de gas, tales instalaciones tendrían limitaciones.

Las reservas de gas natural en Chile son escasas y están localizadas en la cuenca austral, de difícil acceso a los principales mercados de consumo de Santiago, Concepción y Valparaíso. Ésta situación no muestra una perspectiva de desarrollo de la producción de gas local.

La seguridad en el abastecimiento de gas natural, sobre todo en el área de Santiago, Concepción y Valparaíso, estaría garantizada con las reservas descubiertas por Bolivia que permitiría la venta mediante acuerdos “*Swaps*” con gas argentino de los yacimientos de Neuquén.

Colombia, tiene suficientes reservas de gas natural para satisfacer las necesidades del mercado interno del mediano plazo.

La exploración en áreas productoras de gas ha disminuido como consecuencia de la regulación del precio en boca de pozo, el cual no responde a las tasas de retorno exigidas por los inversionistas en la industria y al riesgo que implica operar en las áreas hidrocarburíferas del país.

Aproximadamente 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 tienen aún mercados concretos para monetizarse y la posibilidad de su explotación depende de la valorización que adquieran en los mercados. Es importante tener en cuenta que el país, en términos gasíferos, está dividido en dos partes: la zona costera del Atlántico, con reservas en Ballenas, Chuchupa, Riohacha y Guepajé con intenso consumo de gas y la zona del interior, donde Cusiana, Cupiagua, Floreña, Pauto, Volcanera, Río Ceibas, La Salina y Opón que cuentan con importante cantidad del recurso aunque su mercado está todavía en proceso de desarrollo.

Los posibles destinos del gas colombiano son los países Centroamericanos y posiblemente en el corto y mediano plazo Venezuela para la recuperación mejorada de petróleo.

Ecuador, a pesar que el petróleo es un importante impulsor de la economía nacional y las exportaciones resultan una importante fuente de ingresos para el tesoro nacional, las reservas actuales de gas natural y su capacidad productiva son de menor magnitud.

Como en la mayoría de los países de la Región, el mercado potencial más importante para el gas natural es el termoeléctrico, teniéndose en cuenta que el



abastecimiento de electricidad en el país está basado principalmente en la generación hidráulica.

Siendo un país exportador de petróleo, el costo de oportunidad (paridad exportación) de los combustibles fuel oil y bunker puede ser una limitante para la introducción del gas natural en su mercado.

Ecuador ha descubierto el campo de gas Amistad, con una reserva de 9.8 billones de metros cúbicos y que ha sido desarrollado con cuatro pozos 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.

Otro uso potencial para el gas, que favorecería la disminución de la contaminación ambiental en la ciudad de Quito, sería en el sector transporte de carga y público que usan diesel oil. Sin embargo, para desarrollar la infraestructura de abastecimiento de gas natural en forma rentable, se deberá incluir otros sectores de consumo masivo, como la generación eléctrica y la industria, con lo que se reemplazaría fuel oil, liberando excedentes para su exportación. Su precio deberá ser inferior al precio de oportunidad de exportación de los excedentes de fuel oil, por lo que, si el gas natural fuera importado, éste difícilmente podría competir con el precio del fuel oil de exportación.

Paraguay, el mercado potencial para el gas es reducido y está restringido a la generación eléctrica, aunque con una demanda limitada debido a los excedentes de producción de energía hidroeléctrica que en la actualidad tiene el país.

Perú, si bien en la actualidad el uso del gas natural como combustible en Perú es bajo, la explotación de Camisea, involucrará cuantiosas inversiones en su desarrollo y en la construcción del gasoducto. El abastecimiento al mercado de Lima, permitirá la sustitución de fuel oil 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 GLP usado en el sector residencial y comercial. De este modo, cambiará la matriz energética del Perú, disminuyendo los requerimientos de importación de petróleo y obligando a la readecuación de los procesos de refinación.

Teniendo en cuenta que los costos de operación del gasoducto estarán afectados por economías de escala, es necesario consolidar mercados que permitan transportar volúmenes de gas que proporcionen tarifas de transporte razonables.

El mercado de Lima no es suficiente, por lo que se están analizando mercados para la comercialización de LNG en la costa del Pacífico y la instalación de una planta de GTL. Por otra parte, la existencia y explotación de gas en Perú no se limita tan solo al avance del proyecto Camisea, ya que existe tanto en la zona

norte como en el área de Aguaytía, reservas cuya explotación comercial podría verse potenciada.

Por el momento, el mercado es posible, siendo las generadoras eléctricas y los grandes consumidores industriales los potenciales clientes. Las mayores posibilidades de desarrollo del mercado están en la Costa Central.

Incentivar la demanda de gas sólo se justificaría en la medida en que se desarrollen grandes proyectos de inversión, que puedan viabilizar a su vez la ejecución de nuevos proyectos energéticos. En este caso, el valor del gas y el del proyecto están intrínsecamente ligados con la accesibilidad al mercado.

Uruguay, el suministro depende de la disponibilidad de gas natural en Argentina. A largo plazo pudiera suministrarse desde Bolivia mediante ventas “*swap*”.

Venezuela, si bien dispone la reserva más grande de la Región, 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. Por otra parte, gran cantidad de gas se utiliza en la recuperación mejorada de petróleo que compite a corto plazo con otros usos en el mercado interno y posterga las exportaciones sea por gasoducto o licuado (LNG).

Los altos precios del petróleo y los compromisos de recortes de producción son los que regulan 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.

La existencia de dos sistemas de transporte, no interconectados entre sí ha generado dos mercados bien diferenciados, uno sobre ofertado y el otro sobre demandado. Toda la red de gasoductos se encuentra en el norte del país, dónde está concentrada la producción y la demanda.

Las futuras interconexiones con los países vecinos resultarán eficientes una vez que ambos sistemas de gasoductos se unan entre sí. Adicionalmente, será imprescindible realizar mayores inversiones en infraestructura doméstica, de manera de incrementar la capacidad y la longitud de la actual red de gasoductos y las redes de distribución domiciliaria.

Puede desarrollar su reserva de gas libre en sus yacimientos fuera de la costa del Atlántico, colindante al este con Trinidad & Tobago e incrementar la actividad exploratoria en esa zona, lo que le permitiría desarrollar los proyectos de LNG para la exportación. Su mercado para el LNG sería la Costa Este de los Estados Unidos, posiblemente Louisiana y el Noreste de Brasil.

Desarrollo del Sub Sector de la Electricidad

La energía eléctrica, en la comunidad sudamericana, es la fuente secundaria principal para la consecución de las actividades socioeconómicas y las debidas consideraciones para su abastecimiento apropiado, en cantidad, calidad y oportunidad, son fundamentales para cualquier iniciativa de seguridad energética.

Debido a la riqueza de las fuentes primarias de energía existentes (agua, carbón, geotermia, gas natural y otras), América del Sur posee un vasto potencial de generación eléctrica, sin embargo, por las características y condiciones históricas propias del desarrollo de los países, así como por los condicionantes del sub sector energético, en los últimos años se han producido restricciones en el abastecimiento de electricidad en algunos países con el consecuente impacto en los índices de desarrollo económico y social.

En la actualidad, para la seguridad energética eléctrica de América del Sur, es imprescindible considerar la evolución de diversos factores, como ser: el proceso de integración regional, la modernización del sub sector eléctrico, la cobertura de los servicios, la capacidad de generación hidroeléctrica y la atención debida a las ineficiencias de los sistemas.

a. Integración Eléctrica Regional

La interconexión eléctrica en América del Sur ofrece atractivas oportunidades de negocios tanto a las empresas productoras y transportadoras de energía como a nuevos inversionistas; así como grandes beneficios al usuario final, pues es la forma más viable de ofrecerle energía de calidad a menores costos.

La diferencia en los costos de generación de corto plazo entre los países, la diversidad horaria en las demandas de punta, la complementariedad de regímenes hidrológicos, las cercanías geográficas de los sistemas de transmisión, el desplazamiento de inversiones y una mayor seguridad de los sistemas eléctricos, por si solas justifican el proceso de interconexión en la Región.

Un proceso de integración funcional reclama conformar un marco normativo armónico entre todos los países para asegurar su fluidez y el comercio de la energía eléctrica, tal como lo expresa el consenso del Acta de Montevideo (diciembre de 2000) en referencia al Sector Energía, definiendo los marcos reguladores o normativos como elementos fundamentales a tener en cuenta y armonizar para favorecer el comercio regional.

La orientación política debería tender a la creación de mercados eficientes concebidos en términos de optimización de los sistemas nacionales.

Las políticas energéticas de los países del MERCOSUR han sido orientadas hacia el fortalecimiento de la complementación eléctrica con base en acuerdos

firmados entre ellos. En la actualidad la Comunidad Andina viene trabajando en la identificación de los temas controvertibles que deben ser superados para dar pie a la integración física y comercial.

b. Modernización del Sub Sector Eléctrico

La tendencia reformista en el sub sector eléctrico de América del Sur ha estado dirigida preferentemente hacia la privatización de los sistemas y la apertura de mercados eléctricos nacionales. La profundidad y avance de las reformas varía en los diferentes países, llevando en algunos más de una década de maduración, encontrándose en la actualidad en un estado reflexivo de correcciones y modificaciones. La post reforma que inician algunos países, deberá tomar en cuenta las lecciones extraídas para adecuarse a los cambios actuales y evitar errores imprevistos en el inicio. El proceso de modernización debe proveer confianza y seguridad a las inversiones, procurar la calidad y continuidad del servicio eléctrico, ampliar la cobertura , mejorar los precios del servicio y disminuir las ineficiencias en beneficio de los agentes económicos y de la población en general.

La participación del sector privado, dentro del proceso de modernización, ha permitido a los gobiernos asignar más recursos para atender su responsabilidad social. Las nuevas inversiones en el sector eléctrico deberán ampliar las posibilidades para la modernización tecnológica, el desarrollo acelerado del mercado, elevar la eficiencia de los sistemas, incrementar la cobertura y brindar seguridad en el abastecimiento a nivel local, nacional e internacional. Por consiguiente, es indispensable tomar las medidas necesarias para asegurar la eficiencia del proceso de modernización.

c. Cobertura de Servicios de Electricidad

La cobertura de servicio eléctrico en los países de la Región es variable presentándose los principales déficit en áreas rurales y urbano marginales. La cobertura total nacional promedio (urbana y rural) en América del Sur es aproximadamente de 89%, habiendo países que superan el 95% mientras que otros solamente cubren alrededor del 52% de sus habitantes. En el caso de la población rural, las diferencias son más marcadas y con extremos inferiores.

A la luz de esta realidad, la electrificación rural en los países de América del Sur constituye uno de los más grandes retos políticos, sociales y económicos para los gobiernos de la Región y se presenta como uno de los campos más fértiles para la cooperación internacional.

La electrificación rural enfrenta los obstáculos propios de marginalidad económica y geográfica, especialmente en los países del Área Andina y de la Cuenca Amazónica en donde las pequeñas poblaciones aisladas, un mercado reducido con bajo poder adquisitivo, normalmente vinculados a la agricultura de subsistencia, conforman un ambiente poco atractivo para los inversionistas privados. Ante esta situación, aunque los recursos con que cuentan los

Estados son cada vez más escasos igualmente deben cumplir directamente su rol social de forma subsidiaria o de forma indirecta utilizando estrategias que incorporen al sector privado y a la sociedad organizada en la tarea de electrificación rural.

En América del Sur existen aproximadamente 38 millones de personas que habitan en miles de comunidades sin servicio eléctrico y es preciso cumplir con su seguridad energética familiar y económica. La solución para integrar este disperso país de no iluminados en la Región depende de decisiones políticas que promuevan nuevos enfoques funcionales en la electrificación de las comunidades necesitadas.

Los países deberán continuar e intensificar sus actividades hacia una electrificación total para lograr los estándares de los países desarrollados en cobertura, consumo, calidad y confiabilidad de la energía eléctrica y asegurar un entorno económicamente viable, socialmente equitativo y ambientalmente sustentable.

d. Generación Hidroeléctrica

Actualmente la generación eléctrica en América del Sur es de 701 teravatios hora (TWh), repartida de la siguiente forma: hidroeléctrica 78%, termoeléctrica 18%, nuclear y otras fuentes 2%. El potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable es 504 GW, del cual actualmente solamente se utiliza el 22%

El desarrollo de proyectos hidroeléctricos ha entrado en una etapa de desaliento en vista de sus particularidades financieras, de los costos económicos asociados a cuestiones ambientales y sus largos periodos de gestión. Sin embargo, debido a las características beneficiosas de la hidroelectricidad por ser limpia, renovable y de menor costo por kWh que las fósiles, es necesario establecer una política regional que estimule nuevamente el aprovechamiento de los recursos hídricos con fines energéticos.

Al incrementar la Región sus inversiones en la expansión de su capacidad de generación hidroeléctrica se cubrirían las necesidades energéticas liberando el petróleo y gas natural que actualmente son utilizados en las plantas térmicas, los que se transferirían a otros sectores de la economía o para incrementar exportaciones extra regionales, disminuir importaciones y asegurar una generación más limpia.

e. Eficiencia del Sub Sistema Eléctrico

Los niveles de eficiencia en el sistema eléctrico sudamericano son, en términos generales, aspectos que requieren de una necesaria intervención tecnológica y administrativa. Se estima que 16% de la electricidad generada se pierde en transporte y distribución de los sistemas nacionales debido a deficiencias técnicas, administrativas y robos, totalizándose pérdidas equivalentes al 80%

de la producción de las dos centrales más grandes de América del Sur: Itaipú y Guri.

Desde el punto de vista del consumidor, se hace necesario establecer programas educativos para destacar el valor de la eficiencia energética, tanto a nivel de publicidad general como en la educación formal y lograr la participación de la población en el uso racional de la energía, así como incorporar en el parque de los consumidores equipos destinados a reducir el consumo de energía, manteniendo el mismo nivel de servicio.

El incremento de la eficiencia en el manejo y uso de la electricidad, se convertirá prácticamente en una nueva fuente de generación.

f. Energías Renovables

En los últimos años, las energías renovables son opciones viables para el suministro de electricidad tanto a la población urbana como a la población rural aislada. En el primer caso, las fuentes utilizadas para generar electricidad son pequeñas y medianas caídas hídricas, los fluidos geotérmicos, la velocidad del viento y la biomasa. A nivel rural, destacan los pequeños aprovechamiento hídricos y la energía solar fotovoltaica.

En el ámbito de la generación asociada a la red eléctrica nacional, la Región tiene un enorme potencial de recursos hídricos y geotérmicos que en la actualidad están subutilizados y que podrían ser aplicados para generación de electricidad. Sin embargo, se requiere un marco regulador que establezca las condiciones bajo las cuales el sector privado asumiría el capital de riesgo. En lo referente a los parques eólicos, a pesar de existir unidades con funcionamiento exitoso en Argentina, Brasil y Perú, esta opción todavía no incide sobre la matriz energética de la Región aunque el potencial existente del recurso es elevado. Este último comentario también es válido para la biomasa, especialmente en el aprovechamiento de residuos forestales.

En lo referente al abastecimiento a la población rural, los Gobiernos se encuentran desarrollando programas con un importante componente de energía solar fotovoltaica, destacando por su amplitud aquellos que se ejecutan en Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Ecuador y Perú. Aunque sus costos son altos para la capacidad adquisitiva de la población, muchas veces constituye la única opción disponible por la imposibilidad técnica y económica de la extensión de las redes eléctricas convencionales. Lo importante de estos programas son los mecanismos de apoyo financiero para la adquisición de los equipos y su mantenimiento y, en la medida que se consoliden estos mecanismos con la participación activa y administración propia por parte de las comunidades rurales, la cobertura con esta tecnología podría incrementarse en la Región.



Carbón Mineral

El carbón mineral es un recurso que se ubica principalmente en Brasil, Colombia y Venezuela, con cerca de 14 mil millones de toneladas en reservas de alta calidad. La producción de carbón en el año 2000 fue de 52 millones de toneladas y el alcance estimado es de 267 años.

La participación del carbón mineral en la producción de energía en Sudamérica es de 5.5% del total, lo que corresponde al 5.6% del consumo energético de la Región.

IV.- FUENTES DE FINANCIAMIENTO

La realidad política y económica internacional no permite prever con certidumbre, la realización de inversiones provenientes del sector privado en el corto plazo.

La situación de los principales mercados extrarregionales, las condiciones por las que atraviesa el sector empresarial, representativo de los inversionistas frecuentes de nuestra Región y la volatilidad de los precios del crudo en el mercado internacional se traducirían en una reducción de la disponibilidad de los capitales de riesgo y en la consiguiente postergación de nuevas inversiones. No obstante el escenario que se prevé para los próximos años, existe optimismo en la Región en cuanto a su futuro. El optimismo se fundamenta en la naturaleza de sus mercados, emergentes; en las decisiones políticas destinadas a desarrollar los mercados regionales y en el perfeccionamiento de los mecanismos necesarios para que fluyan a la Región tanto capitales como asistencia técnica. En este sentido, se debe prestar mayor atención a instrumentos como la inversión privada, los recursos provenientes de las agencias multilaterales y la cooperación internacional.

1. Inversión Privada

En el **orden externo**, el panorama no es claro dadas las circunstancias antes expuestas. Sin embargo ello no obsta a que los países del continente permanezcan en el escenario internacional a la espera que el mercado de capitales muestre una recuperación confiable. La tendencia actual, muestra preferencia hacia los contratos de asociación entre capitales privados y las empresas estatales.

En el **orden interno**, una primera tarea es atenuar, cuando no eliminar, los riesgos a la inversión nacional y extranjera en los planos: natural o comercial; político, que comprende el social; jurídico, que comprende el legal, contractual y fiscal; económico; financiero y técnico. Adicionalmente, los Estados deberán hacer sus mejores esfuerzos para mantener actualizada la información técnica y comercial. La elaboración de perfiles de proyectos energéticos y de estudios de pre factibilidad, será un activo muy importante para los Estados que los tengan, en la obtención de recursos económicos y financieros, así como la

predisposición de asociarse, en los términos antes nombrados, con los inversionistas.

En segundo lugar, cuando estas inversiones necesarias se produzcan, sería deseable que tuviesen el efecto de fortalecer diversas actividades del Cluster Energético, lo que conlleva promover el desarrollo empresarial de las compañías de la Región en sectores de servicios de energía relacionados con la inversión, así como empresas proveedoras de insumos y bienes de capital.

En estos momentos existe un proceso de negociaciones multilaterales y hemisféricas³ tendentes a establecer reglas para el comercio de servicios de energía, así como para la inversión y otras disciplinas que permitirían aprovechar las oportunidades mencionadas, o que, de no ser manejadas apropiadamente, podrían por el contrario crear obstáculos serios para ese aprovechamiento y cerrar los “espacios para políticas” de los que se dispone en la actualidad. Nuestros países deberían empeñar sus capacidades de negociación internacional para asegurar que se abren, en lugar de limitarse, esos espacios para políticas.

Se trata de tareas de preparación y de acciones a adoptar en el corto plazo.

Agencias Multilaterales

Las agencias multilaterales han participado activamente en el desarrollo energético de la Región. En el futuro tendrán un rol preponderante en el progreso del mismo, conforme se puede vislumbrar de la actividad que vienen desempeñando en IIRSA para el desarrollo de la infraestructura vial, telecomunicaciones y energía, en forma conjunta el BID, la CAF y FONPLATA.

A partir de la Conferencia Internacional sobre Financiamiento para el Desarrollo en Monterrey (marzo, 2002), las agencias multilaterales, además del tradicional rol subsidiario en el desarrollo de los pueblos con respecto a los esfuerzos internos de los países, deberán dedicarse a mejorar el ambiente para la realización de inversiones del sector privado. El incremento de la asistencia se dará condicionado a que los países en desarrollo logren los objetivos internacionales acordados. En el contexto del Consenso de Monterrey, ello significará crear en el frente doméstico condiciones para facilitar los flujos de inversiones, crear un clima transparente, predecible y estable para éstas, con contratos adecuados y respeto a los derechos de propiedad, mecanismos regulatorios para proteger y promover inversiones, basados en políticas macroeconómicas e instituciones que permitan los negocios, así como garantías de riesgo y otras medidas que establezcan los países.

Se ha encargado a las agencias multilaterales y bilaterales de financiamiento que para darle fluidez a la “asistencia oficial para el desarrollo” (ODA), armonicen sus procedimientos operativos, para reducir costos; respalden y mejoren los esfuerzos hacia la ayuda “no atada”; para que se utilicen los

³ Negociaciones en la OMC y en el ALCA

mecanismos de desarrollo que tengan los países; mejoren los mecanismos de absorción y la gestión financiera local para la utilización de la ayuda; promuevan la ODA para elevar el financiamiento adicional para el desarrollo, como la inversión extranjera, el comercio y los recursos internos; fortalezcan la cooperación Sur-Sur y mejoren los objetivos de ODA hacia el combate a la pobreza.

El Consenso de Monterrey sugiere modificar el actual comportamiento de las agencias multilaterales así como sus procedimientos, para orientar o condicionar la ayuda a los países que cumplan los requisitos internacionales nombrados en él y extractados en los párrafos anteriores. En el curso de la práctica se aclarará el contenido de lo que se ha definido como ODA, ya que es un concepto novedoso y siempre se ha entendido que la cooperación, asistencia y financiamiento proveniente de las agencias multilaterales son de carácter "oficial".

Cooperación Internacional

Los años noventa se denominaron "La Década de la Energía en la Región" y se debió en gran medida a la Cooperación Internacional. Esta colaboró significativamente con la modernización del sector energético de Latinoamérica, frente a los retos que le demandaba el nuevo entorno político y económico internacional.

La cooperación proveniente de organismos externos a la Región se ha visto atenuada en los últimos años para el sector energético, por cuanto los grandes cooperantes han disminuido su interés para dedicar mayores recursos a otros proyectos directamente vinculados con aspectos sociales y ambientales que afectan al mundo. En consecuencia, es una fuente que en los próximos años no destinará recursos suficientes para atender al sector energético de la Región. En general, los países desarrollados no han reparado en los beneficios que la cooperación internacional representa para su sector privado inversionista, vía utilidades ni de los beneficios que perciben sus Estados, vía tributos, con el consiguiente beneficio para sus poblaciones.

En cuanto a la cooperación regional y a la proveniente de los países en desarrollo, se considera que deberá cobrar mayor fuerza y presencia en la nueva realidad internacional. En la I Reunión de Expertos en Energía del G-15, llevada a cabo recientemente en Caracas, se vio la importancia de reforzar la cooperación internacional dentro del diálogo Sur-Sur. En esta reunión los esquemas utilizados por la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, para la asistencia técnica a sus países miembros como la Cooperación Horizontal, la Cooperación Solidaria y la proveniente de Aportes Voluntarios, fueron reconocidos con interés. En el aspecto económico es de mencionar la labor que realiza CEPAL. América del Sur cuenta con mecanismos de cooperación que deben ser fortalecidos para que cumplan su misión.

En el campo de la cooperación internacional, cobra significativa importancia el tema de los servicios energéticos, el tema de la innovación de tecnologías adecuadas a nuestras realidades y el desarrollo sustentable a partir de las fuentes energéticas existentes en nuestros territorios. Los marcos concretos que se establezcan para estas actividades de cooperación deben fortalecer las condiciones especiales que se garantizan a los países en desarrollo en el Acuerdo General sobre Comercio de Servicios (GATS).

V.- PROMOCION DE LAS INVERSIONES

El objetivo en materia de promoción de inversiones, regionales o foráneas, debe ser optimizar su impacto a favor del desarrollo de los países de la Región, dentro de los lineamientos de integración y de seguridad energética. Esto es más que maximizar el flujo de entrada de capitales a la Región, interesados en los negocios de la energía. Por una parte, deben facilitarse las condiciones necesarias para limitar los riesgos de los inversionistas a unos niveles que hagan competitiva a la Región. Por la otra, deben promoverse las condiciones que atraigan inversiones para un desarrollo del sector que fortalezca la capacidad productiva y a la vez maximice el valor agregado en la Región.

1. Limitar los riesgos de inversión

La Región debe continuar realizando sus mejores esfuerzos para atenuar el riesgo **natural y comercial** en la actividad energética. En la actividad de los hidrocarburos, el principal riesgo es el geológico y su atenuación se da fundamentalmente a través de una información veraz, moderna, tecnificada y disponible en condiciones promocionales. Ello significa que la información proveniente de la exploración y producción de hidrocarburos debe estar permanentemente actualizada y asequible en formatos de última generación.

En las actividades relacionadas con el gas natural y la electricidad, el riesgo se manifiesta a través de la inexistencia de un mercado o la existencia de un mercado no desarrollado y depender del energético del que se trate. Su atenuación radicará en la comprobación de la existencia del mercado o en la posibilidad de que éste surja en un plazo razonable. También se sustenta en las instituciones reguladoras autónomas, normativa y regulación transparente, que garanticen la competencia y controlen las posiciones dominantes, así como en la inexistencia de monopolios.

Los riesgos **político y social** se evalúan conjuntamente. El primero corresponde a la estabilidad política, reflejado en la estabilidad de las instituciones, la independencia de los poderes y sus autoridades, así como en el cumplimiento por parte de éstas, de las normas y procedimientos vigentes. El segundo corresponde a la paz social. Se evalúan las posibilidades y plazos dentro de los cuales podrían presentarse hechos vinculados a la conmoción social o desorden público, sin diferenciar las razones que los puedan motivar. Se analiza cercanamente el mercado laboral, las normas laborales y el

comportamiento de las instituciones gremiales. La observancia de un comportamiento político concordante con las normas aprobadas por autoridades competentes y la reducción de posibilidades que puedan causar malestar social, determinará la estabilidad política y social.

El riesgo **jurídico**, comprende los aspectos **legal, contractual y fiscal**, oponiéndose al concepto de la estabilidad jurídica. En lo concerniente al **legal**, la permanencia y cumplimiento del sistema normativo hace que disminuya el riesgo. Tanto las normas que establecen nuevas obligaciones como aquellas que otorgan nuevos derechos, en ambos casos, dan inestabilidad jurídica a los inversionistas. Las nuevas obligaciones inciden en la rentabilidad del proyecto, mientras que los nuevos derechos debilitan la vigencia de los existentes, vinculándolo de esta forma al riesgo político.

En el aspecto **contractual**, la posibilidad de modificaciones unilaterales o las impuestas por los gobiernos originan inestabilidad jurídica. Instituciones tales como garantías jurisdiccionales, arbitraje internacional para la solución de diferencias, garantías monetarias de estabilidad, disponibilidad, disposición y manejo de moneda extranjera, permiten atenuar el riesgo jurídico. En el aspecto **fiscal**, íntimamente vinculado al riesgo económico, debe tenerse en consideración que los proyectos energéticos son de largo aliento y de gran exposición de capitales. La evaluación de proyectos, en el plano fiscal (que comprende régimen tributario, impositivo, regalías, cánones, procedimientos para determinar la materia imponible y los demás egresos a favor de gobiernos federales o centrales, regionales y locales), no puede estar sujeta a cambios, en razón a que la economía de los proyectos y el balance contractual se distorsionan.

El riesgo **económico** está relacionado con dos elementos: el fiscal, anteriormente revisado, y el sistema macro económico de cada uno de los países y su comportamiento con agentes internos y agentes internacionales.

El riesgo **financiero** está vinculado con la recuperación de las inversiones. En el caso específico del gas natural, hay dos elementos a considerar: primero, la magnitud de las reservas existentes que garanticen la provisión de gas al segmento del mercado comprometido y segundo, la existencia de un mercado garantizado durante el período de recuperación de la inversión. Este tipo de riesgo se disminuye con contratos de compraventa a largo plazo con cláusulas "*take or pay*" y "*delivery or pay*".

Finalmente se ha venido en denominar "riesgo **técnico**", a la posibilidad que entidades del Estado, con las que el inversionista debe dialogar o negociar, no cuenten con interlocutores válidos, de nivel internacional, con experiencia y altamente capacitados, técnica y profesionalmente, en las materias a tratar y que no tengan, cuando menos, poder intermedio de decisión. La atenuación de este riesgo, demanda que aquellos que ocupen posiciones de relación con inversionistas, reúnan esas calidades.

VI.- MARCOS LEGALES DE LOS PAISES

1. Compatibilización de Normas Técnicas y Legales

Uno de los obstáculos más relevantes para la integración radica en las incompatibilidades existentes entre las normas de los países comprendidos en el continente sudamericano. Constituye la base para la Integración efectiva de los países, el que sus marcos normativos, técnicos y legales, sean compatibles.

En el sector eléctrico, países como Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela, vienen trabajando sobre la base de un proyecto de interconexión eléctrica y el Sub Grupo de Trabajo N° 9 del MERCOSUR, tiene entre sus tareas la compatibilización de la normativa de los países y la de eliminar los obstáculos a la integración.

Regulación

Al inicio de la década de los años noventa, los países de la Región inician un proceso de modernización del Sector de Energía, de sus instituciones y marcos legales, conducente a la internacionalización de los mismos, con el objetivo de atraer la inversión extranjera, especialmente la inversión privada.

Esta nueva concepción de los servicios públicos energéticos, trae como consecuencia una nueva normativa a la que se le ha denominado **regulación**, para normar las relaciones entre los productores, transportistas, distribuidores, usuarios y las entidades estatales, nuevas o existentes, encargadas de supervisar la correcta operación del sistema.

La **regulación** busca, entre otros aspectos, que el energético llegue a los consumidores a precios razonables, con un suministro de calidad confiable, que garantice un suministro permanente, a través de un sistema de transporte y distribución operado de acuerdo a normas técnicas internacionalmente aceptadas. Se establecen precios de referencia en algunos casos y, en otros, tarifas por la autoridad competente. En ellas se considera un adecuado retorno a la inversión, una utilidad razonable, un componente dedicado al mantenimiento de las instalaciones existentes y otro destinado nuevas inversiones para la sustitución de equipos o ampliación geográfica de los servicios.

En el sector de los **hidrocarburos**, en las actividades “upstream”, a la par de modernizarse sus legislaciones se establecen nuevas formas contractuales, compatibles con las nuevas tendencias internacionales, económicas y políticas. En las actividades del “middlestream” y “downstream”, en gran parte de los países, además de modernizar los conceptos antes mencionados se da participación al sector privado en los servicios públicos energéticos (transporte de hidrocarburos por ductos y distribución por redes).

En la misma época, los Estados de América del Sur empiezan a adoptar similar actitud en el sub sector de **electricidad**, donde se presentan significativas semejanzas entre los países. Esta situación ha determinado que la electricidad venga desempeñando una función significativa en la integración energética de la Región donde se empiezan a crear mercados de competencia.

La labor de los Estados de la Región deberá estar dirigida a la adopción de medidas conducentes a superar las diferencias técnicas y normativas existentes entre los países, así como a ampliar los mercados, tanto nacionales como regionales a través de interconexiones, buscando mejorar la eficiencia cuantitativa y cualitativa de ambos, beneficiar al consumidor final del energético del que se trate, vía tarifas razonables, confiabilidad y calidad en el servicio. En nuestra Región, los aspectos relacionados con la eficiencia cobran mayor importancia si se tiene en consideración que los mercados se encuentran aún en formación. La consolidación de los mercados se dará a través de mecanismos como las tarifas y la competencia cualitativa de los servicios ofrecidos.

Sin perjuicio de lo expuesto, la experiencia resultante en los países del continente, permite apreciar que cada país ha regulado los servicios públicos de la energía de acuerdo a criterios propios, tanto a nivel institucional como normativo y regulatorio.

No obstante, en ambas actividades, las del sub sector hidrocarburos, como las del sub sector electricidad, se presentan situaciones uniformes en los servicios públicos energéticos. Entre éstas se puede nombrar: la no integración de las actividades, la segmentación de las mismas, el acceso abierto a los ductos y redes, el trato no discriminatorio, normas para evitar posiciones dominantes y monopolios, el establecimiento de normas de calidad y seguridad técnicas y para el suministro, así como criterios de firmeza y continuidad, sin interrupciones, de los servicios.

Los servicios públicos energéticos interregionales, además de crear riqueza a través de intercambio comercial y procurar creación de nuevos mercados laborales atenuando la pobreza, contribuirán a la seguridad energética continental.

La situación actual permite afirmar que los procesos de modernización de los servicios públicos energéticos, se han quedado en la mayoría de países circunscrito a sus fronteras, aunque se aprecia en los últimos años la vocación política de internacionalizarlos.

VII.- COMERCIO INTRARREGIONAL Y EXTRARREGIONAL.

El comercio exterior de los países de Sudamérica, considerando intercambios intra y extraregionales de petróleo, gas y electricidad, presenta un crecimiento sostenido desde 1985 hasta el 2000, con un incremento del 185% de las exportaciones y del 37% de las importaciones, en tanto que entre 1970 y 1985 se había observado una reducción de las exportaciones al 43% y un incremento de las importaciones del 35%. Este comportamiento global es debido principalmente al petróleo, ya que las exportaciones e importaciones de gas como de electricidad se han incrementado en forma permanente.

1. Petróleo

El comercio de petróleo se realiza principalmente con países de fuera de la Región. En el 2000, del total de exportaciones de petróleo, solo el 13.1% se destinaron a la misma, en tanto que, del total de las importaciones de crudo de la Región, el 54.7% provenía de países de Sudamérica

En el 2000, las exportaciones de la Región alcanzaron 1,102.4 millones de barriles, que representan el 8.1% del comercio mundial, en tanto que las importaciones requeridas fueron de 263.4 millones de barriles. Las exportaciones las realizan principalmente tres países: Venezuela con el 66.9%, Colombia con el 12.7% y Ecuador con el 7.8%, en tanto que los mayores importadores son Brasil con el 55.2%, Chile con el 27.0%, Perú con el 8.5% y Uruguay con el 4.8%.

Los destinos de las exportaciones de petróleo son principalmente Estados Unidos y Canadá, que el 2000 importaron 615.8 millones de barriles que representan más del 55%, seguidos por el Caribe con 205.5 millones de barriles, es decir el 18.6%.

Gas y Electricidad

La electricidad y el gas natural se comercian exclusivamente entre países de la Región, es decir, no existen aún intercambios de estas fuentes de energía con países que no pertenecen a Sudamérica.

El comercio de gas natural entre países se ha impulsado notablemente en los últimos 5 años. Entre 1995 y 2000, las importaciones se incrementaron en el 224%, en tanto que, entre 1975 y 1995 este crecimiento alcanzó el 24%. Estos intercambios, sin embargo, estuvieron restringidos únicamente a 4 países, Brasil y Chile como importadores y Argentina y Bolivia como exportadores. El comercio regional de gas aumentará significativamente en los próximos años, tanto por los requerimientos de mayores cantidades de este recurso por los países que ya son importadores (Brasil, Chile y Uruguay), como de otros países que avanzan en estudios hacia la incorporación de este producto en su matriz energética (Ecuador y Paraguay). Venezuela, aunque cuenta con este

recurso, requeriría importarlo para procesos de recuperación secundaria del petróleo. Se prevé entonces, la necesidad de ampliar la infraestructura de interconexión gasífera de la Región y considerar si las reservas actuales son suficientes para las perspectivas de demanda de los mercados potenciales.

La electricidad por su parte, se intercambia actualmente entre un número mayor de países. Con excepción de Guyana, Suriname y Perú, en el 2000 todos los países de la Región intercambiaban energía eléctrica con los países vecinos, siendo Paraguay el mayor exportador y Brasil el mayor importador. Los intercambios de electricidad, sin embargo, se concentran casi exclusivamente entre países del MERCOSUR. Entre 1995 y 2000, el comercio intrarregional de electricidad se incrementó en un 38.4%, habiéndose observado los mayores incrementos entre 1985 y 1990 con más del 537%. El consumo de electricidad de la Región en el 2000 alcanzó los 568005 GWh, de los cuales, 52954 GWh, cerca del 10%, fueron atendidos a través de importaciones.

Carbón Mineral

El carbón mineral que produce la Región se destina principalmente para la exportación. En 2000, los dos principales productores, Colombia y Venezuela, exportaron 43.6 millones de toneladas, más del 93% de su carbón producido, principalmente hacia fuera de la Región. Las importaciones en ese mismo año fueron de 28.2 millones de toneladas, realizadas principalmente por Argentina, Brasil y Chile. Las perspectivas de desarrollo de este recurso en Colombia, prevén un incremento de la producción que llegaría en el año 2006 a 64.7 millones de toneladas, aumentando de esta forma el potencial exportador de la Región en más de 20 millones de toneladas.

PRODUCCION Y COMERCIO EXTERIOR DE CARBON MINERAL AÑO 2000 **Miles de toneladas**

-	PRODUCCION	IMPORTACION	EXPORTACION
ARGENTINA	297	1437	
BRASIL	4944	21664	
CHILE	365.68	4402.11	
COLOMBIA	38142		35614
PERU	17	625	
URUGUAY		0.6	
VENEZUELA	8434		8025
TOTAL	52200	28129	43639



COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO DE LOS PAÍSES DE SUDAMERICA 2000
EXPORTACIONES (Miles de Barriles)

Exportador/Importador	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	TOTAL EXPORTACIONES	CARIBE	MEXICO Y CENTRO AMERICA	USA + CANADA	ASIA Y AUSTRALASIA	EUROPA OCCIDENTAL	AFRICA Y OTROS	TOTAL EXPORTACIONES
ARGENTINA	0	34361	46167	0	735	823	747	82833	0	0	0	0	0	42176	125009
BOLIVIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BRASIL	437	0	0	0	0	0	0	437	2647	0	1608	1687	765	1	7145
CHILE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COLOMBIA	0	7860	0	0	0	4108	0	11968	0	737	127475	0	0	0	140179
ECUADOR	0	0	5537	0	0	9564	0	15101	2854	12192	42570	13713	0	0	86429
GUYANA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PARAGUAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PERU	0	0	1754	0	0	0	0	1754	0	0	716	2640	0	0	5110
SURINAME	0	0	0	0	0	0	0	0	1034	0	0	0	0	353	1387
URUGUAY	0	93	0	0	0	0	0	93	0	0	0	0	0	0	93
VENEZUELA	0	16335	3305	1380	0	5762	4996	31778	198999	12885	443387	0	47611	2377	737037
SUBTOTAL IMPORTACIONES	437	58649	56762	1380	735	20257	5743	143963	205534	25813	615756	18039	48376	44907	1102389

COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO, GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD DE SUDAMERICA 1970 - 2000

	UNIDAD	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
EXPORTACIONES	kBEP	929403	620416	543561	403510	567916	1026851	1151389
PETROLEO	kbbbl	927998	607893	528134	384045	534742	988448	1075356
GAS NATURAL	Mm ³	0	1918	2286	2584	2569	2462	7049
ELECTRICIDAD	GWh	20	227	1555	5544	27450	35824	52075
IMPORTACIONES	kBEP	183404	348386	395415	247184	297549	309585	337699
PETROLEO	kbbbl	183112	337498	380363	229753	265748	272762	263318
GAS NATURAL	Mm ³	0	1713	2271	2377	2193	2125	6885
ELECTRICIDAD	GWh	28	221	1451	4632	29514	38259	52954
BALANZA	kBEP	745999	272030	148146	156326	270367	717266	813691

COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO DE LOS PAÍSES DE SUDAMERICA 2000
EXPORTACIONES (Miles de Barriles)

Exportador/Importador	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	TOTAL EXPORTACIONES
ARGENTINA	0	34361	46167	0	735	823	747	82833
BOLIVIA	0	0	0	0	0	0	0	0
BRASIL	437	0	0	0	0	0	0	437
CHILE	0	0	0	0	0	0	0	0
COLOMBIA	0	7860	0	0	0	4108	0	11968
ECUADOR	0	0	5537	0	0	9564	0	15101
GUYANA	0	0	0	0	0	0	0	0
PARAGUAY	0	0	0	0	0	0	0	0
PERU	0	0	1754	0	0	0	0	1754
SURINAME	0	0	0	0	0	0	0	0
URUGUAY	0	93	0	0	0	0	0	93
VENEZUELA	0	16335	3305	1380	0	5762	4996	31778
SUBTOTAL IMPORTACIONES	437	58649	56762	1380	735	20257	5743	143963
CARIBE	0	0	0	0	0	0	1977	1977
MEXICO Y CENTRO AMERICA	0	0	0	0	0	0	0	0
USA + CANADA	0	24	0	0	0	0	0	24
ASIA Y AUSTRALASIA	0	578	0	0	0	0	0	578
EUROPA OCCIDENTAL	653	0	0	0	11	0	0	665
ORIENTE MEDIO	0	31708	0	0	0	0	0	31708
EX-URSS	0	0	0	0	0	0	3099	3099
AFRICA Y OTROS	8465	54561	14406	0	62	2066	1839	81398
TOTAL IMPORTACIONES	9555	145520	71168	1380	809	22323	12657	263412

COMERCIO INTRAREGIONAL DE GAS Y ELECTRICIDAD

Gas Natural
Mm3
2000

	IMPORTACION	EXPORTACION
ARGENTINA		4928
BOLIVIA		2121
BRASIL	2489	
CHILE	4371	
COLOMBIA		
ECUADOR		
GUYANA		
PARAGUAY		
PERU		
SURINAME		
URUGUAY	25	
VENEZUELA		
TOTAL	6885	7049

Electricidad
GWh
2000

	IMPORTACION	EXPORTACION
ARGENTINA	7963	3698
BOLIVIA	16	6
BRASIL	42380	
CHILE	1190	
COLOMBIA	77	37
ECUADOR		
GUYANA		
PARAGUAY		47392
PERU		
SURINAME		
URUGUAY	1328	942
VENEZUELA		
TOTAL	52954	52075

VIII.- AMÉRICA DEL SUR EN RELACION A LOS PAÍSES DE LA OCDE

La abundancia de energía le otorga a América del Sur una ventaja comparativa para la integración internacional, en particular con los países industrializados (los miembros de la OCDE) los cuales son deficitarios en fuentes de energía primaria.

Además de la ventaja que se deriva de su dotación de recursos energéticos los países de Sudamérica gozan de una ventaja de localización geográfica para su integración con los países industrializados: el Océano Atlántico los une a los países industrializados de Europa; el Océano Pacífico a los países industrializados de Asia y se encuentran en el mismo Continente que los países industrializados de Norteamérica.

La dotación de recursos energéticos y su localización geográfica respecto a los países industrializados le otorgan a los países sudamericanos la posibilidad de integrarse internacionalmente produciendo y exportando los bienes y servicios que se desarrollan alrededor del vector energía. Esto es, la producción y transformación de energía primaria y de los bienes y servicios para producirla y transformarla.

1. Oportunidades de Mercado

Para ilustrar el potencial de integración como exportadores de energía de los países de América del sur se toma el caso del petróleo, la más importante y comercializable fuente de energía primaria.

El gráfico 1 muestra la producción y el consumo de petróleo en Sudamérica en los últimos quince años (1985-2000). En este período la producción se ha multiplicado por más de dos, el consumo se ha incrementado en alrededor de 1/3 y las exportaciones netas de la región se han multiplicado por algo menos de seis. En la actualidad las exportaciones netas de petróleo de los países de América del sur están entre 800 y 900 millones de barriles por año.

El gráfico 2 muestra el consumo y la producción de petróleo de los países industrializados, agrupados en la OCDE, para el período 1985-1999. El consumo se ha incrementado en alrededor del 30%, la producción se ha mantenido esencialmente constante y las importaciones se han incrementado en alrededor de 60%. Actualmente los países industrializados importan alrededor de 8 mil millones de barriles al año, esto es más de la mitad del petróleo que consumen.

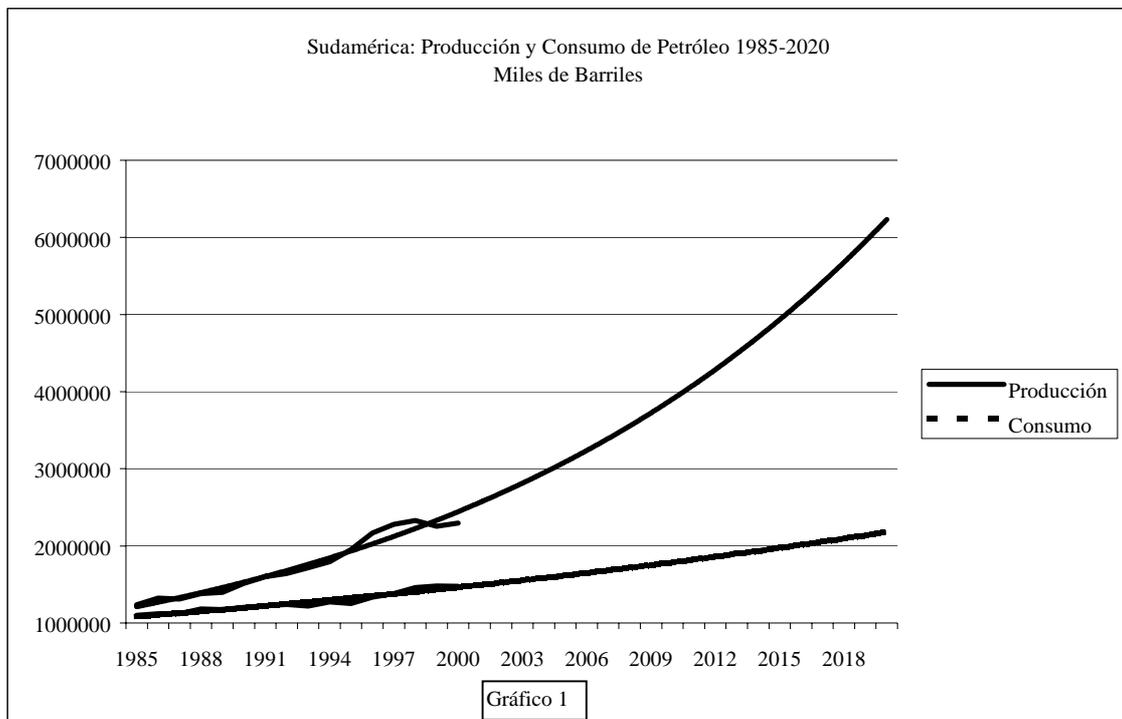
El análisis de los balances petroleros permite llegar a una primera conclusión en cuanto a las oportunidades de mercado de los países Sudamericanos respecto a los industrializados. Las exportaciones petroleras de la Región representan apenas un 10% de las importaciones de los países

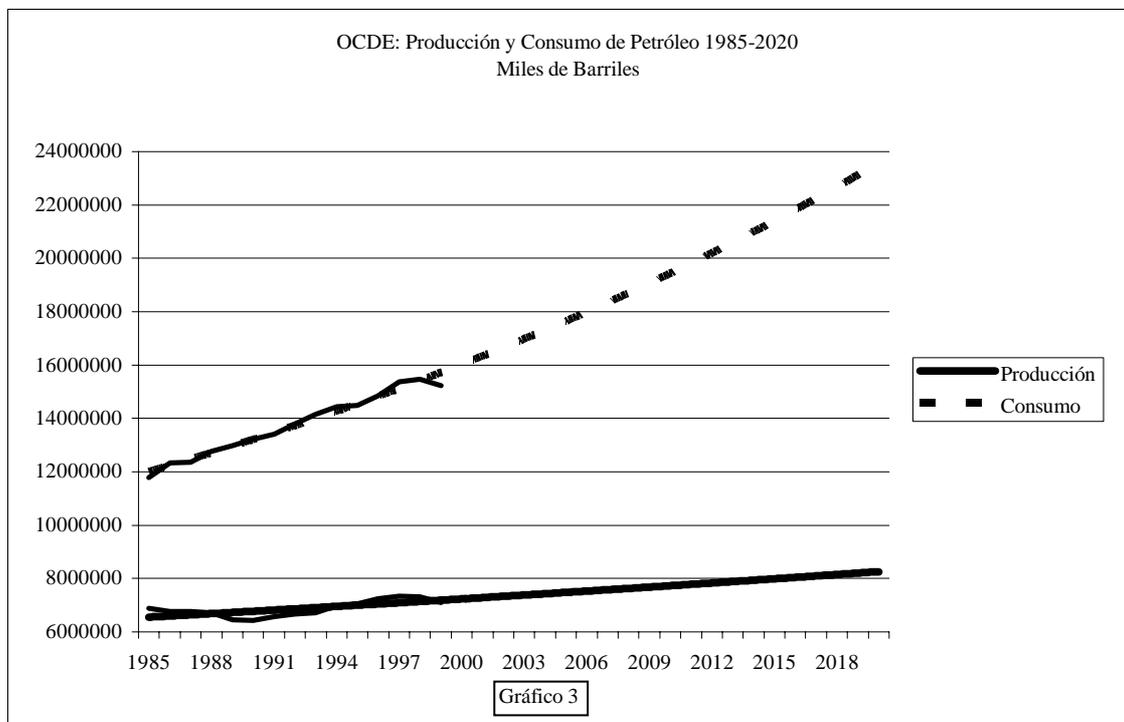
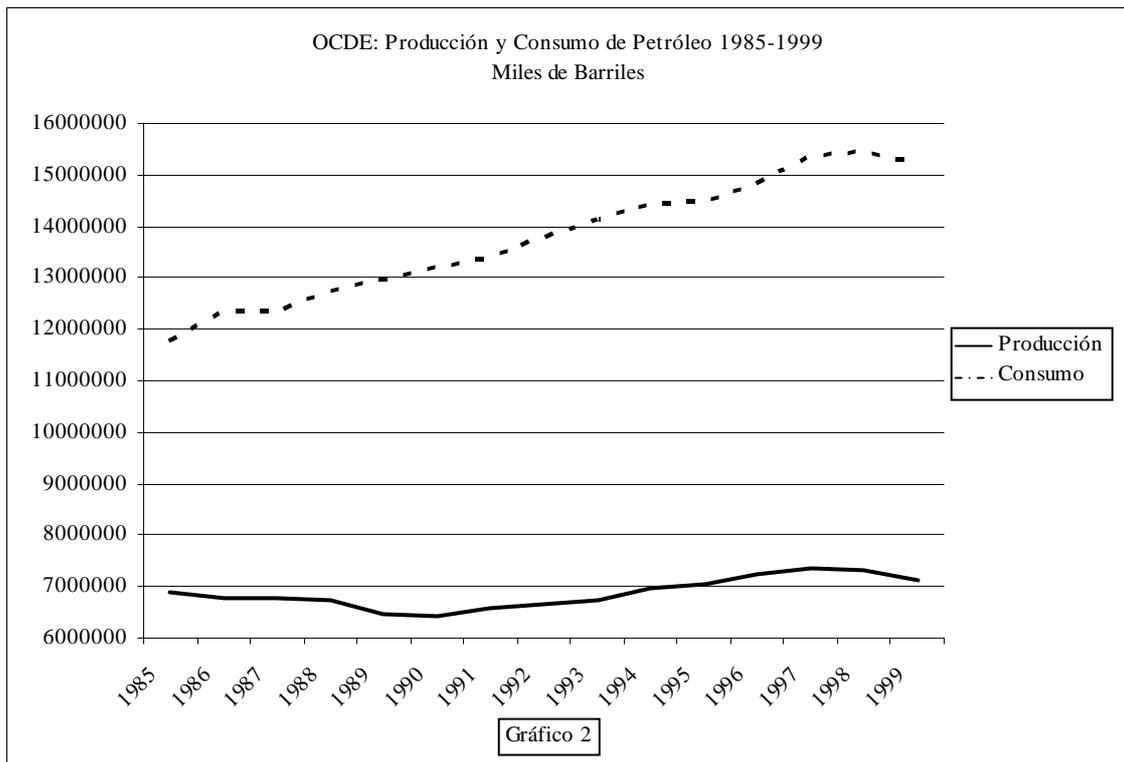
industrializados. Esto a pesar de que las exportaciones netas de Sudamérica se han multiplicado por seis en los últimos tres lustros. De hecho, como fracción de las importaciones de la OCDE las exportaciones de los países suramericanos se han multiplicado por más de tres, ya que en 1985 eran tan solo el 3%. Esto pone de relieve el potencial de mercado que se abre a las exportaciones de petróleo y energía en general, a los países de la Región.

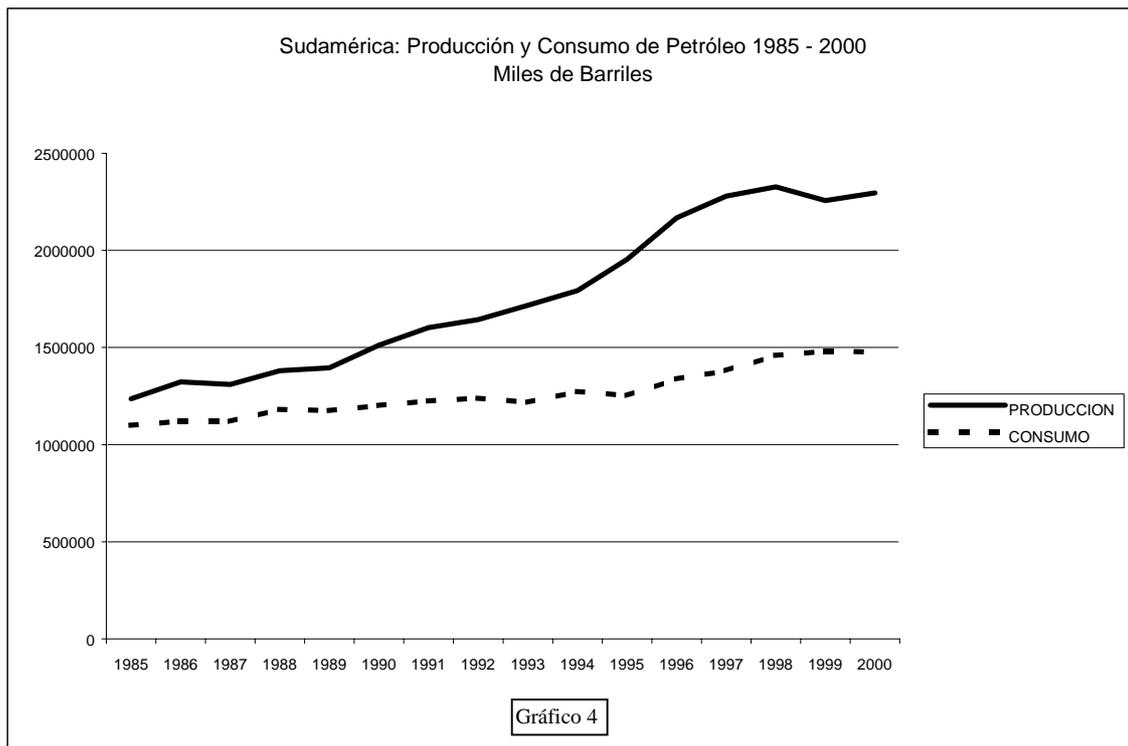
El gráfico 3 muestra la proyección de la tendencia exponencial del consumo y la producción de petróleo de los países de la OCDE de los últimos quince años para los próximos veinte. Si se mantienen las tendencias las importaciones de petróleo de los países industrializados se deberían duplicar en las próximas dos décadas, al pasar de ocho a dieciséis millones de barriles por año.

El gráfico 4 muestra la proyección de la tendencia exponencial de la producción y el consumo de petróleo de los países de América del Sur para los próximos veinte años. Si se mantienen las tendencias, el consumo se debería incrementar en 50%, hasta llegar a unos 2.2 mil millones de barriles por año, la producción se multiplicaría casi por tres hasta unos 6.2 mil millones de barriles por año y las exportaciones netas por cinco hasta unos 4 mil millones de barriles en 2020.

Si las proyecciones anteriores se cumplieran, las exportaciones de petróleo de Sudamérica medidas como fracción de las importaciones netas de los países industrializados llegarían a un 25%, 4 mil de 16 mil millones de barriles en 2020.







Inversión, Gasto y Efecto Sobre el Crecimiento

Solo para ilustrar el potencial que tiene sobre el crecimiento económico de la Región la explotación de la ventaja que le otorga su dotación de recursos de energía primaria y localización geográfica, se toma el impacto sobre el crecimiento de la expansión de la producción de petróleo al 2020 dibujada en la sección anterior.

Si se mantiene la tendencia de los últimos quince años la producción de petróleo se incrementará en los próximos veinte años en unos cuatro mil millones de barriles por año, al pasar de poco más de dos mil en la actualidad a más seis mil millones en 2020. Esto significa un aumento de la producción diaria de más de 10 millones de barriles por día (MBD) .

Si se toma como referencia una inversión de 20 mil dólares por cada barril día de capacidad adicional, la inversión necesaria para aumentar la capacidad de producción en 10 MBD en los próximos veinte años será de 200 mil millones de dólares. Además, el gasto necesario para producir esta producción en forma gradual a lo largo del período será de alrededor de 30 mil millones de dólares, suponiendo costos operacionales de dos dólares por barril día.

Si además se ven los efectos multiplicadores de los gastos de inversión y producción en producción de petróleo en las economías de la región, el valor agregado por la actividad petrolera adicional podría estar en el orden 320 mil millones de dólares en veinte años. Si el valor agregado por las economías de

Sur América en la actualidad está en el orden 1400 millones de dólares por año, el valor agregado para expandir y desarrollar la capacidad de producción de petróleo en veinte años representa un 23% del PIB anual actual de la región. Un impacto económico muy significativo superior al de cualquier otra actividad industrial individual.

IX.- MECANISMOS PARA LA ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LOS HIDROCARBUROS

Los acontecimientos del 11 de septiembre de 2001 han creado inseguridad política, social y económica en el contexto mundial. La dinámica de los acontecimientos y la gravedad de los hechos que se presentan, motivan la preocupación de los países por la incertidumbre que se ha creado en el futuro desarrollo económico y social.

OLADE recoge la preocupación mundial sobre el tema y postula que la Región también debe dar prioridad a la seguridad energética interna a través del uso de recursos renovables. Los excedentes que se produzcan podrán contribuir a la seguridad hemisférica.

El problema que se plantea está referido a la volatilidad de los precios del petróleo y con mayor énfasis, a la seguridad de acceder a fuentes seguras de abastecimiento de petróleo en el futuro.

El Medio Oriente tiene el 44% de las exportaciones mundiales de petróleo y derivados, por lo que cualquier conflicto en dicha zona del mundo, crea inestabilidad en los mercados que se refleja en la volatilidad de los precios.

Durante el año 2000, América del Sur fue el principal proveedor de petróleo y derivados a América del Norte, representando esas exportaciones el 30% de las importaciones de dicha Región mientras que las importaciones que realizó América del Norte desde el Medio Oriente fueron el 29%. El DOE indica que en el 2000 los Estados Unidos de Norte América importaron 4049 millones de barriles de los cuales, según datos proporcionados por los países al SIEE (Sistema de Información Económica Energética de OLADE), 615 millones de barriles, equivalentes al 15.2%, fueron suministrados por la Región.

Europa Occidental importó en 1999, según dato de la Agencia Internacional de Energía, 3779 millones de barriles de petróleo que, según estimaciones privadas, esta cifra disminuyó en el 2000 a 3674 millones de barriles de los cuales 48.7 millones de barriles, el 1.13%, provienen de Sudamérica³.

El nacimiento de nuevas y equitativas relaciones entre los países poseedores de grandes mercados y los países de la Región sudamericana, pudiese ser una oportunidad para llegar a acuerdos que permitan el financiamiento de actividades de exploración en la Región, con miras a incrementar las reservas.

³ OLADE - SIEE

En tal sentido, se requiere encarar dos acciones: a) identificar y cuantificar las posibilidades de incrementar la producción de petróleo en el corto plazo y los recursos necesarios para ello; y b), establecer las bases para crear los mecanismos que contribuyan a la seguridad del suministro y a la estabilidad de los precios. En este contexto los Estados buscan garantizar el suministro a sus mercados y las empresas productoras quieren obtener los mayores beneficios con el menor riesgo posible.

Se propone ampliar la utilización de contratos a largo plazo, como un mecanismo para atenuar la volatilidad de los precios y asegurar el suministro de petróleo, frente a la inseguridad que presentan las ventas en el mercado “spot”.

El gas natural mayoritariamente se comercializa mediante contratos a largo plazo que garantizan la recuperación de las inversiones realizadas, reduciendo el riesgo y por lo tanto el costo financiero, permitiendo la seguridad en el suministro.

El avance tecnológico ha permitido al gas natural en estado líquido (LNG), llegar competitivamente a los mercados abastecidos por combustibles líquidos, a los que no podía acceder rentablemente el gas natural transportado por gasoductos.

X.- DESARROLLO DEL CLUSTER ENERGETICO

En la medida en que el comercio mundial se hace más competitivo y dependiente de los procesos de innovación y de adaptación tecnológica, las estrategias de los grandes actores conducen a la optimización de sus negocios sobre cadenas productivas también a escala mundial, disminuyendo los criterios de optimización nacional y regional. Lo anterior conduce a un proceso mundial de transformación de la producción y del comercio de la energía, con un evidente dominio de la “externalización”⁴, así como la consolidación de cadenas y redes especializadas de proveedores de bienes, servicios y tecnología que son empleados como insumos o como componentes de la inversión para la producción de energía. En esas actividades “externalizadas” se van concentrando la agregación de valor y la capacidad de apropiación de los excedentes del intercambio internacional.

Un país exportador neto de energía que no desarrollase oportunamente estrategias para aprovechar las tendencias antes descritas en beneficio de su desarrollo productivo interno, se haría más vulnerable a los impactos externos derivados de la variabilidad de los precios de la energía primaria y reduciría progresivamente los efectos de arrastre que tiene su propia producción exportable sobre el conjunto de su economía.

⁴ “Out-Sourcing”

La vía apropiada para optimizar la apropiación de excedente y los efectos multiplicadores de un proceso de expansión de la actividad energética, es la de promover el fortalecimiento de ventajas competitivas en todo el “Cluster Energético” además del proceso necesario de inversión y de modernización institucional en las actividades directamente asociadas a la producción y la distribución de energía. Esta visión involucra dos grandes conjuntos de actividades económicas; por una parte, la cadena energética propiamente dicha, que incluye a las de producción primaria y de transformación y manufactura, así como a las de suministro de insumos y de provisión de bienes y servicios de capital y a los servicios asociados a la distribución y al usuario; y por la otra, involucra las actividades productivas que son muy consumidoras de energía, como los casos de las industrias siderúrgica, del aluminio y de materiales de construcción, entre otras.

Con este enfoque de estrategia, las oportunidades de integración y de complementación regional se multiplican, porque la mayoría de los países de América del Sur combina fortalezas en mas de una de las áreas que componen el Cluster.

XI.- SERVICIOS DE ENERGIA

Sudamérica exporta energía e importa servicios energéticos, lo que la coloca en una desventaja debido a que dichos servicios tienden a concentrar, en alta proporción, el valor agregado del comercio de productos energéticos.

El comercio de servicios debe su reciente dinamismo a los incrementos en la demanda de energía que se han producido en los últimos años, a la liberalización de los mercados, incluyendo los procesos de privatización y a la introducción de nuevas tecnologías. Sin embargo nuestra Región, a pesar de haber sido escenario de todos estos procesos, continúa caracterizándose por ser exportadora de energía primaria e importadora de servicios energéticos, tecnología, bienes de capital e insumos especializados.

Varios países de Sudamérica han desarrollado capacidades y compiten internacionalmente en ciertos rubros de servicios, a la vez que han logrado construir un tejido mínimo a partir del cual es viable desarrollar el Cluster Energético. Partiendo de esas experiencias, debe plantearse una estrategia consciente de integración energética de la Región, que tome en cuenta las tendencias internacionales del negocio energético, así como las negociaciones dirigidas a establecer las reglas que regirán el comercio y la inversión en este campo, aprovechándolas para promover el desarrollo de un fuerte sector privado proveedor de servicios de energía.

Es necesario poner en práctica “Políticas Paralelas para la Oferta de Suministros”⁵, armónicas con el funcionamiento de los mercados con el propósito de atraer inversiones hacia servicios de energía que contribuyan al desarrollo de cadenas de proveedores, al fortalecimiento tecnológico de firmas locales y a la constitución de un tejido productivo que maximice los efectos multiplicadores del desarrollo del sector.

Respecto a las inversiones, éstas deberían tener el efecto de fortalecer diversas actividades del Cluster Energético, lo que conlleva promover el desarrollo empresarial de firmas regionales en sectores de servicios de energía relacionados con la inversión, así como empresas proveedoras de insumos y bienes de capital.

En la actualidad se trabaja en negociaciones multilaterales y hemisféricas en la OMC y en el ALCA, sobre reglas internacionales de comercio e inversión que tendrán efecto directo sobre el comercio de bienes y servicios de energía tendentes a establecer reglas para el comercio de servicios de energía, así como para la inversión y otros aspectos que permitirían aprovechar las oportunidades mencionadas y superar los obstáculos, manteniendo los “espacios para políticas” que se dispone en la actualidad.

Por la importancia que esas reglas tienen y por los efectos positivos o limitantes que pudiesen producir sobre los objetivos de la integración energética, los países sudamericanos deberían asignar especial prioridad a desarrollar un alta capacidad de negociación, basada en un profundo conocimiento de las relaciones que existen entre las mismas y los objetivos que ellos comparten sobre la integración en materia de energía.

Los temas a considerar en la OMC, muchos de los cuales están en la agenda de negociación del ALCA y que tienen una alta relación con el comercio de energéticos, son los siguientes:

- Acceso a mercados para productos no agrícolas, estando en juego, por ejemplo, las crestas de aranceles que afectan a productos procesados de alto valor agregado que exportan países de la Región, como los petroquímicos.
- Subvenciones y medidas compensatorias, ámbito en el cual podría interpretarse que quedan comprendidas las prácticas de “precios duales” que varios países aplican al gas natural y algunos incentivos a actividades de investigación y desarrollo.
- Compras del sector público, en materia de servicios (Reglas de GATS), que incluirá seguramente el tratamiento que den las empresas estatales a sus proveedores.

⁵ “Supply-Side Policies”

- Competencia, potencialmente relacionable con las prácticas de control de volúmenes de exportación de petróleo.
- Relaciones entre comercio y medio ambiente, tema recién introducido a la OMC, en el cual hay que establecer los alcances de esas relaciones, destacando entre los asuntos delicados aquellos relacionados con los Acuerdos Multilaterales Medio Ambientales (AMUMAS). La mayoría de estos acuerdos prevén (aún sin capacidad multilateral de accionamiento), el uso eventual de medidas de restricción comercial como sanción por incumplimiento o violación del acuerdo.
- Comercio de servicios, y en particular de servicios de energía, área en la cual se negociará acceso a la inversión internacional, libre movimiento de personas y de equipos para la prestación de los servicios, transparencia de las regulaciones internas, acciones para asegurar la libre competencia y acceso a la tecnología y las redes, entre otros asuntos.

Es importante destacar que los países en desarrollo, en el curso de las negociaciones de servicios, buscan hacer efectivas ciertas disposiciones del Acuerdo General de Comercio de Servicios (GATS por sus siglas en inglés), que les garantizan el derecho a la transferencia de tecnología o la flexibilidad suficiente para decidir el ritmo y las condiciones de la liberalización de sus propios mercados en ese comercio.

Por otra parte, en su estatus actual, ni las reglas de la OMC, ni lo que se pueda haber avanzado informalmente en el ALCA, establecen limitación alguna para que se pueda hacer realidad un acuerdo de integración o de libre comercio sudamericano en materia de servicios de energía, previo a que concluyan las negociaciones multilaterales, opción que merece un serio análisis a la luz de los demás planteamientos hechos en este documento.

Existen experiencias exitosas en países de la Región, en el uso de mecanismos que incentivan la formación de consorcios y "*joint-ventures*" entre empresas locales y corporaciones transnacionales en servicios de energía, y en particular en servicios asociados a ingeniería y construcción, las cuales podrían extenderse a otros servicios relacionados con exploración y producción, tal como las áreas de "*Out-Sourcing*", las privatizaciones de servicios de distribución y otras similares que abren oportunidades para que los Estados y las empresas de la Región promuevan activamente su propio desarrollo competitivo

Por último, el funcionamiento de mecanismos concretos de política dirigidos a estos objetivos, crearía automáticamente condiciones para un proceso sano de complementación entre empresas de distintos países de la Región, apoyados por iniciativas que promuevan tal complementación, provenientes de los entes financieros de la Región, como el BID, la CAF y FONPLATA.

XII.- SEGURIDAD ANTE EMERGENCIAS ENERGETICAS.

Los Países de América del Sur son Miembros de la Organización Latinoamericana de Energía. En el ámbito de OLADE, se adoptó la Decisión XIX/D/218 durante la XIX Reunión de Ministros encargándose a los Países Miembros y a la Secretaría Permanente, la elaboración de un proyecto Acuerdo para atender las emergencias energéticas. En la XX Reunión de Ministros de OLADE, se aprobó la Decisión XX/D/227 consistente en un procedimiento para actuar en los casos de emergencias energéticas, donde se consideran los siguientes aspectos:

- Se definió a la emergencia energética como la situación que, por su gravedad, intensidad, perdurabilidad o consecuencias, afectan de manera significativa, la actividad energética de un país, en aspectos referentes a la exploración, producción, transporte o distribución y no cuente, el país afectado, con recursos propios suficientes para afrontar oportuna y eficazmente las consecuencias de las mismas.
- Se acordó que el Ministerio de Energía del país afectado, comunicaría de inmediato a la Secretaría Permanente proveyéndola de la información útil del caso, para que ella la transmitiera a los Ministerios de Energía de los demás países, de inmediato.
- Los Ministerios de los Países Miembros, pondrían en conocimiento de la Secretaría Permanente la ayuda que su país estaría dispuesto a prestar, especificando la naturaleza y alcances de la misma, es decir, si se tratara de una donación, préstamo, venta en condiciones especiales o alguna otra modalidad, especificándose el costo, condiciones de pago y las garantías que requeriría.
- La ayuda, se expresaría en forma de suministro de petróleo y derivados, gas natural, carbón, o energía eléctrica, equipo y materiales para producirlos, servicios, asistencia técnica o financiamiento con el adecuado apoyo logístico, facilidades fiscales, aduaneras o migratoria o de cualquiera otra forma que convengan los Estados.
- El país afectado propondría al Estado cooperante, a través de la Secretaría Permanente, la forma en que restituiría la ayuda recibida.
- Se acordó, acopiar la información sobre emergencias, su difusión, elaboración de programas de capacitación sobre prevención y atención de emergencias y difundir los planes de emergencias de las empresas energéticas de los Países Miembros, sujeto a los recursos de la Organización o los obtuviera de los organismos internacionales.

XIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. Se concluye:

a.- La energía es un elemento fundamental para el progreso económico y social de los pueblos.

b.- América del Sur cuenta en su territorio con todo tipo de fuentes energéticas y actualmente es autosuficiente en términos de disponibilidad de recursos para satisfacer su demanda interna.

c.- El desarrollo de estas fuentes debe acompañarse con una estrategia que conduzca a optimizar el valor agregado en la Región, así como a elevar los efectos multiplicadores de crecimiento económico sobre el resto de la economía.

d.- La integración energética contribuirá decisivamente a alcanzar el desarrollo equitativo de los países y reforzará el crecimiento económico regional.

e.- Los principales obstáculos a la integración son la falta de compatibilidad de los marcos normativos técnicos y legales, así como las barreras arancelarias y comerciales.

f.- La cobertura de servicio eléctrico en los países de la Región es heterogénea presentándose los principales déficit en áreas rurales y urbano marginales.

g.- Sudamérica posee un vasto potencial de energía hidroeléctrica que aún no ha sido aprovechado.

h.- Los países de la Región enfrentan problemas debidos a la volatilidad de los precios del petróleo.

i.- Es indispensable atraer nuevas inversiones para incrementar la producción de petróleo y gas natural.

j.- El desarrollo de un fuerte sector de servicios de energía establecerá importantes vinculaciones productivas con el resto de la economía regional.

k.- La actividad energética nacional e internacional está estrechamente vinculada a la política exterior y a la política económica de los países de la Región.

l.- Los recientes acontecimientos internacionales permiten prever restricciones en los mercados de capitales y en su canalización en el corto plazo hacia la Región.

Se recomienda:

a.- Adoptar las medidas políticas, técnicas, legales y económicas para incentivar el desarrollo y la explotación racional de los recursos energéticos.

b.- Elaborar una Carta Energética Sudamericana que contenga decisiones políticas conducentes al desarrollo de la energía regional, para impulsar el pronto crecimiento conjunto de nuestros países y su integración energética.

c.- Concretar la identificación de los obstáculos a los intercambios comerciales intrarregionales de bienes y servicios energéticos, proponiendo compatibilizar los marcos normativos legales y técnicos a cargo del IIRSA, en un período a determinar.

d.- Adoptar decisiones políticas que promuevan nuevos mecanismos funcionales para ampliar la cobertura eléctrica.

e.- Diseñar estrategias regionales que estimulen el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, liberando recursos fósiles para ser utilizados en otros sectores de la economía y sociedad, así como para aumentar las exportaciones extrarregionales de petróleo y derivados.

f.- Promover el desarrollo de la hidroelectricidad con la participación de recursos financieros provenientes de la banca multilateral.

g.- Incrementar la producción de petróleo y gas a través de la actividad exploratoria permanente para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

h.- Promover la comercialización de petróleo a través de contratos a largo plazo tendentes a proporcionar seguridad de suministro y estabilización de precios.

i.- Coordinar criterios y actividades entre los sectores de política exterior, política económica y política energética, en los ámbitos nacional y regional, para consolidar los intereses comunes.

j.- Actuar con criterios uniformes en los órganos y foros internacionales donde se traten temas energéticos y vinculados, así como participar en las negociaciones multilaterales y hemisféricas que afectan al comercio de bienes y servicios energéticos.

k.- Continuar con la internacionalización y modernización de las instituciones del sector energético y generar escenarios proclives a la inversión, para facilitar y atraer la inversión privada hacia las actividades de producción, transformación y servicios de energía.

l.- Establecer políticas nacionales que permitan atenuar los riesgos de la inversión.



m.- Iniciar los estudios tendientes a evaluar la viabilidad de un eventual acuerdo sudamericano de libre comercio en servicios de energía y participar en las negociaciones multilaterales y hemisféricas que afectan al comercio de bienes y servicios energéticos.

n.- Establecer una estrategia para el desarrollo de los recursos energéticos que conduzca a optimizar el valor agregado en la Región y a elevar los efectos multiplicadores de crecimiento económico sobre el resto de la economía.

o.- Dirigir inversiones para crear un fuerte sector de Servicios de Energía, que establezca importantes vinculaciones productivas con el resto de la economía regional y oriente el desarrollo del sector hacia una mayor participación en el valor agregado de estos servicios y hacia el desarrollo de cadenas productivas que incorporen a las empresas de la Región.

XIV.- ANEXOS

ANEXO 1: INFRAESTRUCTURA DE HIDROCARBUROS

A. Intercambios Existentes Regionales

El primer intercambio de gas entre dos países de América del Sur, se dio desde 1972 hasta 1999 (27 años). Con la exportación a Argentina de 6 MMm³/día de gas natural, desde los campos de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia. El gasoducto tenía 500 kilómetros de longitud en territorio boliviano. En la localidad fronteriza de Yacuiba (Bolivia), conectaba el extremo norte del sistema de gasoductos argentino que llega a la ciudad de Buenos Aires. En 1999, cuando terminó la exportación de gas a Argentina, se cambió la dirección del flujo (de sur a norte) para llevar el gas de los campos del sur de Bolivia hasta la planta de compresión de Río Grande, punto de inicio del gasoducto Bolivia – Brasil.

Actualmente existen intercambios de gas natural de Argentina a Chile y Uruguay, próximamente a Brasil y de Bolivia a Argentina y Brasil mediante diez interconexiones de gas en funcionamiento.

Gasoducto Bandurria. De San Sebastián (Tierra de Fuego en Argentina) a la planta de metanol Cullen (Chile), con 83 Km de longitud de 14 pulgadas de diámetro y una capacidad de 2 millones m³/día. Inició operaciones en 1996.

Gasoducto Gasandes. De La Mora a Santiago, con 463 Km, 24 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 20 millones m³/día. Se encuentra en operación desde 1997, permite llevar gas de Neuquén (Argentina) a Santiago (Chile).

Gasoducto Atacama. Suministra gas desde la provincia de Salta en Argentina a la Ila. Región, (Mejillones), norte de Chile. Con 941 km de longitud, 20 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 8.5 millones m³/día. Comenzó a operar en mayo de 1999.

Gasoducto Norandino. Suministra gas desde Pichanal (Provincia de Salta, Argentina) a Mejillones y Coloso, norte de Chile. Con 1,180 km de longitud, 20, 16 y 12 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 7.1 millones m³/día.

Gasoducto Gas Pacífico. Suministra gas desde la cuenca de Neuquén (Argentina) a la ciudad de Concepción (Chile). Con 638 km de longitud, 24, 20, 12 y 10 pulgadas de diámetro y una capacidad máxima de 9.7 millones m³/día.

Gasoducto Paysandú Cr. Slinger. que une Colón (Argentina) con Paysandú (Uruguay). Con 30 km de longitud, 10 pulgadas de diámetro y 60 Mm³/día. Comenzó operaciones en octubre de 1998.

Gasoducto Bermejo – Ramos. Desde el campo boliviano de Bermejo hasta el campo Ramos en territorio Argentino. Con 5 km de longitud, 12 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 1.5 MMm³/día. Inició operaciones en 1988.

Gasoducto Madrejones – Campo Durán. Desde campo Madrejones (Bolivia) hasta la refinería de Campo Durán (Salta, Argentina), En operación desde mediados de 2001.

Gasoducto Bolivia-Brasil. Comienza en la planta de compresión del campo Río Grande (Santa, Cruz, Bolivia) y suministra gas a Sao Paulo y los estados del sur de Brasil hasta Porto Alegre. Tiene 3,150 km de longitud, 32 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 32 millones m³/día. Opera desde 1999.

Gasoducto San Miguel – Cuiaba. Une Santa Cruz, Bolivia con la ciudad de Cuiabá, Matogrosso, Brasil para abastecer de gas a una planta termoeléctrica de 480 MW. con 626 km de longitud, 18 pulgadas de diámetro y una capacidad máxima de 10 millones m³/día.

B. Interconexiones de Gasoductos en Construcción

Gasoducto Uruguiana lleva gas de Entre Ríos (Argentina) a una planta eléctrica en Uruguiana (Brasil). Tiene 440 km de longitud, 24 pulgadas de diámetro y capacidad de 12 millones m³/día y proyectado a extender hasta Porto Alegre, con 615 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro.

El **Gasoducto Cruz del Sur.** Tiene 208 km de longitud, 18 y 24 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 6.6 millones m³/día.

C. Proyectos existentes

Gasoducto del Mercosur vincularía los campos gasíferos del norte de Argentina (Salta) con Sao Paulo y un ramal a Asunción del Paraguay (3.100 km, 36" a 24", capacidad de 25 millones m³/día).

Gasoducto Austral vincularía los campos gasíferos del sur (Cuenca Austral) de Argentina, con Montevideo (Uruguay) y luego Porto Alegre (Brasil) (3.700 km, 36"/30", capacidad de 31 millones m³/día).

Un gasoducto de Villamontes a Tocopilla y Mejillones en el norte de Chile (850 km, 20"/16", capacidad de 6 millones m³/día).

Gasoducto Trans-Chaco de Vuelta Grande en Bolivia a Asunción en Paraguay (846 km, 22", capacidad de 6,9 millones m³/día).

Del campo de Camisea a Carrasco en Bolivia (900 km, 36", 40 millones m³/día). A largo plazo, este gasoducto permitirá llevar gas de Camisea al mayor mercado de Brasil.

ANEXO 2: INTERCONEXIONES ELECTRICAS

A. ÁREA ANDINA

Interconexiones subregionales actuales

En la subregión existen varias interconexiones eléctricas que han contribuido a iniciar el proceso de integración:

- 1. Línea de Interconexión Cúcuta (Colombia) - San Antonio del Táchira (Venezuela).**- El primer acuerdo de interconexión eléctrica entre Colombia y Venezuela se firmó entre las compañías eléctricas CADAPE (Venezuela) y CENS (Colombia). En 1964 se inició la construcción de dos líneas de 13.8 y 34.5 kV, con longitud total igual a 14 kilómetros y capacidad de 15 MW.
- 2. Línea de Interconexión Zulia (Colombia) - La Fría (Venezuela).**- En 1969 inició operaciones una línea a 115 kV, de 29 kilómetros de longitud, con capacidad de 40 MW, que une la central termoeléctrica del Zulia en el departamento Norte de Santander (Colombia) con la central La Fría (Venezuela). Esta interconexión permite apoyar los sistemas eléctricos de ambos países en caso de emergencia.
- 3. Línea de Interconexión Arauca (Colombia) - Guasualito (Venezuela).**- En 1975 se firmó otro contrato entre CADAPE y Arauca (Colombia) por medio del cual se suministró energía eléctrica a Colombia, desde Guasualito (Venezuela) a través de una línea de interconexión a 13.8 kV. El suministro se efectuó hasta el final de 1989 cuando la línea Bucaramanga – Arauca propiedad de ISA entró en servicio.
- 4. Línea de Interconexión San Mateo (Colombia) - El Coroza (Venezuela).**- Se trata de una línea de doble circuito a 230 kV, con 39 kilómetros de longitud del lado venezolano y 10 kilómetros del lado de Colombia. Su capacidad de transporte es de 300 MW. El costo del proyecto representó una inversión cercana a US\$ 20 millones.
- 5. Línea de Interconexión Cuestecitas (Colombia) - Cuatricentenario (Venezuela).**- Se trata de una línea de circuito simple a 230 kV, con 130 kilómetros de longitud, 45 de los cuales están en Colombia y los restantes 85 en Venezuela. Se encuentra entre la estación Cuatricentenario, localizada en Maracaibo y Cuestecitas en el departamento de Cartagena (Colombia), en donde se instaló una compensación capacitiva que permite transportar entre 150 y 200 MW en condiciones normales.
- 6. Línea de Interconexión Ipiales (Colombia) - Tulcán (Ecuador).**- La línea fue inaugurada el 30 de julio de 1998. El voltaje de operación es 115 kV en Colombia y de 138 kV en Ecuador. Une las subestaciones Panamericana de Ipiales (Colombia) con la Tulcán en Ecuador. Su capacidad de

transferencia es de 30 MW. Tiene una longitud de 17 kilómetros, de los cuales 10 están en Colombia. La capacidad del transformador es de 40 MVA.

7. Línea de Interconexión Santa Elena (Venezuela) - Boa Vista (Brasil).-

Esta es otra de las líneas eléctricas que se encuentra en la etapa de construcción. Tendrá un tramo de 480 kilómetros en territorio venezolano, desde la central hidroeléctrica de Macagua II hasta Santa Elena de Uairén, punto cercano a la frontera (una sección de 290 kilómetros de longitud a un nivel de tensión de 400 kV, con dos subestaciones, y otra sección de 190 Km a 230 kV, circuito simple), así como la construcción de la subestación Santa Elena. En el lado brasileño la línea de transmisión tendrá 206 kilómetros de extensión, circuito simple, con un nivel de tensión de 230 kV.

Como se observa, los intercambios entre Colombia y Venezuela han sido relativamente modestos en años recientes, debido en parte a la presencia de suficiente generación para satisfacer la demanda interna en los dos países. Los flujos de energía eléctrica de Colombia a Venezuela en los meses de julio, agosto y septiembre de 1998 tuvieron lugar por problemas presentados en el occidente de Venezuela debido a indisponibilidades de las unidades de generación del proyecto hidroeléctrico San Agatón. Por otro lado, la línea de interconexión Zulia – La Fría ha servido básicamente como apoyo en caso de emergencia, propósito con el que fue construida.

Proyectos de interconexión

Los principales proyectos de integración eléctrica que se proponen en el corto y mediano plazo en la subregión andina giran en torno a Ecuador. Por un lado, Colombia ha visualizado un potencial acercamiento comercial con este país; y por el otro, el Acuerdo de Paz con Perú constituye un catalizador que está impulsando la integración económica y energética entre estos países.

B. MERCOSUR, BOLIVIA Y CHILE

Interconexiones subregionales actuales

A nivel mundial, la subregión posee una de las zonas más ricas en recursos hidráulicos, así como importantes reservas gasíferas. Ello, aunado a los programas de modernización y reforma del sector energético, el precio relativamente bajo del gas natural, los bajos costos de inversión de las tecnologías de ciclo combinado y a la alta eficiencia de producción, que supera el 50%, ha permitido acelerar el proceso de integración energética e interconexión subregional.

Centrales eléctricas binacionales

- 1. Hidroeléctrica binacional (Argentina - Paraguay), Yacyretá.-** Con un total de 20 turbinas que totalizan 3,000 MW, la central de Yacyretá es otro de los proyectos hidroeléctricos construidos entre dos naciones. La primera unidad entró en operación comercial en 1994 y la última de las unidades en 1998. La conexión a la red argentina se realiza a través de una línea de transmisión que opera a 500 kV, mientras que en el sistema paraguayo se realiza en 220 kV. La generación anual promedio es de 20,300 GWh.
- 2. Hidroeléctrica binacional (Argentina - Uruguay), Salto Grande.-** La central de Salto Grande inició sus operaciones comerciales el año 1979, y se constituyó como el primer proyecto hidroeléctrico de carácter binacional erigido en América Latina y el Caribe, interconectando los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay a un nivel de voltaje de 500 kV. La central de pasada cuenta con 14 unidades que totalizan una capacidad instalada de 1,890 MW, en donde se turbinan las aguas del Río Uruguay para generar en promedio alrededor de 7,219 GWh anuales, aunque en 1998, debido al gran caudal de aporte, alcanzó los 10,638 GWh. Desde 1996, la interconexión eléctrica, que se realiza a un nivel de voltaje de 500 kV, con la central hidroeléctrica de Yacyretá, establece importantes nexos eléctricos entre Paraguay, Argentina y Uruguay. Como parte del proyecto, se conformó un anillo en el sistema de transmisión de 500 kV que une las subestaciones de Colonia Elia (Argentina) y San Javier (Uruguay) con las correspondientes subestaciones en Salto Grande en Argentina y Uruguay.
- 3. Hidroeléctrica binacional (Brasil - Paraguay), Itaipú.-** Con la firma del Tratado de Itaipú, en 1973, fue creada una entidad binacional y dio inicio su construcción. La producción eléctrica de esta central tiene un impacto importante en el balance energético de ambos países, ya que es responsable del suministro del 80% y cerca del 25% del consumo total eléctrico de Paraguay y Brasil, respectivamente. Las 18 unidades instaladas en la actualidad totalizan una potencia de 12,600 MW, lo que en promedio permite una generación eléctrica de 75,000 GWh anuales; aunque recientemente, se dadas las buenas condiciones hidrológicas, se logró generar 95,000 GWh. Se ha programado instalar dos unidades adicionales de generación con fines de reserva con las que se incrementaría la capacidad instalada de la hidroeléctrica en 1,400 MW. Ello requerirá de una inversión estimada en 190 millones de dólares (US\$ 135/kW), que serían financiados por Eletrobrás. Se ha programado que las nuevas unidades entren en funcionamiento en el segundo semestre del año 2001.

Líneas de transmisión en operación

- 1. Línea de Transmisión Paso de los Libres (Argentina) – Uruguiana (Brasil).-** Inició su operación comercial en el año 1995 transportando energía a un nivel de tensión de 132 kV (50 Hz) y una capacidad de 50 MW. Esta interconexión permite aprovechar la diferencia horaria de las

demandas máximas de ambos sistemas; los bajos costos de generación hidráulica que posee Brasil y la posibilidad de importar energía desde Argentina durante los períodos de bajos aportes hidráulicos en Brasil.

2. **Línea de Transmisión Paso de Sico (Argentina) - Atacama (Chile).**- Desde abril de 1999 la línea de transmisión *Interandes* se encuentra en operación y transporta energía eléctrica desde Argentina hasta Chile a un nivel de tensión de 345 kV. Tiene una longitud de 270 kilómetros desde la central generadora hasta Paso de Sico, en la frontera argentino-chilena; y de 143 kilómetros desde este punto hasta la subestación Atacama en Chile. Requirió de una inversión de 365 millones de dólares. La energía generada en Argentina se exporta al *Sistema Interconectado del Norte Grande Chileno (SING)* en donde se llevan a cabo importantes actividades mineras. La empresa generadora, TermoAndes, S.A., construyó la Central Salta de ciclo combinado con 632 MW de capacidad instalada, así como el gasoducto de 15 kilómetros.
3. **Línea de Transmisión Clorinda (Argentina) – Guarambaré (Paraguay).**- Esta línea entró en funcionamiento en 1994 y permite la interconexión eléctrica a un nivel de tensión de 220 kV, desde la central térmica de Clorinda, en Argentina, hasta la subestación Guarambaré, en Paraguay, con una capacidad de 80 MW.
4. **Línea de Transmisión El Dorado (Argentina) – Mariscal Antonio López (Paraguay).**- Esta es otra de las interconexiones eléctricas existentes entre Argentina y Paraguay. La línea establece un vínculo eléctrico a 132 kV, y la posibilidad de transportar 30 MW entre la central térmica El Dorado, en Argentina, y la subestación M.A. López, en Paraguay. Esta línea dejó de operar desde el inicio de operaciones de la central hidroeléctrica de Yacyretá.
5. **Línea de Transmisión Posadas (Argentina) – Encarnación (Paraguay).**- La línea de transmisión a 66 kV que une la central térmica de Posadas, en Argentina, con la subestación de Encarnación, en Paraguay, permite el transporte de 10 MW.
6. **Línea de Transmisión Concepción del Uruguay (Argentina) – Paysandú (Uruguay).**- Se trata de una línea de transmisión que interconecta ambos sistemas eléctricos a un nivel de tensión de 150 kV, con la capacidad de transportar hasta 50 MW.
7. **Línea de Transmisión Central Acaray (Paraguay) - Foz de Yguazú (Brasil).**- Este enlace se efectúa a un nivel de tensión de 132 kV (70 MW) y permite la interconexión de la central hidroeléctrica de Acaray de 190 MW de capacidad instalada, con la subestación de Foz de Yguazú en Brasil.
8. **Línea de Transmisión Pedro J. Caballero (Paraguay) - Ponta Pora (Brasil).**- La interconexión se realiza entre los sistemas de la *Administración*

Nacional de Electricidad (ANDE) en Paraguay y ENERSUL en Brasil a un nivel de tensión de 69 kV y una capacidad de transferencia de 3 MW.

9. **Interconexión Vallemí (Paraguay) - Puerto Murtinho (Brasil).**- La interconexión se realiza a un nivel de tensión de 23 kV y una capacidad de transferencia de 3 MW entre los sistemas del ANDE y ENERSUL.
10. **Interconexión Chuy (Uruguay) – Chui (Brasil).**- Se trata de una interconexión que no forma parte de los sistemas integrados de estos países y la misma se realiza a un nivel de voltaje de 15/13.8 kV, con capacidad de transportar hasta 3.5 MW.

Líneas de transmisión en construcción

1. **Línea de Transmisión Rincón de Santa María (Argentina) - Itá (Brasil).**- Esta línea de transmisión se encuentra en construcción y está bajo la responsabilidad de la Compañía de Interconexiones Energéticas (CIEN); consorcio conformado por ENDESA de España y ENERSIS. El nivel de voltaje será de 500 kV y tendrá una longitud de 600 kilómetros, 127 de los cuales estarán en territorio argentino. Se requiere instalar una estación convertidora 50/60Hz (1,000MW), la cual estará ubicada en Brasil. La inversión está alrededor de los US\$ 350 millones. En principio, el proyecto prevé transportar, a partir de marzo del año 2000, 1,000 MW entre las subestaciones de Rincón de Santa María, en Argentina, e Itá en Brasil. La Central Costanera, S.A. firmó dos contratos de venta de energía por 20 años a la empresa CIEN y a la Comercializadora de Energía del Mercosur (CEMSA), que actuará como abastecedora del grupo liderado por ENDESA. Del lado brasileño, las empresas FURNAS y GERASUL comprarán el 70% y 30% de la energía exportada, respectivamente. El precio comprometido por la energía es de US\$ 14.24/MWh y por la potencia de US\$ 5,100/MW-mes. La interconexión permitirá a Brasil beneficiarse de las importaciones de energía eléctrica desde Argentina, en especial en los meses de invierno cuando la cuenca del Paraná, en Brasil, se encuentra con bajos aportes hidráulicos.
2. **Línea de Transmisión Rivera (Uruguay) - Livramento (Brasil).**- Esta línea se encuentra en construcción, será de 150 kV en Uruguay y tendrá un tramo de 13 kilómetros a 230 kV en Uruguay y un par de kilómetros más en el sur de Brasil. Debido a la diferencia de frecuencia entre ambos sistemas será necesario instalar una unidad de conversión 50/60 Hz (70 MW), la que estará ubicada en Rivera. La inversión total (línea más convertidora de frecuencia) se estima en aproximadamente US\$ 42 millones y será cubierta 50% por ELETROSUL a través de sus pagos semestrales por concepto de servicio, y el otro 50% por será cubierto por Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), como agente financiero, con un préstamo otorgado por Banco Interamericano de Desarrollo.

3. **Línea de Transmisión Santa Elena (Venezuela) - Boa Vista (Brasil).**- Esta línea ya fue comentada en la Región Andina (numeral 7).

Proyectos de interconexión

Varios son los proyectos hidroeléctricos binacionales o de interconexión eléctrica, entre los sistemas nacionales, que se vislumbran en el mediano y largo plazo que vendrían a fortalecer aún más el proceso de integración e interconexión energética de la subregión.

Hidroeléctricas binacionales

1. **Hidroeléctrica Binacional (Argentina - Bolivia) Alta Cuenca del Río Bermejo y del Río Tarija.**- Los tres proyectos serán desarrollados con la participación de capital privado, a través de una concesión. La central Cambarí, estará en territorio boliviano, sobre el Río Tarija, con una potencia prevista de 100 MW y una producción energética media anual de 500 GWh. Sobre el Río Bermejo se construirán dos embalses binacionales: Las Pavas, con una potencia instalada de 80 MW y una generación media anual de 420 GWh; y el proyecto Arrazayal con 80 MW y 440 GWh. Se espera que estos proyectos inicien operación comercial el año 2004, para lo cual se ha previsto realizar un proceso licitatorio para la construcción y operación de las centrales.
2. **Hidroeléctrica Binacional (Argentina - Brasil) Garabí.**- Este es otro de los proyectos binacionales que vendrá a fortalecer el proceso de integración eléctrica subregional. Los 1,800 MW de capacidad instalada permitirán una producción de 6,000 GWh/año.
3. **Hidroeléctrica Binacional (Argentina - Paraguay) Corpus Christi.**- La central hidroeléctrica de Corpus Christi tendrá una capacidad instalada inicial de 4,608 MW con una producción media anual estimada en 20,100 GWh, aunque se prevé que en el futuro esta capacidad se podría expandir hasta los 6,900 MW.
4. **Hidroeléctrica Binacional (Argentina - Paraguay) Yacyretá.**- En la actualidad el embalse de la central está operando a un nivel de 76 metros sobre el nivel del mar (msnm) y se ha programado elevarlo a los 83 msnm. Para ello, se prevé otorgar en concesión, a través de una licitación pública internacional, la operación y mantenimiento de la central, cuyas remuneraciones estarían calculadas sobre la generación eléctrica incremental, las que oscilan alrededor de los 9,000 GWh/año.
5. **Hidroeléctrica Trinacional Caipipendi (Bolivia, Argentina y Paraguay).**- Este proyecto hidroeléctrico binacional se encuentra a nivel de inventario. Se prevé que la capacidad instalada podría ser de unos 550 MW en dos presas, Caipipendi 1 y 2, con los que se podrían estar generando alrededor

de los 2,600 GWh anuales. La represa estará ubicada en la cuenca del Río Pilcomayo.

Líneas de transmisión

- 1. Línea de Transmisión El Pachón (Argentina) - Los Pelambres (Chile).-** La línea de transmisión de 220 kV tendría una longitud de 250 kilómetros desde El Pachón hasta Cañada Honda, en la provincia de San Juan, en Argentina y otros 20 kilómetros desde este punto hasta las minas de Pelambres, en Chile. La energía exportada sería generada en una central de ciclo combinado de 300 MW ubicada en Cañada Honda, Argentina. La interconexión operará inicialmente de manera aislada de los *Sistema Argentino de Interconexión (SADI)* y del *Sistema Interconectado Central (SIC)*, de Chile, aunque está prevista su integración a los respectivos sistemas nacionales.
- 2. Línea de Transmisión Bolivia - Brasil.-** La construcción de centrales térmicas en Bolivia, que generarían energía eléctrica utilizando gas natural, para su posterior exportación a Brasil, es otra de las posibilidades que han sido exploradas. Por la proximidad a la frontera boliviana, estas exportaciones serían destinadas al sistema interconectado *Sul e Sudeste* por medio de interconexiones en Corumbá o en Campo Grande en Brasil. Entre las alternativas que se han contemplado está la central térmica Puerto Suarez (500 MW), que exportaría electricidad hasta el Estado de Mato Grosso en Brasil.
- 3. Línea de Transmisión Uruguay - Brasil.-** Esta interconexión eléctrica entre Brasil y Uruguay, de acuerdo con el Memorándum de Entendimiento (1997), refuerza el proceso de integración subregional, puesto que contempla la exportación de energía térmica a gas, del Uruguay a Brasil, como consecuencia de la disponibilidad de gas natural proveniente del gasoducto Argentina - Uruguay, actualmente en construcción. Además, esta interconexión eléctrica podría invertir el flujo eléctrico, toda vez que el Uruguay viene mostrando interés en tener acceso a la energía secundaria del sistema eléctrico brasileño. La construcción de esta línea de transmisión, que permitirá el intercambio de potencia y energía en extra alta tensión, está siendo estudiada por UTE y ELETROBRÁS. La interconexión deberá definirse a través de estudios que evalúen las alternativas identificadas: la subestación Presidente Médici (230 kV, 250 MW, 450 km, US\$ 230 millones), o la subestación Gravatái (500 kV, 500 MW, 750 km, US\$ 385 millones).
- 4. Proyecto Interconector Eléctrico (Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay).-** Este proyecto prevé interconectar las centrales hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá y Corpus Christi por medio de una línea de 500 kV, que tendría una longitud de 395 kilómetros. El costo estaría comprendido entre los US\$ 138 y US\$ 276 millones, dependiendo de la alternativa que sea seleccionada (circuito simple o doble). La futura interconexión, operando en

conjunto con la línea de transmisión existente entre Yacyretá y Salto Grande, permitirá optimizar el manejo hidrológico de las centrales hidroeléctricas binacionales y daría la oportunidad de conformar una *espina dorsal eléctrica* desde Neuquén (Argentina) hasta el norte de Brasil⁶. Así mismo, las posibilidades de interconectar eléctricamente los sistemas del noreste (NEA) y el noroeste (NOA) argentinos, darán la oportunidad de incrementar los flujos energéticos de exportación, ya que se estarían aprovechando las reservas gasíferas ubicadas en el norte de Argentina. No obstante, hay que considerar que los proyectos hidroeléctricos binacionales tienen comprometidos los excedentes de producción de Paraguay para el pago de sus responsabilidades contractuales con sus respectivos proyectos.

Proyectos a nivel de consideración

- 1. Interconexión Argentina - Brasil.-** Adicional al proyecto Santa María - Itá, se ha planteado la posibilidad de construir una nueva línea con capacidad de transporte de 1,000 MW, la cual permitirá reforzar los intercambios eléctricos entre Argentina y Brasil.
- 2. Interconexión Argentina - Sistema Central de Chile.-** Se han estudiado varias alternativas de interconexión entre ambos países, las cuales dependerán del desarrollo que establezca Argentina en la expansión de sus redes de 500 kV, así el desarrollo de las regulaciones sobre interconexión eléctrica internacional en Chile. Entre las posibilidades que se encuentran en estudio están⁷: Mendoza-Polpaico (270 km, 400 MW, US\$ 120 millones) y Comahue – Ancoa (600 km, 560 MW, US\$ 180 millones).
- 3. Línea de Transmisión Arica (Chile) - Tacna (Perú).-** La línea de transmisión tendría una longitud de 70 kilómetros por los que se transportarían inicialmente 10 MW hasta la población de Tacna, en Perú; aunque en el mediano plazo, cuando se concrete la interconexión (66 kV) de esta población aislada con el resto del sistema interconectado peruano, y dependiendo de las condiciones hidrológicas de este país, se podrían exportar algunos excedentes eléctricos a Chile.

⁶ El proyecto de interconexión eléctrica norte-sur unirá ambos sistemas eléctricos de Brasil a través de una red que operará en un nivel de tensión de 500 kV.

⁷ Electricidad Interamericana.- www.editec.cl/electricidad/1999/5/n7.html