



MERCOSUR

GRUPO MERCADO COMÚN

SUBGRUPO DE TRABAJO N° 9 ENERGÍA

**GRUPO DE TAREAS A
PROGRAMAS ENERGÉTICOS DEL MERCOSUR
Tema Prioritario A del SGT-9
Resolución MERCOSUR/GMC/Res N° 150/96**

INFORME SGT-9/GT A 1/98

Junio de 1998

SGT N° 9/GT A

INTEGRANTES

Argentina:	Enrique González
	Osvaldo Landi
Brasil:	João A. M. Patusco
Paraguay:	Victorio Oxilia (Coordinador)
	Fabio Lucantonio
	Daniel Puentes
	Osvaldo Román
	Rubén Barrios
Uruguay:	Ilda Rivero
	Cristina Mattos
	Oscar Pessano
	Pablo Mosto

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL	4
3. RESEÑA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL	25
3.1 LA OFERTA INTERNA TOTAL DE ENERGÍA.....	25
3.1.1 PETRÓLEO Y DERIVADOS	27
3.1.2 GAS NATURAL.....	28
3.1.3 ELECTRICIDAD	29
3.1.4 BIOMASA	29
3.2 EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	30
3.2.1 PETRÓLEO Y DERIVADOS	31
3.2.2 GAS NATURAL.....	33
3.2.3 ELECTRICIDAD	33
3.2.4 BIOMASA	35
3.3 RESERVAS Y POTENCIAL ENERGÉTICO.....	36
3.3.1 RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS.....	36
3.3.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS	37
3.3.3 RESERVAS DE CARBÓN MINERAL.....	39
3.3.4 PRODUCCIÓN DE CARBÓN MINERAL.....	40
3.3.5 POTENCIAL HIDROELÉCTRICO.....	41
3.3.6 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DE ORIGEN HIDRÁULICO	42
3.3.7 POTENCIAL BIOENERGÉTICO.....	43
3.4 ECONOMÍA Y ENERGÍA	44
4. PROSPECTIVA ENERGÉTICA.....	47
4.1 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍA	47
4.1.1 ARGENTINA.....	47
4.1.2 BRASIL.....	51
4.1.3 PARAGUAY	56
4.1.4 URUGUAY.....	57
4.2 LAS ESTRATEGIAS DE INTEGRACIÓN.	67
4.2.1 ARGENTINA.....	67
4.2.2 BRASIL.....	69
4.2.3 PARAGUAY	71
4.2.4 URUGUAY.....	74
5. LOS PROYECTOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA	77
5.1 ARGENTINA.....	77
5.2 BRASIL.....	90
5.3 PARAGUAY.....	91
5.4 URUGUAY	94
6. CONCLUSIONES.....	103
7. ANEXO	107

SUBGRUPO DE TRABAJO N° 9 – SGT - 9

GRUPO DE TAREAS A – PROGRAMAS ENERGÉTICOS DEL MERCOSUR

SGT – 9/ GT A - INFORME 1/98

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Como una de las pautas negociadoras del SGT-9 - Energía, aprobadas por el Grupo Mercado Común (Resolución MERCOSUR/GMC/RES N° 150/96) en su XXIV Reunión (Fortaleza, 12 de Diciembre de 1996), se definió la tarea prioritaria A “Programas Energéticos del Mercosur”.

El SGT-9, en su reunión XVIII (Montevideo, 13 y 14 de marzo de 1997) decidió encomendar las actividades referentes al cumplimiento de esta tarea prioritaria al Grupo de Tareas A (GT A) con la coordinación de la Delegación Paraguaya. Posteriormente, en la reunión XX del SGT-9, realizada en Buenos Aires los días 4 al 7 de Noviembre de 1997, la coordinación presentó una propuesta de cronograma preliminar de trabajos. En cumplimiento de dicho cronograma, se presentó un Plan de Trabajos para el año 1998 que incluía la presentación de informes, de los cuales este informe (SGT – 9/GT A INFORME 1/98) constituye el primero de ellos. Asimismo, el GT A se abocó a: a) la actualización de datos de los sistemas energéticos, que fueron reunidos en un tríptico llamado “**Síntesis Energética del MERCOSUR 1997**”; y b) la confección de Términos de Referencia para la solicitud de cooperación técnica, para la complementación de algunas de las actividades previstas en la tarea prioritaria A.

1.2 Objetivos del GT A

Los objetivos superiores de los estudios encomendados al GT – A son:

Optimizar la utilización de los recursos disponibles en la región y aprovechar la escala del mercado ampliado, a fin de lograr una mejor asignación de recursos, reducción de costos e incremento de la competitividad de las economías y desarrollo social sostenible.

Para el cumplimiento de los objetivos, los estudios del GT – A se circunscriben en las siguientes tareas:

- A.1 Identificar e intercambiar información sobre los programas energéticos de interés para la región.
- A.2 Realizar los Estudios de información básica general que permitan visualizar las oportunidades de integración energética.
- A.3 Analizar los efectos de la posible realización de los programas energéticos de integración.
- A.4 Desarrollar y mantener actualizada la información de los sistemas Energéticos de los Estados Partes y del MERCOSUR en su conjunto.
- A.5 Identificar e impulsar el estudio de programas para promover el aumento de la eficiencia energética en la producción y en el uso de la energía.

1.3 Alcance de las tareas

Con relación a las tareas A.1 y A.2, las mismas son encaradas como tareas interrelacionadas y dependientes entre si. Es decir, si bien el primer paso es el relevamiento de los programas energéticos vigentes en cada país, la idea es que en el estadio actual del estudio se dé especial énfasis a toda información vinculada a los lineamientos de estrategia del país con relación al comercio exterior de energéticos y a proyectos de interconexión energética.

En lo que se refiere al desarrollo de la tarea A.3, se considera que el mismo se refiere al resultado directo de los análisis que se realicen en el cumplimiento de la tarea A.2. En este sentido, vemos que es de especial importancia el ejercicio de prospectiva energética que será a realizado por medio de la cooperación técnica de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Los términos de referencia de este estudio fueron presentados y aprobados en la XX Reunión del SGT-9. A mediados de abril de 1998 se confirmó la cooperación de OLADE en el marco de un programa de asistencia que esa Organización posee con la Comisión Europea.

Entendemos que, el desarrollo de la tarea A.3 debe –como mínimo- realizar una interpretación global del impacto que podría tener la ejecución de los proyectos de integración energética que son contemplados en los programas vigentes. Tal interpretación puede ser vista como una justificación de dichos proyectos y puede estar basada en visiones que los principales actores involucrados tengan. Sin embargo, no vemos que el análisis, en el estado actual de la posibilidad de intercambio de información, pueda determinar los costos y beneficios económicos de la integración energética prevista.

Con relación al desarrollo de la tarea A.4, pensamos que la realización y divulgación del tríptico “**Síntesis Energética del MERCOSUR 1997**” y de su actualización anual atiene de lo solicitado. El Tríptico fue presentado en ocasión de la XXI Reunión de Coordinadores del SGT-9 (Montevideo, 29 y 30 de abril de 1998).

Finalmente, con relación a la tarea A.5, interpretamos que la misma se refiere a una simple identificación de los programas de Uso Racional de la Energía que se llevan adelante en el MERCOSUR, puesto que el impulso de un programa MERCOSUR está a cargo del Grupo de Tareas D. Por ello, para el desarrollo de este tema se remitió un cuestionario al GT-D.

1.4 Temas del informe SGT-9/GTA 1/98:

- **La Organización Institucional del Sector Energía.** En este capítulo se realiza una breve reseña sobre el estadio de la reestructuración del sector energético que se ha venido realizando en la región desde la firma del Tratado de Asunción, como producto de la reformulación del papel del Estado en el Sector que cada país miembro ha realizado.
- **Reseña de la Matriz Energética Actual.** En este capítulo se puntualizan las características más relevantes de la oferta y de la demanda de energía de los países miembros. Se realiza, además, un análisis breve sobre las reservas y potencial energético de la región y de las relaciones más importantes entre la economía y la energía.
- **Prospectiva Energética.** En este capítulo se explican los procedimientos seguidos en la prospectiva energética realizada en los países miembros, con énfasis en el destaque las estrategias de integración que orientan la prospectiva.
- **Proyectos de Integración Energética.** En este capítulo se realiza un relevamiento de los proyectos de integración energética en vías de realización en el área del MERCOSUR.
- **Conclusiones.** En las conclusiones realizamos un análisis global de los capítulos anteriores, incluyendo una reseña sobre las perspectivas de continuidad de los estudios.

2. ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL.

2.1 ARGENTINA

2.1.1 SECRETARÍA DE ENERGÍA

La Secretaría de Energía está organizada en dos áreas: la Subsecretaría de Energía y la Subsecretaría de Combustibles.

La Secretaría de Energía es el organismo responsable del cumplimiento de los siguientes objetivos:

- Efectuar la propuesta y la ejecución de la política nacional en materia de energía, supervisando su cumplimiento y proponiendo el marco regulatorio destinado a facilitar su ejecución.
- Ejercer las facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados en el área de la Secretaría, cuando éstos tengan una vinculación funcional con la misma y hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes.
- Asistir en la resolución de los recursos de carácter administrativo que se interpongan en contra del accionar de los Entes Reguladores de las actividades específicas.
- Conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general.

La Subsecretaría de Energía contribuye a definir y ejecutar la política del área y es responsable de:

- La regulación del sector eléctrico
- La prospectiva energética
- La evaluación de los recursos disponibles para el aprovechamiento energético
- La normativa específica para las distintas etapas de la industria eléctrica
- La evaluación del impacto ambiental
- Las propuestas de usos racional de la energía y el desarrollo de fuentes nuevas y renovables.

La Subsecretaría de Combustibles contribuye a definir y ejecutar la política de hidrocarburos y es responsable de:

- La promoción y regulación de las etapas de exploración, explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, carbón mineral y otros combustibles.
- Estudiar y analizar el comportamiento del mercado desregulado de hidrocarburos y carbón mineral, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.
- Promover y supervisar la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del medio ambiente en todas las etapas de la industria petrolera y ejecutar las demás acciones de control y fiscalización previstas para la autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319 y del Decreto N° 44/91 y ejercer el poder de policía en materia de gas licuado envasado.

2.1.2 SECTOR PETRÓLEO

La desregulación petrolera

En la década de los 80 la limitación de recursos del Estado para capitalizar a la empresa estatal YPF, llevó a un estancamiento en la producción argentina de hidrocarburos y a un estancamiento en la producción argentina de hidrocarburos, así como a una caída en el nivel de las reservas. A pesar de los esfuerzos realizados por gobiernos anteriores para aumentar la producción y la exploración, el marco regulatorio de la actividad constituía una grave limitación, ya que YPF continuaba siendo el único productor relevante y las petroleras privadas eran simples contratistas de aquella, a la que debían entregarle el crudo mediante contratos. A su vez, el mercado interno se encontraba completamente regulado, distribuyendo YPF, a través de la Secretaría de Energía, el crudo así producido entre los distintos refinadores mediante la denominada mesa de crudos. Los precios estaban regulados y de ese modo, el Estado fijaba los márgenes de utilidad de las distintas etapas de comercialización. Este diagnóstico de la situación motivó que en 1989, el gobierno dispusiera un cambio total en la forma de encarar el negocio petrolero mediante la sanción de los decretos 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89. Estas normas, si bien están basadas en la ley 17.319, cambiaron diametralmente el sentido y la orientación de la política petrolera en Argentina.

El programa de desregulación del mercado petrolero tuvo como primer objetivo introducir ciertas formas de mercado a un sector en el cual la actividad pública eliminó todas las características técnicas de un mercado siquiera medianamente competitivo.

La secuencia de estos decretos y las principales medidas instrumentadas es la siguiente:

- **Decreto 1.055/89 (10/10/89).** Este Decreto determina la creación de un mercado libre de petróleo crudo, básicamente en las etapas de exploración y explotación (*upstream*).

Las principales medidas de este decreto son:

- Concesión de áreas de interés secundario cuya producción diaria no haya superado (en 1988) los 200 m³ de petróleo.
 - Asociación de empresas privadas con YPF en las áreas centrales.
 - Libre disponibilidad del crudo para el producido por las empresas privadas en las áreas de interés secundario, en las áreas centrales (de acuerdo con su porcentaje de asociación) y en las antiguas concesiones.
 - Establecimiento de la opción de libre disponibilidad para los hidrocarburos obtenidos en virtud de contrataciones correspondientes al quinto llamado del Plan Houston.
 - Autorización para importar crudo por parte de la Secretaría de Energía.
- **Decreto 1.212/89 (8/11/89).** Este Decreto marca las reglas de juego para el sector refinación y comercialización (*downstream*), permitiendo la libre importación y aboliendo las asignaciones de crudo que realizaba la Secretaría de Energía. Asimismo, se desreguló la instalación de refinerías y bocas de expendio y se liberaron los precios de todos los productos derivados.

Este instrumento establece los siguientes objetivos: por un lado, “la desregulación del sector hidrocarburos, para lo cual se establecen reglas que privilegian los mecanismos de mercado por la fijación de precios, asignación de cantidades, valores de transferencia y/o bonificaciones en las distintas etapas de la actividad”; por el otro, “las autoridades promoverán la existencia de una franca y leal competencia en igualdad de condiciones para todas las empresas que actúan en el sector, estatales y privadas”.

Las principales medidas de este Decreto son:

- Ampliación del mercado libre: Se instruye a YPF para que renegocie los contratos de explotación de petróleo con el fin de reconvertirlos al sistema de concesiones o asociación con YPF, estableciendo la libre disponibilidad de petróleo crudo producido por estos nuevos concesionarios.
- Plazo para la asignación de crudos: Establece a partir del 31/12/90 (o, como cláusula gatillo, cuando se produzcan 8.000.0000 de m³ de libre disponibilidad), la eliminación de la asignación de cuotas de crudo por parte de la Secretaría de Energía.
- Libre importación y exportación de petróleo crudo y productos derivados: Se elimina el requisito de autorización previa y se establece que la importación de crudo y derivados quedará sujeta a la política arancelaria general.
- Libertad de precios: Establece que a partir del 1/1/91, los precios del petróleo se pactarán libremente. Asimismo, “quedarán liberados los precios de todos los derivados del petróleo, en todas sus etapas”.

- Libre instalación de refinerías: “La instalación de capacidad adicional de refinación será libre, sin otro requisito que el cumplimiento de las normas de seguridad y técnicas”.
- Libre instalación y titularidad de bocas de expendio a partir del 1/1/91.
- **Decreto 1.589/89 (27/12/89).** Este Decreto reafirma la apertura económica del sector estableciendo la libre importación y exportación de petróleo y derivados y la eliminación de derechos y aranceles.
- **Otras disposiciones:** La desregulación se completó mediante una serie de decretos que, si bien son de menor jerarquía, contribuyeron a configurar un mercado petrolero sustancialmente distinto al vigente en décadas anteriores.

Estos Decretos fueron:

- Decreto 2.733/90 (28/12/90), mediante el cual se modificaron los impuestos a los combustibles, estableciendo un importe de suma fija para cada tipo de derivado del petróleo.
- Decreto 2.778/90 (31/12/90), que transformó la forma jurídica de YPF convirtiéndola de sociedad del estado en sociedad anónima. Asimismo, se aprobó un importante plan de transformación empresarial y modificación de los estatutos de la sociedad.
- Decreto 44/91 (7/1/91), que reglamentó el transporte de hidrocarburos (marco regulatorio de oleoductos y poliductos). Mediante esta norma se establece que “el transporte de hidrocarburos líquidos será efectuado como servicio público, asegurando el acceso abierto y libre, sin discriminación, por la misma tarifa en igualdad de circunstancias”. Este decreto tiende a nivelar las tarifas de transporte por ductos con los valores internacionales.
- **Ley 24.145:** Las medidas encaradas a través del Decreto 2.778/90 de transformación de YPF fueron ratificadas por la ley 24.145, del 6 de noviembre de 1992, que fundamentalmente determinó la privatización de YPF y la federalización de los hidrocarburos. Esta ley otorga a las provincias el dominio de los yacimientos a las provincias en cuyos territorios se encuentren, la concesión a YPF de ciertos oleoductos y poliductos, la transformación empresarial y el mecanismo de venta de las acciones, así como el destino de los fondos de dicha venta.

Características del mercado desregulado

La desregulación del mercado petrolero ha experimentado cambios de singular importancia, entre los cuales se destacan:

- **Cambio de protagonistas en la oferta de crudo.** La oferta de crudo, en el mercado desregulado, se ha diversificado y está representada por:

- YPF: como empresa mixta con participación mayoritaria de capital privado, y del estado nacional y provincial, que luego de la reestructuración y a pesar de la apertura al sector privado aún concentra cerca del 42% de la producción y el 52% de la capacidad de refinación.
 - Empresas que explotan las concesiones que rigen desde la vigencia del Código de Minería.
 - Empresas que eran contratistas de YPF, cuyos contratos han sido renegociados y se convirtieron en concesionarias con libre disponibilidad de crudo.
 - Empresas que se han asociado con YPF en las licitaciones de las cuatro áreas centrales (de mayor productividad).
 - Empresas que producen petróleo bajo el régimen de los contratos de riesgo (ley 21.778).
 - Empresas que producen petróleo en las áreas de exploración concedidas sobre la base del Plan Houston.
 - Empresas que adquirieron a YPF las áreas de interés secundario licitadas en 1990 y 1991.
- **Mercado abierto.** La desregulación significó la eliminación de restricciones para la instalación de refinерías de petróleo. Asimismo, se autorizó la libre transacción nacional e internacional de crudo y derivados y la consiguiente disponibilidad de las divisas producidas por las ventas al exterior.
 - **La libre disponibilidad del petróleo crudo,** por parte de los operadores privados en la venta interna y externa (antes YPF aparecía como único propietario de la totalidad del crudo que se producía). La presencia de este pilar fundamental del proceso desregulatorio argentino, introduce en el mercado un nuevo producto a comercializar en el marco de las leyes que gobiernan el marketing, aunque extendido a toda la actividad petrolera, su aplicación en el crudo obliga a considerar variables que hasta entonces nunca habían sido evaluadas.

En cuanto al precio interno del petróleo, en un mercado con libertad para comercializarlo internacionalmente, el mismo tendería a ubicarse en algún punto entre la banda superior dado por el precio CIF y una banda inferior dado por el costo de oportunidad del valor FOB de exportación. Las destilerías no deberían pagar por el crudo por encima del costo de importación, y los productores no deberían venderlo en el mercado doméstico a un precio menor que el obtenido por su comercialización externa.

Cabe mencionar, que la proximidad del precio a una de las dos bandas citadas, depende del nivel de oferta del crudo en el mercado interno. Si el mismo alcanza para abastecer la demanda de combustibles y además existen saldos exportables, el precio se ubicaría cercano a su paridad de exportación, mientras que alcanzará el otro extremo cuando su demanda sea insatisfecha.

- **Libre instalación de bocas de expendio.** La posibilidad de instalar libremente bocas de expendio, sin reglar otra cosa que la cuestión de la seguridad, permite trasla-

dar los beneficios de la competencia al consumidor mediante servicios, y eventualmente precios, innovadores.

- **Régimen libre de fijación de precios.** Cada uno de los actores que intervienen en la cadena de comercialización del crudo y derivados fijan libremente el precio de venta, de acuerdo a los mecanismos de mercado. La intervención del Estado solo se limita a la fijación del impuesto a los combustibles, en algunos casos diferenciales, según el destino final del producto y para compensar el normal abastecimiento en zonas geográficamente alejadas.

De existir una leal competencia en la negociación entre las empresas refinadoras y comercializadoras, los precios tenderían a aproximarse al valor internacional de cada producto a un nivel similar al FOB exportación, cuando la oferta del producto supera a la demanda, y a un nivel CIF importación en caso contrario. Luego, la empresa petrolera mayorista deberá definir su margen comercial en función de los gastos inherentes al almacenaje, despacho y distribución de subproductos, más un retorno adecuado de su actividad.

De la misma manera, la empresa comercializadora minorista fija también libremente su precio de venta, aunque a diferencia de la etapa anterior, aquí existen múltiples oferentes, por lo que el margen del operador de la estación de servicio dependerá indudablemente del nivel de venta y grado de integración con otras actividades comerciales que desarrolle en su punto de venta.

- **Restricciones logísticas como herencia del estatismo.** La desregulación consistió en una serie de normas que abrieron el juego al sector privado. Las restricciones físicas previas a las desregulación actúan como un “dato de la realidad” en el nuevo mercado petrolero. Tales son las restricciones portuarias (costo de fletes, dificultades técnicas de los puertos para recibir barcos de gran porte, etc.) que, de hecho, tienden a atenuar los efectos de la apertura debido a que incrementan los costos de los productos importados. En realidad, esas restricciones actúan como una suerte de protección natural de la misma manera que lo haría un arancel de importación. Los ductos administrados por YPF como servicio público, están abiertos a los distintos participantes del mercado.
- **Regalías a las provincias.** Después de la Ley de Federalización de Hidrocarburos 24.145, las empresas productoras deben abonar las regalías de explotación a las provincias que, en virtud del artículo primero de dicha ley, gozan del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos.

2.1.3 SECTOR GAS NATURAL

En el marco de la desregulación de los mercados que impulsó el gobierno a partir de 1989, surge la reestructuración global de la industria del gas, normada a través de la Ley N° 24.076 que regula el servicio público de transporte y distribución de gas.

La Ley Nº 24.076 creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) como organismo autárquico en la órbita del Ministerio de Economía (Secretaría de Energía) con el objeto de regular la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas.

Como resultado de la privatización de la empresa Gas del Estado S.A., la distribución de gas quedó organizada en ocho empresas regionales de distribución y dos empresas transportistas.

Actualmente, la industria del gas en Argentina distingue claramente tres segmentos de actividad: producción, transporte y distribución.

La producción de gas natural constituye una actividad competitiva. A partir de la constitución de un mercado mayorista los productores, distribuidores y grandes usuarios negocian libremente precios y cantidades. A fin de asegurar condiciones de competencia, tiene vigencia más que nunca el principio de libre disponibilidad de los recursos hidrocarbúricos.

En cambio, las etapas de transporte y distribución se encuentran reguladas, por su condición de monopolios naturales.

Para el transporte de gas rige el principio de libre acceso de terceros. Ello implica la aplicación de una tarifa regulada de transporte no discriminatoria y la imposibilidad de compra o venta de gas por parte de los transportistas, a excepción de las adquisiciones que puedan realizar para consumo propio y de los volúmenes necesarios para mantener operativo el sistema de transporte.

En la etapa de distribución también rige el principio de libre acceso y las tarifas se encuentran reguladas, fijándose precios máximos al usuario final. Las distribuidoras abastecen sus respectivos mercados celebrando contratos de suministro con productores y de capacidad de transporte con los transportistas.

Las tarifas de transporte y de distribución son fijadas por la autoridad de regulación. La remuneración de los servicios prestados por las empresas licenciatarias debe permitir la obtención de ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad también razonable (art. 38, Ley 24.076).

A su vez, las tarifas de distribución prevén ajustes periódicos a partir de la evolución del PPI (Producer Price Index), y ajustes previstos en la revisión quinquenal de tarifas. Los ajustes en las tarifas de distribución contemplan también las variaciones en el precio del gas comprado por las empresas licenciatarias de distribución:

“De todas maneras, las empresas licenciatarias podrán pactar libremente tarifas menores a las máximas establecidas por la Autoridad de Regulación,...., pero en ningún caso los prestadores podrán cobrar tarifas (i) menores que el costo incremental del servicio prestado, o (ii) cobrar por igual servicio tarifas preferenciales entre usuarios análogos situados en zonas geográficas no diferenciadas” (art. 41, decreto 1738/92).

En la industria del gas en Argentina se puede distinguir un mercado mayorista en situación de competencia y un mercado minorista en condiciones de monopolio natural.

En el nivel mayorista, como se ha mencionado anteriormente, los distribuidores y grandes usuarios negocian la provisión de gas natural con los productores y contratan directamente la capacidad de transporte con los transportistas. Asimismo, en el segmento minorista los distribuidores venden el gas natural a los usuarios finales. En este caso, debe precisarse que los beneficios de las empresas licenciatarias provienen exclusivamente de las tarifas máximas autorizadas por la autoridad reguladora.

A fin de extender los mecanismos de competencia, se permite que cualquier Gran Usuario pueda negociar su abastecimiento directamente con un productor a condición de acordar la tarifa de peaje con el distribuidor (by pass comercial).

Alternativamente, el gran usuario puede desvincularse del distribuidor en la medida que pueda conectarse directamente con el gasoducto troncal, para lo cual deberá pactar el cargo de transporte con el transportista (by pass físico).

En estos últimos años, el Estado cumple un rol diferente al de etapas anteriores. Ya no se trata del Estado empresario que tiene a su cargo la función de asignación de recursos. En la actual configuración de la industria del gas natural, a través de su función de Autoridad de Regulación, el Estado debe proteger los derechos de los consumidores, promover la competitividad de los mercados, y garantizar la eficiencia en la utilización de los recursos.

2.1.4 SECTOR ELÉCTRICO

La transformación del sector eléctrico en la República Argentina debe observarse en el marco general de un profundo cambio en el ámbito económico, con una participación creciente de la actividad privada, en que el Estado pasa a ejercer la función reguladora y orientadora para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada.

Es decir, el Estado transfiere sus funciones de empresario al sector privado reduciendo su sobredimensionamiento y mantiene sus funciones de regulador de las actividades a efectos de evitar prácticas monopólicas.

En este contexto, la Secretaría de Energía es el organismo que rige en materia de definición de la política sectorial, conduce las acciones tendientes a aplicar esta política, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general.

El objetivo es lograr una sólida industria eléctrica capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente, a los mejores precios compatibles con la calidad del servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.

Las principales características de esta transformación son las siguientes:

- Se ha tratado de introducir el mayor grado de competencia posible a los efectos de lograr a través de ella una mayor eficiencia.
- En ese contexto se trató que las tarifas a usuarios finales de los distribuidores cumplan con las siguientes premisas:
 - Proveer ingresos para satisfacer los costos operativos y una tasa de retorno razonable.
 - Incluir como costo el precio de compra a nivel mayorista, en el mercado estacional.
 - Asegurar el mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento.
 - Evitar subsidios entre distintos tipos de clientes.
- La Ley Marco Regulatorio N° 24065/92 modificatoria y ampliatoria de la Ley de la Energía Eléctrica N° 15336/60, ha establecido las reglas principales bajo las cuales funcionará el Sector Eléctrico.
Se ha separado la actividad del mismo en tres etapas: Producción. Transporte y Distribución.

En ella también se determina la creación del Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE) que tiene como funciones entre otras: el control de la prestación de los servicios, dictar reglamentaciones, prevenir conductas monopólicas, establecer bases de cálculo de tarifas y de los contratos que otorguen concesiones.

- Las bases en que se fundamenta el funcionamiento del sector es la conformación de: un mercado de energía eléctrica; un sistema de establecimiento de precios; y un administrador de dicho mercado.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el punto donde convergen la oferta con la demanda, para definir el precio de la energía como el costo marginal de la última máquina, que fue requerida para abastecer a dicha demanda. Se entiende que dicho valor, representa precisamente el precio que los compradores están dispuestos a pagar por sus requerimientos de energía.

El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen los tres segmentos de actividad: producción, transporte y distribución (industria eléctrica).

La recepción del servicio está representado por los grandes (clientes) usuarios que pueden comprar en forma directa al MEM y los medianos y pequeños clientes que compran a las compañías de distribución.

- En la producción de energía, la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos. La generación hidroeléctrica y nuclear están sometidas a lo que establecen los contratos de concesión. La producción está abierta a todos aquellos que deseen efectuar inversiones de riesgo.
- El transporte es una actividad definida como "servicio público". Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y grandes usuarios. No puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Está relevada de la obligación de expandir la red pero puede participar en nuevas construcciones. Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte, provienen de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- La distribución ha sido definida como "servicio público" y debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda en su área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidos. El distribuidor debe asegurarse en forma permanente el abastecimiento de energía, su confiabilidad y su calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.
- El MEM argentino dispone de señales económicas que tienden a aumentar la eficiencia:
 - El precio de la energía surge como convergencia de la oferta y la demanda y tiene un papel importante como mecanismo asignador de recursos.
 - El Mercado está ubicado en un punto geográfico que representa el "baricentro" de la demanda. Los tránsitos hacia y desde ese punto se hacen en función de los precios de nodo.
 - Los servicios adicionales que se brindan en el MEM se remuneran a quienes los prestan y se cobra a quienes los reciben (frecuencia, tensión y potencia).
 - El riesgo de no abastecer a la demanda configura un precio adicional que induce a aumentar la oferta.
- La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes:

Mercado Spot: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.

Mercado Estacional: Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.

Mercado a Término: Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

- Para lograr una administración del Mercado idónea, que mantenga una equidistancia entre los agentes que actúan dentro de él, fue necesario crear una Empresa que tuviera esa finalidad. Esta Empresa es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que tomó a su cargo la responsabilidad del Mercado a partir del 1º de agosto de 1992. Se ha definido que la misma funcione como entidad sin fines de lucro. Los principales objetivos de CAMMESA son:
 - Efectuar la optimización de la producción a los efectos de minimizar los costos totales del Mercado.
 - Maximizar la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de los suministros.
 - Planificar las necesidades de potencia y energía, optimizar su aplicación y tratar de prever los precios que regirán en el mercado.
 - Realizar los cálculos de las transacciones económicas entre los Agentes Reconocidos del MEM y emitir los documentos de facturación. Efectuar las cobranzas y transferencias necesarias.
 - Supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y efectuar el despacho técnico de los contratos.
 - Garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM.

CAMMESA es una sociedad civil cuyas acciones están en manos de los agentes que actúan en el Mercado, pero no en forma directa sino a través de sus representantes. Dichas acciones se distribuyen de la siguiente manera:

A - ESTADO: Secretaría de Energía (20%)

B - AGEERA: Asociación de Generadores de la Energía Eléctrica de la R.Argentina (20%)

C - ADEERA: Asociación de Distribuidores de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)

D - ATEERA: Asociación Transportistas de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)

E - AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)

La dirección y administración de CAMMESA está a cargo de un Directorio integrado por diez titulares, cada uno de los tenedores de acciones designará a dos de ellos. El presidente es el Secretario de Energía y el Vicepresidente es el otro representante del Estado Nacional. Existe un Comité Ejecutivo de tres miembros cuyo presidente es el Vicepresidente del Directorio, un miembro es nombrado por los grandes usuarios y el otro por la industria eléctrica (AGUEERA, ADEERA o ATEERA).

2.2 BRASIL

Desde 1995 el Brasil, está caminando en el sentido de la reformulación del sector energético. Se abren oportunidades para la participación del sector privado en las inversiones necesarias que garanticen el suministro nacional de energía, responsabilidad ésta que ha recaído históricamente en el Estado.

2.2.1 Reestructuración del Subsector Eléctrico

La reestructuración del subsector eléctrico se inició con la promulgación de la Ley N° 8987 del 14/02/95, conocida como la “Ley de Concesiones de Servicios Públicos” y de la Ley Sectorial N° 9047 del 19/05/95, con las cuales fueron establecidos los fundamentos básicos del nuevo modelo y se inició la apertura a la participación de los capitales privados. Estas leyes introdujeron profundas e importantes alteraciones, en especial: (i) la licitación de los nuevos emprendimientos de generación ; (ii) la creación de la figura del Productor Independiente de Energía; (iii) el libre acceso a los sistemas de transmisión e distribución; y (iv) la libertad para los grandes consumidores de elegir sus suministradores de energía.

Además, en 1995, el Decreto N° 1717 del 24/11 estableció las condiciones y posibilitó la prorrogación y reagrupamiento de las concesiones de servicios públicos, así como aprobó los Planes de Conclusión de las obras paralizadas en 22 emprendimientos de generación eléctrica equivalentes a 10.100 MW de potencia.

En 1996, por medio del Decreto N° 2003 del 10/09 se estableció el “Reglamento las condiciones para la actuación de los Productores Independientes y de los Autoprodutores”. También en 1996, fue instituida la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, por Ley N° 9427 del 26/12, con la finalidad de regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

En 1997, nuevas reglamentaciones se han establecido, siendo de destaque las siguientes: (i) a Ley N° 9433, del 08/01, que instituye la Política Nacional de Recursos Hídricos y crea el Sistema Nacional de Gerenciamiento de Recursos Hídricos; (ii) el Decreto N° 2335, del 07/10, que crea la ANEEL y aprueba su Estructura de Régimen; (iii) la Resolución del DNAEE 466, del 12/11, que consolida las Condiciones Generales de Suministro de Energía Eléctrica, armonizadas con el Código de Defensa del Consumidor (Ley N° 8078, del 11/09/90); (iv) la Resolución MME (Ministerio de Minas y Energía) 349, del 28/11, que aprueba el Reglamento Interno de la ANEEL, establece el Control de Gestión y extingue el DNAEE; y (v) el Decreto N° 2410 del 28/11, que establece el cálculo y recolección de la tasa anual de fiscalización de servicios públicos por todos los concesionarios, permisionarios y autorizados de los servicios de Energía Eléctrica.

Otras importantes decisiones se tomaron en 1998, con la publicación de la Medida Provisoria N° 1531, del 05/03, que autoriza al Poder Ejecutivo a promover la reestructuración de la ELETROBRÁS y de sus subsidiarias, cabiendo destacar las siguientes reglamentaciones:

- Se autoriza la retirada gradual del Estado de los negocios de Energía Eléctrica.
- Se garantiza a la RGR - Reserva General de Reversión hasta el año 2002, para continuar la inversiones de la Electrobrás (*Centrais Elétricas Brasileiras S.A.*).
- Se establece la fecha del 30/09/98, para a institución del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - MAE y la constitución del Operador Independiente del Sistema – ISO.
- Se establece el plazo de 15 meses para que el ISO comience a operar. Después de esa fecha en que la Eletrobrás queda autorizada a transferir los activos del Centro Nacional de Operación del Sistema - CNOS y de los Centros de Operación del Sistema – COS. Con esto quedará extinto el GCOI.
- A partir del 2003, los concesionarios o autorizados podrán negociar los montos de Energía con reducción gradual, a la razón anual de 25% de los montos referentes al año de 2002.
- Se autoriza la fisión de FURNAS en dos empresas: una de generación y otra de transmisión.
- Se autoriza la fisión de la ELETROSUL en dos empresas, una de generación y otra de transmisión.
- Se autoriza la fisión de la ELETRONORTE en cinco empresas: dos para generación, otra para transmisión y distribución en los sistemas aislados de Manaus y Boa Vista; una para la generación de Tucuruí; y, otra para transmisión.
- Se autoriza la fisión de la CHESF en tres empresas: dos de generación y una de transmisión.
- Se autoriza a la ELETROBRÁS a retener participación accionaria en las empresas de generación que serán creadas a partir de la fisión de FURNAS, ELETROSUL, ELETRONORTE e CHESF.

Algunos resultados de las reformulaciones en curso pueden ser resaltadas. Es el caso de la participación privada en la generación y en la distribución de energía eléctrica, que de prácticamente nula en 1995 pasó en 1997 a 3% en la generación y a 32% en la distribución.

2.2.2 Reestructuración del Subsector Petróleo.

La industria del petróleo y gas natural estuvo sometida durante 44 años al régimen de monopolio de la empresa estatal PETROBRÁS (Petróleo Brasileiro S. A.). Sin embargo, a partir de la modificación de la Enmienda Constitucional N° 9, del 09/11/95, fue flexibilizado ese monopolio, y por la Ley N° 9478 del 06/08/97, se reglamentó la apertura sectorial para la participación de emprendedores privados y de sus capitales, en todos los segmentos de esa importante actividad.

Además, por la Ley N° 9478, fue instituida la **Agencia Nacional del Petróleo – ANP**, entidad integrante de la Administración Federal Indirecta, vinculado al Ministerio de Minas y Energía y sometida al régimen autárquico especial, con la función de actuar como órgano regulador de la industria del petróleo. En 1998, por el Decreto N° 2455 del 14/01, la ANP fue implantada, habiéndose definido su estructura y cargos.

En consecuencia de las medidas tomadas, la PETROBRÁS pasó a desarrollar actividades exclusivamente empresariales, pero continúa vinculada al Ministerio de Minas y Energía y el Estado continúa siendo accionista mayoritario de la empresa.

Después de su reglamentación, superada la etapa inicial de instalación, la ANP, además de definir las áreas de concesión que permanecerán con la PETROBRÁS, estará apta para divulgar y operar un calendario de licitación de áreas de concesión, dando inicio a un programa que otorga las concesiones para las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.

2.2.3 Política Energética Global.

En 1997, por la Ley N° 9478 del 06/08, fue instituido el **Consejo Nacional de Políticas Energéticas - CNPE**, con el objetivo de apreciar las proposiciones de políticas en el área de suministro y uso de energía, los canales serán encaminados para decisión superior del Presidente de la República. El 14/01/98, por Decreto N° 2457, que establece la estructura y funcionamiento del CNPE, el Ministro de Minas y Energía y su Secretario de Energía, fueron incumbidos, respectivamente, de las funciones de presidir y asesorar las actividades del CNPE.

Actualmente, el Ministerio de Minas y Energía toma las providencias necesarias para poner en marcha las actividades del CNPE.

2.3 PARAGUAY

2.3.1 Organización Institucional del Sector Energético

El marco institucional global del sector energético de PARAGUAY se caracteriza en la actualidad por dos aspectos principales: **a) participación del Estado como autoridad y como empresario;** y **b) elevada dispersión institucional.**

El organismo de la Administración Central que ejerce la autoridad en el establecimiento

de la política energética nacional es el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, a través del Gabinete del Viceministro de Minas y Energía, conforme a la Ley N° 167/93 del Congreso Nacional. Según esta Ley, dicho Gabinete tiene a su cargo: a) establecer y orientar la política referente al uso y manejo de los recursos minerales y energéticos; b) estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles; y c) fiscalizar sobre el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones.

El Estado ejecuta la gestión empresarial en los subsectores Energía Eléctrica e Hidrocarburos, a través de las siguientes empresas estatales: a) Administración Nacional de Electricidad (ANDE); y b) Petróleos Paraguayos (PETROPAR).

En lo que respecta a la dispersión institucional, cabe mencionar que las empresas estatales involucradas se relacionan con el Poder Ejecutivo a través de diferentes Ministerios. Además, los organismos competentes en los subsectores Biomasa y Energía Nuclear. No existe una institución en un estamento de decisión común a las diferentes entidades involucradas en el sector, lo cual dificulta la coordinación de políticas.

Existen varias reparticiones relacionadas con el subsector Biomasa. Entre las principales, cabe destacar: (i) el Ministerio de Agricultura y Ganadería que, por medio del Servicio Forestal Nacional, ejerce la coordinación y ejecución de la política forestal del país; (ii) el Instituto Nacional de Tecnología y Normalización, dependiente del Ministerio de Industria y Comercio, que realiza investigación y desarrollo en el área de las fuentes nuevas y renovables de energía.

También participa del sector energético la Universidad Nacional de Asunción, puesto que la Comisión Nacional de Energía Atómica pasó a depender de esa institución académica desde 1991.

Por su parte, la Secretaría Técnica de Planificación se encarga de elaborar los Balances Energéticos Nacionales a través de la División de Energía.

La creación del Subsecretaría de Minas y Energía en 1990 (denominada desde 1993, en virtud de la Ley 167/93, de Gabinete del Viceministro de Minas y Energía) como organismo dependiente del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, fue el primer paso para facilitar la coordinación sectorial. Con todo, aunque la creación de esta repartición de la Administración Central ha sido un paso decisivo dirigido a ejercer el papel de autoridad en el sector, existen todavía ajustes de orden legal que deben ser realizados para establecer una estructura institucional más integrada y coherente.

2.3.2 Subsector Hidrocarburos

Por funciones y objetivos establecidos en la Ley que establece sus funciones (Ley N° 904 del 30 de agosto de 1.963), el Ministerio de Industria y Comercio (MIC) es la máxima autoridad responsable por la formulación y ejecución de la política industrial y comercial del gobierno nacional. Además, el MIC es el organismo responsable por la re-

gulación de la distribución, transporte y comercialización de derivados de petróleo en el país.

Cabe señalar, asimismo, que el Gabinete Técnico del MIC, repartición dependiente del Ministro con funciones de “investigación, asistencia y programación” (conforme el Decreto 902/73), ha venido participando del análisis de las posibilidades de abastecimiento de gas natural importado de Bolivia, trabajando en este campo conjuntamente con el Gabinete del Viceministro de Minas y Energía.

La empresa PETROPAR es una entidad autárquica del Estado Paraguayo creada por Ley del Congreso Nacional N° 1182/85 y mantiene relaciones con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria y Comercio, el que, a su vez, posee representación en el Consejo de Administración de PETROPAR (máxima autoridad administrativa de la empresa).

Entre las funciones otorgadas por su Ley de creación, PETROPAR puede industrializar y comercializar combustibles y sus derivados, así como realizar todo tipo de operaciones, contratos y negocios que se relacionen con dicho fin.

PETROPAR es la única empresa que está autorizada para realizar la industrialización del petróleo y el comercio exterior de petróleo, diesel oíl y gasolinas con plomo, ejerciendo, por consiguiente, el monopolio del mercado de esos combustibles.

La importación de los combustibles que no hacen parte del monopolio de PETROPAR lo realizan las empresas privadas. Éstas también están a cargo de la distribución, transporte y comercialización de los derivados de petróleo.

Finalmente, el Gabinete del Viceministro de Minas y Energía, dependiente del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, además de poseer las funciones de organismo rector de la política energética del país (Ley 167/93) es autoridad competente en la tramitación y fiscalización de las actividades denominadas *up-stream* de ese subsector (conforme la Ley de Hidrocarburos N° 779/95).

En lo que se refiere al subsector gas natural no existe aún una organización institucional. Sin embargo, el Gabinete del Viceministro de Minas y Energía ya ha iniciado los trámites para trabajar en un Marco Regulatorio para este subsector.

2.3.3 Subsector Energía Eléctrica

El marco legal vigente del subsector eléctrico (Ley 966/64 “Que crea la ANDE como ente autárquico y establece su Carta Orgánica”) determina que la empresa estatal ANDE tiene la exclusividad del servicio público de energía eléctrica y el derecho preferencial para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos necesarios. La exclusividad del servicio público es delegable al sector privado en las localidades aún no conectadas a la red nacional.

Son cuatro las empresas eléctricas que operan en el Paraguay. Las tres principales empresas son del sector estatal que mantienen relaciones con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. La cuarta empresa (una empresa de distribución en una localidad) es una empresa de capital privado.

La principal empresa eléctrica nacional es la Administración Nacional de Electricidad (ANDE); empresa del Estado verticalmente integrada (participa de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país). Las otras dos empresas del sector público poseen una naturaleza jurídica binacional puesto que son las empresas que operan las centrales hidroeléctricas de ITAIPÚ (Paraguay/Brasil) y YACYRETÁ (Paraguay/Argentina), en las cuales Paraguay participa del 50% del capital social en ambos casos, a través de la ANDE.

La empresa privada, CLYFSA (Compañía de Luz y Fuerza S.A.), es una distribuidora que opera en la localidad de Villarrica (a 200 km al este de Asunción); compra energía eléctrica en bloque de la ANDE. No obstante, su participación en el mercado nacional de electricidad es poco significativa.

Una situación diferente es la que se tiene en la región occidental o chaqueña. Las zonas más pobladas de dicha región -la zona central de la misma- cuenta con el servicio público de electricidad a través de sistemas descentralizados. El caso principal lo constituyen las tres grandes colonias menonitas (Chortitzer, Neuland y Ferhein), asentadas en el Chaco central, servidas por generadores térmicos (grupos diesel y turbinas a vapor que utilizan leña como combustible) que totalizan cerca de 12 MW de demanda total y que son administrados y operados exclusivamente por las colonias. El 24 de abril del corriente año, el sistema de distribución de las colonias se interconectó al SIN por medio de una línea de 220 kV de 210 km de extensión.

La política manifiesta del Gobierno Nacional ha sido la de impulsar la modernización del subsector eléctrico nacional. Para tal efecto, el Poder Ejecutivo ha elaborado un Anteproyecto de la Ley del Marco Regulatorio Eléctrico que sustituiría, una vez aprobado por el Congreso Nacional, a la Ley 966/64.

El principio norteador en la elaboración del anteproyecto de Ley ha sido la creación de un mercado mayorista eléctrico con diferentes actores reconocidos en las actividades del negocio eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización), que incentive la captación de capital privado en inversiones sectoriales.

La constitución del mercado eléctrico mayorista nacional conlleva necesariamente una serie de instituciones inherentes a las funciones de regulación, fiscalización y administración del mismo, razón por la cual el anteproyecto de ley establece la creación de algunos entes e instituciones.

Por último, el Anteproyecto de Ley contempla la creación de un organismo que se encarga de la electrificación de zonas en las cuales la tasa interna de retorno es poco o nada rentable.

El Anteproyecto de Ley de Marco Regulatorio Eléctrico

En virtud de una cooperación financiera del Fondo Multilateral de Inversiones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Gabinete del Viceministro de Minas y Energía ha contratado a un consorcio de empresas consultoras internacionales y nacionales para la elaboración del Anteproyecto de Ley de Marco Regulatorio Eléctrico. En el presente, se cuenta con dicho Anteproyecto de Ley, el cual será próximamente presentado al Congreso Nacional.

Los principios generales que fueron llevados en cuenta para la elaboración del anteproyecto de ley son:

- a) Protección adecuada de los derechos de los consumidores de energía eléctrica y de los demás actores del sector.
- b) Asegurar la continuidad, calidad, seguridad, regularidad del suministro eléctrico en todo el país.
- c) La promoción y resguardo de la competitividad de los mercados de generación eléctrica.
- d) La igualdad de oportunidades y condiciones para el desarrollo de las actividades reguladas del subsector eléctrico.
- e) La realización de inversiones privadas en generación, transporte y distribución para asegurar el suministro a largo plazo.
- f) El acceso abierto no discriminatorio a los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y su uso generalizado por cualquier interesado.
- g) La regulación de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica asegurando que las tarifas por los servicios sean justas y razonables como resultante de la aplicación de criterios de costo económico.
- h) La transparencia en los procesos de formación de precios en el mercado eléctrico mayorista y la publicidad de los procesos de fijación de tarifas de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica.
- i) El incentivo a la generación, transporte, distribución y uso eficiente de la energía eléctrica mediante señales económicas y metodologías tarifarias apropiadas.
- j) El fomento del desarrollo eléctrico con fines sociales, mediante subsidios explícitos, en áreas en que la inversión no sea rentable.
- k) La preservación del ambiente y la promoción del uso racional energético en su conjunto.

El anteproyecto de Ley contempla la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista Paraguayo (MEPA), en el cual se reconocen los siguientes Actores: a) generadores; b) transportistas; c) distribuidores; d) Comercializadores; y e) Consumidores Libres. No se definen restricciones para la compra de energía de otros países, tampoco para la exportación, sólo que en este último caso es necesaria una autorización del Poder Ejecutivo.

En el MEPA se consideran dos modalidades de transacciones: a) el mercado de contratos, con precios pactados por un plazo definido; y b) el mercado Spot, el cual es el

conjunto de transacciones mayoristas que en cada hora resultan de considerar la diferencia entre la oferta y la demanda de los actores del MEPA, de acuerdo a los contratos ya comprometidos.

Son actores reconocidos del MEPA: los generadores; los transportistas; los distribuidores; los comercializadores; y los consumidores libres. Los generadores operarán en régimen de concesión por el Poder Ejecutivo (para las centrales hidroeléctricas y geotérmicas) o con Licencias del ENREL (en el caso de generadores térmicos). El Poder Ejecutivo también otorgará las concesiones para el transporte y distribución, de las cuales no tendrán carácter de exclusividad las relativas al transporte. Por su parte, los comercializadores operarán en el MEPA previa licencia otorgada por el ENREL.

Se crea el **Ente Regulador de Energía Eléctrica** (ENREL), con los siguientes fines: a) el control de la adecuada prestación de los servicios en el mercado y del cumplimiento de las obligaciones fijadas en las concesiones de transporte y distribución; b) proteger los derechos de los consumidores y usuarios de energía eléctrica; c) dirimir en los conflictos relacionados con el ejercicio de las actividades del subsector eléctrico; d) prevenir conductas contra la libre y leal competencia entre los sujetos de cada una de las actividades de la industria eléctrica, incluyendo a comercializadores y usuarios; e) determinar la tarifas de los servicios públicos de transporte y distribución; f) elaborar la documentación y conducir el trámite para el otorgamiento de las concesiones y autorizaciones reguladas.

Se crea, asimismo, la **Sociedad Administradora del Mercado Eléctrico** (SAME), ente privado que tiene a su cargo la coordinación de la operación de las centrales de generación y de las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, el despacho económico de carga y la determinación de los precios de las transacciones spot.

Un aspecto interesante del anteproyecto de ley elaborado por el Poder Ejecutivo es la creación del **Fondo de Desarrollo Eléctrico** (FONDEL), organismo que tendrá a su cargo el financiamiento de proyectos de electrificación de localidades donde la inversión no presente la rentabilidad necesaria para atraer al capital de riesgo, considerando las tarifas reguladas.

2.4 URUGUAY

Los principales organismos, integrantes del Poder Ejecutivo, que tienen competencias en el sector energético son: el Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM), responsable de la Política Energética, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP).

El MIEM, a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), tiene como funciones las actividades de planificación energética de largo plazo, desarrollo de las políticas energéticas y supervisión de las empresas públicas que operan en los subsectores electricidad e hidrocarburos y de la empresa que distribuye gas de cañería en Montevideo. La OPP tiene por cometido asesorar al Poder Ejecutivo respecto al presupuesto del Esta-

do, y en particular el de las empresas públicas (tarifas, precios, presupuesto operativo e inversiones) que operan en el sector.

En la actual estructura de regulación, todas las empresas públicas del sector electricidad y derivados del petróleo, deben someter cualquier propuesta de cambio en sus presupuestos operativos y/o tarifas o políticas de precios ante el Gobierno. Este último, asistido por la OPP, revisa y aprueba los cambios en forma de Decreto firmado por el Presidente de la República, el MIEM y el MEF.

En el sector eléctrico todas las unidades de generación están operadas por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), con la excepción de la planta binacional de Salto Grande. La UTE también opera el sistema nacional de transmisión y distribución eléctricas, operando con carácter de monopolio natural, aunque este monopolio no es legal. Otra entidad que participa en el sector eléctrico es la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), comisión binacional designada conjuntamente por los gobiernos de Argentina y Uruguay, a cargo de la operación de la planta hidroeléctrica de Salto Grande y de la conexión con el sistema de transmisión de alta tensión.

En 1997 se aprobó la Ley N° 16.832 que reforma el marco regulatorio con vistas a la creación de un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, en el cual participarán generadores, distribuidores y grandes consumidores, previéndose la participación del sector privado en la etapa de generación, mientras que las actividades de transmisión y distribución serán reguladas en función de criterios de eficiencia. Se crearon dos nuevos organismos que tendrán competencias específicas: la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el Mercado mayorista de energía eléctrica, y la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica, dependiente del Poder Ejecutivo, con cometidos regulatorios. Actualmente se están desarrollando los estudios para la reglamentación de la ley.

En el sector combustibles, la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) tiene el monopolio legal para importar, refinar y comercializar tanto el petróleo crudo como sus derivados. ANCAP opera la única refinería del país. La distribución está a cargo de ANCAP, pero la realiza a través de concesiones a compañías privadas tales como Esso, Shell, Texaco, Dasa y Dikamsa. La distribución del gas licuado de petróleo la realizan dos compañías: Acodike Supergas y Riogas. El desarrollo de reglas y regulaciones concernientes al mercado del petróleo y derivados ha sido básicamente responsabilidad de ANCAP.

La distribución de gas por cañería (elaborado a partir de derivados del petróleo) en la ciudad de Montevideo es realizada por Gaseba S.A. - Grupo Gaz de France, a partir del año 1995. Su actividad es supervisada por el Organismo Técnico de Contralor, dependiente del MIEM.

En un futuro inmediato se introducirá gas natural proveniente de la República Argentina, mediante la conexión de dos gasoductos. En este sector se han definido las figuras de transportista, distribuidor, gran consumidor e importador. El MIEM actuará como autoridad nacional reguladora del gas.

Actualmente, se está realizando un estudio que tiene por objetivo la preparación e implementación de un nuevo marco institucional y regulatorio del sector combustibles y del gas natural cuyos objetivos generales son desarrollar un mercado más competitivo, facilitar el ingreso de inversores privados y fortalecer la capacidad de las dependencias gubernamentales encargadas de la regulación.

3. RESEÑA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL

El estudio de la matriz energética actual del MERCOSUR parte de la agregación de las matrices de cada uno de los países que lo integran empleando un tratamiento común para los principales indicadores que lo integran.

La OFERTA INTERNA TOTAL DE ENERGÍA está definida como:

$$\text{PRODUCCIÓN PRIMARIA} - \text{EXPORTACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA} + \text{IMPORTACION PRIMARIA Y SECUNDARIA} \pm \text{OTRAS PARTIDAS NETAS}^{(1)}$$

(1) OTRAS PARTIDAS NETAS: Se refiere, en lo fundamental, al No Aprovechado y Variación de Inventarios.

Los flujos de exportación e importación no tienen deducidos los movimientos INTRA-MERCOSUR, por lo que no pueden tomarse como indicativos de los valores reales de energía que entran o salen de la región.

El CONSUMO FINAL DE ENERGÍA incluye exclusivamente el Consumo Final energético. No se incluye el consumo propio del sector energético ni el consumo no energético. El Consumo Final se presenta de forma desagregada para los principales sectores económicos, éstos son: TRANSPORTE, INDUSTRIAL y RESIDENCIAL - COMERCIAL - PÚBLICO.

La diferencia entre la Oferta Interna Total de Energía y el Consumo Final Total representa toda aquella energía que, formando parte de la Oferta Interna no llegó al sector del Consumo Final Energético. Además del consumo propio y el consumo no energético, en ésta diferencia se incluyen otros flujos de energía, entre ellos, las pérdidas en los sectores de transformación. Esta diferencia puede ser tomada como un indicador sintético para conocer en qué medida se ha sido eficiente en hacer llegar el total de la energía disponible hasta el sector del Consumo Final energético.

Los datos que se presentan para el análisis de la matriz energética del MERCOSUR están expresados en miles de toneladas equivalentes de petróleo base 10.000 kcal/kg (10^3 tep).

3.1 LA OFERTA INTERNA TOTAL DE ENERGÍA

La Oferta Interna Total de Energía en el conjunto de los países que integran el MERCOSUR alcanzó 227.377 Miles de tep en 1996 lo que comportó una tasa de crecimiento de 3,4 % anual respecto a 1990. La producción es la principal componente en la estructura de la Oferta Interna y durante el período 1990-1996 comportó un crecimiento anual del 4,2 % (ver Cuadro 1).

En la estructura de la producción de energía se mantuvo durante todo el período un predominio del petróleo y la biomasa (ver Infografía 1) aunque se observan variaciones en su participación relativa: mientras que la participación estructural del petróleo crece en 3,5 puntos durante el período, la biomasa decrece en 5,9 puntos.

Es significativa la penetración del gas natural observada en la matriz energética de los países del MERCOSUR. En 1990 la producción de gas natural representó un 16,0 % de la producción total mientras que en 1996 esta representatividad alcanzó el 18,0 %

CUADRO 1: OFERTA INTERNA TOTAL DE ENERGÍA Miles de tep

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Producción	155.769	199.726	4,2
Exportación	12.890	29.260	14,6
Importación	47.740	62.678	4,6
Otras Partidas Netas	-4.293	-5.767	-
Oferta Interna Total	186.326	227.377	3,4

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9 ¹

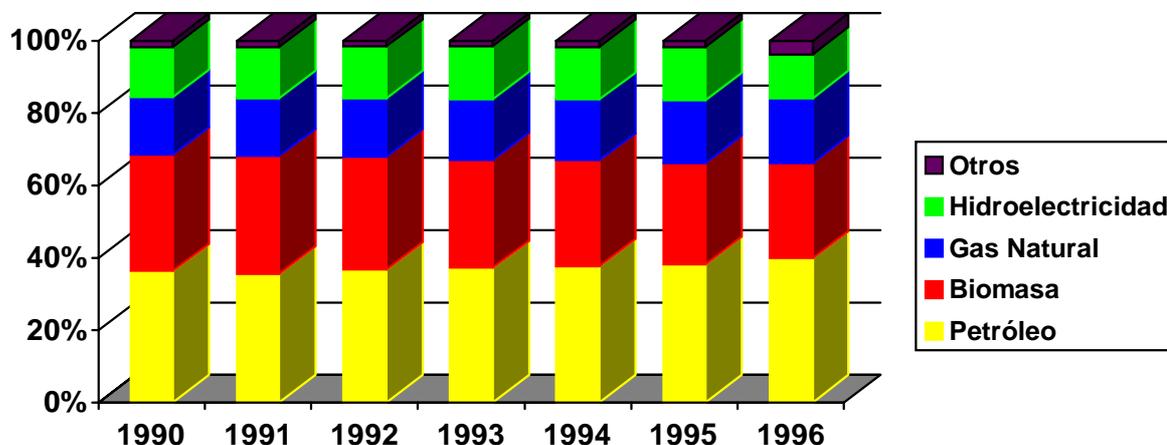
La electricidad de origen primario, en la cual la hidroelectricidad es la componente principal, mostró un crecimiento sostenido en su participación estructural hasta el año 1995. En 1990 la electricidad representó el 13,8 % del total de producción mientras que esta participación en 1995 resultó del 14,7 %. En 1996 se ha reducido al 12,1 %.

El resto de los energéticos que participan en la producción de energía primaria en el MERCOSUR tienen una contribución marginal. Dentro de ellos el más significativo es el carbón mineral, el cual en 1996 representó el 3,2 % del total de producción.

¹ LOS DATOS PRIMARIOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTA SINTESIS FUERON SUMINISTRADOS POR: SECRETARIA DE ENERGÍA, ARGENTINA; MINISTERIO DAS MINAS Y ENERGIA, BRASIL; MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES, PARAGUAY; MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA, URUGUAY.

INFOGRAFÍA 1

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL MERCOSUR



FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.1.1 Petróleo y Derivados

La Oferta Interna de petróleo y derivados durante 1996 resultó de 99.766 Miles de tep, habiendo crecido un 26,9 % respecto a 1990 (ver Cuadro 2). Argentina y Brasil son los países productores de petróleo de la región (aunque sólo Argentina es autosuficiente) mientras que Paraguay y Uruguay dependen exclusivamente de la importación para el uso de este energético.

La extracción de petróleo, componente principal de la oferta, se incrementó durante el período 1990-1996 con una tasa anual del 5,6 % para situarse en 79.712 Miles de tep. El crecimiento registrado en la extracción de petróleo está fundamentado principalmente por el incremento registrado en la actividad extractiva en Argentina cuyos volúmenes de producción crecieron a un ritmo del 8,5 % anual durante el período 1990-1996. En el caso de Brasil, se observan crecimientos en igual período del orden del 3,6 % anual.

La Oferta Interna de petróleo y derivados incluye grandes volúmenes de importación que alcanzaron la cifra de 45.136 Miles de tep en 1996, de las cuales más de 40.000 Miles de tep corresponden a Brasil.

El mayor exportador de petróleo en la región es Argentina, cuyos volúmenes en 1996 alcanzaron la cifra de 21314 Miles de tep. El mayor importador es Brasil, que importa el 40 % de sus requerimientos del mercado externo.

CUADRO 2: OFERTA INTERNA DE PETRÓLEO Y DERIVADOS Miles de tep

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	18.205	21.053	2,2
Brasil	58.512	75.941	4,4
Paraguay	660	1.059	8,2
Uruguay	1.260	1.713	5,3
MERCOSUR	78.637	99.766	4,0

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

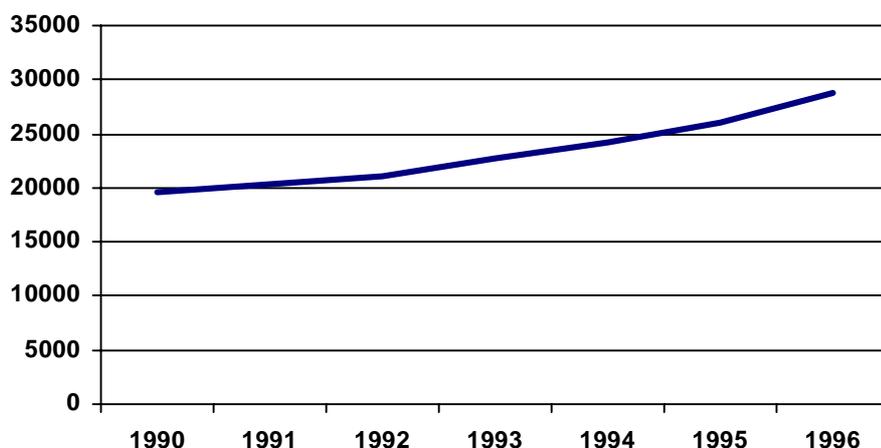
3.1.2 Gas Natural

Durante el período (1990 – 1996), la Oferta Interna de gas natural ha mantenido un crecimiento sostenido como resultado de un aumento sustancial en los niveles de producción, los cuales se sitúan en los 36.026 Miles de tep en el año 1996. El mayor productor de gas en la región es Argentina con 28.754 Miles de tep, casi el 80 % del total en la región (ver Infografía 2).

La Oferta Interna de gas se completa con algunas cantidades importadas de países fuera del MERCOSUR (caso de exportación de Bolivia a Argentina) las cuales alcanzaron en 1996 la cifra de 1.760 Miles de tep. En el futuro este energético está llamado a continuar incrementando su participación en la matriz energética de la región a partir del desarrollo de los planes de integración previstos en esta área.

INFOGRAFÍA: 2

PRODUCCION DE GAS NATURAL EN ARGENTINA.
Miles de tep.



FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.1.3 Electricidad

La Oferta Interna de electricidad (ver Cuadro 3) se caracteriza por una fuerte dependencia de la electricidad de origen hidráulico; el único país donde existe una participación importante (alrededor del 50 %) del parque de generación térmica es Argentina. Salvo algunos intercambios en fronteras, los flujos principales de importación y exportación quedan casi reducidos a las exportaciones de Paraguay a Brasil y Argentina. En 1996 las cantidades exportadas por Paraguay alcanzaron la cifra de 3.242 Miles de tep, lo que significó un crecimiento anual del 7,1 % durante el período 1990-1996.

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	1.200	1.728	6,3
Brasil	18.660	24.186	4,4
Paraguay	470	612	4,5
Uruguay	331	457	5,5
MERCOSUR	20.662	26.983	4,5

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.1.4 Biomasa

La biomasa es una de las fuentes energéticas principales entre los países del MERCOSUR a pesar de su decrecimiento estructural dentro de la matriz energética. Paraguay se destaca por el fuerte impacto que tiene en su matriz energética en donde llega a alcanzar alrededor del 60 % de la Oferta Interna Total. En Brasil esta proporción está cerca del 30 % y en Uruguay alrededor del 20 %. Un caso excepcional es Argentina, en cuya matriz energética la biomasa apenas aporta un 3 % de la Oferta Interna Total de energía.

Bajo la denominación de biomasa se agrupan varios productos energéticos entre los cuales la leña resalta por su peso estructural. También resulta importante en el caso del Brasil los productos derivados de la agroindustria azucarera, entre ellos el bagazo y las mieles de caña además de otros.

La Oferta Interna de biomasa entre todos los países del MERCOSUR en 1996 fue de 52896 Miles de tep con una tasa de crecimiento prácticamente nula durante el período 1990-1996 lo que explica su pérdida en la estructura general de la Oferta Interna Total. La penetración de otros energéticos más eficientes y racionalmente explotables dentro de la matriz energética contribuye al comportamiento observado.

3.2 EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

El Consumo Final de Energía en el conjunto de los países del MERCOSUR en 1996 alcanzó las 183.171 Miles de tep lo que se manifestó a partir de un crecimiento sostenido durante todo el período 1990-1996 con una tasa anual del 3,7 %.

En el Consumo Final se destacan el petróleo y derivados por su participación estructural la que alcanza en 1996 alrededor del 50 % del total y representó aproximadamente 3 puntos de ganancia respecto a su propio comportamiento en 1990. La incidencia estructural del petróleo y derivados no es homogénea entre todos los países del MERCOSUR; mientras que para Paraguay ésta apenas alcanza el 28 %, para Uruguay se eleva al 60 %. En el caso de Argentina y Brasil el indicador se mueve en torno al 50%.

Después del petróleo y derivados se sitúan la biomasa, la electricidad y el gas natural, en ese orden, en importancia estructural para la región. De todos ellos, la mayor dinámica durante el período la registró el gas natural con una tasa de crecimiento anual del 5,4 %. Por el contrario, la biomasa apenas registró un crecimiento del 0,5 % anual.

La industria es el principal destino del Consumo Final de energía la cual absorbe el 37,6 % del total en 1996, manteniéndose prácticamente constante desde 1990. Le sigue en orden el sector del transporte, el más dinámico de todos, con una tasa de crecimiento anual del 5,4 % durante el período 1990-1996 y una participación estructural del 31,9 % en 1996 ganando en casi 3 puntos respecto a la estructura en 1990. El sector residencial-comercial-público es el de menor dinámica en el período con una tasa de crecimiento anual del 1,8 % y una pérdida estructural de casi 2,5 puntos al decrecer de 22,3 % en 1990 a 19,9 % en 1996.

CUADRO 4: CONSUMO FINAL TOTAL (1)

Miles de tep

	1990	Estruc- tura	1996	Estruc- tura	Tasa anual de crecimiento %
Transporte	42.688	29,0	58.433	31,9	5,4
Industrial	54.588	37,1	68.843	37,6	4,0
Residencial-Comercial- Público	32.824	22,3	36.486	19,9	1,8
Resto	17.029	11,6	19.409	10,6	2,2
TOTAL	147.099	100,0	183.171	100,0	3,7

(1) Incluye sólo Consumo Final energético. No incluye pérdidas ni consumo propio
FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

En 1996 la relación Consumo Final/Oferta Interna Total para el conjunto de los países del MERCOSUR se situó en el 80,6%, mientras que en 1990 fue del 78,9%. Lo anterior puede interpretarse "*prima facie*" que en 1996 el desempeño del sector energético en su conjunto resultó más eficiente que en 1990. El valor más alto se alcanzó en el año 1995

y fue del 82,4% mientras que el más bajo del período es el del año 1991 y fue de 79,3% (Ver Cuadro 5).

La relación entre el Consumo Final y la Oferta Interna no se comporta de manera similar en todos los países del MERCOSUR. Ello está relacionado no sólo con el desempeño del sector energético de cada uno de ellos sino además por las propias características de la matriz energética nacional. Los valores resultantes, por ejemplo, en Argentina, donde una buena parte de la generación de electricidad es de origen térmico, tienen que ser relativamente menores a los de Paraguay donde casi la totalidad de su generación es de origen hidráulico.

En la mayoría de los países de la región, la relación Consumo Final/Oferta Interna durante 1996 resultó superior a la registrada en 1990 siendo Paraguay el país en que se manifiesta el mayor crecimiento.

CUADRO 5: CONSUMO FINAL TOTAL/OFERTA INTERNA

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	74,5	76,5	0,4
Brasil	80,0	81,5	0,3
Paraguay	85,8	91,0	1,0
Uruguay	88,0	86,2	-2,0
MERCOSUR	78,9	80,6	0,4

FUENTE: Elaboración propia en base a la Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.2.1 Petróleo y Derivados

Excepto en el caso de Paraguay, para el resto de los países de la región, el petróleo y derivados constituyen la fuente más importante para la satisfacción de sus necesidades energéticas, de ahí que resulte el más importante de todos los energéticos que componen la matriz del conjunto de los países del MERCOSUR.

En valores absolutos, Brasil es el mayor consumidor de petróleo y derivados y su valor en 1996 fue de 68115 Miles de tep, manifestando una tasa anual de crecimiento del 4,6 % anual durante el período 1990-1996. Por otra parte, Uruguay es el país donde el petróleo y derivados tiene un mayor peso dentro de la estructura de su Consumo Final. Durante el período 1990-1996 el Consumo Final de petróleo y derivados en Uruguay creció a un ritmo anual del 4,9 % (ver Cuadro 6).

Resulta notable en el caso de Paraguay la alta tasa de crecimiento anual registrada durante el período 1990-1996 la cual se comportó al 9,1 %. En el consumo de este país se destaca el sector del transporte el cual manifestó una dinámica de crecimiento del 10,8 % anual.

CUADRO 6 : CONSUMO FINAL DE PETRÓLEO Y DERIVADOS Miles de tep

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	15.724	20.230	4,3
Brasil	51.967	68.115	4,6
Paraguay	645	1.087	9,1
Uruguay	1.022	1.361	4,9
MERCOSUR	69.358	90.794	4,6

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

El principal consumidor de derivados del petróleo es el sector del transporte el cual absorbió 50.394 miles de tep durante el año 1996 lo que representa el 55,5 % de todo el petróleo y derivados que fueron al Consumo Final de la región. El consumo de derivados dentro del sector transporte creció durante el período 1990-1996 a un ritmo anual del 5,5 % (ver Cuadro 7).

La industria es el segundo consumidor de petróleo y derivados dentro de los países de la región, pero sus volúmenes resultan menos de la mitad de lo que consume el transporte. En el período 1990-1996 el consumo del sector industrial creció a un ritmo del 5,5 % anual, similar al registrado por el sector transporte. En 1996 la industria consumió 17.169 Miles de tep, de los cuales alrededor del 97,0 % correspondió a las industrias argentinas y brasileñas.

CUADRO 7: CONSUMO FINAL DE PETRÓLEO Y DERIVADOS Miles de tep

	1990	Estruc- tura	1996	Estruc- tura	Tasa anual de crecimiento %
Transporte	36.651	52,8	50.394	55,5	5,5
Industrial	12.445	17,9	17.169	18,9	5,5
Residencial-Comercial- Público	7.978	11,5	8.626	9,5	1,3
Resto	12.284	17,8	14.605	16,1	2,9
TOTAL	69.358	100	90.794	100,0	4,6

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.2.2 Gas Natural

El gas natural es el producto que durante el período 1990-1996 comportó el mayor ritmo de crecimiento anual con una tasa del 5,4 %. En 1996 se reportaron 16159 Miles de tep de Consumo Final de este energético (ver Cuadro 8).

Casi el 80 % del Consumo Final de gas natural se concentra en Argentina, país que posee las mayores reservas de la región. El otro 20 % del consumo está localizado en el Brasil. Las matrices energéticas de Paraguay y Uruguay no incluyen el gas natural.

El sector industrial es el mayor consumidor de gas natural con alrededor del 50 % del Consumo Final. Durante el período 1990-1996 el consumo de gas natural en el sector industrial creció a un ritmo anual del 6,6 %. También resultan significativos los consumos registrados en el sector Residencial-Comercial-Público, el cual alcanzó en 1996 el 38 % del Consumo Final total del energético.

CUADRO 8: CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL Miles de tep

	1990	Estruc- tura	1996	Estruc- tura	Tasa anual de crecimiento %
Transporte	183	1,6	937	5,8	31,3
Industrial	5.560	47,1	8.154	50,5	6,6
Residencial-Comercial- Público	5.093	43,2	6.133	38,0	3,1
Resto	957	8,1	935	5,7	-0,4
TOTAL	11.793	100,0	16159	100,0	5,4

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

Como parte del Consumo Final de gas natural no se incluyen las cantidades de este producto que se destinan a la generación de electricidad. Después de la hidroenergía, el gas natural ocupa el segundo puesto en importancia como energético primario para la generación de electricidad en la región. En 1996 las cantidades de gas natural destinadas a la generación de electricidad fueron de 8587 Miles de tep comportando una tasa de crecimiento anual del 8,4 %. Este energético está llamado a incrementar su papel futuro en la región.

3.2.3 Electricidad

Después del petróleo y derivados y de la biomasa, la electricidad es el energético en orden de importancia por su volumen dentro del Consumo Final de la región. En 1996 el Consumo Final de electricidad alcanzó la cifra de 27.291 Miles de tep y mostró una tasa de crecimiento anual del 4,6 % durante el período 1990-1996 (ver Cuadro 9).

El mayor consumidor de electricidad es Brasil, el cual absorbe casi un 80 % del Consumo Final de la región y que comportó una tasa anual de crecimiento durante el período 1990-1996 del 4,1 %.

CUADRO 9 : CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD Miles de tep

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	3471	5067	6,5
Brasil	16866	21446	4,1
Paraguay	183	330	10,3
Uruguay	327	448	5,4
MERCOSUR	20847	27291	4,6

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

El sector Residencial-Comercial-Público es el mayor consumidor dentro de la economía de los países de la región y en 1995 desplazó de este lugar al sector industrial el que tradicionalmente venía ocupándolo. La tasa de crecimiento anual del sector Residencial-Comercial-Público durante el período 1990-1996 fue del 6,7 % y resulta el sector más dinámico dentro de la economía de los países del MERCOSUR durante el período.

El sector industrial ocupa el segundo lugar por sus niveles de consumo en la región. En 1996 el consumo de este sector fue de 12381 Miles de tep y comportó un crecimiento anual respecto a 1990 del 2,7 % (ver Cuadro 10).

CUADRO 10: CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD Miles de tep

	1990	Estruc-tura	1996	Estruc-tura	Tasa anual de crecimiento %
Transporte	124	0,6	131	0,5	0,9
Industrial	10.566	50,7	12.381	45,4	2,7
Residencial-Comercial-Público	9.134	43,8	13.473	49,3	6,7
Resto	1.023	4,9	1.306	4,8	4,2
TOTAL	20.847	100,0	27.291	100,0	4,6

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.2.4. Biomasa

La biomasa continúa ocupando un importante papel en la estructura del Consumo Final dentro de la matriz energética del MERCOSUR, pero resulta notable como durante el período 1990-1996 esta importancia relativa ha ido cediendo a favor de otros energéticos sustitutivos. En 1990 el 25,1 % del Consumo Final estaba constituido por la biomasa, en 1996 esta relación decreció al 20,8 %, más de 4 puntos.

El consumidor principal de biomasa es el Brasil con 34.230 Miles de tep registrados en el año 1996 para una tasa de crecimiento anual en el período 1990-1996 del 0,2 %. El principal consumidor de biomasa en Brasil es la industria, la que en 1996 absorbió el 53,9 % del consumo total del país (ver Cuadro 11).

CUADRO 11: CONSUMO FINAL DE BIOMASA

	Miles de tep		
	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	554	909	8,6
Brasil	33.776	34.230	0,2
Paraguay	2.120	2.415	2,2
Uruguay	532	477	-1,8
MERCOSUR	36.982	38.032	0,5

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

El consumo principal de la biomasa en el conjunto de los países del MERCOSUR está dirigido al sector industrial, el cual absorbió en 1996 alrededor del 54,3 % del consumo total de la región. El consumo de este sector durante el período 1990-1996 creció con una tasa anual del 2,2 % (ver Cuadro 12).

El otro sector de importancia en el consumo de biomasa en la región es el Residencial-Comercial-Público. Resulta notable el comportamiento del consumo en este sector dada la fuerte tasa de decrecimiento anual que presenta, la que alcanzó el -4,3 % durante el período 1990-1996 y que es resultado de la fuerte penetración de otros energéticos entre ellos la electricidad y derivados del petróleo.

CUADRO 12: CONSUMO FINAL DE BIOMASA

Miles de tep

	1990	Estruc- tura	1996	Estruc- tura	Tasa anual de crecimiento %
Transporte	5.710	15,4	6.968	18,3	3,4
Industrial	18.120	49,0	20.634	54,3	2,2
Residencial-Comercial- Público	10.333	27,9	7.949	20,9	-4,3
Resto	2.819	7,7	2.481	6,5	-2,1
TOTAL	36.982	100,0	38.032	100,0	0,5

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.3 RESERVAS Y POTENCIAL ENERGÉTICO

3.3.1 Reservas de Petróleo y Gas.

Entre los países del MERCOSUR, solamente Argentina y Brasil disponen de reservas de petróleo y gas natural. La actividad petrolera en Argentina data de principios de siglo mientras que en Brasil sus orígenes son más recientes. En el caso del Paraguay, actualmente se vienen realizando trabajos de búsqueda y prospección por parte de algunas compañías extranjeras principalmente en la región del Chaco.

Como se puede observar en el Cuadro 13, durante el período 1990-1997 las reservas probadas de petróleo en la Argentina crecieron desde 250 millones de m³ a 411 millones de m³ mostrando una tasa anual de crecimiento del 7,4 %. De esta forma, las reservas argentinas se recuperaron de la caída observada en el período 1981-1990 cuando sus reservas se redujeron en alrededor del 35 %. En 1997 las reservas argentinas excedieron en 25 millones de m³ a las registradas en 1981.

Brasil posee las mayores reservas probadas de petróleo entre los países del MERCOSUR; en 1997 éstas alcanzaron a 1065 millones de m³ habiendo crecido a un ritmo del 13,3 % anual respecto a 1990 (ver Cuadro 13). En 1981, las reservas petroleras del Brasil ascendían a sólo 234 millones de m³.

El crecimiento de las reservas petroleras del Brasil está vinculado con una fuerte política de inversiones en exploración y producción adoptada desde el decenio pasado. Más del 86 % de las reservas probadas del Brasil están localizadas costa afuera en la plataforma continental. En 1997, además de las reservas probadas, en el país se localizan 346 millones de m³ en la categoría de probables y 682 millones de m³ en la categoría de posibles, la mayor parte de ellas en la plataforma continental.

Las reservas petroleras probadas de Argentina y Brasil en conjunto alcanzan en 1997 los 1.476 millones de m³, lo que significa un crecimiento promedio anual del 11,4 % respecto a 1990.

CUADRO 13: RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Millones de m³

	1990	1997	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	250	411 *	7,4%
Brasil	440	1.065	13,3%
MERCOSUR	690	1.476	11,4%

* Corresponde a 1996

Fuente: SIEE – OLADE (Dic. 97)

Respecto al gas natural, la República Argentina cuenta con las mayores reservas probadas de la Región. Si bien durante el período 1990-1993 éstas decrecieron de 579 mil millones de m³ a 517 mil millones de m³, a partir de 1994 se inició un proceso de recuperación que sitúan las reservas probadas actuales en el orden de las 688 mil millones de m³ (ver Cuadro 14).

Brasil por su parte, con un volumen mucho menor de reservas probadas de gas que la Argentina, ha logrado incrementarlas desde los 115 mil millones de m³, en 1990 a 224 mil millones de m³ en 1997 lo que representó un crecimiento promedio anual del 10,0 %. Las reservas en las categorías de probables y posibles del país en 1997 no son tampoco muy significativas, alcanzando la cifra de 241 mil millones de m³ entre ambas.

CUADRO 14: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL Mil Millones de m³

	1990	1997	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	579	688 *	2,5%
Brasil	115	224	10,0%
MERCOSUR	694	912	4,0%

* Corresponde a 1996

Fuente: SIEE – OLADE (Dic. 97)

3.3.2 Producción de Petróleo y Gas.

La producción de petróleo en Argentina (ver Cuadro 15) presentó en el período 1990-1996 una tendencia creciente con una tasa anual del 8,5 %. En 1996 la producción resultó de 45,5 millones de m³ mientras que en 1990 se registraron 28,0 millones de m³. La evolución de esta actividad en el decenio pasado había sido fluctuante con niveles de extracción decrecientes hasta 1987 y luego un crecimiento continuo hasta alcanzar las cifras mencionadas.

El comportamiento de la actividad petrolera en la Argentina durante el período 1990-1996 trajo como consecuencia que la relación Reservas/Producción se haya comportado de manera oscilante con valores máximos de 10,2 años para 1993 y mínimos de 8,9 y 9 años en 1990 y 1996 respectivamente. Durante el pasado decenio, la relación Reservas/Producción en la Argentina se mantuvo en valores entre 13 y 14 años.

En Brasil, la producción de petróleo creció entre 1990 y 1996 a tasas del 3,6% anual, ritmo muy inferior al crecimiento registrado en sus reservas. Este resultado significó que la relación Reservas/Producción que en 1990 era de 12 años se incrementara en 1996 hasta 16,9 años alcanzando un valor máximo durante el período de 19,1 años en 1995. Cabe mencionar, que de los Estados de Rio de Janeiro la recuperación en la relación Reservas/Producción en el Brasil se inició a partir de 1985 con el descubrimiento de yacimientos “gigantes” en la cuenca de Campos.

En 1996 la producción de petróleo resultó de 45,6 millones de m³, la cifra más alta alcanzada en la historia petrolera del país. Estos niveles de producción se corresponden con las metas trazadas por la empresa PETROBRÁS desde principios de los años 80.

CUADRO 15: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

		Millones de m ³		
		1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	Producción	28,0	45,5	8,5
	Relación Reservas/Producción (años)	8,9	9,0	0,2
Brasil	Producción	36,6	45,6	3,7
	Relación Reservas/Producción (años)	12,0	16,9	5,9
MERCOSUR	Producción	64,6	91,1	5,6
	Relación Reservas/Producción (años)	10,7	13,0	3,3

Fuente: SIEE – OLADE (Dic. 97)

La producción de gas natural en Argentina se incrementó desde 23,6 miles de millones de m³ en 1990 a 34,6 miles de millones de m³ en 1996 comportando una tasa anual de crecimiento del 6,6 %. En este comportamiento se observa una tendencia contrapuesta con la evolución de las reservas las que crecen sólo en un 2,5 % anual durante el período de referencia. Consecuentemente, se produjo una caída de la relación Reservas/Producción, la que pasó de 24,5 a 19,9 años en ese lapso (ver Cuadro 16).

El deterioro en la relación Reservas/Producción de gas natural en Argentina se inicia desde 1981, año en que ésta registró un valor de 44,6 años. La caída en esta relación a partir del año 90 resulta mucho menos abrupta que la registrada en el decenio anterior.

En 1996 la producción de gas natural en Brasil resultó de 8,5 miles de millones de m³ comportando una tasa de crecimiento anual del 5,6 % durante el período 1990-1996. La relación Reservas/Producción durante el período se manifestó oscilante; en 1990 y 1996 se obtienen valores mínimos de 18,9 y 18,6 años respectivamente mientras que el valor máximo se obtiene en 1992 resultando de 22 años.

CUADRO 16: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (*) Miles de Millones de m³

		1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	Producción	23,6	34,6	6,6
	Relación Reservas/ Producción (años)	24,5	19,9	-3,4
Brasil	Producción	6,1	8,5	5,6
	Relación Reservas/ Producción (años)	18,9	18,6	-0,3
MERCOSUR	Producción	29,7	43,1	6,4
	Relación Reservas/ Producción (años)	23,3	19,6	-2,8

(*) Excluye reinyección

Fuente: SIEE – OLADE (Dic. 97)

3.3.3 Reservas de Carbón Mineral

Al igual que en el caso del petróleo y gas, entre los países del MERCOSUR sólo Argentina y Brasil disponen de reservas de carbón mineral. La participación de este energético en la oferta total de energía primaria entre los países del MERCOSUR es poca significativa, alcanzando alrededor del 2 % en el caso de Argentina y del 6 % en el caso del Brasil. Paraguay no incluye el carbón mineral en su matriz energética y Uruguay no emplea desde 1980.

Las reservas probadas de carbón mineral en Argentina en 1997 ascendieron a 475 millones de toneladas incrementándose respecto a 1990 a un ritmo anual del 24,4 %. El crecimiento registrado en este período no ha sido lineal observándose un valor máximo de 550 millones de toneladas en 1993 para luego decaer hasta el valor ya indicado en 1997. Las reservas probadas argentinas están constituidas en lo fundamental por car-

bones del tipo sub-bituminoso con un valor calórico de 4842 cal/g. Además de las reservas probadas, Argentina tiene algunas reservas probables y/o posibles de carbón del tipo bituminoso térmico y de lignito (ver Cuadro 17).

Brasil, con 5.285 millones de toneladas de reservas probadas de carbón mineral, muestra un comportamiento casi estable en el volumen de las mismas durante todo el período 1990-1997. Los valores más altos del período se reportan en 1990 y 1992 cuando ellas alcanzaron las 5314 millones de toneladas en cada uno de estos años.

La mayor parte de las reservas probadas de carbón mineral del Brasil son del tipo bituminoso térmico, con un valor calórico de 3600 cal/g y representan casi el 84 % del total de las reservas del país, el resto de éstas está constituido por carbones coquizables con valores calóricos alrededor de los 5200 cal/g. Además de las reservas probadas, Brasil cuenta con 4862 millones de toneladas de reservas probables y 22239 millones de toneladas de reservas en la categoría de posibles; la mayor parte de ellas corresponden también a los carbones del tipo bituminoso térmico.

Las reservas probadas de carbón mineral de Argentina y Brasil de conjunto alcanzan los 1476 millones de toneladas, lo que significó un crecimiento promedio anual del 0,9 % desde 1990.

CUADRO 17: RESERVAS PROBADAS DE CARBÓN MINERAL Millones de t

	1990	1997	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	103,0	475,0 ¹	24,4
Brasil	5.314,0	5.285,0	-0,1
MERCOSUR	5.417,0	5.760,0	0,9

¹ Corresponde a 1996

Fuente. SIEE – OLADE (Dic. 97)

3.3.4 Producción de Carbón Mineral

La producción de carbón mineral en Argentina muestra un comportamiento oscilante durante el período 1990-1996 con un valor mínimo de 168 mil toneladas en 1993 y un máximo de 347 mil toneladas en 1994. La tasa de crecimiento anual durante el período resultó del 2,0 % llegando en 1996 a la cifra de 310 mil toneladas producidas (ver Cuadro 18).

Durante el período 1990-1996 el tope en la producción de carbón mineral en Brasil se alcanza en 1991 con 4291 miles de toneladas, valor muy inferior al récord histórico de 7191 miles de toneladas alcanzado en 1985. Los ritmos de producción en el período 1990-1996 se manifestaron oscilantes cerrando con una tasa de crecimiento casi nula.

CUADRO 18: PRODUCCIÓN DE CARBÓN MINERAL

Miles de t

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento
Argentina	276	310	2,0
Brasil	3904	3834	-0,3
MERCOSUR	4180	4144	-0.1

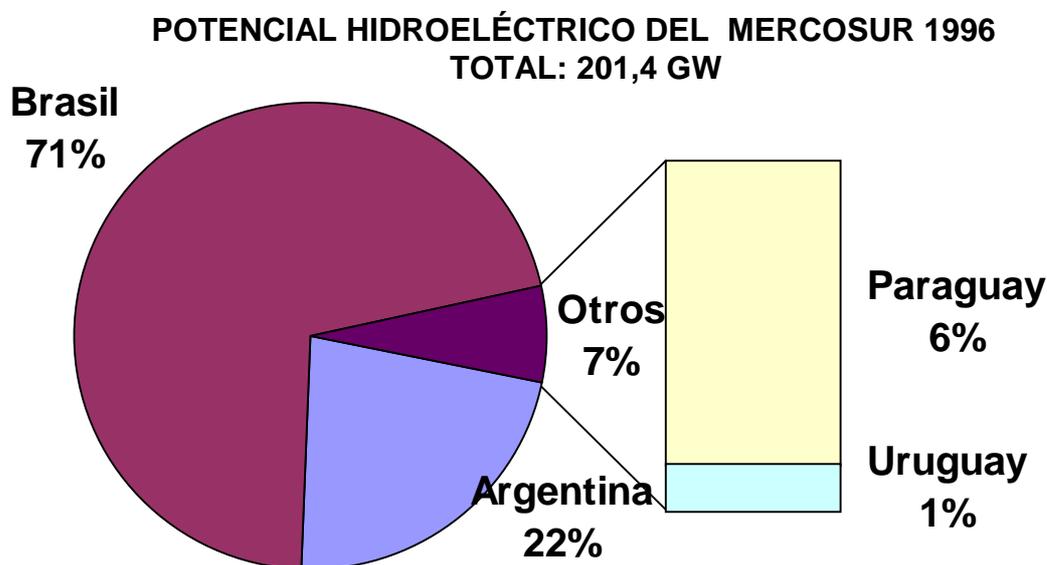
Fuente. SIEE – OLADE (Dic. 97)

3.3.5 Potencial Hidroeléctrico

Si definimos el potencial de hidroelectricidad como la sumatoria de las potencias instalables en todas las cuencas hidrográficas más las potencias instaladas de todas las centrales hidroeléctricas existentes², entonces, el potencial de hidroelectricidad de los países del MERCOSUR alcanzaría la cifra de 201,4 GW. Este potencial representa 2,2 veces la totalidad de la potencia actualmente instalada en los países del MERCOSUR.

Aproximadamente el 71 % de todo el potencial de hidroelectricidad corresponde a Brasil seguido de Argentina cuyo potencial, en 1996, está evaluado en 44,5 GW; Paraguay con 11,7 GW y en último lugar Uruguay con 1,8 GW (ver Infografía 3).

INFOGRAFÍA 3



Fuente. SIEE – OLADE (Dic. 97)

² Definición tomada del SIEE de OLADE a partir de la cual se sustenta la evaluación realizada.

Las capacidades instaladas de producción de energía eléctrica en el conjunto de países del MERCOSUR se caracterizan por la preponderancia de las centrales hidroeléctricas sobre los otros medios de producción, proceso en el cual Brasil y Paraguay marcan los primeros lugares, seguidos de Uruguay, mientras que Argentina reporta menos de un 50 % de su producción eléctrica de origen hidráulico (ver Cuadro 19). Esta característica particular determina la importancia de la hidroelectricidad en la matriz energética de los países del MERCOSUR.

CUADRO 19: POTENCIA INSTALADA EN EL MERCOSUR MW

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Hidroeléctrica	57.417	70.440	3,5
Otras	16.674	19.148	2,3
Total	74.091	89.588	3,2
Relación Hidroeléctrica/Total	77,5%	78,6%	-

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.3.6 Producción de Electricidad de Origen Hidráulico

En el año 1996, Brasil produjo 265.773 GWh provenientes de sus aprovechamientos hidroeléctricos, incluyendo la parte que le corresponde de la Central Hidroeléctrica de Itaipú. Esta producción fue un 30,5 % superior a la registrada en el año 1990. La tasa de crecimiento anual durante el período 1990-1996 resultó del 4,5 % mientras que la correspondiente al decenio anterior fue del 5,3 % (ver Cuadro 20).

La producción de Paraguay pasó de 27.185 GWh en 1990 a 38.514 GWh en 1996, de los cuales 33.736 aproximadamente fueron exportados. La tasa de crecimiento anual durante el período resultó del 6,0 %, aunque el tope de producción se produjo en el año 1995 en el que el país alcanzó 44.113 GWh. Es redundante resaltar el significativo salto que se produjo a partir del ingreso de Itaipú en el sector eléctrico de Paraguay. En 1980 el país produjo apenas 588 GWh, a partir del aprovechamiento hidroeléctrico nacional (Acaray).

La producción de energía eléctrica de origen hidráulico en Uruguay durante 1996 fue de 5.768 GWh. A pesar de que presenta una tasa anual de crecimiento negativo en su generación a partir de hidroelectricidad (-3,2 %), esto no significa una tendencia, sino que se debe a las condiciones hidráulicas de los registros considerados en los años 1990 y 1996, ya que la capacidad instalada se incrementó levemente. En el período 1990-1996 la generación osciló entre un máximo de 7921 GWh correspondiente al año 1992 y un mínimo de 5768 GWh correspondiente al año 1996. La generación eléctrica de origen hidráulico representó en 1990 un 94,2 % y en 1996 un 86,5 % del total generado.

Argentina conforma un caso particular en el contexto del MERCOSUR en función de la estructura de su parque de producción, donde predomina la producción de electricidad de origen térmico.

En 1996 la producción de electricidad de origen hidráulico en Argentina fue de 22.936 GWh, lo que representó el 35,3 % del total de generación del país. Este nivel de generación muestra un crecimiento promedio anual del 4,1 % respecto a 1990. El valor máximo alcanzado durante el período 1990-1996 se produjo en 1994 cuando se generaron 29.576 GWh.

CUADRO 20: PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DE ORIGEN HIDRÁULICO GWh

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	18.072	22.936	4,1
Brasil	203.594	265.773	4,5
Paraguay	27.185	38.514	6,0
Uruguay	7.009	5.768	-3,2
MERCOSUR	255.860	332.991	4,5

FUENTE: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

3.3.7 POTENCIAL BIOENERGÉTICO

Para la evaluación del potencial bioenergético no fue posible encontrar un estudio reciente y completo relativo a los países que integran el MERCOSUR. A tales efectos, los datos empleados para la evaluación fueron elaborados por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y datan de 1990, excepto para Uruguay que corresponden a 1992. Además del inconveniente que significa el tiempo transcurrido desde el año 1990 a la actualidad, habría que agregar las insuficiencias de carácter metodológico que el referido estudio pudiera presentar. Por lo antes señalado, los datos que se presentan deben ser considerados como una aproximación a la temática.

El principal recurso bioenergético de la región es la leña. El potencial de leña en 1990 fue estimado en más de 200 millones de toneladas, de los cuales más del 75 % estaban localizados en Brasil.

El bagazo, residuo de la agroindustria azucarera, ocupa el segundo lugar en potencial bioenergético de la región con algo más de 150 millones de toneladas. El potencial más importante de bagazo se encuentra en Brasil que posee más del 96 % de todo el potencial disponible en la región.

Los residuos, tanto agropecuarios como industriales, constituyen otro importante potencial dentro de la región. En este sentido se destacan los residuos de la agroindustria no azucarera con cerca de 140 millones de toneladas.

3.4 ECONOMÍA Y ENERGÍA

Los países que integran la región del MERCOSUR conforman un mercado de aproximadamente 200 millones de habitantes (ver Cuadro 21). Alrededor del 80 % de la población vive en las zonas urbanas de la región.

La tasa de crecimiento anual de la población durante el período 1990-1996 resultó del 1,4 %. Paraguay se destaca con la tasa más alta de crecimiento con un 2,7 % mientras que Uruguay muestra la tasa más baja de la región con 0,6 %. Durante el período 1990-1996 el peso estructural de la población urbana de la región creció en más del 4 %.

CUADRO 21: POBLACIÓN

	Miles de hab.		
	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	32.527	35.220	1,3
Brasil	144.724	157.830	1,5
Paraguay	4.219	4.958	2,7
Uruguay	3.094	3.204	0,6
MERCOSUR	184.564	201.212	1,4

FUENTE: SIEE - OLADE. (Dic. 97)

En 1996 el PIB generado por los países de la región alcanzó casi 680 mil millones de USD constantes de 1990 y comportó una tasa de crecimiento anual durante el período 1990-1996 de aproximadamente el 3,3 % (ver Cuadro 22). La economía de los países del MERCOSUR se caracteriza por una fuerte dependencia del sector de los servicios. Alrededor del 35 % del PIB generado en la región corresponde al sector industrial, un 10 % a la agricultura y el resto al sector de los servicios básicos y otros servicios.

CUADRO 22: PRODUCTO INTERNO BRUTO.

	Millones de USD de 1990		
	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	141.350	190.252	5,1
Brasil	401.958	471.249	2,7
Paraguay	5.265	6.192	2,7
Uruguay	9.204	11.528	3,8
MERCOSUR	557.777	679.221	3,3

FUENTE: SIEE - OLADE. (Mar.98)

Son varias las ramas de la industria que participan de la actividad productiva en la región. Por ejemplo en 1995 los países del MERCOSUR produjeron conjuntamente algo más de 28 millones de toneladas de acero, cerca de 3 millones de toneladas de fertilizantes y casi 35 millones de toneladas de cemento entre otras producciones básicas y caracterizadas generalmente por altos índices de consumo energético.

En 1996 el Consumo Final de Energía en la región resultó de 183.171 miles de tep, lo que representó un consumo per cápita de alrededor de 910,3 kep/hab (ver Cuadro 23). Durante el período 1990-1996 el Consumo Final de energía por habitante creció a un ritmo anual del 2,2 %. En este comportamiento se destacan Argentina y Uruguay con las tasas más altas (3,5 y 2,7 respectivamente) mientras que la tasa más baja la registra Paraguay con el 1,7 %.

CUADRO 23: CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA PER CAPITA. kep/ hab.

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	935,9	1.153,2	3,5
Brasil	773,6	865,2	1,9
Paraguay	700,4	772,9	1,7
Uruguay	608,1	714,0	2,7
MERCOSUR	797,0	910,3	2,2

FUENTE: POBLACION: SIEE - OLADE. (Dic. 97)

CONSUMO: Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

En 1996 se consumieron a nivel de toda la región alrededor de 270 kep/10³ USD de PIB (ver Cuadro 24). Esta relación durante el período 1990-1996 comportó un crecimiento del 0,4 %. El comportamiento observado no ha sido linealmente constante en el período. En los años 1991-1994 se manifiesta una clara tendencia decreciente cuyo valor extremo fue de 259,1 kep/10³ USD en el año 1994. En 1995 y 1996 se registraron valores superiores al de 1990.

El comportamiento de la relación consumo/PIB no ha sido similar en todos los países de la región. Se destaca el caso de Argentina en el cual esta relación, en 1996, resultó inferior a la registrada en 1990. Argentina comportó una tasa de decrecimiento anual del -0,1 %. En el lado opuesto se destaca Paraguay, con una tasa de crecimiento durante el período del 1,6 % anual.

CUADRO 24: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR PIB Kep/10³ USD.

	1990	1996	Tasa anual de crecimiento %
Argentina	215,4	213,5	-0,1
Brasil	278,5	289,8	0,7
Paraguay	561,3	618,9	1,6
Uruguay	188,8	188,5	0,0
MERCOSUR	263,7	269,7	0,4

FUENTE: PIB - SIEE DE OLADE. (Mar. 98)

CONSUMO - Información suministrada por las instituciones energéticas de los Países. 1997 SGT-9

4. PROSPECTIVA ENERGÉTICA.

4.1 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍA

4.1.1 ARGENTINA

En el pasado, el sector eléctrico argentino obedecía a una organización vertical. Existían fondos de afectación específica para la expansión del sector, resultando de ello un proceso centralizado de decisiones de inversión.

El sistema de planificación que se utilizaba consistía en elaborar alternativas de abastecimiento y, una vez determinado un plan o solución de mínimo costo, se encaraba la ejecución de las obras a través de las empresas nacionales o de organismos creados especialmente para su realización.

La transformación del sector introdujo, básicamente, una reasignación de roles entre el estado y las empresas. El Estado se retira de la actividad productiva, asumiendo el rol de regulador y de fijador de políticas, en tanto el sector privado toma la responsabilidad de realizar las inversiones en el sector. Este proceso condujo a un esquema de planeamiento descentralizado, combinado con soluciones de mercado y regulación. El riesgo inherente a las decisiones se ha diversificado, por la presencia de muchos actores.

En un mercado, la transparencia de las operaciones y el adecuado flujo de la información son requisitos fundamentales para asegurar la competencia y la libertad de opción por parte de los consumidores. La gestión del riesgo se ha incorporado a los procesos de toma de decisión. La incertidumbre es una consecuencia natural de la falta de conocimiento o de previsibilidad sobre situaciones futuras que pueden presentarse y afectar los resultados esperados de las decisiones actuales.

Precisamente, la prospectiva es vista como una actividad proveedora de información. Todos los actores presentes en el mercado energético (el Estado, las empresas y los usuarios) tienen la necesidad, en mayor o menor medida, de realizar prospectiva.

La Prospectiva del Estado

El objetivo de la prospectiva que realiza la Secretaría de Energía es sondear el futuro con el propósito de identificar riesgos potenciales, que pudieran presentarse en el funcionamiento del sector energético, que justifiquen la aplicación de políticas preventivas. A diferencia del planeamiento, el Estado no decide inversiones, las que quedan bajo la responsabilidad del sector privado.

El planeamiento de las empresas

Las empresas utilizan las herramientas que el planeamiento estratégico les ofrece para la optimización de sus negocios y la búsqueda de oportunidades de nuevos negocios.

Esquema actual de la prospectiva en el subsector eléctrico argentino

La normativa vigente permite identificar cuatro tipos de actores que realizan tareas de prospectiva en el subsector eléctrico argentino con objetivos y alcances distintos pero complementarias entre sí. Ellos son, presentados según un orden de mayor a menor nivel de abstracción del planeamiento: la Secretaría de Energía, el organismo Encargado del Despacho (CAMMESA), los transportistas y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

El Art. 38 de la Ley N° 24.065 (Ley del marco Regulatorio Eléctrico) establece que la Secretaría de Energía debe elaborar y publicitar entre los interesados planes orientativos de mediano y largo plazo sobre las condiciones de oferta y demanda del sistema que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sobre las perspectivas de despacho.

El Anexo 20 de los Procedimientos ³, establece los lineamientos generales para la elaboración de la Guía de Referencia del Sistema de Transporte, por parte de los Transportistas y Distribuidores prestadores de la función técnica de transporte (PFTT). El horizonte de los estudios es de ocho (8) años. En dicho Anexo se especifica que los Estudios del Sistema de Transporte deberán tener en cuenta y ser complementarios de la Prospectiva de Mediano y Largo Plazo de la Secretaría de Energía, la Programación Estacional de la Operación, el Despacho de cargas y el Cálculo de Precios, preparado por CAMMESA, con un horizonte de tres (3) años, y de cualquier otro tipo de información provista por CAMMESA como, por ejemplo, las Simulaciones de Operación de mediano y largo plazo, con un horizonte de ocho (8) años aún no reglamentada. El esquema del Anexo 20 plantea como ejes centrales de análisis la calidad de servicio del sistema de transporte y la definición de las necesidades de las futuras ampliaciones.

Por otro lado, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), creado por la Ley N° 15.336, modificada por la Ley N° 24.065, administra el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), constituido también en virtud de las leyes citadas. El FEDEI se aplica a aportes y préstamos a las provincias para renovación y ampliación de plantas y ejecución de redes. Las obras a financiar con el FEDEI deben ser aprobadas con intervención del CFEE.

La prospectiva del sector eléctrico responde, entonces, a la siguiente secuencia:

- Prospectiva de la Secretaría de Energía
- Simulaciones de CAMMESA
- Guía de Referencia del Transporte en Extra Alta Tensión (TRANSENER)
- Guía de Referencia del Transporte por Distribución Troncal (DISTROS)
- Guía de Referencia del Transporte de empresas distribuidoras que sean Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte (PAFTT) de energía eléctrica.

³ “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de cargas y el Cálculo de Precios”

- Definición de obras a realizar en las redes provinciales con aportes del FEDEI (CFEE).

La necesidad de una visión integrada del sector energético

La complejidad creciente que está adquiriendo el sector energético impone la necesidad de adoptar un enfoque sistémico en la actividad de la prospectiva energética, que contemple todos los subsectores: electricidad, gas natural, petróleo, nuclear, renovables, y todas las dimensiones: física, económica (precios), ambiental, regulatoria, institucional, etc. En esta dirección se encuentra trabajando la Secretaría de Energía de manera de obtener una aproximación integrada del sector energético, sobre la base del reconocimiento de la importancia del accionar de los mercados y de una activa presencia del Estado en las funciones específicas que le confiere la ley, y su participación en aquellas áreas que, como en el caso del abastecimiento eléctrico de poblaciones rurales dispersas, requieren la implementación de programas específicos.

Este enfoque permite analizar adecuadamente los fenómenos y anticipar los riesgos que puedan llegar a presentarse en la actividad que justifiquen la aplicación de ajustes regulatorios o de nuevas políticas.

La Prospectiva del Subsector Eléctrico

La Secretaría de Energía, a través de la Dirección Nacional de Prospectiva, realiza con frecuencia anual un análisis del comportamiento futuro del sistema interconectado, a partir de un conjunto de escenarios de demanda, de futuras incorporaciones de oferta e intercambios con países limítrofes. Los resultados se presentan en un informe, el último ha sido Prospectiva 1997, de diciembre de 1997.

La Prospectiva del Subsector Gas Natural

Por un lado, de acuerdo a las funciones de la Secretaría de Energía, se efectúa la prospectiva del abastecimiento de gas natural, a partir de la realización de diferentes escenarios acerca de la evolución de requerimiento del mercado interno y la exportación, la expansión del sistema de transporte y la utilización de los recursos.

En el informe Prospectiva 1997, se presentan los requerimientos de reservas y de capacidad de transporte necesarios para alcanzar la demanda prevista para el mercado interno y los proyectos de exportación.

Por otra parte, el Marco Regulatorio vigente fija a las empresas Licenciatarias de transporte y distribución los niveles de inversión que deben realizar durante un periodo quinquenal. Estas inversiones son fijadas en las Licencias y contempladas en las tarifas que perciben las prestadoras. El seguimiento del cumplimiento de los programas de inversión es realizado por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

A su vez, la normativa vigente establece un mecanismo de revisión quinquenal tarifaria, en donde se determinan el Factor de Eficiencia (X) y el Factor de Inversión (K).

El factor X actúa como un moderador de los ajustes periódicos, con el objeto de inducir una mayor eficiencia en la prestación del servicio de transporte y distribución de gas.

La asignación de un Factor de Inversión K tiene por objeto estimular inversiones de construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La aplicación del Factor K se justifica si, a las tarifas actuales, el mayor flujo de inversiones solicitado no puede ser encargado a las tasas de rentabilidad razonables determinadas por el ENARGAS.

Este mecanismo de expansión y de tarificación del segmento del transporte y la distribución en la industria del gas en Argentina, significa una instancia de coordinación en la realización de la actividad prospectiva entre las empresas prestadoras y la Autoridad de Regulación, el ENARGAS.

En el transcurso de 1997 se realizó el proceso de Revisión Tarifaria Quinquenal donde se establecieron los Factores X y K para cada una de las empresas licenciatarias de transporte y distribución de gas, que regirán durante el periodo 1998-2001.

Otros Aspectos de la Actividad de Prospectiva

La Prospectiva de la Secretaría de Energía contempla otras cuestiones, vinculadas al desenvolvimiento de la actividad energética; entre ellas deben mencionarse:

- La problemática ambiental
- El uso de energías renovables
- El uso racional de la energía

En cuanto al sector petróleo, la normativa vigente no considera la explotación de petróleo y sus derivados como una actividad de interés o de servicio público, como consecuencia de su característica de bien transable internacionalmente. No obstante, existen preocupaciones por parte de la Autoridad de Política Energética respecto al funcionamiento de este sector, lo cual implica tener en cuenta esta problemática en versiones futuras de la tarea de prospectiva llevada a cabo por la Secretaría de Energía.

En la última prospectiva realizada, se plantearon tres escenarios socioeconómicos, caracterizados por la evolución prevista del PBI, conforme al Cuadro 22.

	1997 (1)	2000/1997	2001/2010	2010/1997
A	7,5%	7,5%	5,0%	5,6%
B	7,5%	5,4%	4,8%	4,9%
C	7,5%	3,6%	3,5%	3,4%

En el caso del subsector eléctrico, sobre la base de las tasas de crecimiento del PBI, se plantean tres escenarios de demanda doméstica. Tomando el escenario de referencia,

se parte de un consumo *per capita* de 1.600 kWh/hab, al año 1996, y se alcanza un consumo por habitante de 2.920 kWh en el año 2010.

Se plantean también escenarios de intercambios de energía eléctrica con Chile y Brasil. Por un lado, se contemplan dos escenarios de exportación a Brasil: 1.000 MW y 2.500 MW. Estas exportaciones se han simulado como demandas firmes.

Por otra parte, se plantea la exportación de 600 MW al área norte de Chile. A su vez, se considera una interconexión en 220 kV vinculando el área del “Cuyo” (en Argentina) con Chile, a fin de abastecer de energía eléctrica a la explotación minera de El Pachón (San Juan, Argentina) y a otra similar del lado chileno en Los Pelambres.

En cuanto al subsector gas natural, si bien este subsector ha alcanzado un importante desarrollo, se espera un fuerte crecimiento en los próximos años, como consecuencia de la expansión del subsector eléctrico en base a centrales de ciclos combinados.

Asimismo, se prevé un importante aumento de las exportaciones de gas natural. Existen proyectos de exportación a Chile, Brasil y Uruguay y el Gasoducto del Mercosur. Se han considerado dos escenarios: alta y baja exportación. En el primer caso se estima en el año 2020 un volumen de 57,1 MM m³/d; y en el segundo caso, se alcanzaría 19,4 MM m³/d en dicho año.

Se estima que el incremento de la demanda total de gas natural durante el período 1997-2010 se ubique entre 4,4% y 6,2%.

4.1.2 BRASIL

Características del Planeamiento de la Expansión del Sector Energético Brasileño

Plan Plurianual del Gobierno

El PLAN PLURIANUAL, de actualización anual, es el principal instrumento del Gobierno, que relaciona los Temas, Acciones, Objetivos y Metas, de las diferentes áreas – educación, salud, transporte, energía, comunicaciones, etc. – para los cinco años siguientes al ejercicio terminado.

En el subsector energía, el PLAN PLURIANUAL incluye las principales obras a ser concluidas o iniciadas, con recursos de la Unión, en las áreas de electricidad y petróleo, tales como: hidroeléctricas, termoeléctricas, líneas de transmisión y de distribución, exploración de petróleo y de gas natural, refinerías, plantas de gas natural, gasoductos, poliductos, etc., así como las respectivas metas a ser alcanzadas.

Con la eliminación de los monopolios y la privatización del subsector Energético, proceso este que está en curso, el Estado pasa a tener mayor disponibilidad de recursos para aplicación en áreas típicamente sociales (saneamiento básico, salud y educación). Así, el Plan Plurianual pasa a ser, a cada año, menos representativo de las inversiones totales en el área energética.

Gestión del Subsector Energético Brasileño

El Ministerio de Minas y Energía - MME, creado en 1960, es la entidad directamente vinculada a la Presidencia de la República, responsable por la gestión del Subsector Energético Brasileño y encargada de promover el adecuado abastecimiento de energía del país.

Planificación de la Expansión del Sector Energético

El Ministerio de Minas y Energía, a lo largo de su existencia y de acuerdo con sus atribuciones, ha orientado el desarrollo energético brasileño en las diversas dimensiones: física, económica (precios y tarifas), ambiental, social, tecnológica, regulatoria e institucional. En este sentido, el MME ha coordinado y realizado varios estudios prospectivos de energía, los cuales han contemplado: (i) todas las fuentes y formas de energía - electricidad, petróleo, gas natural, carbón mineral, nuclear, biomasa, etc.; (ii) las diversas estructuras físicas de oferta, comercio externo, y Consumo Final de energía; y (iii) las directrices de política para cada área energética. Estos estudios han recibido diversas denominaciones: “MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEÑA”, “MODELO ENERGÉTICO BRASILEÑO”, “REEXAMEN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL”, etc., y han sido divulgados como instrumentos Indicativos de la expansión del suministro y uso de energía.

A efectos de este documento, el conjunto de estudios anteriormente citado pasa a ser denominado de “PLANEAMIENTO ENERGÉTICO INTEGRADO – PEI”. Así, a seguir, son mencionadas las principales experiencias del MME en PEI.

La primera experiencia de PEI, en el País, se dio a inicios de la década de los 70, cuando el MME, en conjunto con el Ministerio de Planeamiento, inició la ejecución del proyecto denominado “Matriz Energética Brasileña - MEB”. Debido al nuevo “orden económico”, impuesto por la primera crisis del petróleo en 1973, este proyecto fue archivado sin que se hayan divulgado públicamente ningún resultado parcial. En los estudios concluidos consta la elaboración de la matriz consolidada de energía de 1970 (comparable a las matrices energéticas actuales del Balance Energético Brasileño), demostrando un enorme esfuerzo de recolección de datos, que permitió identificar las diversas relaciones físicas entre oferta, transformación y consumo por energético. Constan, también, en los estudios, las matrices proyectadas para los años de 1975, 1980 e 1985, que se tornaron obsoletas, delante de los nuevos condicionantes de futuro.

Otros estudios prospectivos de energía, con visión energética global ocurrieron con la institución oficial del Balance Energético Nacional - BEN, en 1975. En el período de 1976 a 1979, el BEN fue elaborado presentando estadísticas de los últimos 10 años y datos prospectivos relativos a los diez años siguientes al último ejercicio. Las proyecciones fueron hechas con base en los planes de expansión de los subsectores eléctrico y de petróleo. Aún en 1975 fue creado el Programa Nacional del Alcohol, así como se establecieron las condiciones para una mayor participación del carbón mineral en la matriz energética brasileña.

Posteriormente, en 1979, con la segunda crisis del petróleo, fue instituido el Modelo Energético Brasileño - MEB, con características diferentes a los estudios anteriores, dado que se trató de un instrumento de política energética basado en metas a ser alcanzadas hasta un horizonte del año de 1985. El objetivo principal era la reducción de la dependencia energética del petróleo, que en la época era de 85% y pesaba mucho en la balanza comercial del país. Así, el MEB estableció una serie de metas para producción de petróleo, demanda de derivados, producción de carbón mineral, alcohol, leña y carbón vegetal, además de metas en conservación y en electrotermia. En gran parte estas metas fueron alcanzadas lo que proporciono la reducción de la dependencia externa de petróleo que declinó al orden del 43% en la actualidad.

Con la creación del MEB, el BEN dejó de publicar datos prospectivos de energía.

Otra experiencia en el área de PEI, se dio en 1990, con la institución del proyecto “Re-examen de la Matriz Energética Brasileña”. Los resultados fueron publicados y divulgados en 1991, contemplando una serie de directrices de política en cada área energética, así como, algunos datos físicos, indicativos de la oferta y demanda de energía para los años de 1995, 2000 e 2010.

Planificación Energético Sectorial – PES

Dadas las características del Sector Energético Brasileño, hasta pocos años atrás: (i) fuerte participación del Estado en las actividades de producción y distribución; (ii) con mercados prácticamente cautivos, y (iii) poca interferencia de las acciones de un área energética con las otras, los planeamientos de los subsectores eléctrico y de petróleo siempre se pautaron por una fuerte interdependencia, con poca o ninguna comunicación entre las partes.

Con la reestructuración del Sector, en proceso - donde habrá predominancia de participación del sector privado, en ambiente de libre competencia entre un gran número de empresas productoras y distribuidoras y, con mayor posibilidad de diversificación de la oferta de energía, inclusive a través de interconexiones con otros países - el PLANEAMIENTO ENERGÉTICO INTEGRADO pasa a ser un instrumento prácticamente indispensable como “**indicativo**” para la toma de decisiones de inversiones en emprendimientos energéticos.

Planificación de la Expansión del Subsector Eléctrico

El Brasil presenta algunas características peculiares, que exigen un adecuado planeamiento de la expansión de la generación eléctrica: (i) organización institucional compleja, en función de sus dimensiones, de las diferencias regionales y de la necesidad de participación de los diferentes agentes públicos y privados; (ii) sistema predominantemente hidroeléctrico, con grandes reservas de agua de regularización plurianual; (iii) sistemas de transmisión con grandes distancias de las usinas a los principales centros de consumo; (iv) posibilidades de conexiones interregionales con aprovechamiento de

la diversidad hidrológica entre cuencas; y (v) gran potencial de desarrollo del parque de generación térmica.

En función de esas peculiaridades y de los plazos de maduración de los proyectos, así como de los estudios que anteceden su concepción, el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico nacional es desarrollado en tres niveles, a saber:

- **Estudios de Largo Plazo** – con horizonte de hasta 30 años. Se busca analizar las estrategias de desarrollo del sistema eléctrico, la composición futura del parque generador, los principales troncos y sistemas de transmisión, estableciéndose un programa de desarrollo tecnológico e industrial y un inventario de las cuencas hidrográficas. Son definidas las directrices para los estudios de medio y corto plazos y se determinan los costos marginales de expansión a largo plazo.

Los condicionantes para estos estudios son: la evolución del mercado; la disponibilidad de fuentes energéticas primarias para generación; las tendencias de evolución tecnológica; y los impactos ambientales de los proyectos. Su periodo es de 5 a 6 años y constituye la base para la elaboración de los Planes Nacionales de Energía Eléctrica.

- **Estudios de Medio Plazo** – tienen horizonte de 15 años. Se establecen los programas de generación y de transmisión de referencia y se estiman las necesidades de recursos financieros para inversiones y la demanda de servicios de construcción de usinas, de sistemas eléctricos (líneas de transmisión y subestaciones) y de equipamientos. Son formulados los programas de estudio de viabilidad de usinas y analizan las localizaciones de las futuras unidades termoeléctricas.

Los condicionantes de esos estudios son: la atención del mercado con el mínimo costo; la viabilidad ambiental de los emprendimientos; la continuidad del programa de obras; y el aprovechamiento secuencial adecuado del potencial hidroeléctrico. Su periodicidad es de 2 a 3 años.

- **Estudios de Corto Plazo** – tienen horizonte de 10 años. Son presentadas las decisiones relativas a la expansión de la generación y de la transmisión, definiendo los emprendimientos y el cronograma de ingresos al sistema. Se realizan los análisis de las condiciones de abastecimiento al mercado y se calculan los costos marginales de expansión. Son definidos los programas de la distribución, con metas físicas y financieras, y el programa global de inversiones en la generación, transmisión, distribución e instalaciones generales.

Los condicionantes de estos estudios son: los requisitos de mercado de los diversos subsistemas; los plazos de implantación de los emprendimientos; y la capacidad financiera del Subsector Eléctrico. La participación de la iniciativa privada es también considerada, sea en los estudios como productores independientes, como autoprodutores, o en consorcios para la construcción de usinas hidroeléctricas y termoeléctricas. Su periodicidad es anual y resulta en el Plan Decenal y Expansión del Subsector Eléctrico. En

general, los estudios del Plan Decenal consideran cuatro escenarios macroeconómicos, uno de los cuales es adoptado como de “referencia”.

Cabe a la ELETROBRÁS, empresa de economía mixta y subordinada al Ministerio de Minas e Energía, ejercer la coordinación del planeamiento de la expansión y de la operación de los sistemas eléctricos brasileños. En este sentido, en 1982, fue creado el Grupo Coordinador del Planeamiento de los Sistemas Eléctricos - GCPS, órgano colegiado integrado por 35 empresas concesionarias, que, bajo la coordinación de la ELETROBRÁS, tiene como objetivo promover los estudios de largo, medio y corto plazo, citados anteriormente. De esta forma, el GCPS se constituye en el foro donde se articula y se coordina el planeamiento sectorial, a través de un ciclo anual de estudios, con la elaboración de los planes y programas de expansión.

La estructura básica del GCPS comprende, para cada región geoelectrónica, un Comité Director (CD), un Comité Técnico para los estudios de mercado (CTEM), un Comité Técnico para Estudios Energéticos (CTEE), un Comité Técnico para estudios de Transmisión (CTST), una Comisión del Programa de Inversiones en la Distribución (CPID), comisiones para asuntos específicos y Grupos de Trabajos. Una Secretaría Ejecutiva supervisa las actividades y da apoyo administrativo a todos los órganos del GCPS.

Planificación de la Expansión del Subsector Petróleo

La metodología básica de previsiones, utilizada por la PETROBRÁS (empresa subordinada al MME) hasta la década de los 70, se fundamentaba en la hipótesis de que el futuro podía ser previsto mediante el análisis del pasado. Hasta entonces, esta formulación obtenía relativo éxito debido a la estabilidad observada en los condicionantes políticos, económicos y tecnológicos de la época. La aceleración de las mudanzas, principalmente a partir de la segunda crisis del petróleo (1979), alteró de forma definitiva esa posición en la medida en que se introdujeron discontinuidades y transformaciones, evidenciando el alto grado de incertidumbre del mundo moderno.

Teniendo en cuenta ello, la metodología que pasó a ser adoptada, internacionalmente y en el Brasil, para anticipar futuros con horizontes de medio y largo plazos, fue la de construcción de escenarios. Esto tiene como objetivo configurar las imágenes de futuros alternativos para un sistema o contexto.

Las principales características de esta metodología de macroescenarios son:

- Visión global de la realidad, una vez que establece la interdependencia entre las diferentes dimensiones y sus actores;
- Concepción del futuro con la motivación básica de las acciones y decisiones del presente, una visión plural;
- Consideración de la dimensión política con un fuerte condicionante del futuro, pues los cambios ocurren al acaso, pero resultan del juego de las coaliciones y de los conflictos de los grupos y/o instituciones intervinientes en cada situación.

Desde 1987 la PETROBRÁS viene desarrollando esfuerzos para la construcción de macroescenarios internacionales y nacionales, con el objetivo de auxiliar mejor la toma de decisiones, cuando se tiene que expandir la producción de petróleo, de refinerías, etc. Los estudios prospectivos efectuados por la PETROBRÁS llevan generalmente en consideración dos o más escenarios internacionales y tres o más escenarios nacionales.

Después de la evaluación de los macroescenarios, basada en criterios de plausibilidad, se escoge un escenario de referencia para la elaboración de planes y programas del subsector, cuando son realizadas proposiciones en base a formulas de corto plazo (horizonte de 2 a 3 años) y de largo plazo (horizonte de 10 años).

4.1.3 PARAGUAY

El último Plan Nacional de Energía fue elaborado por la Secretaría Técnica de Planificación especialmente por el Equipo Técnico de la Dirección de Políticas Económicas y Sociales en 1992, con la cooperación del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y de las instituciones del sector energético, tales como: el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones - Gabinete del Viceministro de Minas y Energía; el Ministerio de Industria y Comercio; el Servicio Forestal Nacional (SFN); la Administración Nacional de Electricidad (ANDE); y Petróleos Paraguayos (PETROPAR).

No obstante la existencia de ese Plan Nacional, las empresas energéticas (ANDE y PETROPAR) siempre se han orientado en base a planes y programas propios.

Si bien desde 1992 no se ha actualizado el Plan Nacional de Energía, existe actualmente el propósito de formular un análisis de la Matriz Energética Nacional (situación actual y prospectiva), teniendo en cuenta el peso importante que tiene la integración de los mercados energéticos de la electricidad y del gas natural para el Paraguay, así como la problemática de la biomasa (alto consumo ineficiente

Subsector Eléctrico.

Actualmente la única institución que realiza planeamiento de manera sostenida es la ANDE, por cuanto el Art. 5º de la Ley N° 966/64, (Ley de creación de la ANDE y que establece su Carta Orgánica) establece la obligación que tiene la empresa de presentar su programa de obras al Poder Ejecutivo, con actualización de por lo menos 5 años. Dicho programa de obras es denominado “**Plan Maestro del Sistema Interconectado Nacional**” que contempla el comportamiento del sistema eléctrico en condiciones normales y de emergencia, así como las obras que serán implantadas en periodos quinquenales.

Este Plan considera toma en cuenta los siguientes puntos:

- Definición del “Cronograma de Obras” necesario para el mantenimiento del servicio en condiciones deseables, tal como lo establecen los criterios y estudio normalmente adoptados en planificación, en coordinación con las dependencias involucradas de la ANDE.

- ajustes en los Estudios y análisis eléctricos del Plan Maestro del ciclo anterior.
- Se divide el Sistema Interconectado Nacional en cuatro subsistemas:
 - a. Sistema Metropolitano: abarca las instalaciones de transmisión, subtransmisión y transformación de los Dptos. Central, Cordillera, Paraguarí y Presidente Hayes.
 - b. Sistema Central: abarca las instalaciones de transmisión, subtransmisión y transformación de los Dptos. Caaguazú, Guairá, Caazapá y San Pedro.
 - c. Sistema Norte: abarca las instalaciones de transmisión, subtransmisión y transformación de los Dptos. Concepción, Amambay, Región Occidental.
 - d. Sistema Este: abarca las instalaciones de transmisión, subtransmisión y transformación de los Dptos. Alto Paraná y Canindeyú.

Cabe mencionar que la ANDE ha presentado al Poder Ejecutivo programas quinquenales de obras.

Subsector Hidrocarburos

La empresa petrolera estatal, PETROPAR con el monopolio del comercio exterior del petróleo y del diesel oíl, así como de la producción del 20 % de los derivados consumidos en el país (el 80% de los hidrocarburos se importa como producto refinado de la Argentina y del Brasil), no realiza planificación de largo plazo para la compra y producción de hidrocarburos. PETROPAR se administra en base a planes de corto plazo. Los combustibles derivados con considerados bienes transables que pueden ser adquiridos fácilmente en el mercado internacional.

La Dirección de Recursos Energéticos del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones está realizando un ejercicio prospectivo que incluye la introducción del gas natural como sustituto de combustibles derivados del petróleo y leña; además de analizar posibles proyectos de generación termoeléctrica próximos a los centros de consumo. Este ejercicio estará concluido en julio del corriente año y servirá de base para el documento “Estrategias Nacionales del Sector Energía” que será divulgado en agosto del mismo año.

4.1.4 URUGUAY

El sector energético de Uruguay se ha caracterizado por una fuerte participación estatal, tanto en la función empresarial como en la función normativa y de tutela.

Los programas energéticos, entendidos como los estudios que se realizan como elementos de apoyo para la toma de decisiones en materia de inversiones y de producción, son realizados básicamente por las empresas del sector.

La participación del Poder Ejecutivo se centra en la determinación de los lineamientos de política energética, presupuestaria y tarifaria, los cuales pueden condicionar los supuestos utilizados en la elaboración de los programas o actúan como criterios de evaluación para la aprobación de los presupuestos de inversión de las empresas públicas del sector energético. Los organismos actuantes son el Ministerio de Industria, Energía

y Minería (responsable de la política energética), el Ministerio de Economía y Finanzas y la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

Recientemente, se ejecutó un estudio que permitió desarrollar una herramienta de simulación para realizar el análisis de prospectiva de largo plazo, abarcando todo el sector energético. Asimismo se analizaron escenarios (casos extremos) de configuración de la matriz energética con la finalidad de convalidar el modelo y analizar los procesos de sustitución ante cambios en dicha matriz. Una vez que se definan escenarios (económico y energético) más probables, se realizarán simulaciones que servirán de base para un análisis de prospectiva.

A continuación se describe la metodología de formulación de los programas en las dos empresas de mayor tamaño en el sector (ANCAP en el subsector hidrocarburos y UTE en el subsector eléctrico) y la metodología utilizada en la elaboración del modelo integral del sector energía.

Subsector hidrocarburos

La planificación de la producción a corto plazo de los derivados de hidrocarburos en el Uruguay es realizada por la empresa refinadora ANCAP, con el aporte de sus departamentos de Planificación, Comercialización y Producción.

Para la elaboración de la proyección de la demanda se tienen en cuenta variables económicas, sociales y políticas y se presentan distintos escenarios, entre los cuales se elige el más viable.

A modo de ejemplo, se analiza la serie histórica del PBI y se proyectan los guarismos para los años siguientes, la evolución del dólar, la evolución del precio de las materias primas, la tendencia de la demanda en el país y en la región. Se hacen supuestos en cuanto a las nuevas condiciones de mercado desregulado y de desmonopolización a partir del año 2001 y el ingreso al mercado de otros energéticos competitivos. También se tienen en cuenta factores ambientalistas, proyectando variaciones en la calidad de los productos, tales como la eliminación del plomo y azufre en los principales destilados.

En el último año se contó con la colaboración de una consultora que desarrolló un modelo de demanda adaptado a las condiciones del país. Este modelo permitió la elaboración de una proyección a más largo plazo incorporando mayor cantidad de variables.

Con el estudio de todos estos factores, y como resultado de la proyección de la demanda, se elaboran el presupuesto anual operativo y el presupuesto de inversiones que permitan alcanzar los objetivos planteados.

Por último, posteriormente a la aprobación de ambos presupuestos por parte del Directorio de la empresa, y, para cumplir con las disposiciones legales, se remiten al Poder Ejecutivo para su aprobación final.

Subsector Eléctrico

Sistemas de Generación. La planificación de la generación se realiza mediante modelos de optimización y simulación desarrollados en UTE con el apoyo de consultorías internacionales. En ese sentido, los modelos están adaptados a las particularidades del sistema uruguayo, principalmente en lo que respecta a la generación hidráulica.

El criterio empleado es el de minimización de los costos complejivos de inversión, operación y falla. Tanto los costos de inversión como de combustible se valorizan a precios de frontera. Los costos de falla dependen de la profundidad de la falta de suministro simulada, como porcentaje de la potencia demandada en cada hora. El costo de falla representa los perjuicios ocasionados al conjunto de la sociedad ante una eventual falta de energía.

El modelo de optimización permite obtener la operación del embalse de mayor importancia en cuanto a su capacidad de regulación, correspondiente a la central hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra, de forma que conduzca al menor costo esperado de combustible, importación y falla para un parque de centrales dado dentro del horizonte temporal estudiado. El modelo utiliza el método de programación dinámica estocástica para determinar el valor del agua. Dicho valor no representa un costo de adquisición sino la capacidad de evitar otros costos.

El modelo de simulación utiliza programación lineal para determinar los costos totales de operación y falla en cada uno de los años del horizonte de estudio para diversas alternativas de expansión del parque de generación.

Sistemas de Transmisión. Se trata de determinar la expansión futura de la red de transmisión que asegure en forma adecuada, tanto en situaciones normales como ante contingencias, el transporte de la potencia y energía entre las fuentes de generación y los puntos de entrega a las redes de distribución.

El Plan de Transmisión debe entonces indicar las nuevas obras requeridas en el sistema, esencialmente líneas de transmisión, estaciones, transformadores, y fuentes de reactiva, y su secuenciamiento en el tiempo tal que cumpla el objetivo de satisfacer los criterios técnicos aceptados (niveles de tensión, carga de los equipamientos, confiabilidad), con el mínimo costo global.

En primer lugar se elaboran las previsiones de demanda con desagregación regional. Las previsiones de mediano plazo, típicamente horizontes comprendidos entre un mínimo de 3 y un máximo usualmente no superior a 10 años, son realizadas en la mayor parte de los casos como una extrapolación de situaciones reales (cargas máximas, intermedias o mínimas), empleando tasas de crecimiento. Dichas tasas de crecimiento resultan de modelos energéticos o también son obtenidas a partir de series históricas.

Como criterio general se tiende a asegurar la continuidad del servicio en las redes de Alta Tensión (AT) y Extra Alta Tensión (EAT), ante primer contingencia, o más precisamente en configuración "n-1", es decir asumiendo la indisponibilidad de un equipo. Di-

chos estudios y verificaciones son realizados para las situaciones de generación y demanda que producen mayor estrés en el sistema de transmisión (por las potencias transportadas) y/o mayor dificultad de operación (por el control de tensiones).

Cada una de las alternativas propuestas también es analizada por su requerimiento sobre la potencia de cortocircuito de las instalaciones, definiéndose así los refuerzos, sustituciones y ampliaciones requeridas por este motivo. Finalmente, de las alternativas que en una estimación a priori de sus costos globales se encuentran en mejores condiciones de competir entre sí, es necesario realizar estudios del comportamiento frente a fenómenos transitorios del sistema (principalmente aquéllos originados por faltas), a los efectos de verificar la estabilidad del sistema.

Como resultado de los estudios indicados se evalúa el costo global de cada alternativa y se selecciona la de menor costo para integrar la propuesta del Plan de Transmisión. En los costos globales se incluye, además de los costos de inversión debidos a los nuevos equipamientos propuestos, los costos provenientes de las pérdidas del sistema, los costos resultantes de la energía no suministrada por limitaciones en la capacidad de transporte, los costos esperados asociados a la confiabilidad de suministro, así como los costos de la energía efectivamente entregada para la alternativa analizada.

Luego de elaborado el plan de obras con su cronograma y el presupuesto, y aprobados por el Directorio de la empresa, se remiten al Poder Ejecutivo para su aprobación final.

Modelo integral del sector energía

Ante la necesidad de analizar los efectos que tendrían algunas modificaciones proyectadas que alterarían las condiciones de oferta, se decidió realiza un estudio de prospectiva energética. Esos eventos futuros impactarían la matriz energética del país, por lo cual se evaluó como imprescindible contar con elementos que permitieran aportar información sobre cuál podría ser el futuro comportamiento de la demanda y de qué forma quedaría estructurada la oferta de energía. Esta información permitiría orientar, al menos en forma cualitativa, a quienes toman decisiones en materia de inversión en el sector.

El modelo se construyó en el marco del Estudio de Opciones Energéticas conducido por el staff técnico del Laboratorio Nacional de Argonne (Illinois; USA)⁴. Como contraparte local participó activamente un grupo de técnicos que representaron a las instituciones involucradas en el proyecto⁵.

⁴ El Laboratorio Nacional de Argonne (ANL) es una institución de investigación vinculada al Departamento de Energía de U.S.A. y a la Universidad de Chicago.

⁵ Durante la etapa de armado del modelo el grupo de contraparte se integró por representantes de ANCAP, DNE, UTE y OPP. Se recibió también la cooperación de otros técnicos pertenecientes a la CTM de Salto Grande, GASEBA y Proyecto Forestal - PNUD.

Los principales objetivos del estudio fueron:

- a) Analizar el comportamiento de la demanda de energía en el pasado.
- b) Proyectar la demanda futura de energía (útil y final) por sector de demanda y por tipo de energético.
- c) Desarrollar un análisis integrado de la oferta y la demanda, tomando en cuenta varias opciones para la conformación de la oferta.
- d) Efectuar recomendaciones sobre la viabilidad técnica y económica de las opciones estudiadas.
- e) Evaluar, desde el punto de vista técnico-económico, los efectos sobre el sistema energético de posibles eventos futuros:
 - Introducción de gas natural (importado desde Argentina).
 - Incremento del grado de apertura del mercado de energía eléctrica.
 - Incremento de la capacidad de transporte de energía eléctrica entre Uruguay y Brasil.
 - Períodos de condiciones hidrológicas de bajo aporte de lluvias (sequía)
- f) Fortalecer el área de definición de políticas energéticas y análisis prospectivo en Uruguay.

Se utilizó el software BALANCE del paquete ENPEP, el cual permite realizar un estudio integrado de las actividades de oferta y demanda del sistema energético.

El enfoque de “equilibrio” adoptado asegura que:

- a) las cantidades ofertadas y demandas sean iguales para cada una de las fuentes de energía;
- b) exista consistencia entre las cantidades consumidas, los precios pagados por los usuarios y los costos de producción.

Otra característica relevante es que la demanda es sensible a los precios de los energéticos alternativos y los precios de la oferta (en la etapa de extracción de recursos) son sensibles a la cantidad demandada.

A los efectos de realizar la simulación, el sistema real de un país es representado como una red (network) donde se relacionan todos los sectores modelados. Cada sector energético (hidrocarburos, electricidad, leña, etc.) se representa, a su vez, por un modelo integrado por submodelos simplificados. Cada submodelo es definido por un conjunto de ecuaciones que pueden ser de dos tipos:

- a) ecuaciones de cantidad (relacionan flujos de entrada y salida en base a parámetros tecnológicos)
- b) ecuaciones de precios (relacionan los precios del “input” y del “output” en función de los costos de producción, impuestos, etc.

La red está entonces compuesta de nodos (los submodelos) y vectores (“links”) que representan el vínculo o los flujos de energía entre los primeros. Los submodelos actualmente disponibles permiten simular:

- Tecnologías de producción de recursos primarios (renovables y no renovables)
- Tecnologías de conversión y transporte de fuentes energéticas
- Decisiones de elección entre alternativas
- Formación de precios (precios máximos, mínimos, impuestos, etc.)
- Stocks

Los principales datos que se le suministran al modelo son: la estructura del sistema energético, los precios y cantidades del año base, las tasas de crecimiento de la demanda y de los precios de los productos importados. Los resultados del modelo se expresan en flujos anuales y precios de cada energético en cada uno de los procesos definidos, valores que minimizan el costo total de los demandantes, para determinados niveles de demanda de energía útil y teniendo en cuenta los recursos disponibles y las restricciones propias del modelo.

Teniendo en cuenta la diversidad de supuestos que se presentan, en función de las expectativas de los diferentes agentes que realizan análisis de prospectiva y de programación, se presentan a continuación los escenarios que se consideraron en el último trabajo realizado con un enfoque integral del sector. Es de hacer notar, sin embargo, que tanto el escenario económico, que condiciona los resultados, como las combinaciones de hipótesis que han dado lugar a los seis escenarios definidos, serán reconsiderados y se estudiará próximamente uno o varios casos con hipótesis más probables. El principal mérito que tiene su presentación es la metodología que se adoptó para definir los escenarios que, en su mayoría, buscaron reflejar situaciones concretas vinculadas al proceso de integración.

Definición de componentes básicos para la construcción de escenarios

Para definir los escenarios se consideraron seis componentes básicos (ver Cuadro 25). En una primera instancia se asociaron a cada uno de esos componentes dos o más opciones.

CUADRO 25 COMPONENTES DEL DISEÑO DE ESCENARIOS

Componentes básicos	Opciones consideradas	Opciones seleccionadas para la construcción de escenarios
a) Escenarios socio-económicos	Tasa de crecimiento baja	--
	Tasa de crecimiento media	Tasa de crecimiento media
	Tasa de crecimiento alta	--
b) Elasticidades de demanda	Crecimiento moderado	Crecimiento moderado
	Crecimiento acelerado	--
c) Condiciones de hidraulicidad para la generación eléctrica	Generación hidráulica baja durante los primeros años del período proyectado	Generación hidráulica baja durante los primeros años del período proyectado
	Generación hidráulica baja durante los últimos años del período proyectado	--
	Generación hidráulica media durante todo el período proyectado	Generación hidráulica media durante todo el período proyectado
d) Importaciones y almacenamiento de gas natural	Sin introducción de gas natural	Sin introducción de gas natural
	Gasoducto en el sur, hasta Montevideo, con almacenamiento en reservorios naturales	--
	Gasoducto en el sur, hasta Montevideo, sin almacenamiento en reservorios naturales	Gasoducto en el sur, hasta Montevideo, sin almacenamiento en reservorios naturales
	Gasoducto en el Litoral Oeste	--
e) Características de la interconexión eléctrica con Brasil.	Condiciones actuales sin línea de extra-alta tensión	Condiciones actuales sin línea de extra-alta tensión
	Interconexión en extra-alta tensión con intercambios de energía no firmes	Interconexión en extra-alta tensión con intercambios de energía no firmes
f) Características del acuerdo de intercambio de electricidad con Argentina.	Intercambios restringidos	Intercambios restringidos
	Mercado abierto	Mercado abierto

i) Escenarios socioeconómicos

En una primera instancia se consideraron las siguientes tres opciones para el escenario macroeconómico:

- 1) Hipótesis pesimista con tasa de crecimiento del PBI del 1% acumulativo anual
- 2) Hipótesis media con tasa de crecimiento del PBI del 1,9% acumulativo anual ⁶
- 3) Hipótesis alta con tasa de crecimiento del PBI del 2,9% acumulativo anual ⁷

Finalmente, con el objetivo de evitar un número excesivo de casos a estudiar se adoptó el escenario medio (1,9%) para proyectar el período 1996-2013 y se tomaron valores históricos para el período 1993-1995. En ese contexto, las tasas de crecimiento por sector de actividad se asumieron según se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO 26 TASAS DE CRECIMIENTO DEL PBI DEL URUGUAY

Periodo	Total %	PBI Sectorial		
		Agric. y Pesca %	Servicios %	Industria %
1994	5.1	6.1	5.1	4.5
1995	0.5	0.5	0.5	0.5
1996-2013	1.9	2.0	2.1	1.3

Las hipótesis adoptadas para la evolución de la población se aprecian en el siguiente cuadro donde se exponen las tasas de crecimiento:

CUADRO 27 TASA DE CRECIMIENTO POBLACIÓN DEL URUGUAY

Período	Población Total	Rural	Urbana
1993-1995	0,58	-1,85	0,87
1996-2000	0,55	-1,70	0,80
2001-2005	0,55	-0,80	0,68
2006-2013	0,47	-0,70	0,57

ii) Elasticidades de demanda

El diseño de las hipótesis sobre elasticidades de demanda estuvo condicionado por la escasa disponibilidad de información, por lo cual se decidió estimar un solo set de elasticidades que dan como resultado que la demanda de energía crecerá moderadamente por encima de la evolución del nivel de actividad económica.

⁶ Extrapolación del comportamiento histórico del período 1974-1994

⁷ Extrapolación del comportamiento histórico del período 1985-1994

iii) Condiciones de hidraulicidad para la generación eléctrica

Se optó por considerar como hipótesis de base que durante el período proyectado las condiciones hidráulicas serían similares a la hidraulicidad media registrada en el pasado. Sólo a los efectos de analizar su impacto en el balance energético se consideró un escenario con un período inicial de baja hidraulicidad (1997-2001), para el cual se reprodujeron las mismas condiciones que el período de cinco años de más bajos aportes según los registros disponibles.

iv) Importaciones y almacenamiento de gas natural

En el caso del gas natural se analizaron dos alternativas básicas que permitieran evaluar su impacto en términos de sustitución ente fuentes: la no introducción de gas natural y la introducción de gas natural a través del denominado gasoducto del sur a partir del año 2000. La no consideración de las dos restantes hipótesis se debió al objetivo de disminuir el número de alternativas a estudiar y a la no disponibilidad de información en algunos casos.

v) Características de la Interconexión eléctrica con Brasil

En este caso se consideraron dos alternativas: la continuidad de la situación presente (incluyendo la interconexión de 70 MW) y la construcción de una línea de transmisión (300 MW) que estaría disponible a partir del año 2002.

vi) Características del acuerdo de intercambio de electricidad con Argentina

A los efectos de analizar dos situaciones extremas se definieron las hipótesis de intercambios restringidos (como se habían efectuado hasta el presente) y de mercado abierto en el cual los precios spot de ambos sistemas tienden a igualarse.

Definición de escenarios alternativos

A partir de las opciones seleccionadas en la tercera columna del Cuadro 25, se definieron seis escenarios que reflejan situaciones extremas con el objeto de evaluar el funcionamiento del modelo. El año base para todos los escenarios es 1993, y el período considerado es de 21 años (hasta el 2013).

Tal como se explica en la sección anterior, se consideró una sola hipótesis para los aspectos socio-económico y un único set de elasticidades de demanda de energía. Además de evitar un número excesivo de escenarios, con este método se buscó aislar los efectos que tendrían los componentes básicos vinculados al sector energía. De esta manera, la proyección de la demanda expresada en términos de energía útil coincide para los seis escenarios definidos.

Escenario 1: Caso de Referencia 1995

El Caso de Referencia 1995, representa la continuación de la situación vigente a esa fecha en lo que respecta a la matriz energética, sin grandes cambios en su estructura. No obstante, se asume que al final del período de planificación se construirían centrales térmicas a base de carbón mineral importado.

La generación hidráulica sería similar a la media histórica para cada uno de los años proyectados. Las exportaciones e importaciones de energía con otros países no cambiaría significativamente. Por ende se asume que no se introduce el gas natural, que las condiciones de intercambio de electricidad con Argentina continuarían desarrollándose como en el pasado, y que la interconexión eléctrica de extra-alta tensión con Brasil no se ejecutaría.

Si bien los intercambios de energía con los países de la región continuarían, se asume que los saldos exportables de electricidad disminuirían, a lo largo del período, debido al crecimiento esperado de la demanda interna.

Escenario 2: Introducción de gas natural e intercambios restringidos de electricidad

Esta alternativa coincide con las hipótesis asumidas en el Escenario 1, pero se diferencia en el supuesto de que se introduce gas natural proveniente de Argentina.

Escenario 3: Introducción de gas natural e intercambios flexibles de electricidad con Argentina

Este escenario es similar al Escenario 2, diferenciándose por el supuesto de que se produce una mayor integración (similar a la optimización conjunta) en la operación de los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay.

Escenario 4: Aumento del grado de integración con los sistemas eléctricos de Argentina y Brasil, sin introducción de gas natural

En esta alternativa se considera un alto grado de integración del sistema eléctrico con los países vecinos. En lo que respecta a Argentina se asumen las mismas hipótesis del Escenario 3, mientras que en relación con Brasil se supone que se desarrolla la línea de extra-alta tensión. Por otra parte, así como en el Caso de Referencia, se asume la no introducción de gas natural.

Escenario 5: Aumento del grado de integración con los sistemas eléctricos de Argentina y Brasil, e introducción de gas natural

Este escenario refleja el mayor grado de integración en los sectores analizados. Las hipótesis referentes al sistema eléctrico coinciden con las establecidas en el Escenario 4, y se asume, además, que se introduce gas natural desde Argentina.

Escenario 6: Caso de referencia 1995 con baja generación hidráulica durante el período 1997-2001

Los supuestos considerados son similares a los del Escenario 1, con la diferencia de que se asume la existencia de bajos aportes hidráulicos durante el período 1997-2001. Para simular este último período se tomó el período de 5 años con menores aportes hidráulicos desde que se poseen registros.

4.2 LAS ESTRATEGIAS DE INTEGRACIÓN

4.2.1 ARGENTINA

La política adoptada por la Secretaría de Energía en materia de integración de los mercados energéticos regionales se encuentra reflejada en los Protocolos de Integración Energética suscritos con Bolivia, Brasil, Chile y Uruguay. Además, se cuenta con el antecedente de la Declaración de Caracas, (Caracas 16 de enero de 1998), suscrita por los Ministros de Energía de los países del Hemisferio representados en la “Cumbre de las Américas” (una copia de esta Declaración se adjunta al presente informe en el Anexo 1).

Los principios sustentados por Argentina para el libre comercio de energía son:

- Crear un entorno competitivo y permitir el libre comercio de energía en base a mecanismos de mercado.
- Minimizar la intervención gubernamental en los mercados energéticos
- Mantener los requerimientos de seguridad y confiabilidad del sistema
- Mantener requerimientos ambientales
- Desarrollo de políticas y mecanismos regulatorios que no establezcan límites al comercio con otras naciones y fomentar la cooperación regulatoria
- Desarrollar mecanismos de resolución
- Tratamiento igualitario a empresas locales y extranjeras
- Libre acceso a las instalaciones de transporte de manera indiscriminada
- Dar libre acceso a la información
- Suministrar protección a los intereses del consumidor
- Apoyar la inviolabilidad de los contratos
- Evitar cambios que interrumpan mercados y procesos regulatorios
- Crear un mercado que establezca precios de mercado a *commodities* y tarifas reguladas para el transporte.

La integración energética en los subsectores de la electricidad y del gas natural.

En los últimos años, el subsector eléctrico cubrió con eficiencia y rapidez inusuales requerimientos del mercado. En los primeros años del proceso transformador, implementado a partir de 1992, se resolvieron las amenazas a la satisfacción de la demanda de energía evidenciadas en los años previos. Más adelante, en 1995, un importante

aumento de la disponibilidad permitió sortear los riesgos en el cubrimiento de la demanda de potencia de pico y en 1996 se registraron importantes mejoras en la calidad de servicio del sistema.

Era previsible que una industria que cubrió con rapidez y eficiencia las necesidades del mercado local, pasase inmediatamente a una etapa de expansión hacia mercados vecinos.

En los últimos años, la competencia y la apertura del mercado eléctrico argentino favorecieron la incorporación masiva de equipamiento. Tanto las ampliaciones como los ingresos de nueva capacidad de generación, planteados por los agentes privados del mercado eléctrico, han consistido en equipamiento térmico. Las principales razones que fundamentan estas decisiones son:

- Importante reducción de los costos unitarios de inversión registrados en las unidades de ciclo combinado y turbogas.
- Rapidez de instalación y puesta en servicio (que favorece una rápida recuperación del capital).
- Mejoras considerables en el rendimiento de los ciclos combinados de última tecnología.
- Disponibilidad de gas.
- Precios de gas relativamente bajos.

La mejora registrada en la disponibilidad del parque térmico, el fuerte ingreso de generación previsto hasta el año 2000, con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento, la entrada en servicio de la cuarta terna del corredor Comahue - Buenos Aires, el ingreso de máquinas y elevación de la cota de la C.H. Yacyretá, configuran un estado de sobre oferta en el sector que permite enfrentar en el corto plazo exportaciones a países limítrofes.

La actual regulación argentina en materia de importación y exportación de energía eléctrica permite concretar, previa autorización de la Secretaría de Energía, intercambios firmes por contratos (potencia y energía) en el Mercado Térmico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) e intercambios de oportunidad (excedentes de energía) en el Mercado Spot del MEM.

Por otro lado, las previsiones de demanda interna de energía eléctrica plantean importantes crecimientos en el mediano y largo plazo. Esta situación implica una trayectoria de fuerte expansión de la oferta eléctrica en base a equipamiento predominantemente térmico, que se traduce en importantes requerimientos de gas natural.

Por consiguiente, la estrategia de expansión adoptada por el subsector eléctrico implica una profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la sustentabilidad de la trayectoria prevista está íntimamente relacionada con la evolución que experimente este último subsector.

Es preciso señalar que el subsector gas natural registrará en los próximos años importantes incrementos de producción como consecuencia de la puesta en marcha de diversos proyectos de exportación a países limítrofes que involucran volúmenes significativos. El gas argentino se está exportando en la actualidad a Chile y existen proyectos de abastecer a Uruguay, Brasil e incrementar el abastecimiento a Chile. Por otro lado, las exportaciones de energía eléctrica plantadas a Brasil y Chile, representan indirectamente exportaciones de gas con valor agregado.

En este contexto, al tratarse el gas natural de un recurso no renovable, la cuestión de las reservas adquiere significativa importancia, pues es necesario contar con las reservas necesarias para sostener en el largo plazo el abastecimiento interno y los compromisos de exportación que se adquieren. De acuerdo a la normativa vigente, la Secretaría de Energía autoriza las exportaciones de gas natural, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.

El sistema troncal de gasoductos aumentará su capacidad de transporte acompañando el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme. Estas expansiones determinarán la disponibilidad de gas para usinas y las restricciones en los meses de invierno.

Las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos se visualizan como una oportunidad que tiene la industria de colocar los actuales excedentes, y eventualmente incrementar los futuros intercambios en el contexto de una mayor integración energética de la región.

Con referencia a futuros proyectos hidroeléctricos los estudios de prospectiva no descartar, hacia el mediano-largo plazo el ingreso de oferta hidroeléctrica, en particular de aprovechamientos binacionales. Esta incorporación se asume posible sobre la base de considerar su concreción por parte de inversores privados, bajo determinadas condiciones técnicas, económicas y financieras que haría competitiva la colocación de su energía en el MEM.

4.2.2 BRASIL

El Brasil, desde 1995, camina firmemente en la reestructuración del sector energético, abriendo oportunidades para la participación del sector privado nacional e internacional en las inversiones necesarias y en la responsabilidad por la garantía de abastecimiento nacional de energía.

En el área de energía eléctrica, las Leyes N° 8987 y 9074/95 (nuevas Leyes de Concesiones), introducirán profundas e importantes alteraciones, en especial cuanto a: a) la licitación de nuevos emprendimientos de generación; b) la creación de la figura del Productor Independiente de Energía; c) el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, y, d) la libertad de los grandes consumidores para escoger sus proveedores de energía.

En el área del petróleo, con la promulgación de la Ley N° 9478 de 06/08/97, todas las necesidades de suministro del subsector fueron abiertos a la competencia, y la PETROBRÁS dejó de ser la única ejecutora del monopolio de la Unión.

Como entidades reguladoras de los Sectores Eléctricos y del Petróleo, fueron instituidas, respectivamente, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, a través de la Ley N°. 9427, del 26/12/96, y la Agencia Nacional del Petróleo - ANP, a través de la Ley N° 9478, del 06/98/97.

Como organismo encargado de formular las políticas y directrices de energía, fue instituido el Consejo nacional de Políticas Energéticas - CNPE (Ley N°. 9478 del 06/08/98), presidido por el Ministro de Minas y Energía y destinado a:

- a) Promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del País, en conformidad con lo dispuesto en la legislación aplicable y con los siguientes principios:
 - i. Preservación del interés nacional;
 - ii. Promoción del desenvolvimiento sustentado, ampliación del mercado de trabajo y valorización de los recursos energéticos;
 - iii. Protección de los intereses del consumidor en cuanto a precios, calidad y oferta de productos;
 - iv. Protección del Medio Ambiente y promoción de la conservación de energía;
 - v. Garantía del suministro de derivados de petróleo en todo el territorio nacional;
 - vi. Incremento de la utilización del gas natural;
 - vii. Identificación de soluciones más adecuadas para la provisión de energía eléctrica a las diversas regiones del país;
 - viii. Utilización de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los insumos disponibles y de las tecnologías aplicables.
 - ix. Promoción de la libre competencia.
 - x. Atraso de inversiones en la producción de energía;
 - xi. Ampliación de la competitividad del país en el mercado internacional.
- b) Asegurar, en función de las características regionales, la provisión de insumos energéticos a las áreas más remotas o de difícil acceso del país, sometiendo las medidas específicas al Congreso Nacional, cuando implicaren creación de subsidios, observando lo dispuesto en el párrafo único del Artículo 73 de la Ley 9478, de 1997;
- c) Rever periódicamente las matrices energéticas aplicadas a las diversas regiones del país, considerando las fuentes convencionales y alternativas de las tecnologías disponibles;
- d) Establecer directrices para programas específicos, como los de uso del gas natural, del alcohol, de otras biomásas, del carbón mineral y de la energía nuclear;
- e) Establecer directrices para la importación y exportación, de manera a atender las necesidades de consumo interno de petróleo y sus derivados, gas natural y conden-

sado, y asegurar el adecuado funcionamiento del Sistema Nacional de Reservas de Combustibles y el cumplimiento del Plan Anual de Reservas Estratégicas de Combustibles, del que trata el Artículo 4 de la Ley 8176 del 08/02/1991.

En la medida en que el Brasil avanza con un programa de reestructuración del Sector Energético, aumentan las oportunidades de integración física con los Sistemas Energéticos de los países vecinos, así con la integración de capital. En esta dirección, los acontecimientos más representativos son los mencionados abajo:

- El mercado de distribución de electricidad, en 1997, registró 31% de participación del sector privado, contraponiendo a una participación prácticamente nula en 1995. Contribuyeron a esta situación las privatizaciones de ESCELSA, LIGHT, CERJ, COELBA, CEEE (parcial), CPFL, ENERSUL, CEMAT, ENERGEIPE y COSERN, con aporte de capital privado nacional e internacional.
- En el área de integración con otros países, varios proyectos ya están asegurados, y que serán mencionados en el siguiente capítulo.

4.2.3 PARAGUAY

Estrategias de Integración Energética

Las estrategias de integración energética en el caso del Paraguay se dirigen a:

- a) Introducción de gas natural importado a la Matriz Energética Nacional; y
- b) Consolidación del perfil de país exportador de energía eléctrica, en base a la generación de electricidad de las centrales hidroeléctricas binacionales.

a) Introducción del Gas Natural Importado a la Matriz Energética Nacional

Teniendo como meta la búsqueda de la eficiencia en el consumo de energía del país, así como la reducción del impacto ambiental proveniente del consumo de energía, desde 1993 el gobierno nacional ha venido estudiando y negociando con los países productores de gas natural de la región las posibilidades de contar con el suministro de este combustible.

En ese sentido, se han realizado gestiones con: a) la República de Bolivia, llegándose a la firma de un Acuerdo de Alcance Parcial para el suministro de gas natural boliviano; y b) la República Argentina, con la que se está estudiando un Acuerdo de Alcance Parcial de suministro de gas natural.

Entre los Acuerdos y Convenios podemos citar:

a.1) Acuerdo para la Importación de gas natural de Bolivia

El 15 de marzo de 1994 los suscribieron un Acuerdo de Alcance Parcial en el Marco de A.L.A.D.I. para el Suministro de gas natural boliviano al Paraguay.

Entre los términos del mencionado Acuerdo podemos mencionar: a) la garantía de abastecimiento de gas natural por parte de BOLIVIA hasta el volumen máximo a determinar; b) el compromiso de ambos Gobiernos de no aplicar restricciones arancelarias o no arancelarias a la exportación/ importación del producto; y c) el compromiso de apoyo de ambos Gobiernos al sector privado para autorizar la construcción y operación del gasoducto entre Bolivia y Paraguay.

Así mismo el 24 de septiembre de 1996 los Gobiernos de la República Paraguay y de la República de Bolivia suscribieron el Protocolo para el Suministro de Gas Natural de Bolivia. Los acuerdos que se destacan en este Protocolo son: a) llevar adelante todo lo que sea necesario para permitir el suministro de gas natural y la construcción del correspondiente gasoducto, incluyendo los esfuerzos en procura de obtener las reservas adecuadas para el efecto; b) constituir una Comisión Mixta que es el organismo responsable de la conclusión de los negociaciones del contrato de compra venta de gas natural, conforme a las leyes, procedimientos y compromisos vigentes en los respectivos países.

a.2) Convenio entre el M.O.P.C. y la Comisión Interprovincial del Gasoducto NEA Litoral de la Rep. Argentina.

Uno de los principales objetivos del Convenio firmado el 26 de abril de 1996 era el de obtener información in situ, para compaginar un Estudio de Factibilidad Técnico - Económico del transporte por gasoducto de gas natural de la Argentina a las provincias del Noreste argentino, Paraguay y sur del Brasil.

Los estudios dieron origen al proyecto denominado actualmente Gasoducto del MERCOSUR (GDM), el cual según la posición nacional presenta ciertas dificultades puesto que la troncal proyectada no realiza la trayectoria más corta teniendo en cuenta los principales consumidores (Estados brasileños de San Pablo y Paraná) y, es un proyecto no óptimo desde el punto de vista económico.

a.3) Acuerdo de la Provincia de Salta y el Gobierno de Paraguay para la provisión de Gas Natural.

Se realizan tratativas con la Gobernación de Salta para la firma de un acuerdo para la provisión de Gas Natural provenientes de Campo Durán, Provincia de Salta y el Paraguay.

b) Consolidación del perfil de país exportador de energía eléctrica, en base a la generación de electricidad de las centrales hidroeléctricas binacionales.

En lo atinente a la consolidación del perfil exportador de energía eléctrica, el gobierno nacional está promoviendo: la terminación de las obras a cota final de la central YACYRETÁ; la instalación de las dos unidades generadoras de reserva en la central de ITAIPÚ; y la ejecución del proyecto de la central CORPUS CHRISTI.

b.1) Participación del sector privado en obras y servicios de la central hidroeléctrica Yacyretá

Los Gobiernos de Paraguay y Argentina han decidido llevar a cabo la concesión de los servicios de operación y mantenimiento de la central a terceros, a través de una Licitación Pública Internacional. Dicha concesión se hará por un tiempo limitado y llevará en cuenta parámetros de eficiencia en la prestación de servicios. La Entidad Binacional Yacyretá quedará como una entidad fiscalizadora del desempeño de la empresa contratada.

Asimismo, los Gobiernos han decidido realizar una Licitación Pública Internacional para la contratación de terceros para la terminación de obras complementarias y principales de la central, que permitirá elevar la cota del embalse desde la cota actual de 76 msnm hasta la cota final (83 m.s.n.m. en el eje Encarnación – Posadas). La empresa, o el consorcio de empresas, ganadora de la Licitación se hará cargo de la construcción y financiamiento de las obras y será remunerada con la energía adicional resultante de la elevación de la cota del embalse. Cabe recordar que Yacyretá está operando en la cota actual al 60% de su capacidad. La energía adicional sería de unos 9000 GWh al año; con lo cual –a efectos de mejor comprensión de los montos- se podría abastecer a los sistemas eléctricos de Paraguay y Uruguay juntos.

Actualmente, equipos técnicos binacionales están trabajando en ambos Pliegos de Bases y Condiciones para las Licitaciones mencionadas. Se estima que en el transcurso del tercer trimestre de este año se estarían analizando las ofertas.

b.2) Instalación de dos unidades generadoras de reserva en ITAIPÚ

Mediante la activa participación del Gobierno Nacional, la Itaipú está concentrando esfuerzos para la instalación de dos unidades generadoras de reserva (de 700 MW cada una), a un costo estimado de USD 135/kW. Los trabajos de instalación serán realizados por medio de una Licitación Pública Internacional.

Para financiar la implantación de dichas unidades generadoras, el 19 de diciembre de 1997, la Itaipú firmó con ELETROBRÁS un contrato de financiamiento por USD 190 millones, con una tasa de interés del 7,5 % al año, período de gracia hasta el 31 de diciembre del 2002, plazo de pago hasta el 2023 y la posibilidad de que la Itaipú opte por otro financiamiento que le sea más conveniente durante el proceso de licitación de las citadas unidades.

Con la puesta en funcionamiento de las unidades generadoras de reserva, se tendrá un aumento del 12 % en la disponibilidad anual de potencia para contratación, equivalentes en energía a unos 3.500 GWh/año. Esto significa, que las remesas al Estado Paraguayo en concepto de regalías aumentarán aproximadamente 4%.

Se prevé la entrada en operación de las nuevas unidades durante el segundo semestre del 2001.

b.3) Ejecución del proyecto Hidroeléctrico Corpus Christi por el sector privado

El 19 de junio de 1995, los Presidentes de la República del Paraguay y de la República Argentina, Ing. Juan Carlos Wasmosy y Dr. Carlos Menem, suscribieron, una declaración Conjunta en la ciudad de San Pablo, Brasil, en la cual se expresa la decisión de impulsar los emprendimientos binacionales (YACYRETÁ y CORPUS CHRISTI) con la intervención predominante del sector privado. A partir de entonces, ambos Gobiernos están profundizando los estudios necesarios para la firma de un instrumento legal de carácter binacional que posibilite la construcción del proyecto CORPUS en régimen de concesión de obra pública al sector privado.

Acuerdo de Cooperación Energética con el Uruguay.

En el mes de julio de 1995 se realizó una reunión en Asunción entre representantes del Gobierno Uruguayo y del Subsecretaria de Minas y Energía y de la Cancillería Nacional, a fin de discutir sobre acciones para llevar adelante una cooperación en el campo de la energía entre ambos países.

Se firmó el Protocolo Adicional en el marco de la ALADI que establece mecanismos que aseguran la asistencia recíproca de los sistemas eléctricos, así como cooperación en el campo de hidrocarburos.

A través de ese Protocolo, se espera exportar excedentes del sistema eléctrico paraguayo al uruguayo, así como Paraguay podrá realizar diversas actividades petroleras utilizando las instalaciones de la empresa petrolera uruguaya.

4.2.4 URUGUAY

La estrategia de integración energética será analizada en función de las bases, los objetivos generales y específicos de la política energética de Uruguay.

El concepto de “desarrollo sostenible” constituye la guía para la formulación de la Política Energética, sobre la cual se fundan las bases y objetivos de la misma.

La integración energética, la maximización de la productividad energética y la preservación del medio ambiente constituyen las bases de la política energética de Uruguay.

A continuación se describen los **objetivos generales** de la política energética de Uruguay que se destacan por su vinculación con la integración, comentándose los aspectos relacionados con el tema.

- *Abastecer la demanda de energía al mínimo costo para el país, en un marco de factibilidad ambiental y de viabilidad financiera de los proyectos destinados a satisfacerla.* La integración energética posibilitará una mayor optimización de los recursos energéticos para todos los países de la región y por ende cooperará con el objetivo de abastecer la demanda de energía al mínimo costo.

- *Promover el ejercicio de la libertad de elección de los consumidores, liberalizando la comercialización de aquellas formas energéticas que puedan estar sujetas a las fuerzas del mercado.* Este objetivo promoverá la participación de una mayor cantidad de agentes, tanto nacionales como extranjeros, y de estos últimos, en particular, los agentes que operan en el Mercosur.
- *Evitar los monopolios de hecho y, cuando ello no fuera posible por razones técnicas o prácticas, establecer mecanismos estables de regulación.* La transparencia en la formación de precios y la regulación de los monopolios naturales beneficiarán tanto al consumidor local como al proceso de integración regional.
- *Viabilizar la incorporación de nuevos productos a la matriz energética nacional, en particular el gas natural.* Este objetivo tiene una clara definición integracionista tanto por lo que implican las obras de infraestructura que posibilitarán el desarrollo de una red de gasoductos en la región, como por el hecho de significar un incremento de los intercambios comerciales y un uso más racional de los recursos de la región.
- *Considerar la participación del sector energía del Uruguay en el Mercosur.* En este objetivo se define en forma explícita la integración regional como una prioridad de la política energética.
- *Separar las funciones empresariales de las normativas - reguladoras.* Teniendo en cuenta que existe una fuerte participación de empresas públicas (ANCAP, CTM Salto Grande y UTE) en el sector, se ha adoptado la decisión de reformular el marco regulatorio de tal forma que la actividad de aquéllas se rijan por objetivos empresariales. Las funciones normativa y reguladora serán asumidas por otros organismos diferentes a las empresas.

En lo que respecta a los **objetivos específicos del subsector eléctrico**, se destacan por su relación con la estrategia de integración los siguientes:

- *Promover la libre competencia en la actividad de generación de energía eléctrica*
- *Promover el libre acceso de los generadores a todas las instalaciones de transporte de energía eléctrica, en condiciones de igualdad y no discriminación.*
- *Proteger los derechos de los usuarios y de los agentes económicos impidiendo prácticas monopólicas y de competencia desleal, asegurando las condiciones de calidad y seguridad del servicio y regulando los precios de las actividades en que no exista competencia.*
- *Reflejar en los precios que deban regularse los costos económicos de los servicios prestados, de forma tal que se promueva el uso racional y eficiente de los recursos.*
- *Promover la participación privada en los nuevos emprendimientos del subsector eléctrico.*

En relación a los **objetivos específicos del subsector combustibles**, se destacan los siguientes aspectos:

- *Facilitar el ingreso de inversores privados.*
- *Crear condiciones de competencia, dentro de las limitaciones que impone la actividad, en la distribución y comercialización de combustibles gaseosos.*
- *Establecer regulaciones técnicas de calidad, seguridad y cuidado del medio ambiente.*

Crear mecanismos que den protección al usuario.

5. LOS PROYECTOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

5.1 ARGENTINA

Relevamiento de los proyectos de integración energética (electricidad e hidrocarburos) entre los países del MERCOSUR, incluyendo Chile y Bolivia.

a) Proyectos de Exportación de Gas Natural Autorizados por la Secretaría de Energía

a.1) PROYECTO GAS ANDES

Conformación del Consorcio Gas Andes:

Nova Gas Internacional:	56,5 %
Chilgener S.A.:	15 %
Metrogas Chile S.A.:	15 %
Compañía General de Combustibles S.A.:	13,5 %

Contratos de Suministro de Gas Natural

Hasta diciembre de 1997, la Secretaría de Energía autorizó dos proyectos vinculados con el proyecto Gas Andes:

- A través de la Resolución N° 140, la Secretaría de Energía autoriza a Petrolera Santa Fe S.A. la exportación de gas natural, proveniente del Área Sierra Chata, ubicada en la Cuenca Neuquina, a la República de Chile, por una cantidad de 2,5 MMm³/d, durante un período de 15 años. Dicha exportación se vincula a un contrato de compraventa celebrado entre Petrolera Santa Fe S.A. y Otros, con Chilgener S.A. y Metrogas Chile S.A. Inicio de la Exportación: octubre 1997.
- La Secretaría de Energía autoriza, también, al Consorcio integrado por Total Austral S.A., Deminex Argentina S.A., y Bidas Austral S.A. a exportar gas natural, proveniente de las Áreas Aguada Pichana, San Roque, en la Cuenca Neuquina, a la República de Chile, durante un período de 10 años y un volumen total en el período contractual de 10.000 10⁶m³.

Volúmenes Diarios Programados

CUADRO 28 VOLÚMENES DEL PROYECTO GASODUCTO GAS ANDES

Período de Exportación	10 ⁶ m ³ /d
1 ^{er} . Año	1
2 ^{do} . Año	0,7
3 ^{er} . Año	1,6
4 ^{to} . Año	1,65
5 ^{to} . Año	1,65
6 ^{to} . Año en adelante	1,85

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA ARGENTINA

Esta exportación está asociada a un contrato de compraventa celebrado entre Total Austral S.A., Deminex Argentina S.A. y Bidas Austral S.A., con Metrogas Chile S.A.

Fecha de Inicio de la Exportación: setiembre de 1997.

Precios

Precios al Inicio

Precio de invierno (Mayo a Setiembre inclusive):

USD 1,43/MMBTU

Precio de verano (Octubre a Abril inclusive):

USD 1,33/MMBTU

Los precios básicamente corresponden a los Precios de Referencia de la Cuenca Neuquina, más un *spread* que disminuye a lo largo del horizonte contractual. Se considera, también, una cláusula de ajuste sujeto a las variaciones del precio del Fuel Oil y el Crudo, y a las variaciones del precio de Referencia de la Cuenca Neuquina. Se adopta una cláusula de *Take or Pay* con un esquema de diferimientos de un período.

Se considera, también, una cláusula de No Discriminación. Es decir, el vendedor se compromete frente al comprador, en caso que un tercero obtenga condiciones más favorables en el área de servicio del comprador, a igualar dichas condiciones manteniendo las cantidades originalmente pactadas.

El Gasoducto Gas Andes

El gasoducto Gas Andes transporta el gas natural desde la Estación de Compresión La Mora, correspondiente al gasoducto Centro oeste en Argentina, hasta las instalaciones de San Bernardo y Puente Alto, en los alrededores de Santiago de Chile.

CUADRO 29 CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO GAS ANDES

Longitud del Gasoducto:	463 km
Longitud del Gasoducto en Argentina:	313 km
Diámetro del Gasoducto:	24 pulgadas
Capacidad de Transporte:	8 MMm³/d
Costo del Proyecto:	325 USD millones
Presión máxima de Operación:	9.930 kPa

FUENTE: SECRETARÍA DE ENERGIA ARGENTINA

Especificaciones del Gas natural Exportado

La calidad del Gas Natural está definida por el reglamento de Servicio del Transporte.

a.2) PROYECTO METHANEX 1

Contrato de Suministro de Gas Natural

A través del proyecto de Methanex 1, se abastece de gas natural un segundo tren de producción de la planta de metanol de Methanex Chile Limited, ubicada en Cabo negro, Punta Arenas, XII Región de Chile.

Mediante el Decreto 584/95, el Presidente de la Nación otorga a YPF S. A., Bidas SA-PIC, Bidas Austral S.A. y a Chavuco Resources (Tierra Del Fuego) S. A. una autorización para la exportación de gas natural de las Areas de Tierra del Fuego y Magallanes, ambas en la cuenca Austral.

Duración:	21 años
Cantidad:	2 10 ⁶ m ³ /d
Fecha de inicio de la exportación:	Diciembre de 1996

Para el transporte se ha construido un gasoducto de 48 km, hasta la frontera argentino-chilena, desde San Sebastián hasta Cullen, con un diámetro de 10", y una capacidad inicial de 2.000.000 m³/día. Dicho gasoducto se interconectará con un gasoducto de la Empresa nacional del Petróleo (ENAP) en territorio chileno. Opcionalmente, se considera la posibilidad de usar el gas proveniente del Área Magallanes, en la Cuenca Austral y por el gasoducto existente que un Cóndor en la República Argentina y punta Arenas, República de Chile.

Inversión: 6.500.000 USD (Fuente: Gas & Gas, Setiembre/Octubre 1997)

Precio

Se parte de un precio base ubicado en USD 0,8/MMBTU, el cual se ajustará en el transcurso del período contractual a un rango de variación del precio internacional del metanol. Dicho precio no considera el costo de transporte. El contrato contiene una cláusula *Take or Pay/Deliver or Pay*.

Especificaciones del Gas Natural Exportado:

CUADRO 30 CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL EXPORTADO

Hidrocarburos:	Al menos 96% del volumen
Azufre	25 ppm, máximo
Agua:	T lbs/MMscf, máximo
Olefinas:	0,2%, máximo
Aromáticos:	0,0175%, máximo
Presión en el punto de entrega:	g/cm² máximo

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA ARGENTINA

a.3) PROYECTO METHANEX 2

Contrato de Suministro de gas natural

El Methanex 2 permitirá abastecer de gas natural un tercer tren de producción de la planta de metanol Methanex Chile Limited, ubicada en Cabo Negro, Punta Arenas, XII Región de Chile.

A través de la Resolución N° 144, de fecha 3/11/1997, la Secretaría de Energía autoriza:

- a YPF S.A. a exportar 2.000.000 m³/d, por un plazo máximo de veinte (20) años, hasta completar un volumen de 15.422.000.000 m³.
- a Sipetrol S.A. a exportar 750.000 m³/d, extendiéndose dicha autorización hasta el mes de agosto del año 2016, o hasta completar un volumen total de 4.653.000.000 m³.

Fecha de Inicio Prevista de la Exportación: 2^{do}. semestre de 1999.

Punto de Entrega

Se establece como punto de entrega la intersección de la frontera argentino-chilena con el gasoducto existente entre las localidades de Condor (República Argentina) y Posesión (República de Chile).

Precio del gas natural

Se parte de una precio base ubicado en U\$S 0,8/MMBTU, el cual se ajustará en el transcurso del período contractual a un rango de variación del precio internacional del metanol. Dicho precio no considera el costo de transporte.

El contrato considera una modalidad de *Take or pay/Deliver or pay*.

Especificaciones del Gas Natural Exportado

Se establecen las mismas especificaciones de calidad que en el caso de Methanex 1.

a.4) PROYECTO ATACAMA

Conformación del Consorcio Atacama

Endesa, CMS Energy.

Contratos de Suministro de Gas Natural

Hasta diciembre de 1997, la Secretaría de Energía autorizó, mediante la Resolución N° 169/97, fecha 20/11/1997, a Pluspetrol Energy S.A. y a Astra CAPSA la exportación de gas natural producido en el yacimiento Ramos de la Cuenca Noroeste, a la República de Chile, por un volumen de $2,65 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ por un plazo de quince (15) años, hasta completar $14.508 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Dicha autorización está asociada a un contrato de compra-venta entre a Pluspetrol Energy S.A. y Astra CAPSA con la Firma Noroeste Pacífico.

Programa de Entrega de Gas Natural a Noroeste Pacífico

15 de Diciembre de 1998	$0,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
15 de Febrero de 1999	$1,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
15 de Marzo de 1999	$2,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
15 de Abril de 1999	$2,65 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$

El Gasoducto

Se prevé la construcción de un Gasoducto desde Cnel. Cornejo, Provincia de Salta, pasando por el Paso de Jama en la frontera argentino-chilena, hasta una central eléctrica en Mejillones, República de Chile.

CUADRO: 31 CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO

Longitud del gasoducto:	928 km
Longitud del Gasoducto en Argentina:	520 km
Diámetro del Gasoducto:	20" de diámetro
Máxima presión operativa:	10.201 kPa
Inversión Estimada:	350-400 USD millones

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA ARGENTINA

Precio

En octubre de cada año, el precio a pagar en los doce meses siguientes será igual a la suma del precio más reciente de invierno para la Cuenca Noroeste multiplicado por cin-

co (5) más el precio actual de verano para la cuenca Noroeste multiplicado por siete (7); la suma se dividirá por doce (12).

Por otro lado, el contrato contiene una cláusula de no discriminación. El vendedor notificará inmediatamente al comprador de cualquier venta de gas natural desde la Cuenca Noroeste a cualquier cliente en situación similar que el comprador, que tenga condiciones económicas más favorables. En situación similar es aquel cliente que intente generar electricidad para ser vendida en La Primera y Segunda Región de Chile. En este caso el comprador tiene derecho a modificar el acuerdo, incorporando las ventajas que puede alcanzar el cliente similar, excepto la cantidad.

Si el comprador deseara comprar en el mercado spot, deberá ofrecer comprar dicho suministro al vendedor, al precio del gas en ese momento.

Este contrato adopta una modalidad *Take or Pay*, con un mecanismo asociado de diferimiento de faltantes y excedentes a lo largo del período contractual.

b) AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN TRÁMITE

CUADRO: 32

Solicitante	Destino	Cuenca de Origen	Volumen Diario (10 ⁶ m ³ /d)	Volumen Total (10 ⁶ m ³ /d)
YPF S.A.	Uruguiana (Brasil)	Neuquina	2,5	18.300
Bridas, Total, Deminex, Chavuco	Uruguay	Neuquina	1 a 3	20.000
YPF S.A.	Chile (San Isidro)	Neuquina	1,8	9.855
Tecpetrol	Chile	Noroeste	3,7	27.010
Petrouruguay	Uruguay	Neuquina	0,2	1460
Total, Deminex, Bridas Austral.	Chile (Quillota)	Neuquina	1,22	6.648

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA ARGENTINA

c) PROYECTOS DE INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN

c.1) INTERCAMBIOS CON BRASIL

ELECTROSUL y FURNAS

ELECTROSUL y FURNAS realizaron en mayo de 1997 un llamado a concurso internacional para la compra de 1.000 MW de potencia firme con energía asociada, a ser colocada en la barra de 525 kV de la subestación Itá. La licitación incluye la ejecución de todas las instalaciones del sistema de transmisión asociadas a la importación. El período previsto para el contrato es 20 años.

La potencia firme y la energía asociada serán provenientes del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina- MEN y transportada desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmisión de Interconexión, hasta el punto de entrega.

La ejecución, por parte del oferente vencedor del concurso, del sistema de transmisión asociado a la importación abarcará, además de conexión con el Sistema de Transmisión en 50 Hz, las siguientes obras:

- Línea de Transmisión en 50 Hz en lado brasileño, comprendiendo el tramo entre la frontera Brasil/Argentina y la estación convertora.
- Estación convertora, a ser instalada en lado brasileño, en las proximidades del futuro emplazamiento de la C. H. Garabí.
- Línea de transmisión en 60 Hz, para la interconexión de la estación convertora con la subestación Itá, que deberá pasar a aproximadamente 6 Km de subestación N° 2, de propiedad de CEEE, en el municipio de Santo Angelo, Estado de Río Grande do Sul.
- Ampliación en la subestación Itá y sistemas de comunicación, telecomando y teleprotección.

Se presentaron cuatro ofertas, cuyos resultados se presentan en el siguiente cuadro:

CUADRO 33: RESULTADOS DE LAS OFERTAS

PROPONENTE	POTENCIA R\$/MWh	ENERGIA R\$/MWh	Precio Global Ponderado	Precio Máximo (< 34 R\$/MWh)
ENRON	9,56	16,91	24,8093	30,3896
CIEN	8,53	20,82	25,9767	32,8473
AES	9,05	21,23	26,9846	33,9905
PEREZ COMPANC	14,8	12,73	29,3971	33,5980

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA ARGENTINA

Precio Global Ponderado, calculado como⁸; $1,41 \times PP + 0,67 \times PE$

Precio Máximo, calculado como: $1,41 \times PP + PE$

d) PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS BINACIONALES

Las expectativas actuales de incorporación futura de generación al sistema eléctrico argentino se basan en equipamiento predominante térmico.

Cabe destacar de todas formas que, si bien no se detectan problemas de disponibilidad de gas, los proyectos de exportación sostenida que se plantean requieren la incorporación de un volumen importante de reservas, que permita asegurar el abastecimiento de la demanda con un margen adecuado de las mismas.

Por otro lado, en lo que hace al funcionamiento del mercado eléctrico, se detecta un fuerte incremento en los requerimientos de punta, para los que las centrales hidráulicas son particularmente aptas. Por tanto, en el futuro mejorarían su nivel de competitividad frente a alternativas puramente térmicas.

Dada la vital importancia que tiene el recurso agua para la actividad humana, es responsabilidad del Estado el control de la conservación de su calidad y la compatibilización de usos en las distintas etapas de su desarrollo. Se considera una responsabilidad pública la selección de sistemas de aprovechamientos que permitan la operación racional del recurso hídrico, y el establecimiento de un entorno para algunos parámetros energéticos y físicos (potencia instalada, niveles de embalse, caudales característicos, etc.)

Por ello, se ha previsto reservar para el Estado las primeras etapas del proceso de identificación del recurso (esquema preliminar, inventario y prefactibilidad técnica y económica), dejando bajo responsabilidad del inversor privado las etapas de factibilidad, proyecto básico y proyecto ejecutivo.

⁸ PP = precio de la potencia

PE = precio de la energía

La República Argentina posee un potencial hidroeléctrico identificado de aproximadamente 170.000 GWh/año, de los cuales 130.000 GWh/año corresponden a proyectos inventariados que han alcanzado un grado heterogéneo de desarrollo. Los mismos han sido ejecutados en distintas épocas y por diversos equipos técnicos, con grados de avance variables y criterios técnicos y económicos que en general han sido superados. Esos estudios deberán ser actualizados en el marco del ordenamiento vigente y con las expectativas presentes de evolución del Subsector Eléctrico. Dentro del potencial inventariado, 35.000 GWh/año corresponden a obras ya construidas o en construcción.

En todos los casos se deberá efectuar un profundo estudio del impacto ambiental e implementar una gestión adecuada a lo largo de la construcción y operación

En particular, cabe mencionar el caso de algunos aprovechamientos importantes en el marco de la integración regional.

d.1) GARABÍ

El **Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí** fue incluido en el “PROTOCOLO DE INTENCIONES ENTRE LA REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA SOBRE INTEGRACIÓN EN MATERIA ENERGÉTICA”, suscrito el 9 de abril de 1996, que en su punto N° 2 reafirma el interés en la concreción de este aprovechamiento y compromete la modificación del Tratado y la elaboración de recomendaciones jurídicas, técnicas, operativas y comerciales para viabilizar el objetivo de privatización, atribuyendo un tratamiento prioritario a las cuestiones ambientales.

Los proyectos sobre el tramo limítrofe del Alto Uruguay se iniciaron en 1972. En 1988 fue concluido el proyecto básico de Garabí, que proveía una potencia instalada de 1.800 MW y una generación media anual de 6.080 GWh. Con posterioridad a esa fecha se efectuaron algunos estudios ambientales y de optimización del proyecto.

Como consecuencia de los compromisos asumidos por los Estados, se constituyó un grupo de trabajo binacional encargado de elaborar las recomendaciones encomendadas en el Protocolo de Intenciones. Por otra parte, en el ámbito de la Secretaría de Energía, entre julio y agosto de 1996 se efectuó el análisis del proyecto básico, tanto en sus aspectos técnicos como ambientales, con el objeto de definir pautas para su ajuste por parte del inversor privado. Algunas de las principales conclusiones consisten en la recomendación de efectuar un estudio completo de impacto ambiental, revisar en ese marco el nivel máximo de embalse, y reestudiar el nivel óptimo de potencia instalada.

Cuando finalice la etapa de revisión conjunta y se firmen los correspondientes acuerdos y protocolos binacionales, se estará en condiciones de elaborar los pliegos licitatorios

d.2) CORPUS CHRISTI

El proyecto **de Aprovechamiento Hidroeléctrico Binacional Corpus Christi** prevé la construcción de un cierre sobre el río Paraná, aguas arriba de la ciudad de Posadas (Provincia de Misiones), en el tramo limítrofe con la República del Paraguay. El proyecto

finalizado en 1982 preveía una potencia instalada de 4.600 MW, con una energía media anual del orden de 20.100 GWh/año. Estudios posteriores mostraron que es conveniente reducir el número de máquinas hasta una potencia del orden de 2.900 MW. Por otra parte, la traza adoptada en el proyecto original ha sido descartada, y actualmente se están analizando otras alternativas de ubicación de las obras, agua arriba de la anterior.

d.3) APROVECHAMIENTO MÚLTIPLE DE LOS RECURSOS DE LA ALTA CUENCA DEL RÍO BERMEJO Y DEL RÍO TARIJA

El 9 de junio de 1995 las Repúblicas de Bolivia y Argentina suscribieron el “Acuerdo para el Aprovechamiento Múltiple de los Recursos de la Alta Cuenca del Río Bermejo y del Río Grande de Tarija”, en San Ramón de la Nueva Orán, Salta. Mediante Ley 24.639 del 9 de mayo de 1996, se aprobó dicho Acuerdo y se creó la Comisión Binacional correspondiente, precedida por representantes de ambas Cancillerías. La misma es responsable de ofrecer a inversores privados la concesión para la construcción y explotación de tres emprendimientos: Cambarí, sobre el Río Tarija, con una potencia prevista de 102 MW y Energía Media Anual (E. M. A.) de 543 GWh, y sobre el Río Bermejo los cierres Las Pavas (P. I. 88, E. M. A. 372 GWh) Y Arrazayal (P.I. 93 MW, E. M. A. 423 GWh).

En la prospectiva 1997 de la Secretaría de Energía se incluye, en el año 2004 el aprovechamiento de los ríos Tarija y Bermejo, en su tramo internacional, centrales Las Pavas, Arrayazal y Cambarí, que totalizan 283 MW, que se encuentran en proceso de licitación, y hacia el fin del período analizado, se agregan 19.000 GWh adicionales, ejemplificados en este caso por el proyecto Corpus Christi.

d.4) PROYECTO NACIONAL CHAPETÓN

El Proyecto Básico del aprovechamiento Hidroeléctrico Paraná Medio Chapetón fue concluido en 1983. Es uno de los dos cierres que se proyectaron para el aprovechamiento hidroeléctrico del Paraná Medio (tramo del río comprendido entre la confluencia con el río Paraguay y las ciudades de Santa Fe y Paraná). Prevé la construcción de obras principales de cierre y control sobre el río Paraná, aproximadamente 30 km aguas arriba de las ciudades mencionadas, cierres laterales y obras complementarias. La potencia instalada prevista en el proyecto original es de 3.000 MW, y la generación media anual 18.600 GWh.

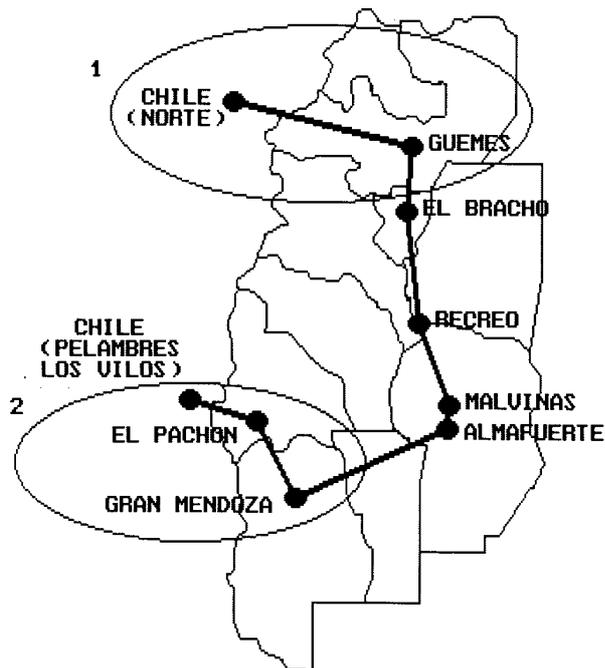
Como Consecuencia de una propuesta presentada por un grupo inversor privado, que manifestó su interés en la construcción y operación del aprovechamiento Chapetón como inversión de riesgo, y comprometió la ejecución de un estudio de factibilidad técnica, económica y ambiental del proyecto a su exclusivo costo, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el 26 de marzo de 1996 el Decreto N° 292, que declara de Interés Nacional la evaluación y seguimiento de la propuesta presentada, crea una comisión de evaluación y seguimiento específica, y aclara que esa medida no originará gastos ni compromisos al Estado nacional.

Como resultado de la actualización y profundización de los estudios, podrían modificarse los niveles del embalse, la potencia instalada y la generación media anual.

d.5) INTERCAMBIOS CON CHILE

Las dos interconexiones consideradas se detallan en el siguiente gráfico:

INFOGRAFÍA: 4



En un principio, las mismas están planteadas como subsistemas aislados del MEM vinculados a nuevas instalaciones de generación.

Interconexión Area Norte de Chile

La primera interconexión, prevé abastecer un área del norte de Chile (demanda asociada a proyectos mineros) desde la provincia de Salta de 345 kV y la instalación de una nueva central del tipo ciclo combinado ubicada en las proximidades de las Subestación Güemes del S.A.D.I.

A continuación se resumen las principales variables de este proyecto:

- Demanda Chile (Norte): 300 MW abril 1999 / 600 MW enero 2001
- Factor de carga. 0,913
- Potencia instalada térmica Nueva Güemes: 300 MW en 1999 / 600 MW en 2001
- Tensión del vínculo eléctrico : 345 kV

- N° de ternas: 1
- Longitud: 408 km (Salta – Sico 265 km; Sico - Atacama 143 km)
- Compensación reactiva de las líneas: 70 MVAR en Salta y 70 MVAR en Atacama.

La Resolución SEyP N° 145/97 ha otorgado la autorización para el ingreso de Termoandes SA como Agente generador del MEM, en su carácter de titular de República de Chile sin vincularse inicialmente al SADI.

La operación de este sistema aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad del mismo.

Esta nueva generación y transporte permitirá abastecer parte de la demanda del Sistema Interconectado Norte Grande de Chile. Dicho sistema presentaría un crecimiento para el quinquenio 1996-2000 de alrededor del 60%, lo que representa aproximadamente 350 MW medios.

Esta generación reemplazaría potencial nuevo equipamiento carbonero como medio de abastecimiento del área.

Operando en forma aislada del SADI, los eventuales inconvenientes estarían en el abastecimiento de la demanda comprometida, la cual quedaría a expensas de la disponibilidad de la línea y/o de la generación.

El beneficio de una posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación (Nueva Güemes), además de permitir colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación. Como toda integración, ésta permite optimizar los recursos existentes en ambos sistemas, minimizando costos y riesgos.

CAMMESA estima que el área NOA, con el sistema de transporte actual, podría soportar una carga adicional del orden de 100/150 MW hasta la entrada en servicio de los nuevos generadores o ante un desenganche de los mismos, para lo cual deberían existir los elementos de transformación adecuadas a tal fin.

Si operase en paralelo con el SADI, la potencia adicional incrementaría la inercia del área NOA, y consecuentemente disminuiría la capacidad de exportación del área por los límites combinados con otros corredores, básicamente con el del corredor Comahue – GBA.

La operación interconectada requeriría automatismos para proteger la integridad del sistema regional ante pérdidas de generación, demandas o líneas. Ampliando la capacidad de transporte entre Güemes y Bracho disminuirían los problemas planteados.

Interconexión Área Cuyo

Se trata de la alimentación a la explotación minera denominada El Pachón, ubicada en la provincia de San Juan cerca del límite con la República de Chile, así como una explotación similar del lado chileno, en Los Pelambres.

Se plantea un sistema de 220 kV conectado por el lado argentino a una futura generación de ciclo combinado en la localidad de Cañada Honda y del lado chileno, a Los Pelambres. Eventualmente se construiría un vínculo similar desde allí, continuando hasta la actual estación Los Vilos.

A continuación se resumen las principales variables de este proyecto:

Demandas:

- El Pachón (Argentina) : 85 MW media / 100 MW máxima
- Los Pelambres (Chile) : 80 MW media / 100 MW máxima
- Hacia Los Vilos (Chile) : 60 MW

Potencia Instalada Térmica en Cañada Honda: 300 MW

Sistema de Transporte:

- Tensión: 220 kV
- N° de ternas: Cañada Honda-Pachón 250 Km
Pachón- Pelambres 20 Km
Pelambres- Los Vilos 150/160 Km sin compensación reactiva de las líneas

La operación de este sistema aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad del mismo.

Esta nueva generación y transporte permitiría abastecer parte de la demanda del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Dicho sistema presenta una tasa de crecimiento del orden del 70% y una demanda de 2.500 MW medios. La oferta es fundamentalmente de origen hidráulico, cuya participación puede variar entre el 60% hasta valores superiores al 90%, dependiendo esto de la hidraulicidad y el estado de sus embalses.

CAMMESA estima en el orden de los 100 MW el aporte al SIC mediante esta interconexión.

El beneficio de la posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindar a la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación en Cañada Honda. Además, la interconexión, seccionando la línea de 220 KV entre Cruz de Piedra y San Juan en la futura ET Cañada Honda, permitiría colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación y posibilitaría intercambios de reactivo. Esto mejoraría la calidad de servicio de la provincia de San Juan.

El planteo de la vinculación entre ambos sistemas no sería factible sin la adecuada ampliación del sistema de transporte argentino hasta la ET Cañada Honda.

Por un lado se requeriría el refuerzo del vínculo entre Cañada Honda y Cruz de Piedra y/o Gran Mendoza. En la actualidad este sistema, que alimenta a la provincia de San Juan, se encuentra muy exigido.

Por otra parte, dado que la región eléctrica Cuyo es netamente importadora, se debería realizar el análisis de la interconexión planteada, en el contexto del abastecimiento a esta región.

Sin las ampliaciones requeridas, sólo se podría abastecer en forma radial una pequeña proporción de la demanda de El Pachón, dada la actual exigencia sobre el sistema de transporte que alimenta a la provincia de San Juan.

En el caso de operar radial desde el sistema argentino, sería necesario plantear compensación en el nuevo subsistema para poder operar las tensiones dentro del rango especificado de +/- 5%.

La operación interconectada requeriría automatismos para proteger la integridad del sistema regional ante pérdidas de generación, demandas o líneas.

5.2 BRASIL

La integración energética con otros países ya está asegurada, con los varios proyectos que se citan a seguir:

- continuidad de la implantación del gasoducto Bolivia - Brasil, habiendo sido firmados contratos para las obras de instalación y de montaje de la troncal de Río Grande (Bolivia) hasta Guararema (SP), previéndose su conclusión para el final de 1998 -el trecho hasta el Estado de Río Grande do Sul deberá ser concluido un año más tarde;
- acuerdo firmado entre PETROBRÁS, la Compañía Estatal de Energía de Río Grande do Sul, la Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF-AR), la transportadora de Gas del Norte (AR), la Compañía de Gas de Río Grande do Sul (Sulgas) y la AES Energy Ltda. de los Estados Unidos, para provisión de 2,5 millones de metros cúbicos de gas natural para la unidad termoeléctrica de 450 MW a ser construida en Uruguayana (RS) y la construcción de gasoducto de 440 km de extensión de Argentina para la frontera brasileña;
- constitución de la compañía Mega S.A., con participación de PETROBRÁS, la YPF y el Grupo DOW, para la construcción de una unidad de procesamiento de 36 millones de metros cúbicos por día de gas natural de Argentina, objetivando la producción de 600 mil t/año de GLP (gas de cocina) y otros derivados del gas natural,

- acuerdo de PETROBRÁS con la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), del Uruguay, para exploración de gas natural e implantación de unidades de grasas y lubricantes para comercialización del Mercosur;
- ampliación de capacidad instalada de ITAIPÚ en 1.400 MW.
- También están asegurados tres emprendimientos de interconexiones de Sistemas Eléctricos, que al final de 1999 estarán agregando, la generación, energía equivalente a 1.270 MW. Solo ellos: a. Brasil con la Argentina - 1.000 MW, b. Brasil con Venezuela - 200 MW; y c. Brasil con Uruguay - 70 MW;
- Otros emprendimientos de integración están siendo pensados:
 - ampliación de integración eléctrica con Argentina en más de 1.000 MW;
 - aprovechamiento conjunto de la Hidroeléctrica de Garabi, en el Río Uruguay;
 - algunas empresas y consorcios estudian las posibilidades de importaciones de hasta 57 millones de metros cúbicos diarios de gas natural de Argentina, a partir de la construcción de gasoducto de 3.000 km., saliendo de Salta (Argentina) y llegando a los Estados de Paraná y Río Grande del Sur, en Brasil.
 - Interconexión en extra alta tensión con Uruguay. Un Grupo de Trabajo Binacional está definiendo los términos básicos para la firma de un contrato sobre el asunto.

5.3 PARAGUAY

a) SUBSECTOR ELECTRICIDAD

a.1) PROYECTO CORPUS CHRISTI

En 1971, los gobiernos de las Repúblicas de Argentina y Paraguay crearon la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP) para llevar a cabo el estudio y evaluación de las opciones existentes para el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos en ríos localizados a lo largo de la frontera común.

En 1979, se suscribió entre las Repúblicas del Paraguay, Federativa del Brasil y de la Argentina un Acuerdo Tripartito, que compatibiliza los proyectos hidroeléctricos de ITAIPÚ y CORPUS.

En 1983, los consultores *Lahmeyer Harza y Asociados* presentaron el informe de factibilidad a la COMIP sobre un aprovechamiento hidroeléctrico sobre el río Paraná, a aproximadamente 14 km aguas arriba de la ciudad de Encarnación (Paraguay) y Posadas (Argentina), denominado de CORPUS CHRISTI. El proyecto incluía una capacidad electrogeneradora instalada de 4.608 MW y una generación promedia de 20.100 GWh/año, con previsión para una futura ampliación a 6.900 MW. El costo directo total alcanzaba USD 3.340 millones.

En octubre de 1993 la consultora de Reino Unido Knighth Piésold & Partners presentó, por encargo de la COMIP, un estudio de revisión para la implementación de Corpus en el sector privado. Este estudio introdujo modificaciones en el diseño original del proyecto, presentando una alternativa de construcción de una central con capacidad instalada reducida (2.880 MW), mas con una generación promedia elevada de 19.300 GWh/año. Con esta modificación, los costos de capital caería sensiblemente, de USD 3.340 millones (para la alternativa de 4.608 MW) a USD 2.424 millones (alternativa de 2.800 MW y utilizando nuevas tecnologías y modernos métodos de gestión durante la construcción y sin gastos de transmisión) lo que lo convierte en un negocio altamente atractivo.

Actualmente, el proyecto de CORPUS está siendo presentado en diferentes foros nacionales e internacionales a fin de hacerlo conocer a posibles inversores.

a.2) PROYECTO INTERCONECTOR ELÉCTRICO

El Gabinete del Viceministro de Minas y Energía contrató los Servicios de la Consultora alemana FICHTNER para la elaboración del **“Estudio de Planeamiento para el aprovechamiento Integral y Optimizado de los Recursos Hidroeléctricos del Paraguay, mediante la Integración Eléctrica Regional entre Paraguay, Argentina, Brasil, Uruguay y Bolivia”**

En este Estudio de prefactibilidad (ver gráfico) se analizaron los aspectos técnicos y económicos de un sistema de interconexión entre la central hidroeléctrica de Itaipú, la central hidroeléctrica de Yacyretá y en el futuro, la central hidroeléctrica de Corpus Christi.

El sistema de interconexión entre Itaipú, Yacyretá y Corpus propuesto, denominado Interconector, consiste en una o dos ternas de 500 kV, de aproximadamente 395 km de extensión. Su costo estimado varía, según su configuración y cantidad de ternas, entre USD 138.050.000.- y USD 276.100.000.-

Para ello se tuvo en cuenta el mercado eléctrico paraguayo, su evolución hasta el año 2.015, así como la evolución de los mercados eléctrico de Brasil, Argentina y Uruguay para el mismo periodo.

La previsión del desarrollo de los mercados mencionados, lleva a la conclusión de que durante el lapso considerado, la energía de Yacyretá y Corpus tendrá más posibilidades de consumo en Brasil que en el mercado rioplatense. Lo que representará un vital impulso para la integración eléctrica entre los sistemas eléctricos de los países del MERCOSUR.

a.3) ITAIPÚ BINACIONAL

Instalación de dos unidades generadoras de reserva

Mediante la activa participación del Gobierno Nacional, la Itaipú está concentrando esfuerzos para la instalación de dos unidades generadoras de reserva (de 700 MW cada una), a un costo estimado de USD 135/kW. Los trabajos de instalación serán realizados por medio de Licitación Pública Internacional.

Para financiar la implantación de dichas unidades generadoras, el 19 de diciembre de 1997, la ITAIPÚ firmó con ELETROBRÁS un contrato de financiamiento por USD 190 millones, con una tasa de interés del 7,5 % al año, período de gracia hasta el 31 de diciembre del 2002, plazo de pago hasta el 2023 y la posibilidad de que la ITAIPÚ opte por otro financiamiento que le sea más conveniente durante el proceso de licitación de las citadas unidades.

Con la puesta en funcionamiento de las unidades generadoras de reserva, se tendrá un aumento del 12 % en la disponibilidad anual de potencia para contratación, equivalentes en energía a unos 3.500 GWh/año. Esto significa, que las remesas al Estado Paraguayo en concepto de regalías aumentarán aproximadamente 4%.

Se prevé la entrada en operación de las nuevas unidades durante el segundo semestre del 2001.

a.4) ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ - EBY

Participación del Sector Privado en Obras y Servicios de la Central Hidroeléctrica Yacyretá

A mediados del mes de abril del corriente año se ha instalado la última de las 20 unidades generadoras, concluyendo de esta manera las obras a cota 76 m.s.n.m.; actualmente los Gobiernos de Paraguay y Argentina han decidido llevar a cabo la concesión de los servicios de operación y mantenimiento de la central a terceros, a través de una Licitación Pública Internacional. Dicha concesión se hará por un tiempo limitado y llevará en cuenta parámetros de eficiencia en la prestación de servicios. La Entidad Binacional Yacyretá quedará como una entidad fiscalizadora del desempeño de la empresa contratada.

Asimismo, los Gobiernos han decidido realizar una Licitación Pública Internacional para la contratación de terceros para la terminación de obras complementarias y principales de la central, que permitirá elevar la cota del embalse desde la cota actual de 76 m.s.n.m. hasta la cota final (84 m.s.n.m. en el eje Encarnación-Posadas). La empresa, o el consorcio de empresas, ganadora de la Licitación se hará cargo de la construcción y financiamiento de las obras y será remunerada con la energía adicional resultante de la elevación de la cota del embalse. Cabe recordar que Yacyretá está operando en la cota actual al 60% de su capacidad. La energía adicional sería de unos 9.000 GWh al año; con lo cual –a efectos de mejor comprensión de las cantidades- se podría abastecer a

los sistemas eléctricos de Paraguay y Uruguay juntos.

Actualmente, equipos técnicos binacionales están trabajando en ambos pliegos de bases y condiciones para las Licitaciones. La Dirección de Recursos Energéticos está coordinando estos trabajos conjuntamente con un representante de la Entidad Binacional Yacypetá. Se estima que en el transcurso del tercer trimestre de este año se estarían analizando las ofertas.

b) SUBSECTOR GAS NATURAL

b.1) GASODUCTO BOLIVIA – PARAGUAY

Entre los términos del mencionado Acuerdo podemos mencionar: a) la garantía de abastecimiento de Gas Natural por parte de BOLIVIA hasta el volumen máximo a determinar; b) el compromiso de ambos Gobiernos de no aplicar restricciones arancelarias o no arancelarias a la exportación/ importación del producto; y c) el compromiso de apoyo de ambos Gobiernos al sector privado para autorizar la construcción y operación del gasoducto entre Bolivia y Paraguay.

Diámetro y Extensión en Bolivia:	18"	102 km
Diámetro y extensión en Paraguay:	18"	744 km
Total de la Troncal:	18"	846 km

Demanda (año 1):		
Hito II – Asunción		1.108.777 m ³ /día
Ramal Asunción – Villeta		262.928 m ³ /día
Capacidad máxima:		6.955.000 m ³ /día
Precio del Gas Natural (City Gate):		3,01 USD/MMBTU
Inversión total (sin recompresión y ramales):		182.000.000 USD

5.4 URUGUAY

a) SUBSECTOR ELÉCTRICO

a.1) INTERCONEXIÓN RIVERA - LIVRAMENTO

Estación convertidora de frecuencia de Rivera

A partir de los acuerdos firmados en Junio de 1993 por los Presidentes de Uruguay y Brasil, se establecieron los contactos iniciales entre UTE y ELETROBRAS-ELETROSUL para el desarrollo conjunto de proyectos de interconexión eléctrica, tanto de mediano como de gran porte.

En ese contexto, se identificó un punto de mutuo interés en la zona de Rivera–Livramento. Las particularidades de la red existente en esas localidades, las características de los costos marginales de ambos sistemas y la estacionalidad de los consumos, junto

con la tradición de integración de ambas ciudades, han determinado el interés de llevar adelante allí un proyecto de interconexión eléctrica regional.

La interconexión eléctrica aporta beneficios mutuos a ambos países, provenientes de los intercambios de energía, tanto de exportación como de importación. Estos intercambios resultan de las diferencias en los costos marginales esperados de generación de ambos países y de la complementariedad hidrológica entre los mismos.

El proyecto establece una interconexión entre la red de 150 kV de Uruguay y la de 230 kV del sur de Brasil. Por el uso de distintas frecuencias en ambos países, 50 Hz en Uruguay y 60 Hz en Brasil, se requiere la instalación de equipamientos de conversión de frecuencia.

La estación convertidora de frecuencia se instalará en Rivera, localizada en la proximidad de la estación de 150 kV de UTE.

El proyecto comprende la construcción de una estación convertidora back-to-back de 70 MW de potencia, con sus equipos conexos de transformación y compensación de reactiva y un tramo de línea de transmisión de 230 kV de 13 km hasta la estación de Livramento.

La inversión estimada en el proyecto es de 37 millones de dólares, financiado en su totalidad por un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo. UTE será propietaria de las instalaciones y responsable de la operación y mantenimiento de las mismas. Durante la vida útil del proyecto, ELETROSUL se compromete a realizar pagos semestrales por concepto de servicio de interconexión y conversión de frecuencia, que compensará el 50% del costo de inversión de las instalaciones y los costos de operación y mantenimiento.

Se está culminando el proceso licitatorio (suministro llave en mano), al que seguirá luego un plazo de fabricación y obras estimado en 22 meses. La entrada en servicio de las instalaciones se produciría a comienzos del año 2000.

a.2) INTERCONEXIÓN EN EXTRA ALTA TENSIÓN CON BRASIL

Como segunda etapa de la interconexión de 70 MW en Rivera, se ha planteado el interés conjunto de los dos países de encarar un proyecto de interconexión de mayor porte.

La viabilidad del proyecto está relacionada con la suscripción de un contrato de largo plazo de intercambio firme de potencia y energía, o sólo de respaldo de potencia firme, con la energía asociada en forma eventual, ante solicitud del importador. Las autoridades del subsector eléctrico de Brasil ya expresaron su interés en suscribir un contrato de esas características, si las condiciones comerciales son competitivas frente al mercado de generación interno. Se ha creado un grupo binacional, con representantes de los gobiernos de Uruguay y Brasil, y que integran UTE y ELETROBRAS, con el cometido de definir las características básicas de dicho contrato.

La condición de suministro firme a precios competitivos requiere un aprovisionamiento acorde en Uruguay. Con este fin se prevé la instalación de capacidad de generación de bajo costo.

La potencia del proyecto está supeditada a las características del contrato. Las autoridades del subsector eléctrico de Brasil indicaron dos posibles nodos de la red donde la importación sería viable:

- Estación Presidente Médici (230 kV), con una potencia máxima de 250 MW
- Estación Gravataí (500 kV), con una potencia máxima de 500 MW.

La diferencia de frecuencia entre los sistemas de Uruguay y Brasil exige instalaciones de conversión de frecuencia, o el transporte en corriente continua (HVDC). Otra característica relevante del proyecto, es la magnitud de las distancias de transporte involucradas, de 450 a 750 km aproximadamente, según el nodo de conexión en Brasil.

El proyecto, y el contrato que viabiliza su financiamiento, se enmarcan dentro de la política de integración energética a nivel de gasoductos, interconexiones eléctricas y condiciones de mercados competitivos, que están llevando a cabo los países del Mercosur.

Como resultado de las evaluaciones de factibilidad, se encontró que el proyecto es técnicamente factible, y la rentabilidad económica depende del modo de operación y de los precios que el mercado brasileño esté dispuesto a pagar por potencia y/o energía firme.

En base a las alternativas consideradas, las inversiones preliminares estimadas se sitúan en el orden de 230 millones de dólares para un proyecto de 250 MW, mientras que ascenderían a 385 millones de dólares para el intercambio de 500 MW. Estos costos incluyen no sólo la transmisión sino también componentes vinculados a la central que respaldaría el contrato y gastos de desarrollo. La fecha más temprana de entrada en servicio se estima en el año 2001.

a.3) CENTRAL TÉRMICA DEL LITORAL

Como parte de la expansión de la generación, se ha iniciado el proceso licitatorio para la instalación de una nueva central térmica a instalarse en el predio de llegada del gasoducto del litoral. Dicha central contratará con UTE una potencia nominal de entre 240 MW y 360 MW y se conectará al sistema de 500 kV existente a través de una línea de 20 km de longitud.

La central utilizará como combustible primario gas natural, aunque también debe preverse ya sea el empleo de gas oil como combustible alternativo, o bien contar con un contrato de respaldo.

Se le ha encomendado a UTE la elaboración de pliegos y conducción del llamado, pudiendo participar de la sociedad que resulte ganadora hasta en un 40%. Ya se encuentra en marcha la etapa 1, destinada a la precalificación de potenciales oferentes.

La sociedad ganadora firmará con UTE un contrato de potencia firme, con energía asociada en la medida que resulte despachada. En base a las características del llamado, los oferentes no explicitarán costos de inversión sino precios unitarios asociados a la potencia y a la energía.

b) SUBSECTOR GAS NATURAL

b.1) GASODUCTO DEL LITORAL

b.1.1) Cruce sobre el puente internacional

El proyecto considerado tiene por objeto proveer de gas natural a la ciudad de Paysandú para uso industrial, residencial, etc. Tiene su origen en territorio argentino, en el gasoducto Troncal Entrerriano, en las cercanías del cruce de las rutas nacionales N° 14 y 135 y su final en el City Gate a construir en la ciudad de Paysandú.

La longitud aproximada de la cañería enterrada es de 22.100 metros, incluyendo los ramales de distribución en Uruguay, con un diámetro de 10" y 8". La cañería aérea a instalar en el puente internacional es de una longitud aproximada de 2.400 metros, y con un diámetro de 10". La presión máxima será de 60 psi.

El diseño del proyecto, así como su construcción, se hará de acuerdo con la ley 19.587 y con el decreto 911/96, además de respetar una serie de normas y reglamentos nacionales y argentinas vigentes.

La vida útil de la instalación será de 20 años. Se estima que su construcción será realizada en el año 1998, con una inversión aproximada a los 7 millones de dólares.

b.1.2) Cruce subfluvial para alimentación de central térmica

Se trata de una extensión del gasoducto Troncal Entrerriano (provincia de Entre Ríos, Argentina) que permitirá suministrar principalmente el combustible a la central térmica que se construirá en las proximidades de la localidad de Casablanca (departamento de Paysandú, Uruguay).

El gasoducto parte de una válvula de control de 12" situada en la progresiva km. 254 del Troncal. El cruce subfluvial tiene un recorrido de 1350 m. La traza asciende desde la zona costera uruguaya hasta el predio donde se instalará la trampa receptora de scraper.

El gasoducto se prevé para el transporte de 2 millones de m³/día y se instalará entre dos puntos ubicados a unos cien metros de cada una de las orillas, por la técnica de "perforación horizontal dirigida".

Teniendo en cuenta que antes y después del cruce subfluvial el conducto estará instalado en zonas sujetas a inundación, se lastrará y contrapesará para evitar riesgos de flotación que pudieran existir.

En toda la construcción se seguirán lineamientos de calidad según ISO 9001.

El proyecto se contrata llave en mano y su costo es del orden de 3 millones de dólares.

El proyecto refiere en particular a la construcción del gasoducto, por lo que la operación y mantenimiento se contratarán a posteriori.

Las obras ya se encuentran en proceso, previéndose su finalización para el segundo semestre del año en curso.

b.2) GASODUCTO BUENOS AIRES - MONTEVIDEO

El proyecto comprende la construcción y explotación (operación y mantenimiento) de un sistema de transporte de gas natural por gasoductos desde las proximidades de Buenos Aires hasta Montevideo y localidades intermedias (ubicadas, en principio, en los departamentos de Colonia, San José y Canelones), el cual estará constituido por un gasoducto troncal, gasoductos de aproximación e instalaciones complementarias.

Las principales actividades y obras a realizarse se efectuarían entre mediados de 1998 y fines de 1999, las cuales tendrán un valor estimado de 100 millones de USD. Estas se pueden sintetizar en:

- Construcción y explotación del gasoducto troncal que transportaría el gas desde proximidades de la localidad de Punta Lara (punto a convenir) hasta la estación de transferencia en proximidades del Parque Tomkinson (Montevideo). Este tendrá una longitud aproximada de 215 km, conformado por dos tramos continuos de 20 y 16 pulgadas de diámetro nominal como mínimo, y operaría a una presión de 80 bar manométricos (bar M).
- Construcción y explotación de gasoductos de aproximación para abastecer consumos residenciales, comerciales, industriales, de servicios y de generación eléctrica, ubicados en los departamentos mencionados al inicio, que tendría una longitud total aproximada de 200 km, con diámetro a determinar (mínimo de 3 pulgadas), que operaría a una presión de 19 bar M.
- Instalación de una estación de transferencia a ubicarse en las proximidades del Parque Tomkinson, diseñada para recibir hasta 100.000 m³/h de gas proveniente del gasoducto troncal, y los transferiría a los gasoductos de aproximación.
- Instalación de plantas de regulación de presión a ubicarse en derivaciones del gasoducto troncal, en puntos de transferencia del gas desde los gasoductos de aproximación a consumos, y en los puntos de transferencia de gas para efectuar la entrega al distribuidor de gas por cañerías de Montevideo.
- Instalación del sistema de comunicaciones necesario para la explotación del gasoducto y de la extensión del gasoducto.

- Explotación de todas las instalaciones descritas anteriormente.

c) SUBSECTOR HIDROCARBUROS

c.1) AMPLIACION Y REMODELACIÓN DE LA REFINERIA DE LA TEJA

Los cambios producidos en el sector energético regional en los últimos años, tendrán un fuerte impacto en la economía de refinación de la refinería de La Teja.

A efectos de poder enfrentar los nuevos desafíos y evaluar el impacto de los cambios de especificaciones de productos, se realizó un análisis de mercado, especificaciones y procesos de producción disponibles, concluyéndose que es necesario un plan de actualización de las unidades de la refinería.

Se elaboró un plan de inversiones en el que se prevé la ampliación de la capacidad de destilación atmosférica y de cracking catalítico, permitiendo llegar a un caudal de 45.000 barriles diarios y 11.000 barriles diarios respectivamente, con una mínima inversión de capital.

Paralelamente se instalarán nuevas unidades en el complejo de naftas: hidrotratamiento de naftas, reforming e isomerización. Simultáneamente, será necesario la ampliación de la cogeneración para evitar frecuentes interrupciones de la producción a causa de cortes de energía eléctrica.

Posteriormente, en la medida que las restricciones ambientales en los combustibles sean más exigentes, se invertirá en una unidad desulfuradora de destilados medios. De igual forma, tomará relevancia el tratamiento de efluentes tanto líquidos como gaseosos para minimizar el impacto ambiental de la operación de la refinería en un área urbana.

Se estima que las obras comenzarán en el año 1998, finalizando en el año 2002, por un monto aproximado de 128 millones de dólares, con fondos propios de la empresa.

CUADRO 34: SÍNTESIS DE LOS PROYECTOS ENERGÉTICOS

Sub Sector Hidrocarburos				
Proyecto	Países Involucrados	Volúmenes Negociados o Producidos	Duración Contrato (años)	Inicio de operaciones
Gasoducto Gas Andes	Argentina y Chile	2,5 10⁶ m³/d + 10.000 10⁶ m³/d	15	10/1997
Gasoducto Metanex 1	Argentina y Chile	2 10⁶ m³/d	21	12/1996
Gasoducto Metanex 2	Argentina y Chile	2 10⁶ m³/d + 0,75 10⁶ m³/d	20 hasta 2016	2º semestre 1999
Gasoducto Atacama	Argentina y Chile	2,65 10⁶ m³/d	15	12/1998
Gasod. Paraguay-Bolivia	Paraguay y Bolivia	6,95 10⁶ m³/d (capacidad máxima)		
Gasoducto Neolitoral	Argentina , Brasil y Paraguay			
Gasoducto Bs. As - Montevideo	Argentina y Uruguay	100.000 m³/h (caudal de diseño)		98/99 (construcción)
Gasoducto Bolivia-Brasil	Bolivia y Brasil			fines 1998 (uso parcial)
Gasoducto del Litoral	Argentina y Uruguay			1998 (inicio de obras)
Ampliación y remodelación Refinería de la Teja	Uruguay	55.000 bbl		2022
Procesamiento Gas Natural para extraer GLP	Brasil y Argentina	36 10⁶ m³/d para dar 600.000 tn/año de GLP		

Sub Sector Eléctrico				
Generación Hidroeléctrica				
Proyecto	Países involucrados	Potencia Instalada (MW)	Energía generada GWh/año	Inicio de Operaciones
Garabi	Brasil y Argentina	1800	6080	
Corpus Christi	Paraguay y Argentina	*4608	20100	
Cambari	Argentina y Bolivia	102	543	
Las Pavas	Argentina y Bolivia	88	372	
Arrayazal	Argentina y Bolivia	93	423	
Chapetón	Argentina	3.000	18.600	
Ampliación de la capacidad de Itaipú	Paraguay y Brasil	1.400	3.500	2º sementre 2001
Yacyreta	Argentina y Paraguay	3.100		Funciona a 60% de cota
Generación Térmica				
Proyecto	País	Potencia Instalada (MW)	Situación / Inicio de operaciones	
Uruguayana	Brasil	450	Acuerdo firmado para construcción	
Central térmica del litoral	Uruguay	240 a 360	En proceso de licitación	
Salta	Argentina	600	01/2001	
Cañada Honda	Argentina	300		
Nueva Güemes	Argentina	300 600	1999 2001	

*Estudios posteriores recomiendan reducir la potencia instalada a 2880 MW y la energía generada sería 19.300 GWh

Interconexiones e Intercambios de energía eléctrica				
Proyecto	Países y/o regiones	Tensión (kV)	Potencia (MW)	Año / Situación
Area Norte de Chile	Chile y Argentina	345	300 600	1999 2001
Area Cuyo	Argentina y Chile El Pachón (Argentina) Los Pelambres (Chile) Hacia los Vilos (Chile)	220	85 a 100 80 a 100 60	
Interconexión Brasil-Argentina	Brasil y Argentina	525	1.000	
Interconexión Brasil-Venezuela	Brasil y Venezuela		200	
Interconector: Itaipú-Yacyretá-Corpus Christi	Paraguay, Brasil y Argentina	500		En estudio
Interconexión Rivera-Livramento	Uruguay y Brasil	150 Uy 230 Br	70	2000
Interconexión en extra alta tensión	Uruguay y Brasil		250 a 500 (depende de los nodos)	2001

6. CONCLUSIONES

En los últimos siete años, es decir, desde la firma del Tratado de Asunción (1991) hasta la fecha, el sector energético de los países del MERCOSUR ha presentado cambios notables, que están colaborando en la armonización de algunas de las asimetrías que habían sido identificadas en los primeros estudios de SGT-9. Entre estos cambios cabe destacar tres que, a nuestro entender, parecen ser los de mayor relevancia:

- a) Se verifica un proceso de reestructuración del sector energético en los cuatro países, enderezado a reformular el papel del Estado en el sector, disminuyendo su participación empresaria y fortalecido su acción reguladora del mercado. Ha crecido la importancia de la participación de capitales privados en las inversiones sectoriales. A inicios del MERCOSUR el único país que había iniciado la reestructuración del sector era la Argentina.
- b) El gas natural pasa a ser uno de los elementos integradores de la región. Todos los países del MERCOSUR (incluyendo los países con Acuerdo: Chile y Bolivia) poseen proyectos de gasoductos destinados a transportar el combustible desde los principales productores (Argentina y Bolivia) hacia los consumidores emergentes (Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay). En consecuencia, en casi todos los países los ejercicios de prospectiva energética consideran escenarios con la introducción del gas natural al menú de Oferta de energía. En 1991 el único país donde el gas natural tenía un peso importante en la prospectiva energética era la Argentina.
- c) En la región se piensa cada vez más en un sistema gasoeléctrico, puesto que la expansión de la oferta de energía eléctrica se basa en la expansión de la generación térmica a gas. Además, se ha verificado un incremento notable de proyectos de interconexión eléctrica y gasífera en la región.

La Matriz Energética Actual

La matriz energética del conjunto de los países que integran el MERCOSUR se caracteriza por un predominio de la producción de recursos propios para la satisfacción de las necesidades internas, aún cuando la importación, en específico de petróleo y derivados, pueda tener una relativa importancia para el completamiento de la oferta. En 1996 la oferta total de energía fue de 227.377 Miles de tep y la producción alcanzó la cifra de 186.326 Miles de tep.

El petróleo y derivados, la biomasa, el gas natural y la hidroelectricidad, en ese orden, ocupan los principales componentes de la oferta total de energía en el conjunto de los países que integran el MERCOSUR. Mientras que la tendencia observada en los últimos años para el petróleo y derivados y el gas natural es la de incrementar su participación relativa, la biomasa por el contrario, tiende a disminuir su peso estructural dentro de la matriz.

El 80,6 % de la oferta total en 1996 llegó al sector del Consumo Final, lo que significó 1,7 puntos porcentuales más que lo que llegó en 1990. El destino principal del Consumo Final de energía es el sector industrial que absorbió en 1996 el 37,6 % del total, seguido por el transporte con casi el 32 % y el sector residencial-comercial-público con casi el 20 %.

Las reservas energéticas probadas actuales de la región para garantizar las necesidades futuras están en el orden de los 1.476 millones de m³ de petróleo y los 912 mil millones de m³ de gas natural lo que comporta una relación reservas/producción de 13 y casi 20 años respectivamente. El potencial de hidroelectricidad más que duplica toda la potencia actualmente instalada en el conjunto de los países del MERCOSUR.

Durante el período 1990-1996 el consumo per cápita de energía en la región creció a un ritmo anual del 2,2 % al pasar de 797 kep/hab a 910,3 kep/hab mientras que la relación Consumo Final/PIB creció a un ritmo moderado del 0,4 % anual para situarse en 1996 en el orden de los 269,7 kep/10³ USD.

Prospectiva Energética

La tendencia en el campo de la prospectiva energética en los países del Mercosur, es la profundización interrelación entre energéticos. Además, frente al incremento de la participación de capitales privados en la toma de decisiones sobre inversiones sectoriales, que se viene realizando en la región, la Prospección Energética se vuelve cada vez más un ejercicio con fines indicativos.

En la actualidad, la Argentina es el único país que realiza una prospectiva energética de manera sistémica y sostenida a fin de poseer señales indicativas para disminuir riesgos potenciales en los diferentes subsectores energéticos. En el referido país el Estado no decide las inversiones, las que son realizadas por el sector privado.

En el Brasil existe una tendencia a realizar una prospectiva indicativa, pero aún existe una fuerte influencia del Estado en la decisión de inversiones (especialmente en el subsector hidrocarburos).

En Paraguay sólo el subsector eléctrico (a través de la empresa ANDE) realiza trabajos sistemáticos de prospectiva para el propio subsector, además de programas de obras quinquenales que deben ser aprobados por el Poder Ejecutivo. La Dirección de Recursos Energéticos del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones está trabajando en una visión más integral y global del sector, incluyendo hidrocarburos.

En Uruguay se ha trabajado en el desarrollo de una metodología prospectiva del sistema energético integrado. Las empresas públicas vinculadas al sector eléctrico e hidrocarburos realizan sus propios análisis de proyección de la demanda y evaluación de inversiones.

Otro aspecto importante es la diferencia que existe entre los subsectores eléctrico e hidrocarburos. Tradicionalmente es el subsector eléctrico el que realiza previsiones de más largo plazo; 1º porque las inversiones poseen un periodo de maduración y ejecución más largos; 2º la evolución del mercado de hidrocarburos es siempre más imprevisible; hay variables internacionales que no dependen de aspectos técnicos, sino meramente de aspectos de geopolítica internacional.

Dada la multiplicidad de agentes participantes en el sector de la energía a partir de la reestructuración en cada uno de los países, se hace necesaria la prospectiva a nivel de todo el sector y con la participación de todos los agentes, incluyendo las inversiones con capital privado.

Las políticas adoptadas por los países del MERCOSUR para la integración energética se polarizan en un vector que tiene como objetivo principal el libre comercio de energía en base a mecanismos de mercado. La tendencia es que los energéticos como la electricidad y el gas natural se tornen *commodities* para su libre comercialización en los países de la región.

El nuevo elemento integrador es el gas natural que todos los países a excepción de Argentina (donde ya se encuentran muy desarrollados el mercado y la producción de este hidrocarburo) están interesados en introducir de manera sostenida y representativa en la Matriz Energética. La experiencia de grandes intercambios de energía eléctrica se dio antes de la firma del tratado de Asunción y continúa progresivamente en crecimiento.

Organización Institucional

De una manera general, la década de los 80 ha sido el período que agotó el modelo de fuerte intervención del Estado en las actividades empresariales del sector energético no sólo en el área del Mercosur sino también en prácticamente toda América Latina. La década de los 90, cuyo inicio coincide con las últimas negociaciones cuatripartitas que llevaron a la firma del Tratado de Asunción (26-03-1991), se caracteriza por la realización de reformas estructurales en el sector energético llevado a cabo por los gobiernos. El modelo institucional que se está consolidando en la subregión muestra el decisivo empeño para promover la participación de capitales privados en las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de energéticos. En el desarrollo de este modelo se establecen organismos independientes, pero dentro de la esfera estatal, con el objetivo de fiscalizar, elaborar las normas de funcionamiento de mercados, proteger al consumidor y regular las actividades del mercado (principalmente en lo que se refiere al transporte y distribución).

En ese proceso de reforma la Argentina ha sido la pionera, puesto que inició la reforma del sector a inicios de la década de los 90, lo cual ha tenido una gran importancia puesto que ha servido de referencia para los demás países del Mercosur; gran parte de esa experiencia fue compartida durante las reuniones del Subgrupo 9 y de sus Grupos de Tareas. Cabe destacar que la Argentina continúa siendo el único país donde existe

una apertura importante y un peso predominante del sector privado en los subsectores eléctrico e hidrocarburos.

Paraguay es el único país donde las reformas no se han llevado a cabo de manera decisiva, con la intervención del Congreso Nacional. En efecto, existe un proyecto de Ley de reforma del subsector eléctrico, el cual fue elaborado por el Poder Ejecutivo siguiendo las pautas de modernización arriba mencionadas, que no ha sido aún presentado al Parlamento. En este país el negocio eléctrico y el comercio exterior de petróleo y de diesel oíl continúan siendo monopolio de las empresas estatales. No han sido creados aún los organismos independientes de regulación.

En lo que se refiere a los demás países, existe una diferencia básica en el tratamiento de los subsectores eléctrico e hidrocarburos. Ha sido en el subsector eléctrico donde se han verificado las reformas más sustanciales. En el caso de Brasil, a diferencia de Uruguay, se está llevando a cabo la desincorporación de activos de algunas de las empresas públicas del subsector.

Proyectos de Integración

Si bien antes de la firma del Tratado de Asunción ya se habían ejecutado proyectos importantes de integración energética (con especial énfasis en el subsector eléctrico), en los últimos años se ha notado un interesante comportamiento en este campo: a) el crecimiento de importancia del gas natural; y b) el incremento de la participación de capitales privados en la integración energética.

En efecto, se multiplican los proyectos de gasoductos que tienen como finalidad abastecer de gas natural argentino y boliviano a los demás países: Chile, Paraguay y Uruguay. En los próximos 12 años se esperan intercambios del orden de los 80 millones de m³ diarios de gas natural, siendo el principal consumidor Brasil y el principal exportador Argentina.

En el subsector eléctrico están surgiendo diversos proyectos de integración que escapan a las tradicionales hidroeléctricas; existen, por ejemplo, proyectos de integración circunscriptos en un sistema gasoeléctrico. Cálculos aproximados arrojan un total de 10.000 MW entre proyectos de centrales hidroeléctricas, interconexiones eléctricas y generación termoeléctrica para exportación.

En ambos casos citados (gas natural y electricidad), la participación del sector privado se espera que sea cada vez más importante.

ANEXO

TERCERA REUNION HEMISFÉRICA DE MINISTROS DE ENERGIA

**CARACAS, VENEZUELA
15 Y 16 DE ENERO DE 1998**

DECLARACIÓN DE CARACAS

INTRODUCCION

Los Ministros de Energía de los Estados del Hemisferio, teniendo presentes los mandatos de la Cumbre de las Américas de Diciembre de 1994, realizada en Miami, Estados Unidos de América, así como los acuerdos de la Primera Reunión Hemisférica de Ministros de Energía / Simposio Hemisférico de Energía, realizada en Octubre de 1995 en Washington D.C., Estados Unidos de América y la Segunda Reunión Hemisférica de Ministros de Energía realizada en Julio de 1996 en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, celebramos la Tercera Reunión Hemisférica de Ministros de Energía con los siguientes objetivos:

- Evaluar el cumplimiento de los compromisos adoptados.
- Revisar el grado de avance de las actividades que realizan los diferentes grupos de trabajo de la Iniciativa Energética Hemisférica, bajo la coordinación del Comité Guía.
- Fortalecer aun más el proceso para la cooperación hemisférica en materia de energía.
- Considerar la institucionalización de la Iniciativa Energética Hemisférica, en especial las opciones para el establecimiento de la Secretaría Coordinadora de dicha Iniciativa.
- Tomar conocimiento de la reunión realizada por el sector privado llamada "I Foro Empresarial Energético de las Américas".
- Considerar los párrafos que sobre el tema de energía serán propuestos a los Jefes de Estado y de Gobierno del Hemisferio reunidos en la Segunda Cumbre de las Américas, a fin de que se contemple su inclusión en la Declaración de Principios y en el Plan de Acción que suscribirán los Jefes de Estado y de Gobierno.

CONSIDERANDO

- Que en la Declaración de Principios y en el Plan de Acción adoptadas en la Cumbre de las Américas, los jefes de Estado y de Gobierno del Hemisferio se comprometieron a garantizar el desarrollo sostenible y preservar el medio ambiente para las generaciones presentes y futuras y expresaron que el desarrollo

económico sostenible requiere de la cooperación hemisférica en Energía; compromisos que fueron refrendados en la Cumbre Hemisférica sobre Desarrollo Sostenible celebrada en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia en diciembre de 1996.

- Que durante la Primera Reunión Hemisférica de Ministros de Energía que se llevó a cabo en Washington D.C., Estados Unidos de América, se acordó incrementar la cooperación regional entre los gobiernos, las instituciones de financiamiento multilateral, los organismos no gubernamentales y el sector privado, como mecanismo para alcanzar el desarrollo energético y económico de nuestro Hemisferio.
- Que en la Segunda Reunión Hemisférica de Ministros de Energía realizada en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia en julio de 1996, se confirmó el rol protagónico del sector energético en el logro del desarrollo sostenible y se reconoció la necesidad de promover la inversión privada en el sector.
- Que en la Segunda Reunión Hemisférica de Ministros de Energía, se califica de impostergable la provisión de energía en áreas rurales por su importancia en el desarrollo humano sostenible y que los Jefes de Estado y de Gobierno del Hemisferio en la Cumbre sobre Desarrollo Sostenible resolvieron colaborar en las estrategias y la capacitación para aumentar el acceso a los servicios energéticos en las zonas rurales, con el fin de asegurar una cobertura hemisférica del 80% de la población total en el año 2010.
- Que esta Tercera Reunión ha permitido profundizar aspectos esenciales para avanzar en el Proceso de Integración Hemisférica y ha identificado los siguientes elementos complementarios:
 1. Reconocer que el desarrollo de vínculos energéticos regionales y la intensificación del comercio de productos, bienes y servicios relacionados con la energía, han adquirido un alto dinamismo, que puede fortalecer e impulsar la integración de las Américas. Además la integración contribuye al logro de las metas del desarrollo sostenible del sector energético planteadas en las Cumbres de las Américas.
 2. Reiterar que el Sector Energético puede constituirse en catalizador de la integración. Conscientes del desafío que esto implica resulta necesario reconocer que existe consenso en señalar premisas básicas mínimas que consideren las diferentes condiciones y objetivos nacionales para que la integración sea el resultado de actividades competitivas y transparentes, las cuales deberán orientarse a mejorar la calidad de vida de los habitantes de nuestro hemisferio a través de la satisfacción de sus demandas con calidad y mínimo impacto en el ambiente.
 3. Reconocer que la consolidación de esas premisas exigirá un profundo esfuerzo en el diseño y puesta en marcha de políticas y programas aplicables por los

respectivos gobiernos lo que requiere intensificar el intercambio de experiencias y cooperación, sobre la base de los avances realizados en esta Iniciativa.

POR TODO ESTO DECLARAMOS

Organización

Los Ministros reconocemos la necesidad de asegurar la continuidad del esfuerzo de nuestros países dentro de este marco de cooperación.

En ese sentido decidimos crear una Secretaría Coordinadora durante un año, como etapa de prueba, conformada por:

- Un funcionario del Ministerio de Energía y Minas de la República de Venezuela y el apoyo apropiado, con sede en Caracas.
- Un funcionario del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, con sede en Washington, D.C.
- Un funcionario nominado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con sede en Quito, República del Ecuador.

El funcionario localizado en la República de Venezuela, será el punto focal para direccionar consultas, asistencia administrativa y atender el flujo de información, etcétera.

Encomendamos al Comité Guía la definición de los mecanismos de interrelación con la Secretaría Coordinadora a los efectos de que esta última pueda cumplir eficazmente con las tareas de apoyo a los Grupos de Trabajo.

Integración de los Mercados Energéticos:

Reconociendo que nuestros Gobiernos están comprometidos en concluir las negociaciones del Area de Libre Comercio de las Américas (ALCA) a más tardar en el año 2005, los Ministros nos comprometemos a promover políticas y procesos que faciliten el comercio de los productos, bienes y servicios relacionados con el sector energético, para la integración de los mercados energéticos de acuerdo con los compromisos que nuestros Gobiernos vaya a asumir en el contexto de las negociaciones del Area de Libre Comercio de las Américas (ALCA).

Para integrar aún más los mercados energéticos los Ministros nos comprometemos a promover en el menor tiempo posible, políticas y procesos que faciliten el desarrollo de infraestructura, inclusive a través de fronteras internacionales.

En este sentido, con el propósito de promover la eliminación de las barreras existentes en el comercio de productos energéticos, y de facilitar la formulación de propuestas específicas para impulsar el libre comercio de energía, se encomienda al Comité Guía estudiar mecanismos de coordinación con los Grupos de Trabajo del ALCA, a fin de recabar información sobre los avances logrados en las diferentes áreas de trabajo que conforman el proceso de integración comercial en marcha, relacionadas con el sector energético. El resultado de esta investigación deberá ser sometido a consideración de los Ministros de Energía del Hemisferio en la Cuarta Reunión Hemisférica de Ministros.

Marcos Regulatorios:

De conformidad con las normas jurídicas y constitucionales de cada Estado, convenimos en:

Buscar que las regulaciones nacionales permitan la mayor libertad y transparencia en el accionar de las fuerzas del mercado.

Promover la creación y el fortalecimiento de sistemas regulatorios transparentes y predecibles que tomen en consideración las necesidades de las partes, incluyendo productores, distribuidores y consumidores.

Facilitar la integración de los mercados de gas natural y electricidad por redes fijas, para lo cual impulsaremos el desarrollo de regulaciones nacionales dirigidas a:

1. Asegurar el libre acceso de terceros a la capacidad remanente de las redes.
2. Asegurar la no discriminación entre empresas locales y extranjeras.
3. Dar amplio acceso a la información.
4. Preservar el medio ambiente.
5. Asegurar la confiabilidad y seguridad de los respectivos sistemas energéticos.

Promoción de Inversiones:

De conformidad con los compromisos internacionales que los Estados asuman en el marco de las negociaciones del Area de Libre Comercio de las Américas y otros acuerdos internacionales; los Ministros de Energía reconocemos que es necesario establecer marcos legales, fiscales y regulatorios que sean predecibles, transparentes y no discriminatorios para promover la inversión privada, nacional y extranjera en el sector energético en aquellas áreas permitidas en las respectivas constituciones.

Electrificación Rural

De conformidad con las normas jurídicas y constitucionales de cada país, nos comprometemos a buscar soluciones financieras sostenibles a los efectos de cumplir las metas de cobertura de electrificación rural, determinadas en el Plan de Acción de la Cumbre sobre Desarrollo Sostenible, procurando la participación del sector privado y el involucramiento de los organismos multilaterales de crédito.

Considerar estrategias para el Cambio Climático

Los Ministros reconocemos el papel clave de las tecnologías para manejar los aspectos ambientales relacionados con la energía y exhortamos a la cooperación hemisférica para alcanzar resultados exitosos en ese campo.

Con base en lo anterior, los Ministros acordamos activar el Grupo de Trabajo sobre cambio climático, con el objeto de intercambiar información y analizar las actividades y mecanismos de cooperación entre los países del hemisferio, a la luz de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y de las decisiones de la Conferencia de las Partes 3 realizada en Kyoto - Japón así como de los resultados de las discusiones que se mantendrán en la reunión a realizarse en Buenos Aires, Argentina en noviembre de 1998.

Convenimos instruir al Comité Guía, con el apoyo de la Secretaría Coordinadora, la elaboración del Informe que deberá ser sometido a aprobación de los Ministros de Energía, el cual será presentado a la Segunda Cumbre de las Américas que se llevará a cabo en Santiago de Chile en abril de 1998.

Convenimos instruir al Comité Guía a dar debido seguimiento a las medidas y acciones estipuladas en la presente Declaración y a convocar a la Cuarta Reunión Hemisférica de Ministros de Energía en 1999, a realizarse en los Estados Unidos Mexicanos en fecha a definir.

Deseamos expresar nuestro agradecimiento al Gobierno y pueblo de la República de Venezuela por la calurosa acogida y magnífica organización de la reunión.

Expresamos nuestra conformidad con el texto de la presente Declaración, en fe de lo cual la suscribimos en la ciudad de Caracas, República de Venezuela, a los dieciséis días del mes de enero de mil novecientos noventa y ocho.

ARGENTINA
Alfredo Mirkin
Secretario de Energía

BARBADOS
Tyrone Barker
Permanent Secretary of
Energy and Mines

BELICE
Gregory Gill
Electricity Director

BOLIVIA
Carlos A. López
Vice Ministro de Energía e
Hidrocarburos

BRASIL
José Luiz Garrido
Vice Ministro de Minas y Energía

CANADA
Sue Kirby
General Energy Director

CHILE
María Isabel González
Subsecretaria de Energía

COLOMBIA
Orlando Cabrales
Ministro de Minas y Energía

COSTA RICA
René Castro
Ministro de Ambiente y Energía

GRENADA
Gregory Bowen
Trade, Works and Public Services
and Transport Minister

GUATEMALA
Leonel López
Ministro de Energía y Minas

GUYANA

Joseph O'llal
Energy Coordinator

JAMAICA

R. D. Pickeersgill
Mines and Energy Minister

MEXICO

Luis Tellez K.
Secretario de Energía

NICARAGUA

Luis Velásquez
Vice Ministro Director

PANAMA

Fernando Arámburu
Director Instituto de Recursos
Hidráulicos y Electrificación

PARAGUAY

Victorio Oxilia
Director de Recursos Energéticos

PERU

Daniel Hokama
Ministro de Energía y Minas

REPUBLICA DOMINICANA

Julio Ortega
Sub Secretario Técnico de la Presidencia

SAINT KITTS

Cedric Liburd
Communications, Work and
Public Services Minister

ST. VICENT & GRENADINES

Jeremiah Scott
Energy Minister

SURINAME

Jainonel Abdul
Permanent Secretary
Natural Resources Minister

TRINIDAD & TOBAGO

Finbar Gangar

Energy and Energy Industries Minister

UNITED STATES OF AMERICA

Federico Peña

Secretary of Energy

URUGUAY

Julio Herrera

Ministro de Industria, Energía y Minería

VENEZUELA

Erwin Arrieta Valera

Ministro de Energía y Minas