

Revista Energética

Energy
Magazine

Año 19
número 2
mayo-agosto 1995

Year 19
number 2
May-August 1995



Tema: **El Gas Natural: Un Energético
para la Integración**
Topic: Natural Gas: Energy Product for
Integration

Olaide

Redes Energéticas: Instrumentos de Integración

Francisco J. Gutiérrez *

INTRODUCCIÓN

Se dice que París, al igual que Madrid y otras grandes urbes de la Europa contemporánea, crecieron a la vera del camino. El paso obligado de los caminantes, los guerreros, los peregrinos y, sobre todo, de los comerciantes fue haciendo que determinados puntos adquieran importancia. Los caminos, los puentes y los poblados constituyeron en el pasado los elementos físicos a través de los cuales se produjo el flujo de bienes, de ideas y de culturas. Algo parecido debe haber ocurrido en América; sin embargo, las fundaciones de las ciudades sagradas como México, Copán o Tiahuanacu, se realizaron siguiendo instrucciones de las divinidades y allí fueron descubiertas o conquistadas.

Hoy en día, los caminos, los puentes, los aeropuertos, los puertos marítimos y fluviales, los sistemas de comunicación por cable y por satélite, los computadores, y todas las facilidades que hallamos en las ciudades, constituyen elementos esenciales básicos de toda actividad productiva. A través de estas intrínca-

das redes circulan y se transan los bienes, los servicios y los factores físicos y humanos de la producción.

El control de los caminos, de los puentes y de las puertas de las ciudades y el cobro de derechos de tránsito dio origen a los actuales gravámenes ad-valorem y específicos que se aplican en el comercio internacional a las importaciones y exportaciones de mercaderías. Este control limitó la libre circulación y fue utilizado no solamente con fines de recaudación fiscal sino con propósitos de protección de las artesanías e industrias locales.

En el ámbito energético, la electricidad, el gas natural, el petróleo y sus derivados fluyen también a través de redes específicas. Los sistemas de transmisión y subtransmisión constituyen los medios a través de los cuales las plantas generadoras envían la electricidad para el consumo de la industria, el sector comercial y los hogares. Las redes de gasoductos unen la oferta —proveniente de los yacimientos de gas libre o asociado— con la demanda de las ciudades y de algunas aldeas

* Secretario Ejecutivo de OLADE

rurales. El petróleo se transporta desde los pozos productivos hacia las refinerías, a través de oleoductos; y, los productos refinados, desde las refinerías o los centros de importación, hacia los despachos de abastecimiento y, desde éstos, a las estaciones de servicio.

Las redes energéticas constituyen, por lo tanto, un elemento esencial en la cadena producción-consumo de energía y posibilitan la interconexión de estos mercados tanto a nivel nacional como internacional. En el caso del petróleo y sus productos derivados, a más de los ductos hay que tener en cuenta (como partes de la red) otros requerimientos, tales como: los tanques de almacenamiento, las facilidades de carga y descarga y demás activos similares.

Mientras no sea posible convertir la energía eléctrica en otro tipo de energía que pueda ser transportada económicamente a grandes distancias, sin necesidad de utilizar los medios físicos convencionales, su uso masivo necesariamente requerirá el empleo de líneas de transmisión y subtransmisión, al igual que el funcionamiento de estaciones de transformación y subtransformación. En el otro extremo, el petróleo y sus productos refinados pueden moverse a través de camiones, barcazas y demás medios de locomoción, no solamente a través de ductos, lo cual constituye una gran ventaja porque les otorga la característica de bienes totalmente *transables*.

Las Redes Energéticas

El concepto tradicional de redes energéticas incluye las fuentes,

los circuitos y los terminales (que pueden ser de almacenamiento y/o despacho). Sin embargo, sabemos que en la práctica las redes no funcionarían sin el apoyo de las comunicaciones (telefónicas, por radio u otros medios). En un concepto más amplio se vuelve necesario incluir también las vías terrestres fluviales y marítimas. En este sentido, las carreteras, túneles y puentes constituyen no solamente elementos de la *red vial* sino también de la *red energética* en la medida en que por ellas circula energía comercializable.¹

Gran parte del comercio (legal e ilegal) de derivados de petróleo se realiza aún hoy en día, entre los países que conforman el Istmo Centroamericano, a través de las carreteras de interconexión mediante el uso de tanqueros. El contrabando de gas licuado de petróleo desde el Ecuador al Perú, se lleva a cabo por tierra y el contrabando de gasolina desde Ecuador hacia Colombia, en tanqueros, por la carretera. En el caso de Colombia y Venezuela, el gobierno venezolano estableció, a lo largo de la frontera, una serie de estaciones de servicio en las que se cobra un precio superior al del resto del país, a fin de atender la demanda de los vehículos colombianos y legalizar de esta manera —en parte— el antiguo contrabando.

Características Económicas de las Redes Energéticas

Las redes energéticas constituyen esencialmente inversiones estratégicas (de largo plazo). Una de las características económicas más importantes de las redes está dada por lo elevado de las inversiones necesarias para construirlas.

Todo esto genera los siguientes efectos:

- ◆ Es factor determinante en la estructura del costo de cualquier servicio de transporte o transmisión energética en los cuales se evidencia que los costos fijos son altamente preponderantes con respecto a los costos variables;
- ◆ Posibilita la generación de importantes economías de escala;
- ◆ Desplaza hacia la derecha el punto de equilibrio² y, por lo tanto, requiere de volúmenes mínimos garantizados de operación, que en algunos casos o son fluctuantes (demandas estacionales) o no están totalmente disponibles (demandas marginales);
- ◆ Constituye una barrera de ingreso para las nuevas empresas que desean entrar a la industria; y,
- ◆ En mercados pequeños y de tamaño medio propician la conformación de monopolios y/u oligopolios, al interior de los cuales los consumidores quedan cautivos.

Debido a lo específico de las instalaciones, éstas, una vez construidas, solo pueden ser utilizadas para realizar el servicio originalmente programado. Esto constituye, por lo tanto, una alta barrera de salida para las empresas que desean abandonar la industria.

Los riesgos económicos, financieros, políticos y de otra índole suelen ser considerables y, en el caso

de interconexiones entre países,³ los riesgos son aún mayores. A fin de superar este problema, se observa como estrategia, la conformación de consorcios en los cuales participan tres tipos de actores:

- ◆ Los gobiernos de los países a través de los cuales pasarán las redes;
- ◆ Los inversionistas privados de los países involucrados; y
- ◆ Los inversionistas privados extranjeros.

La conformación de este tipo de consorcios busca minimizar tanto los riesgos de tipo financiero como aquéllos de carácter político y/o asegurar el derecho de vía.⁴

A consecuencia de la alta dependencia del comercio de la energía, con respecto a las redes de transmisión y otros activos conexos, en razón de las cuantiosas inversiones que se requiere para construirlos y debido a lo antieconómico que resulta instalar facilidades redundantes (sobreequipamiento), la propiedad de éstos y/o su dominio, así como las regulaciones existentes con respecto al acceso de terceros constituyen elementos determinantes del libre flujo de la energía y/o del control y restricción sobre dichos flujos.

1 ESTADO ACTUAL DE LAS MACRO REDES

1.1 El Transporte

La carretera Panamericana que atraviesa los Andes y permite avanzar desde el Sur de Chile hasta

Alaska es probablemente uno de los símbolos más conocidos de la integración física en las Américas. En esta gran ruta solamente el Estrecho de Darién no ha podido aún ser atravesado e impide el tránsito por tierra entre Panamá y Colombia. Aparte de la Panamericana, otras arterias importantes completan totalmente la red vial terrestre e integran los países entre sí, abriéndolos al tránsito de bienes, servicios y personas.⁵ Al parecer, en cuanto a infraestructura vial (haciendo abstracción de los controles aduaneros) el hemisferio se encuentra virtualmente integrado.

Sin embargo, como se verá más adelante, los países continúan impulsando nuevas vías y abriendo nuevos puntos de contacto entre sí. A criterio del SELA, “la vinculación física es escasa y difícil, particularmente en materia de infraestructura de transporte”.⁶

El Acuerdo de Cartagena

El Acuerdo de Cartagena ha permitido y continúa permitiendo, en materia de integración física, que los países miembros puedan desarrollar una acción conjunta para lograr un mayor aprovechamiento del espacio físico, fortalecer la infraestructura y los servicios necesarios para el avance del proceso de integración. Está previsto que esta acción se realice fundamentalmente en los campos de la energía, los transportes y las comunicaciones. En desarrollo de lo anterior, particularmente en lo que se refiere al sector del transporte, el Grupo Andino ha avanzado considerablemente habiéndose aprobado decisiones de la mayor importancia para la liberación de estos servicios. Fue así como se logró superar las

restrictiones administrativas y jurídicas que obstaculizaban el tránsito del transporte internacional por carretera entre los países miembros, se eliminó la reserva de carga marítima y se estableció la política de cielos abiertos en materia de transporte aéreo.⁷

El Grupo Andino dispone de una norma comunitaria, que está en concordancia con los avances doctrinarios, jurídicos y operativos propios de la práctica multimodal internacional. Los países ya cuentan con algunas empresas dedicadas a la oferta de estos servicios complejos, que requieren de una configuración empresarial eficiente y una capacidad gerencial capaz de atender distintos modos de transporte, de manera secuencial, en la distribución y entrega física de mercancías de puerta a puerta.

Logros y avances de la integración física en el Grupo Andino⁸

Dentro del diseño estratégico de integración, desarrollado por la Junta del Acuerdo de Cartagena, JU-NAC, se destacan los siguientes logros:

- a. Infraestructura vial
 - ◆ La instrumentalización de un programa de rehabilitación y mejoramiento del Eje Troncal de la Carretera Panamericana;
 - ◆ La identificación de otros ejes de interconexión terrestre; y,
 - ◆ La iniciación de la construcción de una parte importante de la nueva infraestructura vial, con el apoyo financiero de la Corporación Andina de Fomento (CAF).

b. Transporte terrestre

- ♦ Se dispone de un marco normativo que establece los parámetros y las condiciones para el funcionamiento del mercado de servicios de transporte de carga y pasajeros por carretera; y,
- ♦ La JUNAC está trabajando en la preparación de dos nuevas normas que darán mayor claridad jurídica y operativa al funcionamiento de servicios de transporte en el área del Grupo Andino.

c. Transporte aéreo

- ♦ Puesta en marcha de la política sectorial conocida con el nombre de "Cielos Abiertos", que ha favorecido exclusivamente a las aerolíneas del Grupo Andino que prestan servicios en la subregión. Desde su instrumentación, la oferta y demanda del transporte ha tenido un crecimiento del 400% respecto al existente en 1991.

d. Transporte acuático

- ♦ Con la eliminación de la "reserva de carga" se liberalizó totalmente el mercado de los servicios de transporte marítimo en la subregión, concluyó la protección económica de los estados a las marinas mercantes nacionales, se flexibilizó la estructura de los fletes y se abrieron posibilidades de comercio competitivo; y
- ♦ La JUNAC tiene un proyecto orientado a identificar los criterios económicos y jurídicos que permitan fortalecer la capacidad de carga naviera en el comercio subregional.

Transporte multimodal en el MERCOSUR

El 30 de diciembre de 1994, los plenipotenciarios de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, reunidos en Montevideo, suscribieron el protocolo de un acuerdo parcial para facilitar el transporte multimodal de mercancías.⁹

En virtud de este instrumento, una empresa que se inscribe en el registro a cargo de un organismo nacional competente, en cualquiera de los países del MERCOSUR, tiene el derecho de ejercer la actividad de operador de transporte multimodal en cualquiera de dichos estados.

Otras obras de integración vial

Entre las obras regionales de integración vial, recientemente concluidas, deben destacarse, las siguientes:

Ecuador-Colombia

En mayo de 1995 entró en servicio el puente sobre el río San Miguel, que permitirá interconectar Lago Agrio (centro de almacenamiento petrolero en el Ecuador) con Puerto Asís, en Colombia. En este caso, fue la visión y el impulso político de quienes estuvieron al frente de

los gobiernos seccionales en los dos países lo que permitió el avance del proyecto y, paralelamente, la construcción de las correspondientes vías de acceso.

Puente Argentina-Brasil

El 22 de mayo de 1994 se inauguró el puente internacional Peñífr Guazú, entre Argentina y Brasil, de 110 m. de longitud, que fue construido a iniciativa de los municipios y de las fuerzas vivas de las localidades de San Pedro (Argentina) y San Miguel Oeste (Brasil).¹⁰

Hidrovía Tieté-Paraná

El 15 de marzo de 1994, los presidentes de Bolivia, Brasil y Paraguay inauguraron la hidrovía Tieté-Paraná; abordaron temas de integración y la posibilidad de crear un sistema de administración multinacional de las hidrovías de la región.¹¹

1.2 La Generación Conjunta de Electricidad

Entre los proyectos de generación conjunta de hidroelectricidad destacan por su importancia en la región: Salto Grande, Yacyretá e Itaipú.

POTENCIA INSTALADA Y GENERACION POR AÑO: ITAIPU, YACYRETA Y SALTO GRANDE

	Potencia instalada MW	Generación GWh/año	Factor de planta
Salto Grande	1.890	6.700	0,41
Yacyretá	3.200	18.000	0,64
Itaipú	12.600	73.000	0,66

Salto Grande

Después de un largo período de maduración (27 años), en 1979 se puso en marcha la primera turbina de Salto Grande, sobre el río Uruguay. Muchos problemas surgieron durante su proceso de materialización. Entre otros, los siguientes:

- ♦ Los problemas de límites entre Uruguay y Argentina;
- ♦ Problemas de carácter político que interrumpieron las relaciones diplomáticas entre los dos países, entre 1950 y 1956;
- ♦ La discusión de los beneficios que se obtendrían en el caso de la navegación aguas arriba del embalse;
- ♦ La compatibilización de Salto Grande con otros proyectos binacionales de la Cuenca del Uruguay y su impacto sobre terceros países; y,
- ♦ La problemática de los diferentes mercados eléctricos en los países involucrados.

Actualmente el proyecto tiene una potencia instalada de 1.890 MW y genera 6.700 GWh, por año. Es importante destacar esta obra como un modelo de integración física exitosa; pocas obras ofrecen la particularidad de haber sido previstas, apoyadas e impulsadas tan tenazmente por los pueblos como ésta. Durante décadas, algunos visionarios proyectistas, a los que se unieron luego hombres y mujeres del pueblo, en toda la cuenca del río Uruguay se organizaron, lucharon y contribuyeron a lograr decisiones oficiales.¹²

Yacyretá

El 3 de setiembre de 1994, los presidentes de Argentina y del Paraguay inauguraron la primera turbina de la represa hidroeléctrica binacional de Yacyretá. El acto contó además con la presencia del mandatario uruguayo. El proyecto permite desarrollar el potencial hidroeléctrico del río Paraná en la vecindad de las islas de Yacyretá y Apipé, mejorar la navegación en el área, regular las crecidas del río y optimizar la irrigación.¹³

La represa demandó desde el inicio de las obras, hace 20 años, una inversión de US\$7.200 millones y se estima que harán falta otros US\$1.500 millones para completarla en 1998. Para entonces, la producción de electricidad representará el 40% del consumo total de Argentina y 2/3 de la energía demandada por los dos países responsables del proyecto. El río Paraná quedó cerrado por la represa formando un embalse de 1.600 Km²; es decir, ocho veces la ciudad de Buenos Aires. Al concluir la obra, por las 20 turbinas —con capacidad de generación de 18.000 GWh por año— pasará cada hora el mismo caudal de agua que la capital argentina consume durante dos días. Yacyretá es la represa hidroeléctrica más larga del mundo, con 908 m. de extensión y 70 m. de altura (su tamaño es solamente superado por la represa de Asuán).¹⁴ El área total de la cuenca abarca una extensión de 970.000 Km².

Yacyretá es 100% de propiedad estatal: pertenece en un 50% al Argentina y en un 50% al Paraguay.

Itaipú

La central hidroeléctrica de Itaipú entró en operación, en forma progresiva, a partir de 1984. Fue construida para aprovechar la hidroelectricidad del río Paraná desde el Salto del Guará hasta la desembocadura del río Iguazú. Se estima que las inversiones para completar el proyecto llegaron a US\$ 11.500 millones.¹⁵

El área total de la cuenca abarca los 820.000 Km²; actualmente se encuentra en pleno funcionamiento con una capacidad instalada de 12.600 MW y una generación de 73 (10⁹) kWh/año, lo que le ubica como el más grande proyecto hidroeléctrico binacional en operación en el mundo. La energía generada pertenece por partes iguales a Brasil y Paraguay.¹⁶

Itaipú es 100% de propiedad estatal: pertenece en un 50% al Brasil y en un 50% al Paraguay.

1.3 La Interconexión Eléctrica

La interconexión eléctrica en América Latina se encuentra en su etapa primaria y, por lo tanto, existen grandes oportunidades de inversión financieramente atractivas.

Los beneficios de las interconexiones eléctricas han sido evidentes para los países, y han permitido:

- ♦ La complementariedad de regímenes hidrológicos distintos;
- ♦ El ahorro en los gastos de combustible;

- Que los países puedan compartir reservas en potencia y energía (con el consiguiente desplazamiento de inversiones);

- Reducir las inconveniencias de los racionamientos de energía;¹⁷ y,

- Desplazar energía más cara por energía más barata.

Los cuadros que se presentan aquí y más adelante permiten visualizar rápidamente los sistemas de interconexión eléctrica existentes al momento en América Latina, sobre la base de los siguientes circuitos:

Subsistema Norte	MERCOSUR
Istmo Centroamericano	Círculo Brasil Norte
Grupo Andino	Círculo Brasil Sur

Subsistema Norte:

EEUU	MEXICO	GUATEMALA	EL SALVADOR
	Interconexión		
EEUU			
MEXICO		Marginal	
GUATEMALA			Interconexión
EL SALVADOR			

Istmo Centroamericano:

GUATEMA	EL SALVA	HONDUR	NICARAG	C. RICA	PANAMA
	Intercon:	Falta			
GUATEMA					
EL SALVA		Falta			
HONDUR			Falta		
NICARAG				Interconex	
C. RICA					Intercone
PANAMA					

La interconexión se realiza entre Ahuachapán (El Salvador) y la subestación Guatemala-Este, en la ciudad de Guatemala; distantes entre sí en 111,4 Km. La transmisión se hace en 230 KV y durante 1994 se transmitió desde el origen al destino 43.260 MWh, y del destino al origen 32.006 MWh. Para construir la interconexión se invirtieron US\$ 25,0 millones

Grupo Andino

	Venezuela	Colombia	Ecuador	Perú	Bolivia
Venezuela		Interconex			
Colombia			Marginal	Falta	
Ecuador				Falta	
Perú					Interconex
Bolivia					

MERCOSUR

ARGENTINA	BRASIL	PARAGUAY	URUGUAY	CHILE*
	Interconex	Interconexión	Interconexión	Marginal
ARGENTINA				
BRASIL				
PARAGUAY				
URUGUAY				
CHILE				

* Chile se encuentra gestionando su ingreso al MERCOSUR.

Como se podrá apreciar, entre los sistemas de interconexión eléctrica más completos figuran el del Istmo Centroamericano y el del MERCOSUR. El circuito Brasil Norte es el menos desarrollado de todos y el del Grupo Andino ha avanzado muy poco (véanse los cuadros a la izquierda y derecha).

Argentina-Bolivia

Entre Argentina y Bolivia¹⁸ se dispone de interconexiones explicadas en cuadros de la página 11.

Argentina-Paraguay

Entre Argentina y Paraguay¹⁹ existe:

- La línea de interconexión Guarambaré-Clorinda; y

- ♦ La línea Puerto Carlos A. López - El Dorado (véanse cuadros de la página 12).

Brasil-Bolivia

Entre Brasil y Bolivia, la interconexión tiene las características técnicas descritas en el cuadro de la página 12.

Bolivia-Perú

En lo que respecta a Bolivia y Perú, se tiene la descripción en el cuadro ENDE a ELECTROPERU de la página 13.

Colombia-Venezuela

Las tres líneas Cuestecita-Cuatricentenario, Sevilla-San Antonio y La Fría-Zulia están indicados en los cuadros de la página 13.

México-Estados Unidos

La interconexión eléctrica entre México y Estados Unidos es bastante amplia y se ha venido realizando a través de varios frentes, con líneas de 230 KV, 138 KV, 69 KV, e incluso menores capacidades.

México y Estados Unidos se encuentran interconectados mediante dos líneas de 230 KV: 20

- ♦ Una que va desde Tijuana (Méjico) hasta Miguel, California (Estados Unidos). A través de este conducto, México exportó 2.015 GWh al país del norte, durante 1993; y,
- ♦ Otra que parte de La Rosita (Méjico) y llega a Imperial Valley, California (EEUU).

Círculo Brasil Norte

	BRASIL	GUYANA	GUYANA F	SURINAM	VENEZUEL	COLOMB
BRASIL		Falta	Falta	Falta	Falta	Falta
GUYANA						
GUYANA F				Falta		
SURINAM						
VENEZUEL						Intercone
COLOMB						

Círculo Brasil Sur

	BRASIL	BOLIVIA	PERU	PARAG	URUGUAY	ARGENT
BRASIL		Marginal	Falta	Interconex	Interconex	Intercon
BOLIVIA			Marginal			Marginal
PERU				Falta		
PARAG						Intercon
URUGUAY						Intercon
ARGENT						

Argentina-Bolivia

AGUAS BLANCAS

LADO ARGENTINO	LADO BOLIVIANO
Dos tramos de 1.500 KVA Tensión 33 KV/6,9 KV 3/0 de 90 mm/2/0 de 70 mm Longitud aproximada 1.500 m	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
1994: Bolivia importó 4,2 GWh. A partir de octubre de 1994 se dejó de importar energía.	

POCITOS

LADO ARGENTINO	LADO BOLIVIANO
Subestación Salvador Maza Dos tramos de 1.500 KVA Tensión 33 KV/6,9 KV 3/0 de 90 mm/2/0 de 70 mm Subestación Rebaie Longitud aproximada 3,5 Km	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
1994: Bolivia dejó de importar energía en diciembre de 1993 pero se mantiene la conexión.	

VILLAZON

LADO ARGENTINO	LADO BOLIVIANO
Tensión 33 KV/24,9 KV 3/0 de 90 mm/2/0 de 70 mm Longitud de línea Subestación a Villazón, aproximadamente 2 Km Número de conductor 4 AWG Potencia 315 KVA	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
1994: Potencia contratada: 588 KVA, a partir de junio de 1994. Bolivia importó 2,4 GWh. Demanda máxima comprada mes de marzo de 1994 1.020 KVA	

Argentina-Paraguay

GUARAMBARE-CLORINDA	
LADO PARAGUAYO	LADO ARGENTINO
Punto de origen: Guarambaré	Punto de destino: Clorinda (Formosa)
Inversiones hechas por Paraguay: US\$2,7 millones	Capacidad de transformación: 80.000 KVA
Longitud: 43 Km.	
Capacidad de transmisión: 220 KV	
Energía transmitida en 1994: 2.666 MWh	

PTO. CARLOS A. LOPEZ - EL DORADO	
LADO PARAGUAYO	LADO ARGENTINO
Punto de origen: Pto. Carlos A. López (Itapúa)	Punto de destino: El Dorado (Misiones)
Inversiones hechas por Paraguay: US\$0,8 millones.	
Capacidad de transformación: 33.000 KVA.	
Longitud: 10 Km.	
Capacidad de transmisión: 132 KV	
Energía transmitida en 1994: 116.442 MWh.	

Brasil-Bolivia

PUERTO SUAREZ	
LADO BRASILENO	LADO BOLIVIANO
Subestación Corumbá	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
Dos tramos 25 MVA Dos tipos de alimentadores en tensión de 13,8 KV: Alimentador, que sirve a 1 tramo de 5MVA 13,8/34,5 KV. Longitud aproximada 7 Km. Número de conductor 2/0. Clientes en M.T. 34,5 KV. Potencia instalada 4,5 MVA. Consumo anual aproximado 3.600 MWh. Alimentador Nro. 8 en 13,8 KV. Conductor Nro. 2 AWG. Consumo anual aproximado 12.366 MWh	

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995

Los puntos de interconexión, a 138 KV, lo constituyen:²¹

- ◆ La línea que va desde Falcón, Tamaulipas (México) hasta Presa Falcón, Texas (EEUU);
- ◆ La que va desde Nuevo Laredo, Tamaulipas (México) hasta Laredo, Texas (EEUU); y,
- ◆ La de Piedras Negras, Coahuila (México) hasta Eagle Pass, Texas (EEUU).

Existen las siguientes interconexiones, a 69 KV:

- ◆ La de Matamoros, Tamaulipas (México) a Brownsville, Texas (EEUU);
- ◆ La de Ciudad Juárez, Chihuahua (México) hasta El Paso, Texas (EEUU); y,
- ◆ La Tijuana (México) hasta San Isidro, California (EEUU).

Entre las líneas menores de interconexión, es posible citar, las siguientes:

- ◆ La de Nogales, Sonora (México) a Nogales, Arizona (EEUU), de 13,8 KV; y
- ◆ La de Ojinaga, Chihuahua (México) a Presidio, Texas (EEUU), de 12 KV.

Méjico-Belice

Existe una línea de 34,5 KV, que va desde Chetumal (Méjico) hasta Belice; la línea permitió ventas mexicanas a Belice por 20 GWh durante 1993.²²

Chile

En el área de integración eléctrica, Chile ha llevado a cabo reuniones de acercamiento con sus vecinos, especialmente a partir de 1992. Así, como resultado de los encuentros entre la Secretaría de Argentina y la Comisión Nacional de Energía de Chile se dispone al momento de una serie de estudios que permitirán definir la modalidad de integración con Argentina.²³

1. Chile-Argentina

Se está llevando a cabo la exportación de excedentes de energía eléctrica entre la ciudad de Chile Chico y el pueblo de Los Antiguos en Argentina. Este flujo corresponde a 400 kW en horas fuera de punta y de 100 kW en horas de punta y es realizado por la Empresa Eléctrica de Aysen (ADELASEN).

Es importante mencionar un proyecto de interconexión entre Santiago de Chile y Mendoza (Argentina), que data de 1987 y que requiere la construcción de una línea de 220 kV con una capacidad de transporte de 200 MW y 275 kilómetros de tendido de líneas de los cuales 10 kilómetros se realizarían por cableado subterráneo bajo el túnel internacional del paso Los Libertadores. A la fecha, este proyecto no ha sido promovido por inversionistas privados.

2. Chile-Perú

Existe un convenio de interconexión eléctrica entre la empresa chilena EMELARI, de Arica, y la compañía peruana ELECTROSUR. La exportación de energía eléctrica consta de una potencia de 10 MW ampliables a 20 MW, sin considerar la contratación de potencia firme.

Bolivia-Perú

ENDE A ELECTROPERU

LADO BOLIVIANO	LADO PERUANO
Alimentador S/E Huarina 3 MVA. Existen diferentes alimentadores que salen de la Subestación. El alimentador Copacabana es el que se utiliza para la exportación de energía al Perú, con aproximadamente 96 Km; existiendo 4 puntos de medición:	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
<ul style="list-style-type: none">• Desaguadero: 2.246 KVA• Kasani 1.022 KVA• Tinicachi 20 KVA• Anapia 16 KVA	
1994: Bolivia exportó 3,3 GWh.	

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995

Colombia-Venezuela

LÍNEA CUESTECITA-CUATRICENTENARIO

LADO COLOMBIANO	LADO VENEZOLANO
Punto de origen: Cuestecita (Maicao) Inversiones hechas (dólares de 1993): US\$ 13,5 millones Capacidad de transformación: 150.000 KVA	Punto de destino: Cuatricentenario (Mara carbo) Inversiones: US\$ 14 millones Capacidad transformación: 150.000 KVA
Longitud total: 128 Km. Transmisión: 230 KV Capacidad: 150 MW Energía transmitida desde destino a origen, en 1994: 144 GWh.	

FUENTES: Unidad de Planeación Minero-Energética.- Ministerio de Minas y Energía de Colombia.- División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.

LÍNEA SEVILLA - SAN ANTONIO

LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
Punto de origen: San Antonio Capacidad de transformación: 15.000 KVA	Punto de destino: Cúcuta Capacidad transformación: 15.000 KVA
Longitud total: 14 Km. Transmisión: 13,8 KV / 34,5 KV	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.

LA FRIA - ZULIA

LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
Punto de origen: La Fria Capacidad de transformación: 50.000 KVA	Punto de destino: Zulia Capacidad transformación: 50.000 KVA
Longitud total: 30 Km. Transmisión: 115 KV Energía transmitida, en 1994: 123.335 MWh	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.

1.4 Los Gasoductos

En América Latina y el Caribe se dispone actualmente de un considerable potencial de gas natural (superior al que detenta Norte América), pero las actuales tasas de producción y consumo energético son aún muy bajas. Las reservas latinoamericanas de gas alcanzaron los 47,8 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (mm BEP) a diciembre de 1993, pero la producción regional solamente ascendió a 1,7 millones de BEP/d en el mismo año y a tan solo 1,6 millones de BEP/d durante 1994.

México-Estados Unidos

La integración del sistema de gasoductos de México con los de Estados Unidos de Norteamérica, se inicia a partir de 1979 con la construcción del gasoducto de 48" - 42" Cactus-San Fernando-Los Ramones, que permitió unir las áreas productoras de gas natural con los centros de consumo industrial en la zona norte y realizar exportaciones durante 1980-1984. Con anterioridad a esta fecha, se contaba con la interconexión El Paso para abastecer pequeños volúmenes de gas a la ciudad fronteriza de Naco (Sonora) y la compañía Minera de Cananea, representando un sistema aislado a base de importaciones.²⁴

Existe al momento una importante red de interconexión gasífera entre México y Estados Unidos, a través de distintos puntos de conexión, como se puede apreciar en el cuadro que se presenta más adelante. El tamaño de los ductos no es homogéneo y éstos varían ampliamente. Así por ejemplo, los ductos Peñitas-

Matamoros y McAllen-Reynosa, pueden transportar hasta 400 millones de pies cúbicos por día (Mp³/d) de gas y el Hidalgo-Reynosa, 375 Mp³/d; por el contrario, el Engel Pass-Piedras Negras solamente tiene una capacidad de hasta 4 Mp³/d. Durante 1993, Estados Unidos vendió a México 1,05 mil millones de m³ de gas a través de la red de gasoductos e importó 0,03 mil millones de m³ (véase el cuadro de la página 15).²⁵

Bolivia-Argentina

Desde hace 20 años, Bolivia ha estado vendiendo gas natural al Argentina, a través de un gasoducto de interconexión que va desde Santa Cruz hasta Buenos Aires. Las exportaciones son actualmente del orden de 40 mil BEP/d (véase cuadro de la página 15).²⁶

Chile

Aún no se han concretado proyectos de interconexión, pero se espera que esto ocurra en el corto plazo.

Los proyectos que están compitiendo por suministrar gas natural a la zona centro-sur de Chile son, a la fecha:

- ◆ El Gasoducto Trasandino/Gas de Chile;
- ◆ Gas Andes/Metrogas; y
- ◆ Gas Sur.

También existen otros proyectos de interconexión, dos en el norte del país (Norandino con Bolivia y Atacama con Argentina) y otro en la zona austral, para abastecer con gas natural chileno y argentino el se-

gundo tren de la planta METHANEX de metanol. Más adelante se presentarán detalles sobre estos proyectos.²⁷

Chile-Argentina

En febrero de 1994 se suscribió entre Chile y Argentina el denominado protocolo Nro. 5. Este instrumento fue actualizado en julio de 1995. Mediante el mencionado convenio se liberalizó el volumen de gas natural que el país importa y se levantó la restricción que existía en su primera versión, que solamente permitía que el gas provenga de la zona de Neuquén. Se contempla también la posibilidad de eventuales exportaciones desde Chile hacia Argentina.²⁸

Resto de la región

En el resto de la región, la integración a través de gasoductos es aún pobre con relación al potencial; sin embargo, aparentemente estarían emergiendo dos polos integradores de la industria gasífera: uno en el norte, en el eje conformado por Venezuela, Colombia y el Ecuador, que incluiría el abastecimiento energético del Istmo Centroamericano y eventualmente del sur de los Estados Unidos y otro, al sur, con la participación de Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Paraguay.

Sin embargo, uno de los obstáculos más serios para la integración y expansión del comercio de gas natural en América Latina y el Caribe es el de la enorme disparidad en los precios de venta del combustible. Por ejemplo, en Barbados el gas para uso doméstico se vende en aproximadamente US\$120,0/BEP²⁹ y en Venezuela en apenas US\$2,5/BEP.

Argentina-Chile: Oleoducto Trasandino

El protocolo Nro. 5 suscrito entre Chile y Argentina (al que ya se ha hecho referencia anteriormente) posibilitó la construcción de un oleoducto desde la cuenca de Neuquén en Argentina hasta Concepción en Chile. El petróleo tiene por destino el mercado chileno y la exportación a terceros países a través del puerto de San Vicente, en Talcahuano (Chile).³¹

El 15 de febrero de 1994 se inauguró el oleoducto trasandino, cuyo costo total fue de US\$ 220 millones. Financiado con capital privado de Argentina y Chile, el ducto de 425 Km. (16 pulgadas de diámetro) une los yacimientos argentinos de Puerto Hernández, en la provincia de Neuquén y Talcahuano VIII Región de Chile y llevará petróleo a la refinería chilena PETROX de Concepción. En una primera etapa el oleoducto transportó 50.300 Bls/d de crudo, cantidad que se incrementará en forma paulatina hasta alcanzar su capacidad máxima de 107.000 barriles diarios.³²

El valor estimativo de la inversión asciende a US\$ 220 millones; 12,25% de propiedad estatal chilena y 87,75% de propiedad privada (YPF de Argentina y el Banco del Río de la Plata).³³ El oleoducto es administrado por la compañía A&C Pipeline Holding.

Los refinadores chilenos han mostrado interés en adquirir volúmenes adicionales del crudo *Rincón de los Sauces* que llega desde Argentina por el oleoducto trasandino. El ducto transporta actualmente

GASODUCTOS DE INTERCONEXION ENTRE MEXICO Y ESTADOS UNIDOS QUE SE ENCUENTRAN EN OPERACION*

ORIGEN	DESTINO	CAPACIDAD Mp ³ /d**
Perifitas, Texas, EEUU	Matamoros, México	400
Mc. Allen, TX, EEUU	Reynosa, México	400
Hidalgo, TX, EEUU	Reynosa, México	375
El Paso, Texas, EEUU	Cd. Juarez, México	60
Naco, Arizona, EEUU	Naco, Sonora, México	16
Engel Pass, TX, EEUU	Piedras Negras, Méx.	4

* Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros, mayo de 1995.

** Mp³/d: millones de pies cúbicos por día.

1.5 Los Oleoductos

La interconexión energética por medio de oleoductos es aún incipiente a nivel regional. Apenas se pueden citar:

- ◆ La interconexión existente entre Ecuador y Colombia, a través de un ramal que permite que una parte de la producción petrolera ecuatoriana fluya por el Oleoducto Trasandino, en territorio colombiano y pueda ser exportado a través del puerto de Tumaco, también colombiano;

- ◆ El reciente oleoducto Trasandino, construido entre Argentina y Chile; y,

- ◆ El oleoducto que va desde Santa Cruz (Bolivia) hasta el puerto de Arica (en Chile), que permite la evacuación del crudo boliviano desde la selva hasta la terminal petrolera de YPFB, en el Pacífico. La capacidad de este ducto es de 50 mil Bls/d y su longitud, de 969 Km.³⁰

GASODUCTO BOLIVIA-ARGENTINA

LADO BOLIVIANO

Origen: Santa Cruz
Inversiones hechas en 1971: US\$56,3 millones

LADO ARGENTINO

Destino: Yacuiba (Frontera Boliv/Argent)

Longitud total 530 Km.

Capacidad 271 millones de pies cúbicos por día

Cantidad transmitida, en 1994: 76.556 millones de pies cúbicos (209,7 MM PCD)

Capacidad utilizada en 1994: 77,4%

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995

Colombia-Ecuador	
OLEODUCTO LAGO AGRIOS-SAN MIGUEL	
LADO ECUATORIANO	LADO COLOMBIANO
Origen: Lago Agrio	Destino: San Miguel
Capacidad: 100.000 Bls/d	
Cantidad transmitida en 1994: 22.435 Bls/d	

FUENTE: Unidad de Planeación Minero-Energética.- Ministerio de Minas y Energía de Colombia.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.

85.000 Bls/d y alcanzará muy pronto su máxima capacidad operativa. Al parecer, sin embargo, Petrox, la refinadora de ENAP³⁴ que originalmente se habría comprometido a adquirir de YPF³⁵ 60.000 Bls/d estaría interesada en comprar hasta 158.000 Bls/d. Esto parece técnicamente imposible, a menos que se construya un ducto paralelo para transportar el incremento de la demanda.³⁶

Colombia-Ecuador (oleoducto de interconexión)

Entre Colombia y el Ecuador existe, como ya se ha manifestado, un ducto de interconexión petrolera: el Lago Agrio-San Miguel (ver el cuadro arriba).

2. LOS PROYECTOS EN MAR-CHA

Un conjunto importante de obras se están llevando a cabo hoy en día, en América Latina y el Caribe, que consolidan cada vez con más fuerza la integración física regional. Día a día se avanza en la construcción de carreteras, hidrovías, puentes y túneles. En algunas regiones renace la idea del ferrocarril como medio idóneo para interconectar grandes distancias. La interconexión eléctrica

y la generación conjunta de electricidad, superando los obstáculos iniciales, de índole político y económico, constituye una realidad concreta, que va integrando paulatinamente las diferentes subregiones y lentamente se ve en el horizonte el tendido inexorable de los oleoductos y gasoductos por los cuales circulará el petróleo y gas natural indispensable para avanzar en los nuevos esfuerzos del desarrollo integrado con apertura.

2.1 Carreteras, Hidrovías, Puentes y Túneles

Brasil-Venezuela

El 29 de julio de 1994, Brasil y Venezuela suscribieron un convenio de complementación económica con miras a una futura liberación del comercio recíproco.³⁷ El grupo de trabajo sobre transporte y comunicaciones evaluó las obras de pavimentación de la carretera transfronteriza.

A mediados de mayo de 1995, se informó que los dos países firmaron un acuerdo para facilitar el transporte de carga y pasajeros sobre la carretera transfronteriza y que prosiguen los estudios para establecer conexiones entre el norte brasileño y el sur venezolano.³⁸

Bolivia-Chile-Cono Sur

En esta región³⁹ es posible destacar los siguientes proyectos de integración física:

- ◆ La carretera interoceánica, que uniría Chile, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Argentina (propugnada por empresarios y parlamentarios chilenos); y
- ◆ El nuevo tramo de la carretera Patacamaya-Tambo Quemado, que uniría Arica con la Paz y la segunda ruta binacional entre Iquique-Chile y Oruro-Bolivia.

Bolivia-Perú

Está en construcción la carretera que unirá La Paz con Ilo.⁴⁰

Ecuador-Colombia

Ambos países se encuentran comprometidos a integrarse a través de un nuevo punto. La carretera Borbón-Maldonado-Mataje (en el Ecuador) y la construcción del puente sobre el río Mataje permitirán, a mediados de 1996, la interconexión con Tumaco (en Colombia).

Ecuador-Perú

La carretera Arenillas-Alamor-Zapotillo (en el Ecuador), así como la construcción del puente sobre el Zapotillo y el tramo Zapotillo-Piura (en el Perú) permitirán disponer de un nuevo punto de interconexión entre los dos países. Este proyecto, por el momento, se halla suspendido debido al conflicto bélico de comienzos de año.

Perú-Brasil

Perú ofreció al Brasil salidas al Pacífico, a través de los puertos de Paita, en el norte, e Ilo, en el Sur, utilizando corredores carreteros y vías fluviales. Perú quiere hacer de Ilo la nueva Singapur, un nexo entre Sao Paulo y Tokio.⁴¹

Túnel transcordillerano

Argentina y Chile estudian la viabilidad técnica del proyecto de construcción de un túnel de baja altura, que serviría de ruta alternativa del actual paso transcordillerano. El túnel tendrá una extensión estimada en 20 Km. y unirá las localidades de Horcones (Mendoza) y Juncal (en Chile) y la traza estaría ubicada a 2.720 m como punto más alto. El costo se estima en US\$300 millones y el plazo de construcción de la obra no sería inferior a siete años. Se superarían así las limitaciones del paso actual, que se interrumpe con frecuencia durante el invierno como consecuencia de las intensas nevadas y los aludes típicos en esos tramos del macizo andino.⁴²

Puente Argentina-Paraguay

En setiembre de 1994 se licitó la construcción de un puente sobre el río Pilcomayo, que permitirá unir la localidad Misión de la Paz, en Salta (Argentina) con Pozo Hondo (Paraguay). La conexión reviste gran importancia porque mientras del lado argentino el grado de desarrollo es limitado, en el territorio paraguayo se concentran importantes colonias que crearon un polo agroindustrial. La obra se levantará en un sector donde el cauce del río tiene 200 m de ancho, lo que obligará a instalar pilotes de 18 m.⁴³

Puente Brasil-Uruguay

El 19 de setiembre de 1994, los cancilleres del Brasil y el Uruguay firmaron acuerdos para mejorar su vinculación fronteriza. Los convenios incluyeron la construcción de un puente que unirá el municipio de Herval, en Río Grande do Sul, con el de Cerro Largo, en territorio uruguayo.

Hidrovía Paraguay-Paraná

Durante su visita oficial a La Paz, realizada entre el 5 y 6 de agosto de 1994, el presidente Wasmoy del Paraguay respaldó las aspiraciones bolivianas de ingresar al MERCOSUR. Wasmoy destacó la importancia de varios proyectos conjuntos como la hidrovía Paraguay-Paraná y la necesidad de conformar una comisión trinacional entre Bolivia, Paraguay y Argentina para el desarrollo de la cuenca del río Pilcomayo.⁴⁴

La hidrovía Paraguay-Paraná, constituye uno de los más importantes esfuerzos de integración física. Es una ruta que incrementará, por un lado, el comercio entre Brasil (Mato Grosso), Bolivia (especialmente Santa Cruz), Paraguay, Argentina (El Chaco) y parcialmente del Uruguay; y, por otro, posibilitará la salida de productos hacia el Atlántico. No hay que olvidar —haciendo historia— que en el siglo pasado, el puerto fluvial de Asunción era tan importante como el de Buenos Aires o el de Montevideo.⁴⁵

Corredor multimodal: Perú-Bolivia-Paraguay

Entre el 24 y 25 de setiembre de 1994, los presidentes de Bolivia, Paraguay y Perú analizaron temas de integración física, a fin de permitir

que sus países concreten la vinculación Atlántico-Pacífico, mediante un *corredor multimodal*.

En la llamada Declaración de Puerto Suárez (25 de setiembre de 1994), los tres presidentes manifestaron el deseo común de impulsar el desarrollo integrado y de propiciar la vinculación de las cuencas del Pacífico y del Atlántico mediante el impulso al proyecto para la interconexión física de la hidrovía Paraguay-Paraná con Ilo y Matarani, a través del Paraguay y Bolivia y para la operación de un sistema multimodal de transporte que promueva actividades productivas en sus tres países.

Los tres mandatarios reiteraron la voluntad política de sus gobiernos de considerar al corredor Asunción→hidrovía Paraguay-Paraná→Puerto Busch→Puerto Suárez→Puerto Ilo y Matarani, así como la conexión vial Asunción→Ruta Transchaco (tramos boliviano y paraguayo) con los puertos de Ilo y Matarani, como el eje principal de interés trinacional.

Argentina ha demostrado siempre una disposición favorable y permitirá la conexión del corredor multimodal con el Río de la Plata y a través de éste la salida al Atlántico.

Autopista fluvial Venezuela-Trinidad y Tobago

Trinidad & Tobago tiene interés en utilizar la autopista fluvial de los ríos Orinoco y Apure para poder acercarse hasta Colombia y el resto de los países del Grupo Andino. La autopista fluvial es un proyecto que ha ganado aceptación en los últimos años como alternativa de transporte entre regiones distantes de Venezuela

apenas conectadas por tierra o por aire. Esta vía, que cruza los llanos venezolanos en dirección oeste-este constituye un canal natural que pudiera permitir la comunicación entre el mercado caribeño y el andino con fletes competitivos, con lo cual se intercomunicarían físicamente el Grupo Andino y la Comunidad del Caribe. Durante 1993, Trinidad importó US\$ 224,3 millones en productos venezolanos y exportó US\$ 13,5 millones a dicho país.⁴⁶

2.2 Ferrocarriles

Ferrocarril Bolivia-Chile

Bolivia y Chile están considerando el fortalecimiento de los ferrocarriles, para lo cual se pudiera analizar la alternativa de la privatización de la ruta Arica-La Paz.⁴⁷

Ferrocarril Bolivia-Perú

Los Presidentes de Bolivia y Perú reafirmaron su interés en concretar la integración ferroviaria entre ambos países y están contemplando la posibilidad de vincular Ilo y La Paz.⁴⁸

Ferrocarril Venezuela-Colombia

Entre el 8 y 9 de julio de 1994, durante la XX Reunión de las Comisiones de Buena Vecindad, que sesionó en Bogotá, el vicecanciller venezolano reveló que entre los temas tratados figuró la construcción de un ferrocarril binacional que conectaría al departamento de Santander, en Colombia, con el estado de Zulia, en Venezuela, con el fin de reducir los costos de transporte de mercaderías entre los dos países.⁴⁹

Ferrocarril Buenos Aires-Lima

A nivel de idea, se ha planteado la interconexión ferroviaria entre Buenos Aires y Lima, para lo cual faltan aún algunos tramos, como el de Guaqui (situado en Bolivia, en el lago Titicaca) e Ilo (o Puno) en el Perú.

Al parecer, con la construcción de las carreteras y las vías férreas se estarían desarrollando dos ejes económico-políticos. Por una parte, la conexión del Atlántico con el Pacífico: el puerto de Santos en el Brasil con el puerto de Arica (en Chile) e Ilo (en el Perú). Desde un enfoque estrictamente energético, este eje dispondrá de gas natural en cualquiera de sus puntos, proveniente de Bolivia, el norte argentino o Camisea (Perú). Por otra parte, la hidrovía Paraguay-Paraná es un complemento del primer eje, paralelo a éste y ubicado más hacia el sur.⁵⁰

2.3 Interconexión Eléctrica

El SIPAC

Este proyecto de integración física, cuyas inversiones (100% de propiedad estatal) ascenderán a US\$ 500 millones, se lo conoce con el nombre de Sistema de Interconexión para América Central (SIPAC) y permitirá el flujo de electricidad entre los países del Istmo Centroamericano (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) mediante una línea de 500 KVA, a través de 1.678 Km.

Actualmente, los sistemas eléctricos se encuentran conectados en 230 KV, en la siguiente forma:

◆ En el norte: Guatemala y El Salvador; y

◆ En el sur: Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

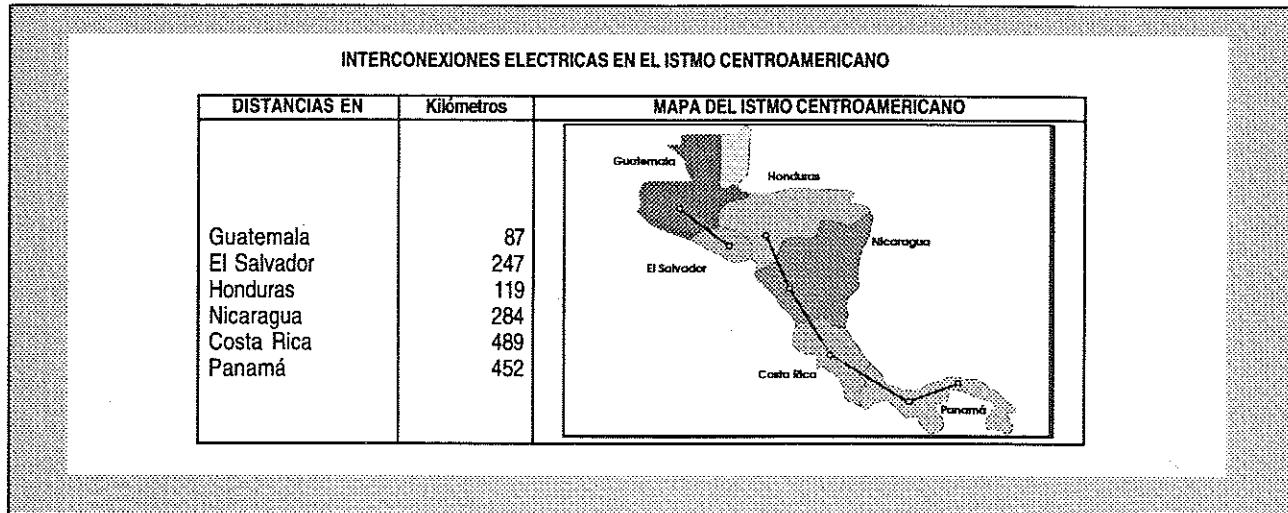
Una vez que se tienda la línea de conexión entre El Salvador y Honduras (en 1997) quedará totalmente cerrado el circuito.

El desarrollo del proyecto se ha planteado en dos etapas. La primera etapa, que se realizará en 1997, prevé la construcción de los refuerzos internos que incluyen, entre otros, la interconexión en 230 KV entre El Salvador y Honduras. Línea troncal completa construida en 500 KV y energizada en 230 KV. La segunda etapa (2003-2004), tiene prevista la energización en 500 KV con la entrada de proyectos de generación importantes, considerados en la planificación coordinada y las subestaciones correspondientes.

El costo de la primera etapa es de US\$400 millones y el de la segunda, US\$100 millones, por lo cual el proyecto total requerirá una inversión de US\$500 millones.

El proyecto se encuentra en la fase de gestión financiera con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), quien ha solicitado completar los estudios para decidir el voltaje adecuado de la línea bajo criterios económicos, confiabilidad, estabilidad y seguridad de los equipos de interconexión.

Los presidentes centroamericanos que suscribieron la Declaración de Guácimo, el 20 de agosto de 1994, entre otros aspectos acordaron



otorgar alta prioridad a la ejecución del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.⁵¹

El Grupo de los Tres (G-3)

El denominado Grupo de los Tres, que se estructuró el 11 de marzo de 1989, por voluntad de Colombia, México y Venezuela⁵², durante la primera etapa de su accionar, puso en marcha un programa de interconexión de sistemas hidroeléctricos y gasoductos de las naciones del Grupo, a fin de suministrar energía a la zona.

Interconexión Brasil-Venezuela

El 29 de julio de 1994, Brasil y Venezuela⁵³ analizaron los informes técnicos sobre la viabilidad de una interconexión eléctrica entre el sudeste venezolano y el norte del Brasil.

Al parecer, las futuras ampliaciones del Guri, en Venezuela están vinculadas a la compra de electricidad por parte del Brasil. Se

requiere para esto una interconexión de 1500 Km.

Interconexión Brasil-Uruguay

Brasil y Uruguay acordaron avanzar en la interconexión de los sistemas de suministro de energía eléctrica, que se concretará en 1995, a través de las ciudades fronterizas de Livramento y Rivera. Este convenio permitirá el aprovechamiento integral de la energía que proporcionan las empresas UTE de Uruguay y CEEE de Río Grande do Sul.⁵⁴

Bolivia-Brasil

El estado brasileño de Matto Grosso está interesado en comprar

electricidad generada por la compañía norteamericana Enron. Para la cristalización de este proyecto se requerirá invertir en la correspondiente interconexión.⁵⁵

Venezuela - Colombia

Véase el cuadro abajo.

2.4 Oleoductos y gasoductos

Subregión Centro-Sur⁵⁶

La visión de la Secretaría de Energía boliviana con respecto al desarrollo energético de la Subregión Centro-Sur es optimista. Considera que en ésta existe una importante reserva gasífera y que hay ex-

LINEA SAN MATEO - COROZO	
LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
Punto de origen: El Corozo	Punto de destino: San Mateo (Cúcuta)
Capacidad de transformación: 100.000 KVA	Capacidad transformación: 100.000 KVA
Inversión prevista: US\$10 millones	Inversión prevista: US\$ 10 millones
Longitud total: 49 Km.	
Transmisión: 230 KV	
Inversión total: US\$20 millones	
Fecha de inicio de la construcción: 1993	
Fecha de la puesta en marcha: Diciembre de 1995.	
FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Paises Miembros.- Mayo de 1995.	

**GASODUCTOS DE LA SUBREGION CENTRO-SUR
TRAMO, LONGITUD, DIAMETRO Y CAPACIDAD**

PAISES	TRAMO	LONGIT. Km	DIAMET. pulgadas	CAPACIDAD MMCD
Bolivia-Brasil	Sta. Cruz - El Mutún (Bolivia) Corumbá - Campiñas (Brasil) Campiñas - Sao Paulo (Brasil) Campiñas - Curitiba (Brasil) Curitiba - Tijucas (Brasil) Tijucas - Criciuma (Brasil) Criciuma - P. Alegre	560 1.250 154 439 240 190 240	32 32 24 22 18 16 14	32 32 25
Bolivia-Chile	Villamontes - Antofagasta	1.126	20	
Bolivia-Paraguay	Vuelta Grande - Asunción	901	12	
Argentina-Chile	Neuquén - Santiago	1200	24	
Argentina-Brasil	Madrejones - Pto. Alegre	2735	36-42	
Argentina- Uruguay	San Jerónimo - Montevideo	644	N.D.	
Perú-Bolivia	Camisea - Santa Cruz	1.300	30	18
Brasil	Río de Janeiro - B. Horizonte	365	16	
Chile	Antofagasta - Santiago	1.126	N.D.	

MMCD: Millones de metros cúbicos por día

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía.- 18-VII-1995

pectativas favorables para el crecimiento de la demanda. Argentina, Bolivia y Perú pudieran participar en el proceso en calidad de productores, en tanto que Brasil, Chile y el Uruguay constituyen mercados naturales para el energético.

En lo que respecta a la ubicación de las reservas de gas natural, se mencionan:

- ◆ Las que están localizadas en la zona sur de Bolivia y al noreste de Argentina (Neuquén);
- ◆ La cuenca Madre de Dios, comprendida en el sur del Perú y el

noreste de Bolivia, donde se encuentran las reservas de Camisea;

- ◆ Las dos regiones ubicadas entre Argentina y Chile (al sur del Continente), las cuales por sus características geológicas y su lejanía se hallan solo parcialmente explotadas por las compañías privadas.

De llevarse a cabo una estrategia concertada, la subregión podría constituirse en un polo de atracción para los inversionistas privados. Geoeconómicamente, Bolivia se convertiría en un gran centro de su-

ministro, despacho y tránsito de gas natural.

Argentina-Brasil

Entre Argentina y Brasil se han analizado opciones para la construcción de dos gasoductos. El primero, entre San Gerónimo-Puerto Iguazú-San Pablo, con una longitud de 2.300 kilómetros, tendría una capacidad de transportar un volumen de 6 millones de m³/d. El segundo, seguiría un trazado por Paraná-Concepción del Uruguay-Paso de los Libres-Alegrete-Porto Alegre, con una longitud de 1.140 kilómetros. El suministro a Paraguay y Uruguay de-

pendería de la concreción de los proyectos mencionados y de la forma como se desarrolle su mercado energético.

Argentina-Chile

Entre Argentina y Chile existen dos proyectos que se vienen considerando de manera competitiva:

- El gasoducto Trasandino
- El gasoducto GasAndes.

No existe demanda suficiente para permitir que los dos proyectos se autofinancien y obtengan beneficios y, al parecer, solo uno de los dos proyectos se ejecutará.

Argentina-Chile (Gasoducto Trasandino)

El gasoducto partirá desde Loma La Lata, en Neuquén (Argentina), cruzará la ciudad de Chillán (Chile) y llegará hasta Santiago. Se contempla, además, una derivación del gasoducto desde Santiago a la ciudad de Valparaíso (aproximadamente 115 kilómetros al noreste de la capital). El total del gasoducto implica un tendido de 816 kilómetros de ducto principal y 565 kilómetros de ramales. Costará US\$ 1.700 millones y tendrá una capacidad de 250 millones de pies cúbicos diarios (45.000 Bls/d) empezará a operar en 1997 constituyéndose en el primer proyecto de exportación argentino de gas.⁵⁷

Las empresas involucradas en el proyecto son: CHILECTRA, ENAP y ENERSIS, por parte de Chile; YPF S.A., ASTRA, BRIDAS, Petrolera San Jorge y PLUS-PETROL de Argentina y TENNE-

CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO

Conceptos	Distancias	US\$ Millones
Transporte		
Línea principal	816 Km.	560,0
Ramales	565 Km.	110,0
Distribución		
Redes	2.500 Km.	330,0
Generación		
Inversión indirecta y Conversión		700
TOTALES		1.700

FUENTE: Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros, mayo de 1995.

CO GAS de Estados Unidos

La inglesa British Gas y dos firmas chilenas (CHILECTRA y ENERSIS) distribuirán el gas en Santiago.⁵⁸

El proyecto cuenta, a la fecha, con estudios de prefactibilidad, factibilidad, e ingeniería básica. Chile, Argentina y Estados Unidos se encuentran interesados en impulsarlo (véase el cuadro arriba).⁵⁹

Argentina-Chile (Gas Andes/Metrogas)

Este *macro proyecto* tiene como objetivo suministrar gas natural a las Regiones Quinta y Metropolitana y, además, reconvertir a gas natural algunas plantas termoeléctricas chilenas. Con este propósito, se usará y adaptará el gasoducto centro oeste Argentino y se construirá un ramal desde la estación de compresión de La Mora (al sur de la provincia de Mendoza - Argentina), ramal que

entrará por el paso del Cajón de Maipo (zona central de Chile), llegará a Santiago y de allí avanzará hacia las ciudades de Valparaíso y Viña del Mar. En total son 464 kilómetros desde la estación de compresión hasta Santiago (342 kilómetros en territorio argentino y 122 en territorio chileno) (véase mapa en la página 22).⁶⁰

El gasoducto (24" de diámetro) tendrá una longitud (La Mora-Santiago) de 470 Km. y permitirá un abastecimiento de 5 millones de m³/d (capacidad inicial de 8,4 millones de m³/d). Las inversiones totales, según la Comisión Nacional de Energía de Chile, pudieran llegar a US\$ 1.100 millones; sin embargo, las estimaciones de Gasoducto Gas-Andes S.A. totalizan éstas en US\$ 604,3 millones.

El macro proyecto cuenta con estudios de prefactibilidad, factibilidad e ingeniería básica. La intención del proyecto es abastecer con gas natural la ciudad de Santiago, a partir

DIAGRAMA DEL GASODUCTO GASANDES



FUENTE: MONTALVA, Raúl, Gerente de Mercados, Gasoducto GasAndes S.A.- Chile

ESTRUCTURA DEL MACRO-PROYECTO *

		US\$ Millones
1.- Gasoducto GasAndes	Sistema de transporte de gas entre La Mora (Neuquén) y Santiago	284,1
2.- Distribuidora Metrogas	Distribución y venta de gas natural a los consumidores residenciales e industriales de Santiago de Chile.	115,3
3.- Empresa Eléctrica Santiago	Central generadora de electricidad para el Sistema Interconectado Central de Chile.	204,9
TOTAL		604,3

MONTALVA, Raúl, Gerente de Mercados, Gasoducto GasAndes S.A.- Chile. Chile: incidencia de las futuras centrales a gas. Seminario "Capitalice e invierta en gas y petróleo en Latinoamérica". 5-7 de junio de 1995. Buenos Aires, Argentina.

COMPOSICIÓN ACCIONARIA *

Empresas	Propiedad	Empresas	Propiedad
1.- Gasoducto GasAndes			
Novacorp Int. Canadá	40,0%	Gasco Chile	37,5%
Techint Argentina	15,0%	Lone Star USA	10,0%
Cía. General de Combustibles Argentina	15,0%	Copec Chile	22,5%
Gasco Chile	10,0%	Chilgener Chile	12,5%
Chilgener Chile	10,0%	Novacorp Int. Canadá	10,0%
Grupo minoritario	10,0%	Enagas Chile	7,5%
TOTAL	100,0%	TOTAL	100,0%
2.- Distribuidora Metrogas			
Gasco Chile	37,5%	Lone Star USA	10,0%
Lone Star USA	10,0%	Copec Chile	22,5%
Copec Chile	22,5%	Chilgener Chile	12,5%
Chilgener Chile	12,5%	Novacorp Int. Canadá	10,0%
Novacorp Int. Canadá	10,0%	Enagas Chile	7,5%
TOTAL	100,0%		
3.- Empresa Eléctrica Santiago			
Chilgener Chile	51,0%	Duke Power USA	24,0%
Duke Power USA	24,0%	Novacorp Int. USA	15,0%
Novacorp Int. USA	15,0%	Gasco Chile	10,0%
TOTAL	100,0%		

MONTALVA, Raúl, Gerente de Mercados, Gasoducto GasAndes S.A.- Chile. Chile: incidencia de las futuras centrales a gas. Seminario "Capitalice e invierta en gas y petróleo en Latinoamérica". 5-7 de junio de 1995. Buenos Aires, Argentina.

de mayo de 1995. Los países interesados en impulsar el proyecto son Argentina, Chile y el Canadá.⁶¹

Este macro proyecto está dividido en tres proyectos como se indica en el segundo cuadro a la izquierda.

Las empresas participantes en el consorcio del gasoducto son GASCO, COPEC, CHILGENER, CGE y ENERGAS de Chile; NOVA Corp. de Canadá, Lone Star, Santa Fe Energy y Duke Power de Estados Unidos, TECHINT, Compañía General de Combustibles y Petrolera Santa Fe de Argentina y Monumental Oil de Inglaterra.⁶²

La composición accionaria de los proyectos permite apreciar una total participación de inversionistas privados de Argentina, Chile, Estados Unidos, Canadá e Inglaterra (véase último cuadro a la izquierda).

Argentina-Chile (Atacama)

El proyecto⁶³ (a nivel de idea) busca suministrar gas natural a la Segunda Región de Chile, desde Salta, el norte de Argentina. Se trata de un gasoducto de 640 Km., desde la localidad de Ramos, en la frontera Argentina-Bolivia, hasta Antofagasta, Mejillones y Tocopilla, en Chile. El total de estas inversiones se lo estima en US\$ 500 millones.

Se considera también un ramal hacia la ciudad de Chuquicamata, con lo cual, la extensión total del ducto llegaría a los 830 kilómetros.

Los países interesados en impulsar el proyecto son Argentina, Chile y Estados Unidos y las empre-

sas que lo están liderando son CMS Energy y Williams Brothers.

Argentina-Chile (Gas Sur)⁶⁴

Este proyecto pretende abastecer de gas natural a la Octava Región de Chile, desde el sector de Buta Ranquil, provincia de Neuquén-Argentina. El ducto atravesaría la cordillera de los Andes por el paso Buta Mallín, extendiéndose hasta las ciudades de Concepción y Talcahuano, desviándose hacia el sur hasta la zona costera de Arauco; además considera un ramal hacia la zona donde se encuentran las industrias de celulosa, es decir, hacia Cabrero y Laja.

El proyecto consta de 350 kilómetros de ducto principal (160 kilómetros en territorio argentino y 190 en territorio chileno), más 90 kilómetros de ramales. El abastecimiento de gas natural comenzaría entre 1997 y 1998.

En el proyecto participan las empresas chilenas GASCO-Concepción, COPEC; las canadienses NOVA Corp.; y, la estadounidense Lone Star.

Argentina-Chile (METHANEX)

Este gasoducto se construirá en Tierra del Fuego y servirá como alimentación al tren de producción de metanol de la planta METHANEX. El gasoducto partirá de la zona de San Sebastián (Argentina) empalmando con el gasoducto chileno de la zona y a través de éste, cruzando el Estrecho de Magallanes, para llegar a la planta de metanol en Punta Arenas. En este caso, la interconexión permitirá la importación de 17

mil millones de metros cúbicos en un período de 20 años (2,5 millones de m³ por día, aproximadamente). Se estima la entrada del proyecto para finales de 1996.

Argentina-Chile (propanoducto)

En la XII Región de Chile existe un ducto de interconexión de gas licuado (propano), por medio del cual el país se abastece desde las plantas de tratamiento de gas natural argentino, ubicadas en Tierra de Fuego. Este ducto, de 4 pulgadas de diámetro conecta el área de San Sebastián en Argentina con el terminal de almacenamiento en Cabo Negro, a través de una serie de ductos terrestres y de un ducto submarino. El gas licuado abastece tanto el mercado de la XII Región como el de la zona central al cual accede por vía marítima.⁶⁵

Gasoducto Bolivia-Brasil

En febrero de 1993, mediante contrato suscrito por Bolivia y Brasil, los gobiernos de los dos países se comprometieron a construir un gasoducto que permita exportar gas natural desde los yacimientos bolivianos. La venta de gas tiene gran importancia en el proceso de integración de los dos países y permitirá equilibrar

la balanza comercial bilateral, fuertemente favorable al Brasil (En 1993, Brasil exportó bienes y servicios a Bolivia por US\$430,5 millones y solamente importó US\$17,9 millones).⁶⁶

El gasoducto desde Santa Cruz de la Sierra hasta Campinas, en una ruta de 3.400 Km⁶⁷ tendrá 32" de diámetro, pero nuevos contratos con las compañías de electricidad de São Paulo podrían incrementarlo a 36".⁶⁸ Brasil aceptó incrementar el diámetro del gasoducto, elevándolo de 28" (inicialmente planificado) a 32 pulgadas; con una capacidad de transporte cercana a 1 mil millones de pies cúbicos, casi el doble de la que planificaba exportar Bolivia en el punto más alto y que era de 565 millones de pies cúbicos/d; por lo tanto se podría transportar gas adicional de Perú o Argentina, en el futuro.⁶⁹

Equivalencias:

Millones p3/d	Millones m3/d	1000 BEP/d
282,0	8,0	50,2
424,0	12,0	75,5

El acuerdo original, firmado en febrero de 1993, establecía un volumen inicial de 282 millones de pies cúbicos diarios y un precio a

GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL	
LADO BOLIVIANO	LADO BRASILEÑO
Origen: Santa Cruz	Destino: Campinas
Inversiones estimadas: US\$420,1 millones	Inversiones estimadas: US\$ 895,8
Inversión total: US\$ 1.315,9 millones	
Año de inicio de la construcción: 1996	
Año de puesta en marcha: 1997	
El proyecto cuenta con estudios de factibilidad e ingeniería de detalle.	
FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1993	
Según LATIN AMERICAN OIL & GAS MONITOR, las inversiones totales pudieran alcanzar los US\$2.000 millones. Más adelante se presenta la forma en la que eventualmente se pudieran financiar las mismas.	

boca de pozo de US\$ 0,90/millón de BTU. En estas condiciones, Bolivia demandaba de Brasil una importación de 424 millones pies cúbicos diarios y un inmediato incremento en el precio.⁷⁰

El financiamiento externo, necesario para la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil fue garantizado por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. A partir de 1997, el gasoducto debe transportar diariamente 8 millones de metros cúbicos de gas natural desde Santa Cruz de la Sierra en Bolivia hacia São Paulo (aproximadamente 50.000 BEP). Según el "Jornal do Brasil", PETROBRAS lanzaría para mayo las licitaciones para adquirir los materiales y para agosto de 1995 se iniciaría las obras. En 1994, PETROBRAS seleccionó como su socia al consorcio BTB (formado por las empresas TENECO, BRITISH GAS y BRO-

KEN HILL PROPRIETARY PETROLEUM) para la construcción del tramo brasileño, de 1.426 Km, entre Corumbá y Campinas. El costo de este tramo es de unos US\$ 2.000 millones. El trayecto boliviano 577 Km costará unos US\$ 400 millones y será desarrollado por el consorcio ENRON-YPFB. YPFB podrá participar hasta en un 20% en el tramo brasileño.⁷¹

Enron Corp, de Estados Unidos firmó el 20 de julio de 1994 un memorando de entendimiento con la petrolera estatal YPFB, para la construcción, financiación y operación de un gasoducto entre Santa Cruz y el sur de Brasil. YPFB poseerá 60% de la joint venture y Enron 40%.⁷²



YPFB y Enron serán dueñas del 85% de la sección boliviana del gasoducto y el 15% restante pertenece a Petrobras y al grupo BTB.⁷³ En el lado brasileño YPFB tendrá el 20%, Petrobras el 51%, compañías privadas brasileñas el 4% y el grupo BTB, el 25% restante.⁷⁴

Gasoducto Bolivia-Chile (Norandean)

El objetivo de este proyecto es el suministro de gas natural boliviano a la Segunda Región de Chile en período de flujo alto, 5 millones de m³/d, para abastecer a las ciudades y centros industriales y en especial para atender el gran consumo de plantas termoeléctricas que abastecerían de energía eléctrica a la gran minería (véase el mapa arriba).⁷⁵

Accionistas del gasoducto

Tramo brasileño	Tramo boliviano
Petrobras	51%
YPFB	20
Grupo BTB	25
Compañías privadas brasileñas	4
YPFB	51 %
Petrobras y Grupo BTB	15
Enron Corp.	34

FUENTE: Prensa boliviana.- 22 de febrero de 1995.

EVENTUAL FINANCIAMIENTO DEL GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL *

Millones de dólares

FUENTES DE FINANCIAMIENTO	US\$ Millones
Banco Mundial	300
Banco Interamericano de Desarrollo	400
Corporación Andina de Fomento, con el Banco de Desarrollo Económico y Social del Brasil	600
Petrobras, YPFB, Enron, British Gas, Tenneco Gas, BHP	700
Total	2.000

FUENTE: LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR
LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994 y FLORES, Jorge.- Vicepresidente de YPFB.

El gasoducto de 786 Km. (536 Km. en territorio boliviano y 250 Km. en territorio chileno). El tramo desde Villamontes, Tarija-Caigua (Bolivia) hasta María Elena-Tocopilla (en la zona norte de Chile) será de 20" de diámetro y el tramo restante de 12". Se estima entre US\$312 y US\$ 361 millones el total de las inversiones.⁷⁶

GASODUCTO BOLIVIA CHILE			
DESCRIPCION	BOLIVIA	CHILE	TOTAL
Diámetro (pulgadas)	18	18	18
Largo (Km)	536	250	786
Estación de compresión (nº)	3	0	3
Capacidad (MMm ³ /d)	5	5	5
Potencia (HP)	21.750	0	21.750
Costo total (MM US\$)	298	74	312

FUENTE: FLORES, Jorge.- Vicepresidente de Operaciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB

El proyecto cuenta con estudios de ingeniería básica y de pre-factibilidad. Se espera que la construcción inicie en 1996 y la puesta en marcha se realice en 1997. En las inversiones participarán las compañías YPFB de Bolivia, BHP POWER de Australia y ENAP de Chile.

El 19 de julio de 1994 se anunció la asociación en operaciones de riesgo compartido de YPFB con la australiana BHP Power. La asociación con la empresa australiana

está orientada a la construcción del gasoducto Norandean, desde Tarija hacia María Elena; la paraestatal boliviana y BHP Power comparten 90% del capital accionario y el restante 10% pertenece a la Empresa Nacional de Petróleos de Chile.⁷⁷

2.5 Comunicaciones

Telecomunicaciones

Las empresas CTC Mundo de Chile y Telintar de Argentina firmaron un acuerdo para interconectar

sus redes digitales, con lo cual mejorarán las comunicaciones en los dos países. El convenio fue suscrito el 26 de octubre de 1994 en Santiago de Chile. La interconexión se efectuará por medio de equipos de última generación que la empresa chilena instalará en la localidad fronteriza argentina de Las Cuevas, en la provincia de Mendoza. Según el contrato, Chile quedará conectada, además, con Estados Unidos y Europa, a través de Telintar con los cables submarinos de fibra óptica Inasur, América I y América II.⁷⁸

CTC Mundo es una filial de la Compañía de Teléfonos de Chile, cuyo principal accionista es Telefónica de España. Esta firma es también accionista de Telintar en Argentina.

3. NECESIDADES DE EXPANSIÓN DE LAS MACRO REDES ENERGÉTICAS EN LA REGION

Requerimientos físicos

A mediano y largo plazo la región necesitará modernizar y ampliar sustancialmente las redes energéticas, especialmente las eléctricas y las de gas natural. El requerimiento de más amplias y eficientes redes energéticas se producirá en América Latina como consecuencia de:

- ◆ El crecimiento de la demanda regional de energía, vinculado a la expansión del producto interno bruto; y
- ◆ El cambio cualitativo en el balance energético regional, como consecuencia de un alto crecimiento de la demanda de gas natural y de la electricidad (véase cuadro a la izquierda).

CRECIMIENTO DEL PRODUCTO Y REQUERIMIENTO ENERGÉTICO					
	Energía	PIB	Intensidad	Tasa crec.	Tasa crec.
	Miles de Millions	BEP/Año	PIB		Energía
	BEP US\$ por US\$1000				
1995	2.758.438	995.097	2,77		
1996	2.848.160	1.030.994	2,76	3,6%	3,3%
1997	2.937.829	1.067.727	2,75	3,8%	3,1%
1998	3.012.160	1.097.664	2,74	2,8%	2,5%
1999	3.098.336	1.133.284	2,73	3,2%	2,9%
2000	3.178.127	1.166.506	2,72	2,9%	2,6%
2001	3.255.648	1.199.421	2,71	2,8%	2,4%
2002	3.338.214	1.235.081	2,70	3,0%	2,5%
2003	3.425.762	1.273.521	2,69	3,1%	2,6%
2004	3.521.969	1.315.533	2,68	3,3%	2,8%
2005	3.619.756	1.358.404	2,66	3,3%	2,8%
2006	3.725.752	1.406.078	2,65	3,5%	2,9%
2007	3.833.546	1.455.044	2,63	3,5%	2,9%
2008	3.945.941	1.506.976	2,62	3,6%	2,9%
2009	4.060.108	1.560.255	2,60	3,5%	2,9%
2010	4.177.435	1.615.900	2,59	3,6%	2,9%

FUENTE: OLADE, Sistema de Información Económica Energética, SIEE.

**REQUERIMIENTOS DE INTERCONEXION ELECTRICA
EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE**

	Prioridad	Km.	Capacidad KV	Nro. circuitos	Miles de US\$/Km.	Millones US\$
México-Guatemala	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Guatemala-Honduras	Baja	50	138	2	0,182	9,1
El Salvador-Honduras	Alta	160	230	2	0,271	43,4
El Salvador-Nicaragua	Baja	50	138	2	0,182	9,1
Venezuela-Colombia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Venezuela-Guyana	Muy Baja	50	138	1	0,090	4,5
Colombia-Ecuador	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Ecuador-Perú	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Colombia-Perú	Muy Baja	100	138	2	0,182	18,2
Perú-Bolivia	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Perú-Chile	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Argentina-Chile	Alta	150	230	2	0,275	41,3
Brasil-Guyana	Muy Baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Guyana Franc.	Muy Baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Surinam	Muy Baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Venezuela	Alta	200	450	2	0,335	67,0
Brasil-Colombia	Media	200	230	2	0,275	55,0
Guyana-Surinam	Muy Baja	50	138	1	0,090	4,5
Guyana Franc-Surinam	Muy Baja	50	138	1	0,090	4,5
Brasil-Bolivia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Brasil-Perú	Baja	150	230	2	0,275	41,3
Bolivia-Paraguay	Media	100	230	2	0,275	27,5
						556,8

FUENTE: OLADE.

**RESUMEN DE INVERSIONES
en interconexión eléctrica**

Prioridad	Inversiones US\$ Millones
Prioridad alta	356,1
Prioridad media	82,5
Prioridad baja	59,5
Prioridad muy baja	58,7

FUENTE: OLADE

En el primer cuadro que se presenta arriba figuran las eventuales interconexiones eléctricas y el grado de prioridad asignado por OLADE a las mismas, mientras que el segundo indica los requerimientos de inversión.

PROYECTOS ELECTRICOS

Generación

El Salvador (Central hidroeléctrica El Tigre)

Este proyecto busca incrementar la capacidad instalada de energía y el potencial del sistema de generación de El Salvador, para lo

cual se requiere construir una central hidroeléctrica binacional. Los estudios de prefactibilidad señalan los rangos para las principales variables del proyecto según el primer cuadro de la página 27.

Argentina-Paraguay (*Corpus Cristi*)

El proyecto busca aprovechar el potencial hidroeléctrico del río Paraná, aproximadamente 14 Km aguas arriba de la ciudad de Encarnación, en la zona denominada Corpus Cristi. Se cuenta con estudios de prefactibilidad y factibilidad, ingeniería básica e ingeniería de detalle (véase segundo cuadro de la página 27).⁷⁹

Interconexiones eléctricas

Interconexión eléctrica en el Grupo Andino

La JUNAC, en coordinación con la Secretaría Técnica del Comité Andino de Coordinación Energética, (CACE),⁸⁰ recomendará a los Ministros de Energía, en el presente año, la designación de sus representantes para integrar un Grupo de Trabajo que se encargará de evaluar las posibilidades y ventajas de la integración eléctrica subregional. En el Grupo participarán delegados de JUNAC, la CAF y OLADE, como miembros del CACE, y se invitará, eventualmente al CIER.^{81 82}

México-Centroamérica-Venezuela y Colombia

Este es un proyecto de interconexión entre los sistemas eléctricos de Colombia, México, Venezuela y los países del Istmo Centroamericano, que cuenta ya con estudio de

OPTIMIZACION PRELIMINAR DE LA POTENCIA INSTALADA DE EL TIGRE

	Cota embalse 125	Cota embalse 137,5 4 turbinas	Cota embalse 137,5 8 turbinas		
Factor de capacidad	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5
Potencia instalada (MW)	440,4	611,2	516,8	718,8	516,8
Generación media (GWh/a)	1.454,1	1.525,9	1.684,8	1.777,8	1.684,8
Factor de planta	0,377	0,285	0,372	0,282	0,372
Potencia firme 4 h (MW)	403,3	502,4	463,5	622,8	463,5
Inversión sin intereses en US\$ millones	482,6	588,3	514,1	611,8	532,4
Costo total US\$ millones	76,91	93,80	81,86	97,51	84,90
Beneficios anuales US\$ millones	126,15	148,27	145,40	180,26	145,40
Beneficios netos anuales US\$ millones	49,24	54,47	63,54	82,75	60,50
Relación beneficio/costo	1,640	1,581	1,776	1,849	1,713
					1,777

FUENTE: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa. Mayo de 1995.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO

Nivel máximo normal: 105 m
Volumen activo de operación: 500 Hm ³
Caudal medio: 11.000 m ³ /s
Potencia instalada: 4.600 MW
Energía media anual: 20.100 Gwh
Factor de potencia: 0,50
Período de construcción: 130 meses
Estimativo del valor total de las inversiones: US\$ 2.667 millones

VENEZUELA

LÍNEA MACAGUA II - MANAUS

LADO VENEZOLANO	LADO BRASILEÑO
Punto de origen: Puerto Ordaz	Punto de destino: Buena Visca (Manaus)
Capacidad de transformación: 1.000 KVA	Capacidad transformación: 1.000 KVA
Longitud total: 1.566 Km.	
Transmisión: 400 / 500 KV	
Fecha de inicio de la construcción: 1996	
Fecha de la puesta en marcha: 1996.	
Se cuenta con la ingeniería básica	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Paises Miembros.- Mayo de 1995.

LÍNEA CUESTECITA - CUATRICENTENARIO (2da. LÍNEA)

LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
Punto de origen: Maracaibo	Punto de destino: Cuestecita-Maicao
Capacidad de transformación: 230 KVA	
Longitud total: 130Km.	
Transmisión: 230 KV	
Se cuenta con estudios de prefactibilidad	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Paises Miembros.

prefactibilidad. Busca evaluar los diferentes esquemas de desarrollo de los sistemas eléctricos de los países que lo impulsan, con el fin de cuantificar las bondades de la integración física. Para este efecto, será necesario:⁸³

- ◆ Determinar los posibles tramos de interconexión o el reforzamiento de las interconexiones ya existentes;
- ◆ Poner de manifiesto los volúmenes de intercambio y los beneficios que obtendrán los países;
- ◆ Determinar las curvas de costos de oferta y demanda de energía eléctrica en las fronteras.

El Salvador-Honduras

El proyecto cuenta ya con el correspondiente estudio de prefactibilidad. El monto total de inversiones, incluyendo el costo de los estudios (US\$624.000) ascenderá a US\$43,4 millones. La interconexión se realizará a 230 KV, entre la subestación 15 de Setiembre, ubicada en el departamento de Usulutan (El Salvador) y la subestación Pavana, ubicada en el departamento de Choluteca y Valle (Honduras), distantes entre sí 160 Km. El inicio de la construcción del proyecto se lo espera para junio de 1997 y su conclusión para diciembre de 1998.⁸⁴

Venezuela-Brasil

Véase el cuadro a la izquierda.

Venezuela-Colombia

Véase el cuadro a la izquierda.

PROYECTOS GASIFEROS

En gas natural se espera, en el sur, la consolidación de las siguientes redes:

EVENTUALES REDES DE INTERCONEXION GASIFERA EN EL CONO SUR	
Bolivia-Brasil-Paraguay	Argentina-Chile
Bolivia-Chile	Argentina-Uruguay
Bolivia-Paraguay	Argentina-Bolivia-Brasil o Argentina-Brasil ^{1*}
Perú-Bolivia-Brasil	Perú-Chile

* YPF y Petrobras estudian la posibilidad de construir un nuevo gasoducto entre Argentina y Brasil, ya sea a través de Bolivia o del noreste argentino. INFORME LATINOAMERICANO.- 19 de Enero de 1995.

En el norte, se ha planteado la construcción de un eje que, partiendo desde Venezuela y Colombia, pueda servir a los países del Istmo Centroamericano; también se ha propuesto, a nivel de idea, la construcción de un gasoducto desde Venezuela hacia EEUU, a través de las islas del Caribe.

Bolivia-Paraguay

Ver abajo el cuadro para el gasoducto entre Bolivia y Paraguay.

TELECOMUNICACIONES

Las expectativas de una expansión en los servicios de teleco-

municaciones entre los países que conforman el Grupo Andino son interesantes y ofrecen múltiples oportunidades para los inversionistas privados.

◆ Los procesos de privatización, capitalización y modernización de los servicios básicos de telecomunicaciones, así como la facilidad de acceso al mercado de tecnologías digitales y satelitales, han permitido el desarrollo de un sector de servicios de extraordinario potencial de crecimiento y diversificación, así como de una elevada eficiencia y productividad gerencial y comercial; y,⁸⁵

- ◆ Este sector se verá potenciado cuando se disponga del satélite Simón Bolívar, que de acuerdo al proyecto de evaluación, podría estar en órbita en el primer trimestre de 1997.

Requerimientos de financiamiento

Dada la política de apertura con respecto a la participación de inversionistas privados en la construcción de los activos que requiere la industria energética, a nivel regional, existen interesantes opciones para el capital privado en materia de diseño, financiamiento, construcción y operación de redes energéticas.

Sin embargo, en este punto, es necesario tener en cuenta que "El tratamiento de la inversión extranjera en términos similares a los de los capitales nacionales podría llevar a que las empresas transnacionales dominen el mercado ampliado en sectores de importancia, desplazando a las empresas nacionales."⁸⁶

Requerimientos de política

A fin de dinamizar la consolidación de las redes de interconexión energética se precisa consolidar el proceso de integración energética, adoptando por parte de los gobiernos tanto el *esquema voluntarista* como el *facilitador*.⁸⁷

GASODUCTO BOLIVIA-PARAGUAY	
LADO BOLIVIANO	LADO PARAGUAYO
Origen: Vuelta Grande	Destino: Asunción
Inversiones estimadas: US\$13,7 millones	Inversiones estimadas: US\$85,8 millones
Inversión total: US\$103,6 millones, incluye US\$4,1 millones para estaciones de compresión	
Longitud: 846 Km.	
Capacidad: 60 millones de pies cúbicos por día	
El proyecto cuenta con estudios de viabilidad.	

FUENTE: Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.

Esquema voluntarista

Teniendo en cuenta el gran potencial hídrico de la región y las reservas no explotadas de gas natural, dentro del *esquema voluntarista* se considera necesario que los países expresen como un objetivo prioritario de su política energética regional la racionalización del balance energético mediante el incremento en la producción y el consumo de hidroelectricidad y gas natural.

Esquema facilitador

Dentro del *esquema facilitador*, se considera importante la realización de estudios de carácter regional y subregional en los que se evalúen los aspectos técnicos, económicos y políticos de los diferentes proyectos de integración energética, se expliciten los beneficios para los países involucrados y se cuantifiquen los requerimientos de inversión. En este aspecto, OLADE, dado su carácter de organismo técnico regional puede jugar un papel preponderante. Desde luego, siempre será necesario identificar las fuentes de financiamiento para la realización de estos estudios.

Integración fronteriza

Se considera importante que los estados incorporen la idea y la práctica de la integración fronteriza dentro de la planificación física y territorial⁹³

Difusión de las oportunidades

La difusión de las oportunidades de inversión y de negocios, tanto a nivel regional como a nivel de país, constituye un elemento im-

portante de política, en la medida en que orienta y canaliza la atención de los inversionistas regionales y extra-regionales hacia los proyectos, una vez que ya se cuenta con los estudios de base.

NOTAS:

- ¹ En 1860, cuando el kerosene era el único producto derivado del petróleo que tenía valor comercial y que reemplazó al aceite de ballena, éste era transportado o por ferrocarril o por autotanques.
- ² En el punto de equilibrio, los ingresos son iguales a los costos y no existen pérdidas ni ganancias.
- ³ Por ejemplo, dos grandes oleoductos, uno entre Arabia Saudita e Israel y otro entre Iraq y Turquía se encuentran en desuso exclusivamente por causas políticas. Ver: Boletín de Petróleo y Energía.- Editado por el Departamento de Servicios Especiales de I.P.S. Tercer Mundo.- 21 de mayo de 1995.
- ⁴ En Kazakstan, por ejemplo, para desarrollar los ricos yacimientos gasíferos de Karachaganak, se estructuró un consorcio en el que participarán la empresa rusa Gazprom (con el 15%), la italiana AGIP (con el 42,5%) y la British Gas (con el 42,5%). La presencia de Gazprom asegura el transporte del gas hacia los mercados europeos.
- ⁵ Así, por ejemplo, el tramo Arica-La Paz, o el que va desde Antofagasta hacia Oruro, operan desde principios del presente siglo.
- ⁶ Convergencia: la palabra mágica de la integración.- CAPITULOS.- Nro. 42, Enero-Marzo, 1995.
- ⁷ CARDENAS, Manuel José.- Implicaciones del regionalismo abierto en el ordenamiento jurídico del Acuerdo de Cartagena.- INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- ⁸ GENG, Luis J.- Coordinador del Programa Andino de Integración Energética, PAIE.- Acuerdo de Cartagena.- Junio de 1995.
- ⁹ Transporte multimodal de mercancías es el porte de bienes por dos modos diferentes de transporte, por lo menos. El operador toma las mercancías bajo su custodia, entre el origen y el destino y se encarga de los servicios de transporte, recolección, consolidación y desconsolidación de las cargas, unitarización o desunitarización de ésta, almacenaje, manipulación y entrega al destinatario.
- ¹⁰ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 203.- Agosto-Setiembre de 1994.
- ¹¹ Ibíd.
- ¹² LEGISA, J.- ALDAVE L.- SHANAHAN, C.- Salto Grande: Modelo de Integración.- Revista Energética.- Año 16.- Nro. 2.- Mayo-Agosto de 1992.
- ¹³ Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.

- ¹⁴ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 204.- Octubre de 1994.
- ¹⁵ Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- En el artículo titulado AS LIGAÇÕES QUE FALTAN, aparecido en La Revista de Negocios número 35, de abril de 1995, Miguel Roberto Nítolo estima en US\$ 20.000 millones el total de estas inversiones
- ¹⁶ FREIXINHO, N.- Itaipú, el proyecto hidroeléctrico brasileño-Paraguayo.- Revista Energética.- Año 2.- Mayo-Agosto, 1992.-
- ¹⁷ MANSILLA, Carlos.- Experiencias de cooperación energética en América Latina y el Caribe: un camino hacia la integración económica.- Revista Energética.- Año 16, Nro. 2.- Mayo-Agosto, 1992.
- ¹⁸ FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995.
- ¹⁹ Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía del Paraguay.- Encuesta hecha por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ²⁰ Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ²¹ Ibíd.
- ²² Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta
- realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ²³ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ²⁴ NAVARRO PENILLA, Rodolfo.- El gas natural en México.- TECNOIL, año 16, N. 161.- Buenos Aires, Argentina, Enero-Febrero de 1995.
- ²⁵ BP Review of World Gas.- 1994.
- ²⁶ RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- ²⁷ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ²⁸ Ibídem.
- ²⁹ BEP: Barril equivalente de petróleo.
- ³⁰ RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- ³¹ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ³² COMERCIO EXTERIOR Marzo de 1994.
- ³³ Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta hecha por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ³⁴ ENAP: Empresa Nacional de Petróleo de Chile.
- ³⁵ YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina.
- ³⁶ LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- ³⁷ COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.
- ³⁸ BOLETIN PETROLEO Y ENERGIA.- Departamento de Servicios Especiales de I.P.S.- Tercer Mundo.- 21 de mayo de 1995.
- ³⁹ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- ⁴⁰ RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- ⁴¹ INFORME LATINOAMERICANO.- 19 de enero de 1995.
- ⁴² INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- ⁴³ Ibíd.
- ⁴⁴ INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- ⁴⁵ RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- ⁴⁶ INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.

- ⁴⁷ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- ⁴⁸ INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- ⁴⁹ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 204.- Octubre de 1994.
- ⁵⁰ RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- ⁵¹ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 204.- Octubre de 1994.
- ⁵² CASTRO ESCUDERO, Alfredo.- El Grupo de los Tres: vicisitudes de una negociación comercial.- COMERCIO EXTERIOR, Julio de 1994.
- ⁵³ COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.
- ⁵⁴ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- ⁵⁵ INFORME LATINOAMERICANO.- 23 de Febrero de 1995.
- ⁵⁶ CALLE TORREZ, Julio.- Secretario General.- Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- Telefax de 18 VII, 1995.
- ⁵⁷ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁵⁸ LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- ⁵⁹ Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros, Mayo de 1995; y MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁶⁰ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁶¹ Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ⁶² MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁶³ Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ⁶⁴ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁶⁵ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Na-
- cional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁶⁶ INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- ⁶⁷ INFORME LATINOAMERICANO 1-Setiembre de 1994.
- ⁶⁸ LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- ⁶⁹ Ibíd.
- ⁷⁰ Ibíd.
- ⁷¹ Prensa boliviana.- 22 de febrero de 1995.
- ⁷² INFORME LATINOAMERICANO 4-Agosto de 1994.
- ⁷³ Conformado por Tenneco Gas, BHP Petroleum y British Gas.
- ⁷⁴ LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- ⁷⁵ MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- ⁷⁶ Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros, Mayo de 1995.
- ⁷⁷ COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.

- ⁷⁸ INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- ⁷⁹ Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay. Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ⁸⁰ El CACE está constituido de la siguiente manera:
- Los Ministros de Energía (uno de los cuales, en forma rotativa preside el Comité);
 - El Coordinador de la JUNAC;
 - El Presidente de la Corporación Andina de Fomento, CAF; y
 - El Secretario Ejecutivo de OLADE.
- ⁸¹ CIER: Comisión de Integración Eléctrica Regional.
- ⁸² GENG, Luis J.- Coordinador Andino del PAIE.- Acuerdo de Cartagena.- Junio de 1995.
- ⁸³ Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta hecha por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- ⁸⁴ Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).- El Salvador.- Encuesta realizada por OLADE a sus países miembros.- Mayo, 1995.
- ⁸⁵ GENG, Luis J.- Coordinador Andino del PAIE.- Acuerdo de Cartagena.- Junio de 1995.
- ⁸⁶ Secretaría Permanente del SELA.- La Integración en América Latina y el Caribe: de la protección a la apertura..- El financiamiento de la inversión.- CAPITULOS Nro. 42.0 Enero/marzo, 1995.
- ⁸⁷ Ibidem.
- ⁸⁸ Curso sobre La integración fronteriza en el Grupo Andino y la Unión Europea: experiencias, opciones y estrategias.- Centro de Formación para la Integración Regional (CEFIR).- Cartagena de Indias, Colombia 26-30 de setiembre de 1994.

Energy Networks: Instruments of Integration

Francisco J. Gutiérrez*

INTRODUCTION

*J*t is said that Paris, as well as Madrid and the other large cities of contemporary Europe, grew alongside the road. The inevitable passing of travellers, soldiers, pilgrims, and above all merchants and traders through certain places bestowed upon them the importance they were to eventually acquire over the centuries. In the past, roads, bridges, and settlements constituted the physical elements through which commodities, ideas, and cultures flowed. Something similar must have occurred in the Americas; however, the foundation of sacred cities such as Mexico, Copán or Tiahuanacu was determined on the basis of instructions received from the gods, and they were then discovered and conquered by the Europeans.

Today, roads, bridges, airports, sea and river ports, cable and satellite communication systems, computers, and all the facilities we find in cities are essential elements for all productive activities. Commodities, services, and physical and human production factors are

circulated and traded through these intricate networks.

Control over roads, bridges, and city gates and the payment of tolls and right-of-way fees were at the origin of current ad valorem taxes and specific duties being applied on the imports and exports of international trade. This control limited free circulation and was used not only for fiscal revenue purposes but also to protect local arts and crafts and industries.

In terms of energy, electricity, natural gas, oil, and its products also flow through specific networks. Transmission and subtransmission systems are the means whereby power generation plants transmit electricity for industrial consumption, the commercial sector, and households. The gas line networks link supply—coming from check or associated gas reservoirs—to the demand of cities and some rural villages. Oil is carried from production wells to refineries by means of pipelines, and oil products are carried from refineries or import centers to supply dispatch outlets, and finally from the latter to service stations.

* Executive Secretary of OLADE

Energy networks are therefore an essential element in the energy production-consumption chain and facilitate both the national and international interconnection of these markets. In the case of oil and its products, in addition to the pipelines one should bear in mind (as part of the network) other requirements such as storage tanks, loading and unloading facilities, and other similar installations.

As long as it is impossible to convert electric power into another type of energy that can be carried economically over long distances, without using conventional physical means, its massive use will necessarily require the use of transmission and subtransmission lines, as well as the operation of transformation and subtransformation stations. At the other extreme, oil and products can be carried by means of trucks, ships, tankers, and other means of locomotion, not only through pipelines; this is a major advantage because it means these energy products are completely tradable commodities.

Energy Networks

The traditional concept of energy networks includes sources, circuits, and terminals (which can be for storage and/or dispatch). Nevertheless, we know that in practice networks do not function without the support of communications (telephone, radio or other). A broader view of networks would necessarily include land, river, and sea routes. Thus, highways, tunnels, and bridges are not only road network elements but also elements of the energy network to the extent that tradable energy circulates along their routes.¹

A large part of the trade (whether legal or illegal) of oil products even today, between the countries of the Central American isthmus, is done overland by highway with tanker-trucks. Contraband liquefied petroleum gas from Ecuador to Peru is also transported overland; and contraband gasoline from Ecuador to Colombia is done by tanker-trucks using highways connecting the two countries. In the case of Colombia and Venezuela, the Venezuelan government has installed along the border a series of service stations that charge a price that is higher than that for the rest of the country in order to meet the demand of Colombian motor vehicles and thus legalize, at least in part, the former illegal traffic of fuel between the two countries.

Economic Characteristics of Energy Networks

Energy networks are essentially long-term strategic investments. One of the networks' most important characteristics is the high amounts of investments needed to build them. This leads to the following effects:

- ◆ A determining factor in the cost structure of any energy transport or transmission services is the prevalence of fixed costs over variable costs.
- ◆ This facilitates the generation of important economies of scale.
- ◆ It displaces the equilibrium point² toward the right and therefore requires minimum guaranteed volumes for operation, which in some cases are either

fluctuating (seasonal demands) or not totally available (marginal demands).

- ◆ It constitutes a barrier for the introduction of new companies that wish to enter into the industry.
- ◆ In small and medium-sized markets, this scheme fosters the establishment of monopolies and/or oligopolies, inside which consumers remain captive.

Owing to the specific characteristics of the installations, once they are built they can only be used to provide the service that they were originally scheduled to provide. This means a major obstacle for companies that wish to leave the industry.

The economic, financial, political, and other risks are usually substantial and, in the case of interconnections between countries,³ the risks are even greater. In order to resolve this problem, the strategy is to set up consortiums involving three types of players:

- ◆ Governments of countries through which the networks will pass.
- ◆ Private investors of the countries involved.
- ◆ Foreign private investors.

The establishment of this type of consortium is aimed at minimizing both financial risks and political risks and/or ensuring the right-of-way.⁴

Because of energy trade's high dependence on transmission

grids and related assets, the large investments required for building these networks, and the economic impossibility of installing redundant facilities (over-installation), ownership of these networks and/or their control, as well as the regulations governing third-party access, are determining elements for the free flow of energy and/or control and restrictions over these flows.

1. CURRENT STATUS OF MACRO-NETWORKS

1.1 Highways

The Pan-American highway that runs through the Andes from southern Chile up to Alaska is probably the best-known symbol of physical integration in the Americas. Along this grand highway, only the straits of Darien have not been crossed, thus impeding land traffic between Panama and Colombia. Apart from the Pan-American highway, there are other important arteries that provide an overland road network that integrates the countries of the Americas, permitting the circulation of goods, services, and persons.⁵ In terms of road infrastructure (disregarding customs control posts), the Western Hemisphere is virtually integrated.

Nevertheless, the countries continue to promote the building of new roads and opening up new contact points. According to SELA, "physical linkages are scarce and difficult, especially in terms of transport infrastructure."⁶

The Cartagena Agreement

The Cartagena Agreement has permitted and continues to permit, in the field of physical energy

integration, member countries to develop joint actions to achieve better development of physical space, strengthening the infrastructure and services needed to promote the integration process. It is expected that this action will take place essentially in the fields of energy, transportation, and communications. To develop the above, especially with respect to the transportation sector, the Andean Group has made considerable progress by approving highly important steps for the liberalization of these services. Thus, the administrative and legal constraints hampering international highway transportation between member countries have been surmounted, sea freight reserve laws (whereby commodities can only be shipped by specific, usually national, carriers) have been repealed, and an open-sky policy has been applied to air transport.⁷

The Andean Group has a set of common norms that are in keeping with the latest ideological, legal, and operational developments in international multi-mode law practice. The Andean countries already have firms focusing on these complex services, which require an efficient company configuration and a managerial capacity capable of handling different modes of transportation sequentially in the physical distribution and delivery of merchandise from port to port.

Developments and breakthroughs in the Andean Group's physical integration⁸

The following achievements in the strategic integration design, developed by the Cartagena Agreement Board (JUNAC), should be emphasized:

- a. Road infrastructure
 - ◆ Implementation of a plan for rehabilitating and upgrading the main axis of the Pan-American highway.
 - ◆ Identification of other land interconnection axes.
 - ◆ Start of construction of an important part of the new road infrastructure, with financial support from the Andean Development Corporation (CAF).
- b. Overland transport
 - ◆ A framework of standards establishing the parameters and conditions for the operation of the freight and passenger highway transport service market is now available.
 - ◆ The JUNAC is working on the preparation of two new standards that will give greater legal and operational clarity to the operation of transport services in the Andean Group.
- c. Air transport
 - ◆ The application of the sector policy known as "open sky", which has favored exclusively the airlines of the Andean Group providing services in the subregion. Since its implementation, transport supply and demand has experienced a growth of 400% compared to the level of 1991.
- d. Water transport
 - ◆ With the abrogation of freight reserve laws, the market of sea transport services was completely

ly liberalized in the subregion, and the economic protection by the State of national merchant marine fleets came to an end, the fleet structure was liberalized, and competitive trade possibilities were opened up.

- ◆ JUNAC has a project aimed at identifying the economic and legal criteria enabling enhancement of fleet capacity for subregional trade.

Multi-modal Transport in MERCOSUR

On December 30, 1994, the Foreign Affairs Ministers of Argentina, Brazil, Paraguay, and Uruguay met in Montevideo to subscribe to a protocol for a partial agreement geared to facilitating the multi-modal transport of merchandise.⁹

By virtue of this instrument, a company registered in the freight book of a competent national entity, in any of the MERCOSUR countries, is entitled to perform the activity of multi-modal transport operator in any of these states.

Other road integration works

Among the regional road integration projects that have recently been concluded, the following should be emphasized:

Ecuador-Colombia

In May 1995, the bridge over the San Miguel River was commissioned; it will permit interconnecting Lago Agrio (oil storage center in Ecuador) with Puerto Asís, in

Colombia. In this case, it was the political vision and thrust of those at the head of sectional governments in the two countries that permitted the project to be implemented and, alongside this, the corresponding access roads to be built.

Argentina-Brazil bridge

On May 22, 1994, the international Pepirí Guazú Bridge, between Argentina and Brazil, was inaugurated. It has a span of 110 meters and was built at the initiative of the municipalities and grass-root community organizations of the localities of San Pedro in Argentina and San Miguel Oeste in Brazil.¹⁰

Tieté-Paraná waterway

On March 15, 1994, the Presidents of Bolivia, Brazil, and Paraguay inaugurated the Tieté-Paraná waterway; they discussed integration issues and the possibility of creating a multinational system for administering the Region's navigable waterways.¹¹

1.2 Joint Electric Power Generation

The most important joint hydropower projects in the Region are: Salto Grande, Yacyretá, and Itaipú.

Salto Grande

After a long lead time (27 years), in 1979 the first turbine of Salto Grande on the Uruguay River was commissioned. Many problems arose during the process set in motion to materialize the project, among which:

- ◆ Border conflicts between Uruguay and Argentina.
- ◆ Political problems involving the break-off of diplomatic relations between the two countries from 1950 to 1956.
- ◆ Discussion of the benefits to be gained from upstream navigation.
- ◆ Coordinating Salto Grande with other binational projects in the Uruguay River Basin and its impact on third countries.
- ◆ The problems of the different electric power markets of the countries involved.

INSTALLED POWER CAPACITY AND GENERATION PER YEAR: ITAIPU, YACYRETA AND SALTO GRANDE

	Installed capacity MW	Generation GWh/year	Plant factor
Salto Grande	1,890	6,700	0.41
Yacyretá	3,200	18,000	0.64
Itaipú	12,600	73,000	0.66

At present, the project has an installed capacity of 1,890 MW and generates 6,700 GWh per year. It is important to emphasize that this project is a model for successful physical integration; very few projects have been planned, supported, and fostered by the peoples involved with such tenacity. For decades, a handful of visionary project-builders, along with grass-roots men and women from the Uruguay river basin, came together, fought for the project's materialization, and contributed to ensuring that official decisions were made.¹²

Yacyretá

On September 3, 1994, the Presidents of Argentina and Paraguay inaugurated the first turbine of the binational hydropower dam of Yacyretá. The ceremony included the Head of State of Uruguay. The project permits development of the Paraná River's hydropower potential in the vicinity of the islands of Yacyretá and Apipé, improvement of navigation in the area, regulation of the river's floodwater, and optimization of irrigation.¹³

The dam required, since the start of construction 20 years ago, an investment of US\$7.2 billion; it is estimated that another US\$1.5 billion will be needed for its completion in 1998. By then, its electric power production will account for 40% of Argentina's total consumption and two thirds of the energy required by the two countries in charge of the project. The Paraná River was closed by the dam and created a 1,600 square kilometer reservoir, that is, eight times the size of the city of

Buenos Aires. Once the project is terminated, each hour the same amount of water consumed by Argentina's capital for two days will pass through the project's 20 turbines, with a power generation capacity of 18,000 GWh per year. Yacyretá is the longest hydropower dam in the world, with an extension of 908 meters and a height of 70 meters (its size is only exceeded by the Aswan Dam in Egypt).¹⁴ The river basin covers a total surface area of 970,000 square kilometers.

Yacyretá is totally owned by the State; Argentina owns 50% and Paraguay the other 50%.

Itaipú

The hydropower station of Itaipú has been progressively commissioned as of 1984. It was built to tap the hydropower potential of the Paraná River from the Gaurá Falls down to the mouth of the Iguazu River. It is estimated that the investments made to complete the project will amount to US\$11.5 billion.¹⁵

At present, it is currently operating at full capacity with an installed capacity of 12,600 MW and a generation of 73 10⁹ KWh per year. The river basin covers a total area of 820,000 square kilometers, which means it is the largest binational hydropower project in the world. The energy that is generated belongs to Brazil and Paraguay, in equal shares.¹⁶

Itaipú is totally owned by the State: 50% belongs to Brazil and 50% belongs to Paraguay.

1.3 Electric Power Interconnection

Electric power interconnection in Latin America is in its initial stage, and therefore there are large investment opportunities that are financially attractive.

The benefits of electric power interconnections have been evident for the countries and have permitted the following:

- ◆ Complementation of different hydrological regimes.
- ◆ Fuel expenditures savings.
- ◆ The possibility for countries to share power capacity and energy reserves (with the resulting displacement of investments).
- ◆ Elimination of drawbacks stemming from energy rationing.¹⁷
- ◆ Displacement of more expensive energy for cheaper energy.

The tables provided on the following pages permit a rapid visualization of electric power interconnection systems currently operating in Latin America, in terms of the following circuits:

Northern Subsystem Central American isthmus Andean Group	MERCOSUR Northern Brazil Circuit Southern Brazil Circuit
---	---

It is apparent that the most extensive electric power interconnection systems are the Central American Isthmus system and the MERCOSUR system. The Northern

Brazil circuit is the least developed, and the Andean Group has made relatively little progress.

Argentina-Bolivia

The interconnections between Argentina and Bolivia are indicated in the last 3 tables of page 39.¹⁸

Argentina-Paraguay

Between Argentina and Paraguay¹⁹ there are:

- ◆ The Guarambaré-Clorinda interconnection line.
- ◆ The Puerto Carlos A. López-El Dorado line (see tables on page 40).

Brazil-Bolivia

Regarding the interconnection between Brazil and Bolivia, the technical characteristics are provided on page 40.

Bolivia-Peru

Regarding Bolivia and Peru, the interconnection is described in the table Bolivia-Peru ENDE to ELECTROPERU on page 41.

Colombia-Venezuela

The description is found in the three tables on page 41 for the Cuestecita-Cuatricentenario line, the Sevilla-San Antonio line, and the La Fria-Zulia line.

Northern Subsystem

	USA	MEXICO	GUATEMALA	EL SALVADOR
USA		Interconnection		
MEXICO			Marginal	
GUATEMALA				Interconnection
EL SALVADOR				

Central American Isthmus

	GUATEMA	EL SALVA	HONDUR	NICARAG	C. RICA	PANAMA
GUATEMA		Intercon.	Missing			
EL SALVA			Missing			
HONDUR			Intercon.			
NICARAG				Intercon.		
C. RICA					Intercon.	
PANAMA						Intercon.

- The interconnection is between Ahuachapán in El Salvador and the Guatemala-Este substation in Guatemala City with a distance of 111.4 kilometers between them. The transmission is done over a 230-KV line, and during 1994 from origin to destination 43,260 MWh were transmitted, and from destination to origin 32,006 Mwh. To build the interconnection US\$25 million were invested.

Andean Group

	Venezuela	Colombia	Ecuador	Peru	Bolivia
Venezuela		Intercon.			
Colombia			Marginal	Missing	
Ecuador				Missing	
Peru					Intercon.
Bolivia					

MERCOSUR

	ARGENTINA	BRAZIL	PARAGUAY	URUGUAY	CHILE*
ARGENTINA		Interconnection	Interconnection	Interconnection	Marginal
BRAZIL			Interconnection	Interconnection	
PARAGUAY					
URUGUAY					
CHILE					

* Chile is taking steps to be admitted into MERCOSUR.

Mexico-United States

The electric power interconnection between Mexico and the United States is quite extensive and has been built on various fronts, with lines of 230 KV, 138 KV, 69 KV and even smaller capacities.

Mexico and the United States are interconnected by means of two 230-KV lines:²⁰

- ◆ One extending from Tijuana, Mexico to Miguel, California, United States. Through this circuit, Mexico exported 2,015 GWh to the United States in 1993.
- ◆ Another extends from La Rosita Mexico to Imperial Valley, California, United States.

The 138-KV interconnection points include the following:²¹

- ◆ The line from Falcón, Tamaulipas, Mexico to Presa Falcón, Texas in the United States.
- ◆ The line from Nuevo Laredo, Tamaulipas in Mexico to Laredo, Texas in the United States.
- ◆ The line from Piedras Negras, Coahuila in Mexico to Eagle Pass, Texas in the United States.

There are also the following 69-KV interconnections:

- ◆ The line from Matamoros, Tamaulipas in Mexico to Brownsville, Texas in the United States.

Northern Brazil Circuit

	BRAZIL	GUYANA	FR. GUAYANA	SURINAME	VENEZUEL	COLOMB
BRAZIL		Missing	Missing	Missing	Missing	Missing
GUYANA				Missing	Missing	
FR. GUAYANA				Missing		
SURINAME						
VENEZUEL						Intercon.
COLOMB						

Southern Brazil Circuit

	BRAZIL	BOLIVIA	PERU	PARAG	URUGUAY	ARGENT
BRAZIL		Marginal	Missing	Intercon.	Intercon.	Intercon.
BOLIVIA			Marginal	Missing		Marginal
PERU						
PARAG						Intercon.
URUGUAY						Intercon.
ARGENT						

Argentina-Bolivia

AGUAS BLANCAS

ARGENTINEAN SIDE	BOLIVIAN SIDE
Two sections of 1,500 KVA Voltage 33 KV/6.9 KV 3/0 of 90 mm/2/0 of 70 mm Approximate length 1,500 m	There is no substation. It is directly fed to distribution transformers.
1994: Bolivia imported 4.2 GWh. As of October 1994, no more energy was imported.	

POCITOS

ARGENTINEAN SIDE	BOLIVIAN SIDE
Salvador Maza Substation Two sections of 1,500 KVA Voltage 33 KV/6.9 KV 3/0 of 90 mm/2/0 of 70 mm Rebaje Substation Approximate length 3.5 km	There is no substation. It is directly fed to distribution transformers.
1994: Bolivia stopped importing energy in December 1993 but continues to be connected.	

VILLAZÓN

ARGENTINEAN SIDE	BOLIVIAN SIDE
Voltage 33 KV/24,9 KV 3/0 of 90 mm/2/0 of 70 mm Length of line substation to Villazón, about 2 km Number of conductor 4 AWG Power capacity 315 KVA	There is no substation. It is fed directly to distribution transformers.
1994: Contracted power capacity: 588 KVA, as of June 1994. Bolivia imported 2.4 GWh. Peak demand purchased month of March 1994: 1,020 KVA	

Argentina-Paraguay

GUARAMBARE-CLORINDA	
PARAGUAYAN SIDE	ARGENTINEAN SIDE
Point of origin: Guarambaré	Point of destination: Clorinda (Formosa)
Investments made by Paraguay: US\$2.7 million	Transformation capacity: 80,000 KVA
Length: 43 km	
Transmission capacity: 220 KV	
Energy transmitted in 1994: 2,666 MWh	

PTO. CARLOS A. LOPEZ - EL DORADO	
PARAGUAYAN SIDE	ARGENTINEAN SIDE
Point of origin: Pto. Carlos A. López (Itapúa)	Point of destination: El Dorado (Misiones)
Investments made by Paraguay: US\$0.8 million	
Transformation capacity: 33,000 KVA	
Length: 10 km	
Transmission capacity: 132 KV	
Energy transmitted in 1994: 116,442 MWh.	

Brazil-Bolivia

PUERTO SUAREZ	
BRAZILIAN SIDE	BOLIVIAN SIDE
<p>Corumbá Substation</p> <p>Two sections 25 MVA</p> <p>Two types of feeders in 13.8 KV voltage:</p> <p>Feeder, serving one section of 5MVA 13.8/34.5 KV.</p> <p>Approximate length 7 km.</p> <p>Number of conductor 2/0.</p> <p>Clientes en M.T. 34.5 KV.</p> <p>Installed power capacity 4.5 MVA.</p> <p>Approximate annual consumption 3,600 MWh.</p> <p>Feeder No. 8 in 13.8 KV.</p> <p>Conductor No. 2 AWG.</p> <p>Approximate annual consumption 12,366 MWh</p>	<p>There is no substation. It is directly fed to the distribution transformers.</p>

Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995

- ◆ The line from Ciudad Juárez, Chihuahua in Mexico to El Paso, Texas in the United States.

- ◆ The line from Tijuana in Mexico to San Isidro, California in the United States.

Among the lower power interconnection lines, the following should be mentioned:

- ◆ The 13.8-KV line from Nogales, Sonora in Mexico to Nogales, Arizona in the United States.
- ◆ The 12-KV lines from Ojinaga, Chihuahua in Mexico to Presidio, Texas in the United States.

Mexico-Belize

There is a 34.5-KV line stretching from Chetumal in Mexico to Belize. The line enabled Mexican sales amounting to 20 GWh to Belize during 1993.²²

Chile

Chile has held meetings to discuss electric power integration projects with its neighbors, especially as of 1992. Thus, as a result of meetings between the Energy Secretariat of Argentina and the National Energy Commission of Chile, there is now a series of studies that would permit the definition of an integration modality with Argentina.²³

1. Chile-Argentina

Electric power surpluses are being exported from the city of Chile Chico in Chile to the town of Los Antiguos in Argentina. This flow corresponds to 400 KW in off hours

and 100 KW in peak hours and is handled by the Power Utility of Aysen (ADELAYSEN).

It is important to mention an interconnection project between Santiago de Chile and Mendoza in Argentina, which dates back to 1987 and requires the construction of a 220-KV line with a carrying capacity of 200 MW and 275 kilometers of power lines, of which 10 kilometers involve underground cables under the international pass Los Libertadores. To date, this project has not been promoted by private investors.

2. Chile-Peru

There is an electric power interconnection agreement between the Chilean power utility EME-LARI of Arica and the Peruvian utility ELECTROSUR. The export of electric power involves a capacity of 10 MW which can be enlarged to 20 MW, without taking into account firm power capacity contracting.

1.4 Gas Pipelines

In Latin America and the Caribbean there is currently a considerable potential for natural gas (greater than that of North America), but present rates of energy production and consumption are still very low. At December 1993, Latin American gas reserves amounted to 47.8 billion barrels of oil equivalent (BOE), but regional production amounted to only 1.7 million BOE per day that same year and only 1.6 million BOE per day during 1994.

Bolivia-Peru

ENDE TO ELECTROPERU	
BOLIVIAN SIDE	PERUVIAN SIDE
Feeder S/E Huanca 3 MVA. There are different feeders leaving the substation. The Copacabana feeder is the one used for exporting energy to Peru, with about 96 km and 4 metering sites:	There is no substation. It is directly fed to distribution transformers.
<ul style="list-style-type: none"> • Desaguadero: 2,246 KVA • Kasani 1,022 KVA • Tinicachi 20 KVA • Anapia 16 KVA 	
1994: Bolivia exported 3.3 GWh.	

Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995

Colombia-Venezuela

CUESTECITA-CUATRICENTENARIO LINE	
COLOMBIAN SIDE	VENEZUELAN SIDE
Point of origin: Cuestecita (Maicao) Investments made (US dollars of 1993): US\$13.5 million Transformation capacity: 150,000 KVA	Point of destination: Cuatricentenario (Maracaibo) Investments: US\$14 million Transformation capacity: 150,000 KVA
Total length: 128 km. Transmission: 230 KV Capacity: 150 MW	
Energy transmitted from destination to origin in 1994: 144 GWh.	

Sources: Mining and Energy Planning Unit, Ministry of Mines and Energy of Colombia and Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

SEVILLA - SAN ANTONIO LINE	
VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Point of origin: San Antonio Transformation capacity: 15,000 KVA	Point of destination: Cúcuta Transformation capacity: 15,000 KVA
Total length: 14 km. Transmission: 13.8 KV / 34.5 KV	

Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

LA FRIA - ZULIA	
VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Point of origin: La Fria Transformation capacity: 50,000 KVA	Point of destination: Zulia Transformation capacity: 50,000 KVA
Total length: 30 km. Transmission: 115 KV Energy transmitted in 1994: 123,335 MWh	

Sources: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

Mexico-United States

Integration of Mexico's gas pipeline system with that of the United States began in 1979 with the construction of the 48- and 42-inch Cactus-San Fernando-Los Ramones gas pipeline that permitted joining natural gas production centers with industrial consumption centers in the north and exporting gas during 1980-1984. Before this the El Paso interconnection was used to supply small volumes of gas to the border city of Naco (Sonora) and the mining company of Cananea, which was a stand-alone system based on imports.²⁴

At present, there is an important gas interconnection network between Mexico and the United States through different connection points, as indicated in the table below. The size of the pipelines is not homogeneous and these lines fluctuate widely. Thus, for example, the Peñitas-Matamoros and McAllen-Reynosa pipelines can carry up to 400 million cubic feet per day of gas and the Hidalgo-Reynosa line 375 million cubic feet per day. By contrast, the Engel Pass-Piedras Negras line has a capacity of only 4 million cubic feet per day. During 1993, the United States sold to Mexico 1.05 billion cubic meters of gas through the gas line network and imported 0.03 billion cubic meters (see table at top of page 43).²⁵

Bolivia-Argentina

For 20 years, Bolivia has been selling natural gas to Argentina through a gas line interconnection extending from Santa Cruz to Buenos Aires. Exports are currently on the order of 40,000 BOE per day (see table at bottom of page 43).²⁶

Chile

Interconnection projects have not as yet materialized, but it is expected that this will take place over the short term.

Projects that are competing for supplying natural gas to the central-southern region of Chile are to date:

- ◆ The Trans-Andean gas pipeline/ Gas de Chile.
- ◆ Gas Andes/Metrogas.
- ◆ Gas Sur.

There are also other interconnection projects, two in the northern part of the country (Norandina with Bolivia and Atacama with Argentina), and another in the south to supply the second chain of the methanol-producing plant METHANEX with Chilean and Argentinean natural gas. Further details on these projects will be presented below.²⁷

Chile-Argentina

In February 1994, the so-called No. 5 protocol was subscribed between Chile and Argentina. This instrument was updated in July 1995. On the basis of this agreement, the volume of natural gas imported by the country was liberalized, and the restriction prevailing in the first version, which only allowed gas coming from the Neuquén zone, was lifted. The possibility of eventual exports from Chile to Argentina is also being envisaged.²⁸

Rest of the region

In the rest of the region, integration through gas pipelines is still quite slight compared to the potential; nevertheless, it is apparent that two integrative hubs are emerging for the gas industry: one at the north, involving the network consisting of Venezuela, Colombia, and Ecuador, which would include energy supply of the Central American isthmus and eventually the southern part of the United States; and another involving Peru, Bolivia, Brazil, Argentina, Chile, Uruguay, and Paraguay.

Nevertheless, one of the most severe obstacles for natural gas trade integration and expansion in Latin America and the Caribbean is the huge disparity in fuel sale prices. For example, in Barbados, gas for household use is sold at about US\$120 per BOE and in Venezuela at only US\$2.5 per BOE.

1.5 Oil Pipelines

Energy interconnections by means of pipelines is still an incipient activity in the region. Only the following can be cited:

- ◆ The interconnection between Ecuador and Colombia, through a branch enabling one part of Ecuadorian oil production to flow through the Trans-Andean Oil Pipeline, in Colombian territory, and to be exported through the Colombian port of Tumaco.
- ◆ The recent Trans-Andean pipeline built between Argentina and Chile.
- ◆ The oil pipeline going from Santa Cruz in Bolivia to the port of

**CURRENTLY OPERATING GAS LINE
INTERCONNECTIONS BETWEEN MEXICO AND
THE UNITED STATES***

ORIGIN	DESTINATION	CAPACITY MCFD**
Penitas, Texas, USA	Matamoros, Mexico	400
McAllen, Texas, USA	Reynosa, Mexico	400
Hidalgo, Texas, USA	Reynosa, Mexico	375
El Paso, Texas, USA	Cd. Juárez, Mexico	60
Naco, Arizona, USA	Naco, Sonora, Mexico	16
Engel Pass, Texas, USA	Piedras Negras, Mexico	4

* General Directorate of Hydrocarbons Policy of Mexico, on the basis of a survey conducted by OLADE to the member countries, May 1995.

** MCFD: Million cubic feet per day.

Arica in Chile, permitting the transport of Bolivian crude oil from the jungle to the oil terminal of YPFB on the Pacific coast. The capacity of this pipeline is 50,000 barrels per day and its length is 969 kilometers.²⁹

Argentina-Chile: Trans-Andean Pipeline

The No. 5 protocol signed by Chile and Argentina referred to above made possible the construction of a pipeline from the Neuquén basin in Argentina to Concepción in Chile. This oil is aimed at supplying

the Chilean market and third-country exports through the port of San Vicente in Talcahuano in Chile.³⁰

On February 15, 1994, the Trans-Andean pipeline was commissioned; its total cost amounted to US\$220 million. Financed by private capital from Argentina and Chile, the pipeline extends for 425 kilometers (16-inch diameter) and connects the Argentinean reservoirs of Puerto Hernández in the province of Neuquén with the Talcahuano VIII Region in Chile and will carry oil to the Chilean PETROX refinery of Concepción. The first phase of

the oil pipeline will involve transporting 50,300 barrels per day of crude oil, an amount that will increase gradually until reaching a maximum capacity of 107,000 barrels per day.³¹

The estimated value of the investment needed is US\$220 million. Regarding ownership, 12.25% is property of the State of Chile and 87.75% is owned by the private sector (YPF of Argentina and the Río de la Plata Bank).³² The oil pipeline is administered by the A&C Pipeline Holding company.

Chilean refiners have indicated their interest in purchasing additional volumes of crude oil from Rincón de los Sauces, arriving from Argentina through the Trans-Andean oil pipeline. The line currently carries 85,000 barrels per day and will soon reach its peak operating capacity. It seems, however, that PETROX, which is the refinery of the National Oil Company of Chile (Empresa Nacional de Petróleo de Chile—ENAP) and had originally made commitments to purchase 60,000 barrels per day from Argentina's state oil company (Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina—YPF), would be interested in purchasing up to 158,000 barrels per day. This appears to be technically impossible, unless a parallel pipeline is built to carry the increase in demand.³³

Colombia-Ecuador (interconnection pipeline)

Between Colombia and Ecuador, there is an oil interconnection pipeline: Lago Agrio-San Miguel (see table below).

BOLIVIA-ARGENTINA GAS PIPELINE

BOLIVIAN SIDE

Origin: Santa Cruz
Investments made in 1971: US\$56.3 million

ARGENTINEAN SIDE

Destination: Yacuiba ((Border Boliv/Argent))

Total length 530 km.
Capacity 271 million cubic feet per day
Amount transmitted in 1994: 76,556 million cubic feet (209.7 MCFD)
Used capacity in 1994: 77.4%

Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995.

Colombia-Ecuador	
LAGO AGRILO-SAN MIGUEL OIL PIPELINE	
ECUADORIAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Origin: Lago Agrio	Destination: San Miguel
Capacity: 100,000 Bls/d	
Amount transmitted in 1994: 22,435 Bls/d	

Source: Mining and Energy Planning Unit, Ministry of Mines and Energy of Colombia, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

2. PROJECTS UNDER WAY

An important group of projects are being implemented today in Latin America and the Caribbean; they are increasingly consolidating the region's physical integration. Day by day progress is being made in the construction of highways, waterways, bridges, and tunnels. In some parts, the idea of the railway as a suitable means for spanning long distances is emerging once again. Joint electric power interconnections and generation, once the initial political and economic obstacles are surmounted, are a concrete reality that can gradually integrate the different subregions. One can see, slowly arising over the horizon, the inexorable interconnection of oil and gas lines through which the oil and natural gas that are indispensable for recent efforts to ensure development, along with liberalization, will circulate.

2.1 Highways, Waterways, Bridges, and Tunnels

Brazil-Venezuela

On July 29, 1994, Brazil and Venezuela subscribed to an economic

complementation agreement in order to liberalize reciprocal trade in the future.³⁴ The working group on transportation and communications provided advisory services for the pavement works of the trans-border highway.

In mid-May 1995, it was announced that the two countries had signed an agreement to facilitate freight and passenger transport on the trans-border highway and that studies would continue on the establishment of connections between the northern part of Brazil and the south of Venezuela.³⁵

Bolivia-Chile-Southern Cone

In this region³⁶ the following physical integration projects can be emphasized:

- ◆ The Inter-Oceanic highway, which would unit Chile, Bolivia, Paraguay, and Argentina (advocated by Chilean businessmen and congressmen).
- ◆ The new span of the Patacamay-Tambo Quemado highway, which would join Arica with La Paz, and the second binational

route between Iquique, Chile and Oruro, Bolivia.

Bolivia-Peru

The highway connecting La Paz with Ilo is under construction.³⁷

Ecuador-Colombia

Both countries have made commitments to become integrated by means of a new linkage. The Borbón-Maldonado-Mataje highway in Ecuador and the construction of the bridge over the Mataje River will permit, in mid-1996, an interconnection with Tumaco in Colombia.

Ecuador-Peru

The Arenillas-Alamor-Zapotillo highway in Ecuador, as well as the construction of the bridge over Zapotillo and the Zapotillo-Piura section in Peru, will permit a new interconnection point between the two countries. This project, at present, has been suspended due to the armed conflict between the two countries early in 1995.

Peru-Brazil

Peru offered to provide Brazil with an outlet to the Pacific Ocean, through the ports of Paita at the north or Ilo at the south, using highway corridors and navigable waterways. Peru would like to transform Ilo into a new Singapore, a nexus between Sao Paulo and Tokyo.³⁸

Trans-cordillera tunnel

Argentina and Chile are studying the technical viability of a project aimed at building a low-alti-

tude tunnel that would serve as an alternative route to the current trans-cordillera pass. The tunnel would have an extension of about 20 kilometers and would bring together the localities of Horcones, Mendoza in Argentina and Juncal in Chile, and its highest point would be located at 2,720 meters. The estimated cost is US\$300 million, and lead time for the project would be under seven years. It would surmount the drawbacks and restrictions of the current pass, which is frequently blocked during the winter as a result of intensive snowing and landslides typical of this area of the Andes.³⁹

Argentina-Paraguay bridge

In September 1994, a bid process was initiated for building a bridge over the Pilcomayo Rivero, which would connect the locality of Misión de la Paz en Salta, Argentina with Pozo Hondo in Paraguay. This connection is highly important because, although the Argentinean side is only slightly developed, on the Paraguayan side there are major settlements that have emerged as a hub for agro-industrial activities. The bridge would be erected in a sector where the river's flow is 200 meters wide, which would require the installation of 18-meter pylons.⁴⁰

Brazil-Uruguay bridge

On September 19, 1994, the Foreign Affairs Minister of Brazil and Uruguay signed agreements to improve the two countries' border linkage. The agreements included the construction of a bridge that would connect the municipality of Herval in Rio Grande do Sul in Brazil with the municipality of Cerro Largo in Uruguay.

Paraguay-Paraná waterway

During his official visit to La Paz, on August 5-6, 1994, the President Wasmoyos of Paraguay supported Bolivian aspirations to become part of MERCOSUR. President Wasmoyos emphasized the importance of various joint projects such as the Paraguay-Paraná waterway and the need to set up a tri-national commission between Bolivia, Paraguay, and Argentina to develop the Pilcomayo river basin.⁴¹

The Paraguay-Paraná waterway is one of the most important physical integration undertakings. This route, on the one hand, will enhance trade between Brazil (Mato Grosso), Bolivia (especially Santa Cruz), Paraguay, Argentina (El Chaco), and partially Uruguay. On the other hand, it will facilitate the transport of products toward the Atlantic Ocean. It should not be forgotten that, in the past century, the river port of Asunción was as important as that of Buenos Aires or Montevideo.⁴²

Multi-modal corridor: Peru-Bolivia-Paraguay

Between September 24-25, 1994, the Presidents of Bolivia, Paraguay, and Peru reviewed physical integration issues, so that their countries could materialize the Atlantic-Pacific linkage, by means of a multi-modal corridor.

On September 25, 1994, in the so-called Declaration of Puerto Suárez, the three Presidents manifested their common wish to promote integrated development and a link-up of the Pacific and Atlantic Oceans by means of a project for the

physical interconnection of the Paraguay-Paraná waterway with Ilo and Matarani, through Paraguay and Bolivia, and for the operation of a multi-modal transport system that would foster productive activities in their three countries.

The three Heads of State reiterated the political will of their governments to consider the corridor Asunción→Paraguay-Paraná waterway→Puerto Busch→Puerto Suárez→Puerto Ilo and Matarani, as well as the Asunción→Ruta Transchaco road connection (Bolivian and Paraguayan sections) with the ports of Ilo and Matarani, as the focus of this trinational interest in integration.

Argentina has always shown its readiness and willingness to permit the connection of this multi-modal corridor with the Plate River and through this to obtain an outlet to the Atlantic Ocean.

Venezuela-Trinidad and Tobago river highway

Trinidad and Tobago is interested in using the river highway of the Orinoco and Apure rivers in order to reach Colombia and the other Andean Group countries. The river highway is a project that has been gaining acceptance over the last few years as a transport alternative between remote regions of Venezuela that are only tenuously connected by land or air. This route, which runs through the plains of Venezuela in a westerly-easterly direction, is a natural passageway for establishing communication between the Caribbean and Andean markets at competitive freight prices. It would permit the physical interconnection between the Andean Group

and the Caribbean Community. During 1993, Trinidad imported US\$224.3 million of Venezuelan products and exported US\$13.5 million to Venezuela.⁴³

2.2 Railways

Bolivia-Chile railway

Bolivia and Chile are considering consolidating their railway lines, for which purpose the alternative of privatizing the Arica-La Paz route could be seriously considered.⁴⁴

Bolivia-Peru railway

The Presidents of Bolivia and Peru re-asserted their interest in concretizing the railway integration between both countries and have envisaged the possibility of linking up Ilo and La Paz.⁴⁵

Venezuela-Colombia railway

On July 8-9, 1994, during the Tenth Meeting of the Good Neighbor Commissions, held in Bogotá, the Vice-Minister of Foreign Affairs of Venezuela revealed that, among the issues dealt with, there was the construction of a binational railway that would connect the Department of Santander in Colombia with the State of Zulia in Venezuela, aimed at reducing freight-carrying costs between the two countries.⁴⁶

Buenos Aires-Lima railway

One of the ideas that has been proposed is the railway interconnection between Buenos Aires and Lima; several railroad sections such

as Guaqui (located in Bolivia on the shores of Lake Titicaca) and Ilo (or Puno) in Peru are still missing.

It seems that, with the construction of the highways and railways, two economic-political hubs are being developed. On the one hand, it would involve a connection between the Atlantic and Pacific oceans, that is, between the port of Santos in Brazil and the ports of Arica in Chile and Ilo in Peru. From a strictly energy point of view, this hub will have natural gas available in all its centers, coming from Bolivia, the north of Argentina or Camisea in Peru. On the other hand, the Paraguay-Paraná waterway is a complement to the first hub and parallel to it but located farther south.⁴⁷

2.3 Electric power interconnection

SIPAC

This physical integration project, whose investment requirements (100% state property) would amount to US\$500 million, is referred to as the Interconnected System for Central America (*Sistema de Interconexión para América Central—SIPAC*). It will permit the flow of electricity between the countries of the Central American isthmus (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, and Panama) by means of a 500-KVA line stretching for 1,678 kilometers.

At present, the power systems are connected by a 230-KV line as follows:

◆ To the north: Guatemala and El Salvador

◆ To the south: Honduras, Nicaragua, Costa Rica, and Panama

Once the connection line between El Salvador and Honduras has been installed (by 1997), the circuit will be entirely linked up.

The project's development has been set up in two phases. The first phase, to be implemented in 1997, involves the construction of internal consolidation works that include, among others, the 230-KV interconnection between El Salvador and Honduras. The complete trunk line will be built for 500 KV and will be energized at 230 KV. The second phase (2003-2004) envisages energizing at 500 KV with the commissioning of important power generation projects, considered in the coordinated planning and corresponding substations.

The cost of the first phase amounts to US\$400 million and that of the second US\$100 million; therefore the total project will require an investment of US\$500 million.

The project is currently involved in obtaining financial resources from the Inter-American Development Bank, which has requested studies to decide the adequate voltage for the line, on the basis of economic criteria, reliability, stability, and security of interconnection equipment.

The Central American presidents who subscribed to the

ELECTRIC POWER INTERCONNECTIONS IN THE CENTRAL AMERICAN Isthmus

DISTANCES IN	Kilometers	MAP OF THE CENTRAL AMERICAN Isthmus
Guatemala	87	
El Salvador	247	
Honduras	119	
Nicaragua	284	
Costa Rica	489	
Panama	452	

Guácimo Declaration on August 20, 1994 agreed, among other aspects, to grant high priority to the implementation of the Electric Power Interconnection System for Central America.⁴⁸

Group of Three (G-3)

The so-called Group of Three, which was set up on March 11, 1989 by Colombia, Mexico and Venezuela,⁴⁹ during its first phase, implemented a program for interconnecting hydropower and gas line systems of the G-3 nations, in order to supply energy to the area.

Brazil-Venezuela

On July 29, 1994, Brazil and Venezuela⁵⁰ analyzed the technical reports on the viability of an electric power interconnection between the southeast of Venezuela and the north of Brazil.

It also seems that future enlargements of Guri in Venezuela are tied to the purchase of electricity by Brazil. A 1,500-kilometer inter-

connection would be needed for this to be feasible.

Brazil-Uruguay interconnection

Brazil and Uruguay agreed to make progress on the interconnection of the electric power supply systems, which will be concretized in 1995, through the border towns of Livramento and Rivera. This agreement would permit the integral tapping of energy supplied by the UTE utilities of Uruguay and CEEE of Rio Grande do Sul.⁵¹

Bolivia-Brazil

The Brazilian state of Matto Grosso wishes to purchase electrici-

generated by the U.S. company ENRON Power. To materialize this project, investments will have to be made for the corresponding interconnection.⁵²

Venezuela-Colombia

See table below.

2.4 Oil and gas pipelines

Center-South Subregion⁵³

The Bolivian Energy Secretary's vision of energy development of the Center-South Subregion is optimistic. He believes that it holds a large gas reserve and that expectations for growth of demand

SAN MATEO - COROZO LINE	
VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Point of origin: El Corozo	Destination point: San Mateo (Cúcuta)
Transformation capacity: 100,000 KVA	Transformation capacity: 100,000 KVA
Planned investment: US\$10 million	Planned investment: US\$10 million
Total length: 49 km. Transmission: 230 KV Total investment: US\$20 million Date start of construction: 1993 Date of commissioning: December 1995 <small>Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.</small>	

**GAS PIPELINES OF THE CENTRAL SOUTHERN SUBREGION
SECTION, LENGTH, DIAMETER AND CAPACITY**

COUNTRIES	SECTION	LONGIT. Km	DIAMET. inches	CAPACITY MCMD
Bolivia-Brazil	Sta. Cruz - El Mutún (Bolivia)	560	32	32
	Corumbá - Campiñas (Brazil)	1.250	32	32
	Campiñas - Sao Paulo (Brazil)	154	24	25
	Campiñas - Curitiba (Brazil)	439	22	
	Curitiba - Tijucas (Brazil)	240	18	
	Tijucas - Criciuma (Brazil)	190	16	
	Criciuma - P. Alegre	240	14	
Bolivia-Chile	Villamontes - Antofagasta	1.126	20	
Bolivia-Paraguay	Vuelta Grande - Asunción	901	12	
Argentina-Chile	Neuquén - Santiago	1200	24	
Argentina-Brazil	Madrejones - Pto. Alegre	2735	36-42	
Argentina- Uruguay	San Jerónimo - Montevideo	644	N.D.	
Peru-Bolivia	Camisea - Santa Cruz	1.300	30	18
Brazil	Rio de Janeiro - B. Horizonte	365	16	
Chile	Antofagasta - Santiago	1.126	N.D.	

MCMD: Million cubic meters per day
Source: National Energy Secretariat, July 18, 1995

are highly favorable. Argentina, Bolivia, and Peru were able to participate in the process as producers, whereas Brazil, Chile, and Uruguay are natural markets for this energy product.

Regarding the location of natural gas reserves, the following should be mentioned:

- ◆ The reserves located in the southern area of Bolivia and the northeastern area of Argentina (Neuquén).
- ◆ The Madre de Dios basin, covering the southern part of Peru and

northeastern Bolivia, where the Camisea reserves are located.

- ◆ The two regions located between Argentina and Chile (to the south of the mainland), which because of their geological characteristics and remoteness are only partially being tapped by private companies.

If a concerted strategy is applied, the subregion could become a pole of attraction for private investors. Geo-economically, Bolivia will become a major center for the supply, dispatch, and transit of natural gas.

Argentina-Brazil

Between Argentina and Brazil, options have been reviewed to build two gas pipelines. The first between San Gerónimo, Puerto Iguazu and Sao Paulo will involve a length of 2,300 kilometers and a carrying capacity of 6 million cubic meters per day. The second would follow the line laid out for Paraná-Concepción del Uruguay-Paso de los Libres-Alegrete-Porto Alegre, with a length of 1,140 kilometers. Supply to Paraguay and Uruguay will depend on materializing these projects and the evolution of their energy markets.

Argentina-Chile

Between Argentina and Chile, there are two projects that are being considered competitively:

- The trans-Andean gas pipeline
- The GasAndes gas pipeline

There is not enough demand for the two projects to be self-financed and gain profits, and it therefore seems that only one of the two projects will be implemented.

Argentina-Chile (Trans-Andean Gas Pipeline)

The gas line will start at Loma La Lata in Neuquén in Argentina, then run through the city of Chillán in Chile and finally reach Santiago. A branch of the gas line from Santiago to the city of Valparaíso, at 115 kilometers to the northeast of Chile's capital, is also being envisaged. The entire gas line implies a span of 816 kilometers for the main pipeline and 565 kilometers of branches. It will cost US\$1.7 billion, involve a capacity of 250 million cubic feet per day (45,000 barrels per day), and begin to operate in 1997, becoming the first Argentinean gas export project.⁵⁴

The companies involved in the project are: CHILECTRA, ENAP, and ENERSIS, from Chile; YPF S.A., ASTRA, BRIDAS, Petrolera San Jorge, and PLUS-PETROL from Argentina; and TEN-NECO GAS of the United States.

The English firm British Gas and the two Chilean firms, CHILECTRA and ENERSIS, will distribute gas in Santiago.⁵⁵

GENERAL PROJECT CHARACTERISTICS

Items	Distances	MillionUS\$
Transport		
Main line	816 km	560.0
Branches	565 km	110.0
Distribution		
Networks	2,500 km	330.0
Generation		
Indirect investment and conversion		700
TOTAL		1,700

Source: National Energy Commission of Chile, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

To date, the project already has prefeasibility, feasibility, and basic engineering studies. Chile, Argentina, and the United States are interested in supporting it (see table above).⁵⁶

Argentina-Chile (Gas Andes/Metro-gas)

This macroproject is aimed at supplying natural gas to the Fifth and Metropolitan regions and, in addition, at retrofitting several Chilean thermo-electric plants to natural gas. For this purpose, the central-west Argentinean gas line will be used and adapted, and a branch will be built from the compression station of La Mora (to the south of the province of Mendoza in Argentina); this branch will enter through the pass of Cajón de Maipo (central area of Chile), reach Santiago, and from there go toward the cities of Valparaíso and Viña del Mar. Overall, it involves 464 kilometers from the compression station to Santiago (342 kilometers in

Argentinean territory and 122 kilometers in Chilean territory) (see map on top of page 50).⁵⁷

The gas pipeline (24-inch diameter) will have a length of 470 kilometers and will permit supplying 5 million cubic meters per day (initial capacity of 8.4 million cubic meters per day). Total investments, according to the National Energy Commission of Chile, could amount to US\$1.1 billion; nevertheless, estimates by Gasoduct GasAndes S.A. amount to US\$604.3 million.

The macro-project already reckons with prefeasibility, feasibility, and basic engineering studies. The project's intention is to supply the city of Santiago with natural gas, as of May 1995. The countries interested in supporting the project are Argentina, Chile, and Canada.⁵⁸

This macro-project is divided into three projects as indicated in the second table of page 50:

GASANDES GAS PIPELINE LAYOUT



Source: Raúl Montalva, Market Manager, gas pipeline of GasAndes S.A., Chile

MACROPROJECT STRUCTURE*

		US\$ Million
1. GasAndes gas pipeline	Gas transport system between La Mora (Neuquén) and Santiago	284.1
2. Metrogas distributor	Natural gas distribution and sale to residential consumers of Santiago de Chile.	115.3
3. Santiago Power Utility	Electric power generation station for the Central Interconnected System of Chile.	204.9
TOTALES		604.3

Raúl Montalva, Market Manager, GasAndes S.A. gas pipeline, Chile. Chile: Incidencia de las futuras centrales a gas, Seminar "Capitalice e Invierta en gas y petróleo en Latinoamérica," June 5-7, 1995, Buenos Aires, Argentina.

SHAREHOLDING STRUCTURE *

Companies	Ownership	Companies	Propiedad		
1. GasAndes gas pipelines					
Novacorp Int.	Canada	40.0%	Gasco	Chile	37.5%
Techint	Argentina	15.0%	Lone Star	USA	10.0%
Cia. General de Combustibles	Argentina	15.0%	Copec	Chile	22.5%
Gasco	Chile	10.0%	Chilgener	Chile	12.5%
Chilgener	Chile	10.0%	Novacorp Int.	Canada	10.0%
Minority group		10.0%	Enagas	Chile	7.5%
TOTAL			TOTAL		100.0%
2. Metrogas Distributor					
Petrolera Santa Fe	Argentina				
Santa Fe Energy	USA				
Monument Oil	England				
BHP Petroleum	USA				
Gassur	Argentina				
TOTAL		TOTAL	100.0%		
3. Empresa Eléctrica Santiago					
Chilgener	Chile	51.0%			
Duke Power	USA	24.0%			
Novacorp Int.	USA	15.0%			
Gasco	Chile	10.0%			
TOTAL		100.0%			

Raúl Montalva, Marketing Manager, GasAndes S.A. gas pipeline, Chile: Incidencia de las futuras centrales a gas, Seminar Capitalice e Invierta en gas y petróleo en Latinoamérica, June 5-7, 1995, Buenos Aires.

The companies participating in the gas line consortium are GASCO, COPEC, CHILGENER, CGE and ENERGAS from Chile; NOVA Corp. from Canada; Lone Star, Santa Fe Energy, and Duke Power from the United States; TECHINT, Compañía General de Combustibles, and Petrolera Santa Fe from Argentina; and Monumental Oil from England.⁵⁹

The shareholding composition of projects indicates that the equity capital is totally owned by private investors from Argentina, Chile, the United States, Canada, and England (see tables at left).

Argentina-Chile (Atacama)

In terms of conception, the project⁶⁰ is aimed at supplying natural gas to the Second Region of Chile, from Salta in the northern part of Argentina. It involves a 640-kilometer gas line, from the locality of Ramos on the Argentina-Bolivia border to Antofagasta, Mejillones, and Tocopilla in Chile. The total of these investments was estimated at US\$500 million.

A branch toward the city of Chuquicamata was also considered; this would bring the line's total length to 830 kilometers.

The countries interested in supporting the project are Argentina, Chile, and the United States, and the companies behind this effort are CMS Energy and Williams Brother.

Argentina-Chile (Gas Sur)⁶¹

This project intends to supply natural gas to the Eighth Region of

Chile, from the Buta Ranquil sector in the province of Neuquén in Argentina. The pipeline would run through the cordillera of the Andes through the Buta Mallín pass, and would then extend to the cities of Concepción and Talcahuano, with a bypass toward the south up to the coastline area of Arauco. In addition a branch toward the area where cellulose industries are installed, that is toward Cabrero and Laja, is being considered.

The project involves 350 kilometers of main lines (160 kilometers in Argentina and 190 kilometers in Chile), plus 90 kilometers of branches. Natural gas supply would begin between 1997 and 1998.

The project involves the participation of the Chilean companies GASCO-Concepción and COPEC, the Canadian company NOVA Corp., and the U.S. company Lone Star.

Argentina-Chile (METHANEX)

This gas line will be built in Tierra del Fuego and will be used to feed the methanol-production chain of installations of the METHANEX plant. The gas pipeline will extend from the zone of San Sebastián in Argentina, link up with the Chilean gas line, and through the latter run through the Strait of Magellan, to eventually reach the methanol plant in Punta Arenas. In this case, the interconnection will permit the import of 17 billion cubic meters over a 20-year period (about 2.5 million cubic meters per day). It is estimated that the project will be commissioned by the end of 1996.

Argentina-Chile (propane pipeline)

In the XII Region of Chile, there is a liquefied gas (propane) interconnection line by means of which the country is supplied from Argentinean natural gas treatment plants, located in Tierra del Fuego. This pipeline, with a 4-inch diameter, connects the area of San Sebastián in Argentina with the storage terminal in Cabo Negro, through a series of overland pipelines and an undersea pipeline. The liquefied gas supplies both the XII Region market and the central zone which is reached by sea.⁶²

Bolivia-Brazil gas pipeline

In February 1993, by means of a contract subscribed by Bolivia and Brazil, the governments of the two countries made a commitment to build a gas pipeline that would permit the export of natural gas from the reservoirs of Bolivia. The sale of gas is highly important for the integration of the two countries and will permit achieving a balance in bilateral trade, which is now highly favorable for Brazil (in 1993, Brazil exported goods and services to Bolivia in the amount of US\$430.5 million and imported only US\$17.9 million).⁶³

The gas line from Santa Cruz de la Sierra to Campinas, extending over 3,400 kilometers,⁶⁴ will have a 32-inch diameter, but new contracts with São Paulo's power utilities could lead to its enlargement to 36 inches.⁶⁵ Brazil accepted to increase the diameter of the gas line from the initially planned 28 inches to 32 inches, with a carrying capacity of close to 1 billion cubic feet, almost twice what Bolivia had planned to export at its peak, which had been estimated at 565 million cubic feet per day. As a result, additional gas could be carried from Peru or Argentina in the future (see table below).⁶⁶

The original agreement, signed on February 1993, set an initial volume of 282 million cubic feet per day and a wellhead price of US\$0.90 per million BTU. Under these conditions, Bolivia was requesting from Brazil an import of 424 million cubic feet per day and an immediate price hike.⁶⁷

Equivalences

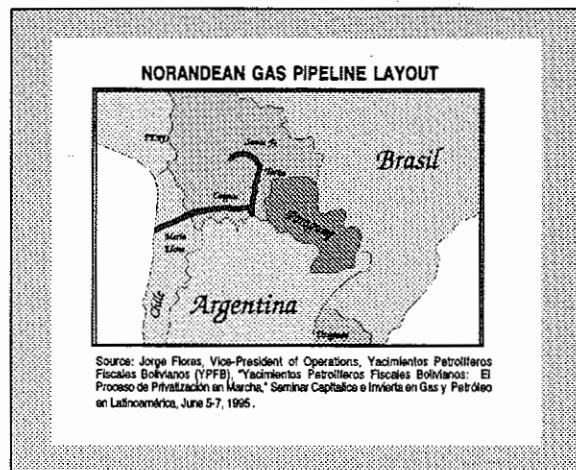
Million ft ³ /d	Million m ³ /d	1000 BOE/d
282.0	8.0	50.2
424.0	12.0	75.0

BOLIVIA-BRAZIL GAS PIPELINE	
BOLIVIAN SIDE	BRAZILIAN SIDE
Origin: Santa Cruz	Destination: Campinas
Estimated investments: US\$420.1 million	Estimated investments: US\$ 895.8
Total investment: US\$1,315.9 million*	
Year start of construction: 1996	
Year of commissioning: 1997	
The project has feasibility and detailed engineering studies available.	
Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995 * According to Latin American Oil & Gas Monitor, total investments could amount to US\$2 billion. How these investments might eventually be financed will be presented below.	

External financing needed for building the Bolivia-Brazil gas line was guaranteed by the World Bank and the Inter-American Development Bank. As of 1997, the gas line should carry 8 million cubic meters per day of natural gas from Santa Cruz de la Sierra in Bolivia to Sao Paulo (about 50,000 BOE). According to the Jornal do Brazil, in May 1995 PETROBRAS will open up a bidding process to purchase materials, and in August 1995 the project will begin. In 1994, PETROBRAS selected the BTB consortium (composed of the companies TENNECO, British Gas, and Broken Hill Proprietary Petroleum) as its partner for the construction of the Brazilian section, which involves 1,426 kilometers between Corumbá and Campiñas. The cost of this stretch amounted to US\$2 billion. The Bolivian section, involving 577 kilometers, will cost about US\$400 million and will be developed by the ENRON-YPFB consortium. YPFB

will be able to participate up to 20% in the Brazilian section.⁶⁸

On July 20, 1994, ENRON Corporation of the United States signed a memorandum of understanding with the state oil company YPFB for the construction, financing, and operation of a gas line between Santa Cruz and the south of Brazil. YPFB will own 60% of the joint venture and ENRON 40%.⁶⁹ YPFB and ENRON will be owners of 85% of the Bolivian section of the gas line, and the remaining 15% will belong to PETROBRAS and the BTB group.⁷⁰ On the Brazilian side YPFB will hold 20%, PETROBRAS 51%, private Brazilian companies 4%, and the BTB group the remaining 25% (see table below).⁷¹



Bolivia-Chile gas line (Norandean)

The objective of this project is to supply Bolivian natural gas to the Second Region of Chile during peak periods in the amount of 5 million cubic meters per day to supply industrial cities and centers and especially to handle the large consumption of thermoelectric plants supplying electric power to major mining projects (see map above).⁷²

The gas line consists of 786 kilometers (536 kilometers in Bolivia and 250 kilometers in Chile). The span from Villamontes, Tarija-Caigua in Bolivia to María Elena-Tocopilla in northern Chile will have a 20-inch diameter, and the remaining stretch will have a 12-inch diameter. It is estimated that total investments will amount to between US\$312 million and US\$361 million.⁷³

The project has basic engineering and prefeasibility studies. It is expected that construction will begin in 1996 and it commissioning in 1997. YPFB of Bolivia, BHP Power of Australia, and ENAP of Chile will participate in the investments.

Shareholders of the gas pipeline		
Brazilian section	Bolivian section	
Petrobras	51%	
YPFB	20	
BTB Group	25	
Private Brazilian companies	4	
		51 %
	YPFB	15
	Petrobras and BTB Group	34
	Enron Corp.	

Source: Bolivian press, February 11, 1995.

EVENTUAL FINANCING OF BOLIVIA-BRAZIL GAS PIPELINE*	
Million U.S. dollars	
SOURCES OF FINANCING	Million US\$
World Bank	300
Inter-American Development Bank	400
Andean Development Corporation, with the Economic and Social Development Bank of Brazil	600
PETROBRAS, YPFB, ENRON, British Gas, Tenneco Gas, BHP	700
Total	2,000

* Source: Latin America Oil & Gas Monitor
Latin America Oil & Gas Monitor, East-West Center, Volume 1, Number 1, 3rd & 4th quarters, 1994, and Jorge Flores, Vice-Presidente of YPFB.

BOLIVIA-CHILE GAS PIPELINE

DESCRIPTION	BOLIVIA	CHILE	TOTAL
Diameter (inches)	18	18	18
Length (km)	536	250	786
Compression station (nº)	3	0	3
Capacity (Mm ³ /d)	5	5	5
Power capacity (HP)	21,750	0	21,750
Total Cost (MM US\$)	238	74	312

Source: Jorge Flores, Vice-President of Operations, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB

On July 19, 1994, it was announced that risk operations would be shared by YPFB and the Australian company BHP Power. The partnership with the Australian company is aimed at building the Norandean gas line from Tarija to María Elena. The Bolivian semi-state company and BHP Power share 90% of total capital shares and the remaining 10% belongs to Chile's National Oil Company.⁷⁴

2.5 Communications

Telecommunications

The companies CTC Mundo of Chile and Telintar of Argentina

signed an agreement to interconnect their digital networks, aimed at improving communications between the two countries. The agreement was subscribed to on October 26, 1994 in Santiago de Chile. The interconnection will be carried out by means of state-of-the-art equipment which the Chilean company will install in the Argentinean border locality of Las Cuevas, in the province of Mendoza. According to the contract, Chile will also be connected to the United States and Europe through Telintar with Inasur, America I and America II undersea optical fiber cables.⁷⁵

CTC Mundo is a subsidiary of the Telephone Company of Chile, whose major shareholder is Telefónica de España. This firm is also a shareholder of Telintar in Argentina.

3. NEEDS FOR EXPANDING THE REGION'S MACRO ENERGY NETWORKS

Physical requirements

Over the medium and long term, the Region will need to modernize and substantially enlarge its energy networks, especially power grids and natural gas networks. The need for broader and more efficient energy networks is emerging in Latin America as a result of the following:

- ◆ Growth of the Region's demand for energy, linked to expanding gross domestic product.
- ◆ A qualitative change in the Region's energy balance, as a result of high growth of natural gas and electricity demand.

ELECTRIC POWER PROJECTS

Generation

El Salvador (El Tigre hydropower station)

This project seeks to increase installed power capacity and the potential of El Salvador's generation system. To achieve this, a binational hydropower station has to be built. The prefeasibility studies indicate the following ranges for the project's major variables (see table at top of page 55).

GDP GROWTH AND ENERGY REQUIREMENT				
	Energy	GD	Intensity	Growth
	Thous. deBOE	Million US\$	BOE/year perUS\$1000	rate GD %Energy
1995	2,758,438	995,097	2,77	
1996	2,848,160	1,030,994	2,76	3,6%
1997	2,937,829	1,067,727	2,75	3,6%
1998	3,012,160	1,097,664	2,74	2,5%
1999	3,096,336	1,133,284	2,73	2,9%
2000	3,178,127	1,166,506	2,72	2,9%
2001	3,255,648	1,199,421	2,71	2,8%
2002	3,338,214	1,235,081	2,70	2,9%
2003	3,425,762	1,273,521	2,69	3,1%
2004	3,521,989	1,315,533	2,68	2,8%
2005	3,619,756	1,358,404	2,66	3,3%
2006	3,725,752	1,406,078	2,65	2,9%
2007	3,833,546	1,455,044	2,63	3,5%
2008	3,945,941	1,506,978	2,62	2,9%
2009	4,060,108	1,560,255	2,60	3,5%
2010	4,177,436	1,615,900	2,59	2,9%

Source: CLADE, Energy-Economic Information System (SIEE).

**ELECTRIC POWER INTERCONNECTION REQUIREMENTS
IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN**

	Prioridad	Km.	Capacidad KV	Nro. circuitos	Miles de US\$/Km.	Millones US\$
México-Guatemala	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Guatemala-Honduras	Baja	50	138	2	0,182	9,1
El Salvador-Honduras	Alta	160	230	2	0,271	43,4
El Salvador-Nicaragua	Baja	50	138	2	0,182	9,1
Venezuela-Colombia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Venezuela-Guyana	Muy Baja	50	138	1	0,090	4,5
Colombia-Ecuador	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Ecuador-Perú	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Colombia-Perú	Muy baja	100	138	2	0,182	18,2
Perú-Bolivia	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Perú-Chile	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Argentina-Chile	Alta	150	230	2	0,275	41,3
Brasil-Guyana	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Guyana Franc.	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Surinam	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Venezuela	Alta	200	450	2	0,335	67,0
Brasil-Colombia	Media	200	230	2	0,275	55,0
Guyana-Surinam	Muy baja	50	138	1	0,090	4,5
Guyana Franc-Surinam	Muy baja	50	138	1	0,090	4,5
Brasil-Bolivia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Brasil-Perú	Baja	150	230	2	0,275	41,3
Bolivia-Paraguay	Media	100	230	2	0,275	27,5
						556,6

Source: OLADE.

**SUMMARY OF INVESTMENTS
in electric power interconnection**

Priority	Investment Million US\$
High priority	356,1
Medium priority	82,5
Low priority	59,5
Very low priority	58,7

Source: OLADE

The table above presents eventual power interconnections and the degree of priority assigned by OLADE to these interconnections.

Argentina-Paraguay (Corpus Christi)

The project seeks to tap the hydropower potential of the Paraná River, about 14 kilometers upstream from the city of Encarnación, in the area called Corpus Cristi. Prefeasibility, feasibility, basic engineering, and detailed engineering

studies are already available (see second table of page 55).⁷⁶

Electric power interconnections

Electric power interconnection in the Andean Group

This year, the Cartagena Agreement Board (JUNAC), in coordination with the Technical Secretariat of the Andean Energy Coordination Committee (Comité Andino de Coordinación Energética—CACE),⁷⁷ will recommend to the Energy Ministers the appointment of its representatives for the Working Group in charge of assessing the possibility and advantages of subregional electric power integration. The group will include the participation of delegates from JUNAC, CAF, and OLADE, as members of the CACE; eventually the Regional Electric Power Integration Commission (Comisión de Integración Eléctrica Regional—CIER) will be invited.⁷⁸

Mexico-Central America-Venezuela and Colombia

This is an interconnection project between the power systems of Colombia, Mexico, Venezuela, and the countries of the Central American isthmus, for which a prefeasibility study has already been conducted. It is aimed at evaluating the different development schemes of the power systems of the countries that are supporting it, in order to quantify the advantages of physical integration. For this purpose, the following will be required:⁷⁹

PRELIMINARY OPTIMIZATION OF INSTALLED CAPACITY OF EL TIGRE

	Reservoir level 125	Reservoir level 137,5 4 turbines	Reservoir level 137,5 8 turbines		
Capacity factor	2.5	3.5	2.5	3.5	3.50
Installed capacity (MW)	440.4	611.2	516.8	718.8	516.8
Average generation (GWh/year)	1,454.1	1,525.9	1,684.8	1,777.8	1,684.8
Plant factor	0.377	0.285	0.372	0.282	0.282
Firm capacity 4 h (MW)	403.3	502.4	463.5	622.8	463.5
Investment without interest in million US\$	482.6	588.3	514.1	611.8	532.4
Total cost million US\$	76.91	93.80	81.86	97.51	84.90
Annual benefits million US\$	126.15	148.27	145.40	180.26	145.40
Annual net benefits million US\$	49.24	54.47	63.54	82.75	60.50
Benefit/cost ratio	1.640	1.581	1.776	1.849	1.713
					1.777

Source: River Lempa Hydropower Executive Commission, May 1995.

GENERAL PROJECT CHARACTERISTICS

Normal peak level 105 m
Active operating volume: 500 Hm ³
Average flow: 11,000 m ³ /s
Installed capacity: 4,600 MW
Annual average energy: 20,100 Gwh
Power capacity factor: 0.50
Lead time: 130 months
Estimated total value of investments: US\$2,667 million

VENEZUELA

LÍNEA MACAGUA - MANAUS

VENEZUELAN SIDE	BRAZILIAN SIDE
Point of origin: Puerto Ordaz	Point of destination: Buena Visca (Manaus)
Transformation capacity: 1,000,000 KVA	Transformation capacity: 1,000,000 KVA
Total length: 1,566 km	
Transmission: 400 / 500 KV	
Date start of construction: 1996	
Date of commissioning: 1996	
Basic engineering study is available	

Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

CUESTECITA - CUATRICENTENARIO LINE (2nd LINE)

VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Point of origin: Maracaibo	Point of destination: Cuestecita-Maicao
Transformation capacity: 230,000 KVA	
Total length: 130 km	
Transmission: 230 KV	
Prefeasibility studies are available	

Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

- ◆ Determine possible interconnection sections or consolidate already existing interconnections.
- ◆ Indicate the exchange volumes and the benefits to be obtained for the countries.
- ◆ Determine cost curves for electric power border supply and demand.

El Salvador-Honduras

The project already has available the corresponding prefeasibility study. The total amount of investments, including the cost of the studies (US\$624,000) will amount to US\$43.4 million. The interconnection will be made at 230 KV between the 15 de Setiembre substation in the Department of Usulutan in El Salvador and the Pavana substation located in the Department of Choluteca and Valle in Honduras, with a distance of 160 kilometers between each other. The start of the project's construction is scheduled for June 1997 and its conclusion by December 1998.⁸⁰

Venezuela-Brazil

See third table at left.

Venezuela-Colombia

See last table at left.

GAS PROJECTS

Regarding gas projects, it is expected that the networks set forth in the table at the top of page 56 will be consolidated in the south.

EVENTUAL GAS INTERCONNECTION NETWORKS IN THE SOUTHERN CONE

Bolivia-Brazil-Paraguay	Argentina-Chile
Bolivia-Chile	Argentina-Uruguay
Bolivia-Paraguay	Argentina-Bolivia-Brazil or Argentina-Brazil *
Peru-Bolivia-Brazil	Peru-Chile

* YPF and PETROBRAS are studying the possibility of building a new gas pipeline between Argentina and Brazil, either through Bolivia or northeastern Argentina. Informe Latinoamericano, January 19, 1995

In the north, the construction of an axis stretching from Venezuela and Colombia has been proposed to supply the countries of the Central American isthmus; another idea that has been proposed is the construction of the gas line from Venezuela to the United States, running through the Caribbean islands.

Bolivia-Paraguay

See the table below for the gas pipeline between Bolivia and Paraguay.

TELECOMMUNICATIONS

Expectations of an expansion of telecommunication services between the countries that are members of the Andean Group are interesting and provide a wide range of opportunities for private investors.

- ◆ Privatization, capitalization, and modernization of basic telecommunication services, as well as facility of access to the market of digital and satellite technologies, have permitted the development of a communications services sector with an extraordinary potential for growth and diversification, as well as high efficiency, sound management, and commercial productivity.⁸¹
- ◆ This sector will be substantially upgraded when the Simón Bolívar Satellite is operating; according to the preliminary assessment this could be by the first quarter of 1997.

Financing requirements

In view of the liberalization policy regarding the participation of

private investors in building up the assets required by the Region's energy industry, there are interesting options for private capital in terms of design, financing, construction, and construction of energy networks.

Nevertheless, regarding this aspect, it is necessary to keep in mind that handling foreign investments using terms similar to those of national capital could lead to a prevalence of transnational companies over the enlarged market in important sectors and to the displacement of national companies.⁸²

Policy requirements

In order to foster the consolidation of energy interconnection networks, first of all, the energy integration process must be consolidated, and the governments should adopt an approach that indicates their willingness to ensure this consolidation as well as to facilitate it.⁸³

Willingness

Bearing in mind the Region's large hydro potential and its untapped natural gas reserves, the countries, as evidence of their political will to implement integration networks, should announce that a priority objective of their regional energy policy is to rationalize their energy balances by means of higher hydropower and natural gas production and consumption.

Facilitation

As for adopting an approach to facilitate this process, it is deemed important to conduct regional and subregional studies assessing the

BOLIVIA-PARAGUAY GAS PIPELINE	
BOLIVIAN SIDE	PARAGUAYAN SIDE
Origin: Vuelta Grande	Destination: Asunción
Estimated investments: US\$13.7 million	Estimated investments: US\$85.8 million
Total investment: US\$103.6 million. This amount includes US\$4.1 million for compression stations	
Length: 846 km	
Capacity: 60 million cubic feet per day	
The project already has prefeasibility studies.	

Source: Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

technical, economic, and political aspects of the different energy integration projects, specifying the benefits for the countries involved and quantifying investment requirements. Regarding this, OLADE, in view of its character as a regional technical agency, can perform a major role. Of course, financing sources to conduct these studies will always have to be identified.

Border integration

It is important for States to incorporate the idea and practice of border integration within their physical and territorial planning.⁸⁴

Dissemination of opportunities

The dissemination of investment and business opportunities, at both the regional and country levels, is an important policy element, to the extent that it orients and channels the attention of regional and extra-regional investors toward projects, once the base studies are available.

NOTES

1. In 1860, when kerosene was the only oil derivative that had commercial value replacing whale oil, it was carried by railway or tank-cars.
2. At the equilibrium point, earnings are equal to costs and there are neither losses nor gains.
3. For example, two large oil pipelines, one between Saudi Arabia and Israel and another between Iraq and Turkey have been shut down exclusively for political reasons. See *Boletín de Petróleo y Energía*, issued by the Department of Special Services of IPS Tercer Mundo, May 21, 1995.
4. In Kazakhstan, for example, in order to develop the rich gas reservoirs of Karachaganak, a consortium was set up involving the participation of the Russian gas company GAZPROM (15% share), the Italian gas company AGIP (42.5% share), and British Gas (42.5% share). The presence of GAZPROM ensures gas transport to European markets.
5. Thus, for example, the road span Arica-La Paz or the one from Antofagasta to Oruro have been operating since the turn of the century.
6. "Convergencia: La Palabra Mágica de la Integración," *Capítulos*, No. 42, January-March 1995.
7. Manuel José Cárdenas, "Implicaciones de Regionalismo Abierto en el Ordenamiento Jurídico del Acuerdo de Cartagena," *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
8. Luis J. Geng, Coordinator of the Andean Energy Integration Program (PAIE), Cartagena Agreement, June 1995.
9. The multi-modal transport of merchandise involves carrying goods by means of at least two different modes of transportation. The operator takes the merchandise under his safekeeping between origin and destination and assumes responsibility for transport, pick-up, freight consolidation and deconsolidation, freight unitization and de-unitization, storage, handling, and delivery to the consignee.
10. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 23, August-September 1994.
11. Ibid.
12. J. Legisa, L. Aldave, and C. Shanahan, "Salto Grande: Model of Integration," *Energy Magazine*, Year 16, No. 2, May-August 1992.
13. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
14. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 204, October 1994.
15. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995. In an article entitled "As Ligações que Faltam" which appeared in *La Revista de Negócios*, No. 35, of April 1995, Miguel Roberto Nítoles estimates that the total of these investments would amount to US\$20 billion.
16. N. Freixinho, "Itaipú: The Brazilian-Paraguayan Hydropower Project," *Energy Magazine*, Year 16, No. 2, May-August, 1992.
17. Carlos Mansilla, "Energy Cooperation Experiences in Latin America and the Caribbean: A Path Toward Economic Integration," *Energy Magazine*, Year 16, No. 2, May-August 1992.
18. The source for this information is the National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995.
19. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
20. General Hydrocarbons Policy Directorate of Mexico, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

21. *Ibid.*
22. General Hydrocarbons Policy Directorate of Mexico, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
23. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
24. Rodolfo Navarro-Penilla, "El Gas Natural en México," *TECNOIL*, Year 16, No. 161, Buenos Aires, Argentina, January-February 1995.
25. *BP Review of World Gas*, 1994.
26. Carlos Ríos-Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995
27. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
28. *Ibid.*
29. Carlos Ríos-Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
30. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
31. *Comercio Exterior*, March 1994.
32. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
33. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994.
34. *Comercio Exterior*, August 1994.
35. *Boletín Petróleo y Energía*, Departamento de Servicios de IPS-Tercer Mundo, May 21, 1995.
36. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
37. Carlos Ríos Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
38. *Informe Latinoamericano*, January 19, 1995.
39. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
40. *Ibid.*
41. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
42. Carlos Ríos Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
43. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
44. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
45. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
46. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 204, October 1994.
47. Carlos Ríos-Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
48. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 204, October 1994.
49. Alfredo Castro-Escudero, "El Grupo de los Tres: Vicisitudes de una Negociación Comercial," *Comercio Exterior*, July 1994.
50. *Comercio Exterior*, August 1994.
51. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
52. *Informe Latinoamericano*, February 23, 1995.
53. Julio Calle-Torrez, Secretary General, National Energy Secretariat of Bolivia, fax of July 18, 1995.
54. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
55. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994.
56. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
57. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
58. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
59. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
60. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
61. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
62. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
63. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.

-
64. *Informe Latinoamericano*, September 1, 1994.
65. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994.
66. Ibid.
67. Ibid.
68. Bolivian press, February 22, 1995.
69. *Informe Latinoamericano*, August 4, 1994.
70. Consisting of Tenneco Gas, BHP Petroleum, and British Gas.
71. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994. Jorge Flores, Vice-President of YPFB.
72. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
73. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
74. *Comercio Exterior*, August 1994.
75. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
76. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
77. The CACE is composed of the following:
- Energy Ministers (one of which presides over the Committee, on a revolving basis).
 - JUNAC Coordinator.
 - President of the Andean Development Corporation (CAF).
 - Executive Secretary of OLADE.
78. Luis J. Geng, Andean Coordinator of the PAIE, Cartagena Agreement, June 1995.
79. General Hydrocarbons Policy Directorate of Mexico, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
80. Lempa River Hydropower Executive Commission (CEL), El Salvador, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
81. Luis J. Geng, Andean Coordinator of the PAIE, Cartagena Agreement, June 1995.
82. Permanent Secretariat of SELA, "La Integración en América Latina y el Caribe: De la Protección a la Apertura, el Financiamiento de la Inversión," *Capítulos*, No. 42, January-March 1995.
83. Ibid.
84. Course on Border Integration in the Andean Group and the European Union: Experiences, Options, and Strategies, Regional Integration Training Center (CEFIR), Cartagena de las Indias, Colombia, September 26-30, 1994.