

Patricia Delgado Ramírez

*Una Política para el
Gas Natural en el Paraguay*

(Uma Política para o Gás Natural no Paraguai)

Monografia apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica – CPOC da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de especialista

Orientador: Prof. Dr. Fabio Ramos

Curitiba, marzo de 2003

Agradecimientos

A mi orientador, Fabio Ramos

Por su contribución en el resultado final de este trabajo

A los compañeros de la ANDE.

***En especial a Sixto Luis Duré, por su incentivo y dedicación en la elaboración y
conclusión de este proyecto***

A mi familia

Por el apoyo de siempre

A César

Por el cariño y comprensión

A Nicolás

Mi pequeño gran motivo para seguir creciendo

Sumario

Lista de Gráficos	vi
Lista de Cuadros	vii
Resumen	ix
<i>Resumo</i>	x
Introducción	01
1. Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica en la Región	03
1.1 Metodología utilizada	03
1.2 Demanda de Energía Eléctrica	03
1.3 Diversidad Horaria y Estacionalidad de la Demanda	07
1.4 Principales Observaciones	10
2. Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica	11
2.1 Composición y Utilización del Parque de Generación	11
2.2 El Uso de Combustibles en Centrales Eléctricas	15
2.3 Indicadores sobre las Características Operativas de los Sistemas	18
2.4 Contribución de cada País al Parque Eléctrico de la Región	23
2.5 Las Tendencias en el Equipamiento Futuro	25
2.6 La Expansión prevista del Parque de Generación	29
2.6.1 Evolución de la Composición del Parque de Generación	29
2.6.2 Indicadores sobre las Características del Abastecimiento	35
2.6.3 Contribución de cada País en el Parque Eléctrico	37
3. Análisis del Rol y los Precios del Gas Natural	39

4. Sistemas Aislados e Integrados. Principales Beneficios	45
4.1 Capacidad Instalada	45
4.2 Oportunidades para Interconexión	47
4.3 Clasificación por Costos	47
4.4 Interconexiones Potenciales	48
4.5 Evaluación Económica de una Interconexión	51
4.5.1 Identificación de los Beneficiarios	51
4.5.2 Impacto en la Volatilidad de los Precios “Spot”	52
4.5.3 Pagos por Capacidad	52
4.6 Oportunidades de Interconexión Eléctrica	53
4.7 Estudios de Interconexión	54
5. Diagnostico del Marco Institucional Regulatorio para el funcionamiento de un Mercado Integrado	55
5.1 Procesos de Transformación Institucional Regulatoria y Privatizaciones	55
5.2 Instrumentos Legales y Regulatorios para las Reformas del Sector Eléctrico	57
5.3 Intercambios Internacionales de Energía Eléctrica	61
5.4 Factores dinamizantes de las Interconexiones Internacionales en la Región	64
5.5 Barreras a la Integración Eléctrica	66
6. Las Oportunidades del Gas Natural en el Paraguay	68
6.1 Antecedentes	68
6.2 Aspectos Técnicos-Económicos	77
6.3 Ambiente Legal	78

6.4 Oferta del Gas Natural	80
6.5 Demanda del Gas Natural	83
6.6 Análisis del Mercado Paraguayo para la Energía Termoeléctrica	88
6.7 Análisis del Mercado Brasileño	101
6.7.1 Oferta de Energía Eléctrica	102
6.7.2 Demanda de Energía Eléctrica	105
6.7.3 Posibilidad Técnica y Comercial de Venta de Energía Adicional al Brasil	109
6.8 Aspectos Técnicos	112
6.8.1 Localización	112
6.8.2 Tamaño	114
6.8.3 Ingeniería de Proyecto	115
6.8.4 Datos técnicos Económicos de la Central	121
6.8.5 Comercialización del Gas y la Energía Eléctrica	127
6.8.6 Principales Observaciones	129
6.9 Evaluación Económica	134
Conclusiones	136
Referencias Bibliográficas	141
Anexos	

Lista de Gráficos

Gráfico 1.1 - Proyecciones de la Energía enviada a la Red	06
Gráfico 1.2 - Proyecciones de la Demanda Máxima	06
Gráfico 1.3 – Disponibilidades para verano de 2010	09
Gráfico 1.4 – Disponibilidades para invierno de 2010	09
Gráfico 2.1 – Composición y Utilización del Parque	14
Gráfico 2.2 – Estructura de Generación por tipo de Fuente Energética	17
Gráfico 2.3 – Abastecimiento de Potencia	20
Gráfico 2.4 - Participación de los Países en la Potencia Total	24
Gráfico 2.5 - Evolución de la Potencia por tipo de Generación	33
Gráfico 2.6 – Evolución de la Composición Hidrotérmica	34
Gráfico 2.7 – Evolución del Abastecimiento de Potencia	36
Gráfico 2.8 – Participación de los Países en la Potencia Total – Año 2010	38
Gráfico 4.1 – Evolución de la Capacidad Instalada Total	45
Gráfico 4.2 – Evolución de la Capacidad Instalada por País	46
Gráfico 4.3 – Composición Hidro y Térmica – Año 2005	46
Gráfico 4.4 - Comparación de los Costos Marginales – 2000, 2005 y 2010	48
Gráfico 6.1 – Proyección del Consumo del SIN, por Subsistemas	94
Gráfico 6.2 – Crecimiento del Consumo Total del SIN	95
Gráfico 6.3 – Proyección de la Demanda, por Subsistemas	96

Lista de Cuadros

Cuadro 1 - Mercados Eléctricos Nacionales. Proyecciones de la Energía enviada a la Red según Planes Nacionales (a.a% y GWh)	05
Cuadro 2 - Mercados Eléctricos Nacionales. Proyecciones de la Demanda Máxima de Potencia según Planes Nacionales (a.a% y GWh)	05
Cuadro 2.1 - Potencia Efectiva y Generación Eléctrica por Tipo	12
Cuadro 2.2 - Generación por tipo de Combustible	15
Cuadro 2.3 - Reserva de Potencia	19
Cuadro 2.4 - Compensación Térmica	22
Cuadro 2.5 - Participación de los Países en la Potencia Total	23
Cuadro 2.6 - Evolución de la Potencia por Tecnología	31
Cuadro 2.7 – Participación de los Países en la Potencia Total – Año 2010	37
Cuadro 3.1 – Proyección de los Precios del GN para Generación Eléctrica	43
Cuadro 4.1 – Interconexiones Potenciales – Años 2000,2005 y 2010	49
Cuadro 6.1 – Proyección del Consumo del SIN, por Subsistemas	93
Cuadro 6.2 – Tasa de Crecimiento del Consumo, por Subsistemas	94
Cuadro 6.3 – Proyección de la Demanda del SIN, por Subsistemas	95
Cuadro 6.4 – Tasa de Crecimiento de la Demanda, por Subsistemas	96

Cuadro 6.5 – Previsión del Consumo Total de Energía Eléctrica.	
Brasil y Regiones Geográficas	108
Cuadro 6.6 – Condiciones de Atención al Mercado.	
Riesgos Anuales de Déficit de Energía	108
Cuadro 6.7 – Brasil. Distribución Regional de Consumo de Energía	109
Cuadro 6.8 – Datos Técnico-económico de la Central	122
Cuadro 6.9 – Inversiones Fijas	123
Cuadro 6.10 – Servicio de la Deuda	125
Cuadro 6.11 – Costos operacionales	127
Cuadro 6.12 – Comercialización del Gas y la Energía Eléctrica	128

Resumen

El desarrollo de las interconexiones eléctricas y del transporte internacional de gas natural en la región del Cono Sur de América hacen que la utilización de dicho insumo constituya una alternativa atractiva para su inclusión en la matriz energética del Paraguay. Su ubicación geográfica es interesante para el establecimiento de un importante proyecto integrado de gas y electricidad.

Se destacan las ventajas de las centrales termoeléctricas por su corto cronograma de implantación, menores inversiones y garantía de suministro en un ambiente mayoritariamente hidráulico.

Aspectos como la existencia de un mercado asegurado para el gas y la electricidad en cantidades suficientes para remunerar las inversiones, la adecuación al ambiente institucional y al marco legal vigente son fundamentales en este análisis.

En el contenido se explota la posibilidad de introducir el gas natural en la matriz energética del Paraguay, basada en la generación térmica dirigida al principal mercado de la región, el Brasil.

A pesar de la abundancia en recursos hidroeléctricos, el Paraguay enfrenta serias restricciones financieras y debe buscar la optimización de las inversiones y la minimización de los costos de generación, transmisión y distribución. El proyecto asociado al gas natural se ajusta razonablemente a esta situación.

El mercado potencial interno paraguayo de gas natural no posee un peso importante. Como las centrales térmicas son intensivas en consumo del gas natural, un proyecto de este tipo es la única forma de viabilizar un gasoducto de gran porte en el Paraguay.

Se demuestra la factibilidad técnica, económica y financiera de generar con una planta termoeléctrica en el área metropolitana de Asunción, con capacidad del orden de 700 MW, incluyendo la posibilidad de exportar total o parcialmente dicha generación, a través de una figura de intercambio “virtual” que permita liberar una cantidad equivalente de la energía de ITAIPÚ para el mercado brasileño.

Para la operacionalización del proyecto, la central térmica funcionaría como un generador independiente en el sistema eléctrico paraguayo, y el producto sería adquirido por un comercializador brasileño en consorcio con un comercializador paraguayo, a través de un contrato a largo plazo.

Resumo

O desenvolvimento das interligações elétricas e do transporte internacional do gás natural na região do Cone Sul da América fazem com que a utilização deste insumo constitua uma atrativa alternativa para sua inclusão na matriz energética do Paraguai. Sua situação geográfica é interessante para o estabelecimento de um importante projeto integrado de gás e eletricidade.

Destacam-se as vantagens das centrais termoelétricas pelo seu curto cronograma de construção, menores investimentos e garantia de suprimento num ambiente majoritariamente hidráulico.

Aspectos tais como a existencia de um mercado assegurado para o gás e a eletricidade em quantidades suficientes para remunerar os investimentos, a adequação ao ambiente institucional e ao marco jurídico em vigor são fundamentais nesta análise.

No conteúdo explora-se a possibilidade de introduzir o gás natural na matriz energética do Paraguai, baseada na geração termica dirigida ao principal mercado da região, o Brasil.

A pesar da abundancia em recursos hidroelétricos, o Paraguai afronta fortes restrições financeiras e deve procurar a optimização dos investiemntos e a minimizacão dos custos de geração, transmissão e distribuicao. O projeto associado ao gás natural ajusta-se razoavelmente a esta situação.

O mercado potencial interno paraguaio de gás natural não possui peso ponderavel. Como as centrais térmicas são intensivas no consumo de gás, um projeto deste tipo é a única maneira de viabilizar um gasoduto de grande porte no Paraguai.

Demonstra-se a fatibilidade técnica, económica e financeira de gerar com uma planta termoelétrica na área metropolitana de Assunção, com capacidade na orden de 700 MW, incluindo a possibilidade de exportar total ou parcialmente a energia, a través de uma figura de intercambio “virtual” que libere uma quantidade equivalente de energia da ITAIPÚ para o mercado brasileiro.

Para a operacionalização do projeto, a central térmica funcionaria como um gerador independente no sistema elétrico paraguaio, e o produto seria adquirido por um comercializador brasileiro associado com um comercializador paraguaio, a través de um contrato de longo prazo.

Introducción

Con el desarrollo de las interconexiones eléctricas y del transporte internacional de gas natural en la región, la utilización de dicho insumo aparece como una alternativa atractiva para su inclusión en la matriz energética del Paraguay, especialmente para la generación de energía eléctrica.

La ubicación geográfica del Paraguay, en la trayectoria natural de los ductos de transporte de gas natural entre los principales centros de oferta, constituidos por la Argentina y Bolivia, y el principal centro de consumo, el Brasil, sumada a la fuerte infraestructura de transporte eléctrico que vincula el Paraguay con el Brasil, hacen suponer que el establecimiento de un importante proyecto integrado de gas y electricidad sería de gran conveniencia técnica y económica para ambos países.

Sin embargo, para que eso sea posible, además de los fríos números que puedan resultar de una simple evaluación técnico-económica, es necesario el conocimiento y la adecuación al ambiente institucional y al marco legal vigentes en los mercados de los países interesados.

También es importante tener la certidumbre de un mercado asegurado para el consumo del gas y su principal sub-producto, la electricidad, en cantidades suficientes para remunerar las inversiones para la implementación de la gran infraestructura necesaria.

La falta de inversiones en nuevas centrales, en los últimos años, con un escenario de retomada del crecimiento económico, tornan al Brasil más vulnerable al aumento del riesgo de déficit de energía. La inserción de generación termoeléctrica en su matriz energética es importante

para minimizar el problema de incertidumbre de oferta y volatilidad de precios de un sistema básicamente hidráulico.

Además, las centrales termoeléctricas tienen las ventajas de contar con un cronograma de implantación menor y niveles de inversión más atractivos que las hidroeléctricas, no solo por el tiempo de construcción como por los riesgos menores durante la misma.

Por los motivos arriba citados, la posibilidad de introducir el gas natural en la matriz energética del Paraguay, implantando una central térmica de porte razonable y la correspondiente exportación del producto al Brasil podría constituir un atractivo proyecto.

El presente trabajo busca contribuir para un mejor conocimiento de las posibilidades de utilización del gas natural para producción de energía en el Paraguay y su exportación al Brasil, utilizando los conceptos de mínimo costo de operación y mínimo requerimiento de inversiones.

1. Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica en la Región

1.1 Metodología utilizada

Se utilizan los ritmos de crecimiento nacionales y regionales para las hipótesis de demanda eléctrica más probables definidas en los planes o proyecciones de cada país. Asimismo, se analizan las diversidades horarias y las complementariedades estacionales de la demanda para los mercados eléctricos nacionales.

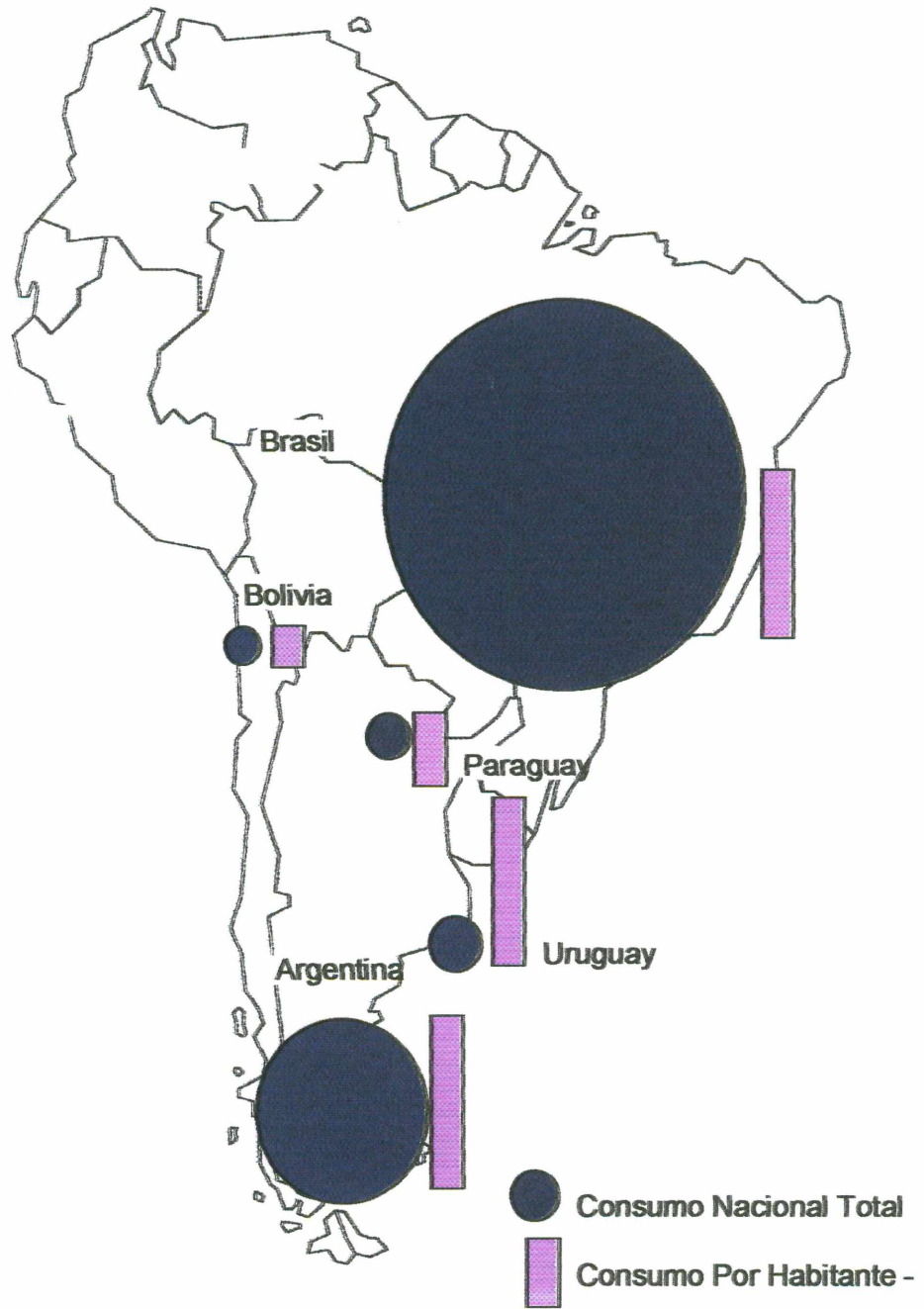
Los análisis de previsión de demanda eléctrica elaborados por los países comprendidos en este estudio cubren un amplio y diversificado espectro metodológico. En principio, las previsiones nacionales de demanda consideraron una proyección media de referencia.

Obviamente, suponiendo invariantes las demás condiciones, un aumento de la demanda tiende a incrementar las escaseces y, consecuentemente, los precios. Por otro lado, una reducción tiende a producir efectos contrarios a los expresados. Ello implica que la factibilidad de un proyecto de generación o de interconexión puede variar según la hipótesis o escenario de demanda que se considere, la que puede tornarlo tanto viable como inviable, según el caso.

1.2 Demanda de Energía Eléctrica

En el Mapa 1.1 de la siguiente página, se presentan los consumos comparativos eléctricos totales y por habitante a nivel nacional.

Mapa 1.1 Comparativo de Consumos Eléctricos Nacionales y Consumos por Habitante



Proyecciones de la demanda futura: Este análisis se ha basado en los planes u otras fuentes nacionales, en los que se han elaborado proyecciones de la demanda futura (energía y potencia), individualmente para cada país.

Las proyecciones de energía y potencia se incluyen en los Cuadros 1 y 2 para los años 2005 y 2010.

Cuadro 1
Mercados Eléctricos nacionales. Proyecciones de la Energía
Enviada a la Red. Según planes nacionales (a.a.% y GWh)

País		2005	2010	2002/2010
Argentina	MEM	93.347	119.137	4,9
	MEMSP	5.602	6.338	2,6
	Sist Total	98.949	125.475	4,7
Bolivia		5.165	7.244	7,1
Brasil	N-EN	99.768	131.092	5,6
	S-SE	349.822	427.561	4,2
	Sist Total	449.590	558.653	4,5
Paraguay		8.331	10.490	6,2
Uruguay		9.302	10.545	3,6
TOTAL		830.704	1.043.640	4,8

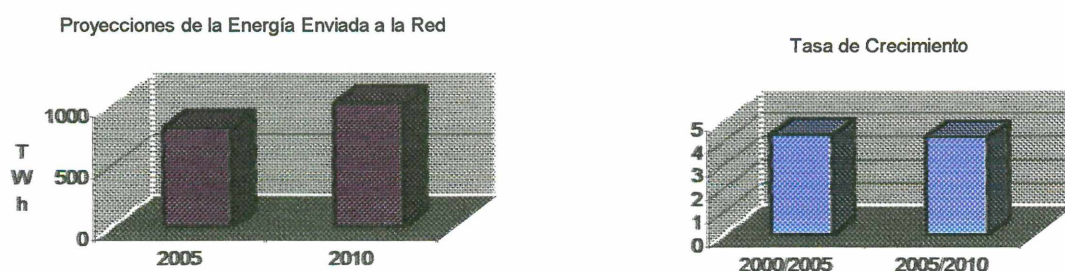
Cuadro 2
Mercados Eléctricos Nacionales. Proyecciones de la Demanda
Máxima de Potencia según Planes Nacionales (%a.a. y MW)

País		2005	2010	2002/2010
Argentina	MEM	17.015	21.717	4,9
	MEMSP	731	827	2,6
	Sist Total	17.747	22.544	4,8
Bolivia		990	1.389	7,0
Brasil	N-EN	14.797	19.410	5,7
	S-SE	54.186	66.861	4,6
	Sist Total	68.983	86.271	4,8
Paraguay		1.484	1.842	5,6
Uruguay		1.831	2.075	3,6
TOTAL		131.194	165.500	4,9

Los valores para la región precedentemente mencionados se ilustran en el Gráfico 1.1. Los diferentes ritmos de crecimiento previstos para cada país no modifican el importante crecimiento del consumo regional, similar al histórico, prácticamente impuesto por Brasil.

Gráfico N° 1.1

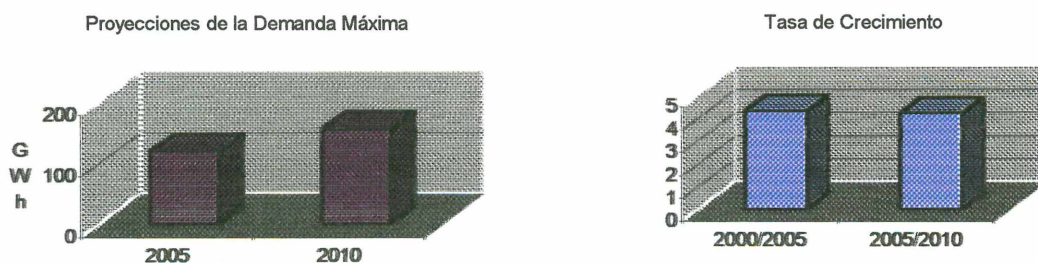
Proyecciones de la Energía Enviada a la Red



En el Gráfico 1.2 se incluyen los valores de Demandas Máximas de Potencia. Para ello se han tenido en cuenta los factores de carga considerados para cada país.

Gráfico N° 1.2

Proyecciones de la Demanda Máxima



1.3 Diversidad Horaria y Estacionalidad de la Demanda

Diversidad horaria: Las demandas máximas de los países de la región no son coincidentes. Ello implica que no acontecen todas ellas en la misma hora, el mismo día y el mismo mes del año. Esta diferenciación en el tiempo de ocurrencia de las máximas, que muestra que las mismas no coinciden en la misma hora sino que se presentan separadamente, manteniendo entre sí intervalos temporales que pueden fluctuar entre una hora y un lapso que no supere el año, es denominada diversidad horaria.

La máxima demanda de un país podrá coincidir, en la misma hora, con demandas de otros países distintas de sus máximas y, por lo tanto, inferiores a ellas. De ello se infiere que, si la diversidad existe, la sumatoria de las cargas horarias simultáneas de los países será inferior a la sumatoria de sus demandas máximas individuales (y no coincidentes). De ello también puede concluirse que si el requerimiento simultáneo es menor que la suma de las máximas no coincidentes, una interconexión podría posibilitar ahorros significativos en equipamientos de generación.

Un aspecto conceptual adicional reside en que la disponibilidad real no se restringe a la diferencia entre la máxima demanda y la potencia registrada a la hora i , ya que la capacidad de equipamiento debería superar, con cierta holgura, la máxima. Una mínima consideración de este aspecto ha inducido a tener en cuenta en el cálculo, una adición del 5% de la demanda máxima, a la disponibilidad antes definida, considerando que este es un nivel mínimo de reserva computable.

Los valores para el 2010 serían: invierno, disponibilidad mínima de 12 GW a las 19 horas, coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay; verano (noviembre-abril), 13,5 GW, a las 21 horas, coincidiendo con las máximas de Bolivia, Paraguay y Uruguay.

Los valores de mínima antes consignados tienen un valor indicativo de la importancia de la inversión que podría llegar a ahorrarse por reducción de equipos de generación, mediante su uso compartido. Ello tiene interés significativo, aún para los países de mayor demanda, como por ejemplo Brasil, que maneja cuidadosamente su financiamiento, dados los fuertes requerimientos de fondos que requiere su expansión.

Sin embargo los países más beneficiados son los que registran sus máximas en las horas de mayor disponibilidad y, por otra parte, los de menor demanda ya que, en términos relativos de su demanda máxima, son los que mayor cobertura porcentual obtienen.

Estacionalidad de la Demanda: En este caso se considera la energía en lugar de la potencia. y se analizan las complementariedades entre las demandas, pudiendo desagregarse en invierno y verano.

Para el 2010, la disponibilidad promedio mensual alcanzaría 3,7 TWh, para verano y a 3,0 TWh para invierno (Gráficos 1.3 y 1.4).

Comparadas con las demandas mensuales de cada país, la disponibilidad promedio de un mes alcanzaría, aproximadamente, para: Bolivia, 7 meses de demanda en verano, 5 meses de demanda en invierno; Uruguay, 3 meses de demanda en verano y 9 meses en invierno; Argentina, 5 meses de demanda en verano y 7 meses en invierno, Brasil y Paraguay, 6 meses

1.4 Principales Observaciones

Esta perspectiva brinda elementos de atracción hacia la generación de un mayor nivel de inversiones para la expansión del sistema energético regional, en el que la integración física se ofrece como una de las alternativas más interesantes.

El mercado de energía eléctrica prácticamente se duplicará en el 2010. Se demandarán casi 500 TWh adicionales en el término de 13 años, valor que excede en un 60% al mercado actual de Brasil.

En términos de la demanda de potencia esto significa unos 80 GW adicionales, lo que implica casi un valor equivalente a la suma de las demandas actuales de los países sudamericanos. En términos de inversiones el monto sería importante aún tomando sólo como ejemplo la alternativa de abastecimiento de mínimo costo, a 300 U\$/kW instalado.

Los resultados relacionados con los estudios de diversidad y estacionalidad horaria también son importantes. Al menos en un futuro cercano, de un único mercado integrado, se estima una complementación en potencia posible que alcanza aproximadamente los 12 GW en el Invierno y casi 14 GW en el Verano del 2010.

Desde el punto de vista de la estacionalidad los valores mensuales promedio para cada estación alcanzan aproximadamente a la disponibilidad promedio mensual de 3,7 TWh, para verano y a 3,0 TWh para invierno, en el 2010.

Fue identificado un potencial importante de complementariedad hidrológica.

2. Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica en la Región

2.1 Composición y Utilización del Parque de Generación

La situación en cada país se presenta en el Cuadro N° 2.1, donde se consignan tanto la potencia efectiva de las centrales del servicio público vinculadas a los sistemas interconectados, como la energía bruta generada, discriminadas por tecnología.

Es importante aclarar que en los valores consignados en el Cuadro N° 2.1 se asignó, en todos los casos (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), el 50% de la potencia y generación de las centrales hidroeléctricas binacionales a cada parte, con independencia de los valores que efectivamente se destinen al abastecimiento de las demandas nacionales.

Cuadro N° 2.1: Potencia Efectiva y Generación Eléctrica por Tipo

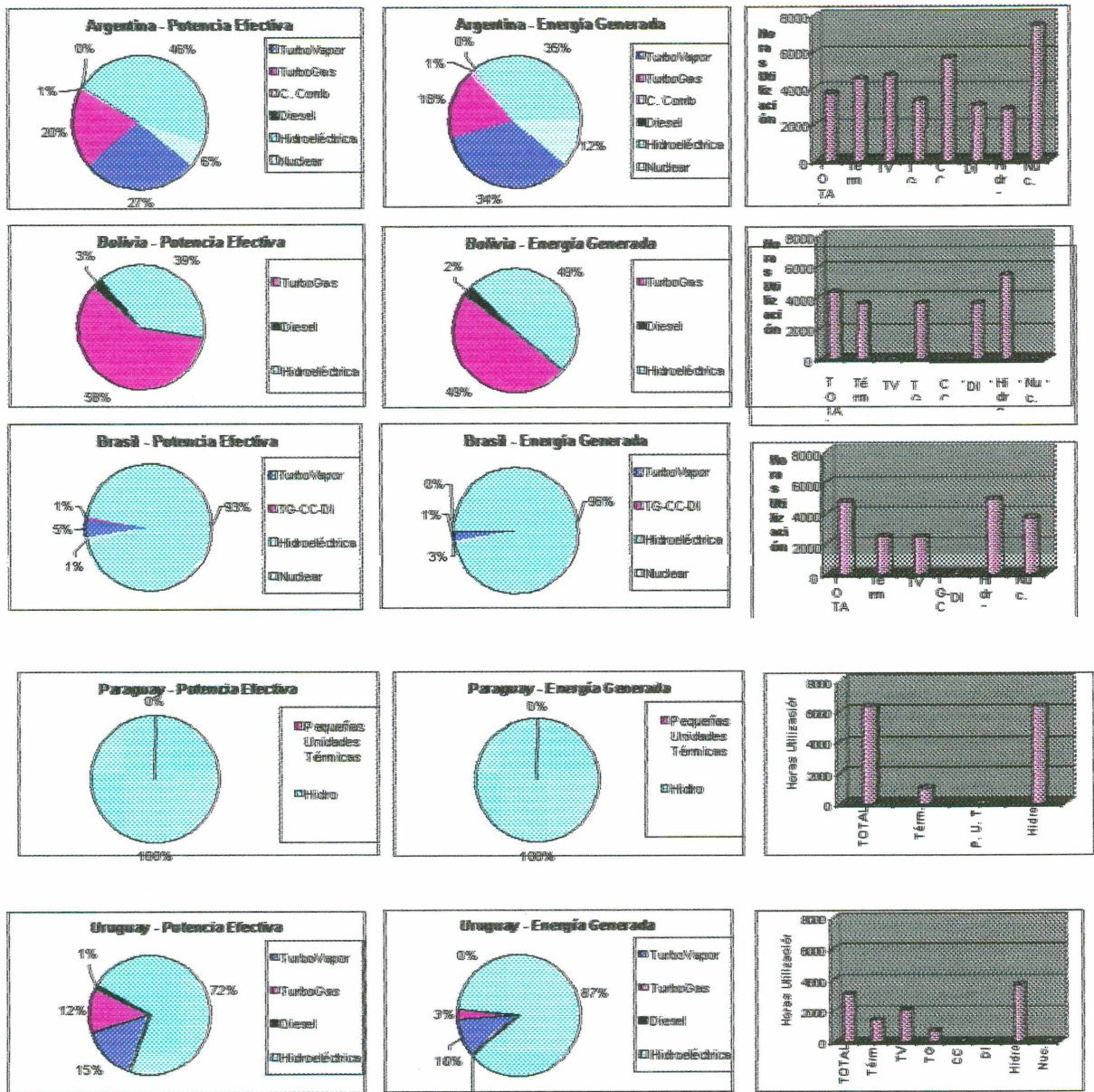
País	Concepto	Unidad	Total	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Combin.	Diesel	Nuclear	Sub Tot Térmico	Hidro
Argentina	Pot.Efect.	<i>MW</i>	17492	4783	3443	144	4	1005	9379	8113
	En.Gen.	<i>GWh</i>	64389	22367	11306	813	12	7459	41957	22432
	Hs.Utiliz.	<i>Hs/año</i>	3681	4676	3284	5646	3000	7422	4474	2765
Bolivia	Pot.Efect.	<i>MW</i>	662		388		19		407	255
	En.Gen.	<i>GWh</i>	2849		1395		68		1463	1386
	Hs.Utiliz.	<i>Hs/año</i>	4304		3595		3579		3595	5435
Brasil	Pot.Efect.	<i>MW</i>	55885	2748	320			657	3725	52160
	En.Gen.	<i>GWh</i>	263288	6660	37			2429	9126	254162
	Hs.Utiliz.	<i>Hs/año</i>	4711	2424	116			3697	2450	4873
Paraguay	Pot.Efect.	<i>MW</i>	7107				3		3	7104
	En.Gen.	<i>GWh</i>	44778				3		3	44775
	Hs.Utiliz.	<i>Hs/año</i>	6301				1000		1000	6303
Uruguay	Pot.Efect.	<i>MW</i>	2113	313	250		26		589	1524
	En.Gen.	<i>GWh</i>	6454	649	178				827	5627
	Hs.Utiliz.	<i>Hs/año</i>	3054	2073	712				1404	3692

Como puede observarse, la hidroelectricidad tiene un rol predominante en el abastecimiento eléctrico regional, aportando cerca del 78% de la potencia efectiva y más del 82% de la generación bruta.

Las centrales de ciclo combinado han ido reemplazando progresivamente el rol hasta ahora cumplido por las turbinas a vapor, al menos en aquellos sistemas que disponen de gas natural para ser quemado en centrales eléctricas.

A fin de poder apreciar la diversidad de situaciones registradas en los países de la región, se presenta en el Gráfico N° 2.1 la estructura de oferta de cada país por tipo de tecnología de generación y la utilización media de cada tipo de central.

Gráfico N° 2.1: Composición y Utilización del Parque



2.2 El Uso de Combustibles en Centrales Eléctricas

A partir de la información sobre la operación del parque en cada país se estimó la generación eléctrica obtenida para cada fuente energética, así como los consumos de combustibles, que se presentan en el Cuadro N° 2.2.

Cuadro N° 2.2: Generación por tipo de Combustible

Fuente	Unidad	Argentina	Bolivia	Brasil	Paraguay	Uruguay
Total	GWh	65390	2849	263288	44778	6454
	Tcal	110204	4523	30533	7	2234
	Kcal/kWh	1686	1588	116	0	346
Fuel Oil	GWh	2614		3112		649
	MTn	615		786		175
	Tcal	6032		6991		1715
Gas Natural	GWh	30280	1395			
	MMm3	9075	510			
	Tcal	75323	4360			
Carbón	GWh	1417		3548		
	MTn	554		2755		
	Tcal	3269		16255		
Gas Oil	GWh	694	68		3	178
	MMm3	224	19		1	54
	Tcal	1931	163		7	519
Sub Total C. Fósiles	GWh	35005	1463	6660	3	827
	Tcal	86555	4523	23246	7	2234
	Kcal/kWh	2473	3092	3490	2600	2701
Hidro	GWh	22926	1386	254162	44775	5627

Uranio	GWh	7459		2429		
	TCal	23649		7287		

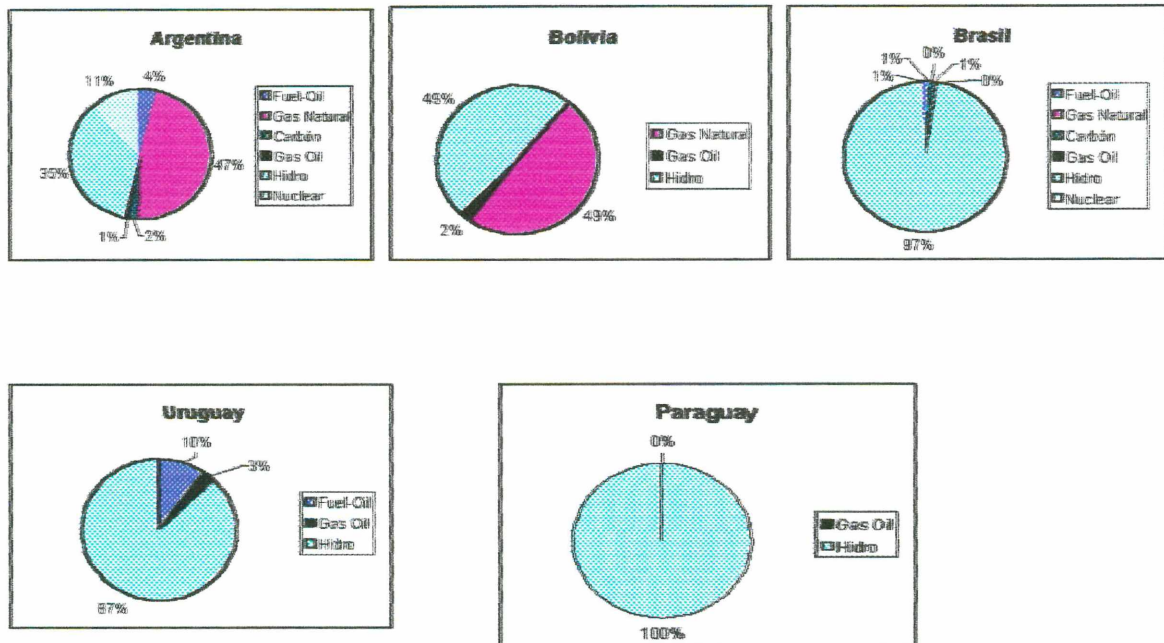
En el Gráfico N° 2.2 se muestra la estructura de la generación total de electricidad según el tipo de fuente energética utilizada para producirla, para cada uno de los países y para la Región en su conjunto.

Al respecto interesa remarcar el rol preponderante jugado por el gas natural en todos aquellos países que dispusieron de este recurso para la generación eléctrica.

La contribución promedio de cada fuente depende, por supuesto, de la importancia relativa de los diferentes sistemas nacionales en ese total.

A modo de indicador de la eficiencia del parque térmico se incluye también en el Cuadro N° 2.2 el consumo específico medio de combustibles fósiles. El rendimiento medio del parque térmico convencional es del orden del 31%. Sin embargo, hay diferencias significativas entre los países, cubriendo un rango que va desde el 25% (Brasil) hasta el 35% (Argentina).

Gráfico N° 2.2: Estructura de Generación por tipo de Fuente Energética



Precisamente, Argentina y Bolivia son los únicos países sudamericanos en los cuales la generación térmica representa más del 40% de la generación bruta total. En función de ello y considerando el contexto competitivo en el cual actúan los generadores de estos países, se explica la renovación y mejoramiento de la eficiencia del parque térmico convencional que, seguramente, en el futuro próximo tendrá mejoras sustanciales con la incorporación de ciclos combinados. Es necesario aclarar que la eficiencia de las centrales bolivianas se ve altamente influida por las condiciones de temperatura y altitud en las cuales operan.

Los países sudamericanos consumieron, en promedio, menos de 500 Kcal de combustibles por cada kWh generado en la Región.

2.3 Indicadores sobre las Características Operativas de los Sistemas

Dado el carácter eminentemente hidrotérmico de los sistemas eléctricos regionales, las reservas de potencia y la compensación térmica disponible en cada país constituyen indicadores de los beneficios potenciales de las interconexiones, junto con la complementariedad hidrológica de las diferentes cuencas. Es relevante mencionar que el fenómeno de El Niño pareciera acentuar los contrastes entre los aportes hidráulicos de las cuencas del norte y el sur de Sudamérica.

En lo que se refiere a la compensación térmica, se analizaron tres aspectos relevantes:

- el grado de *compensación térmica nacional*, definido por la participación de la potencia térmica sobre la potencia total en cada sistema,
- la *disponibilidad de compensación térmica* para compartir con el resto de los países de la Región, a partir del factor de utilización de la potencia térmica para el abastecimiento de la demanda local, y
- la *contribución de cada sistema a la compensación térmica regional*, medida por la participación de la potencia térmica local sobre la potencia térmica total regional.

En los párrafos siguientes se resumen los resultados obtenidos para cada uno de estos indicadores.

La Reserva disponible

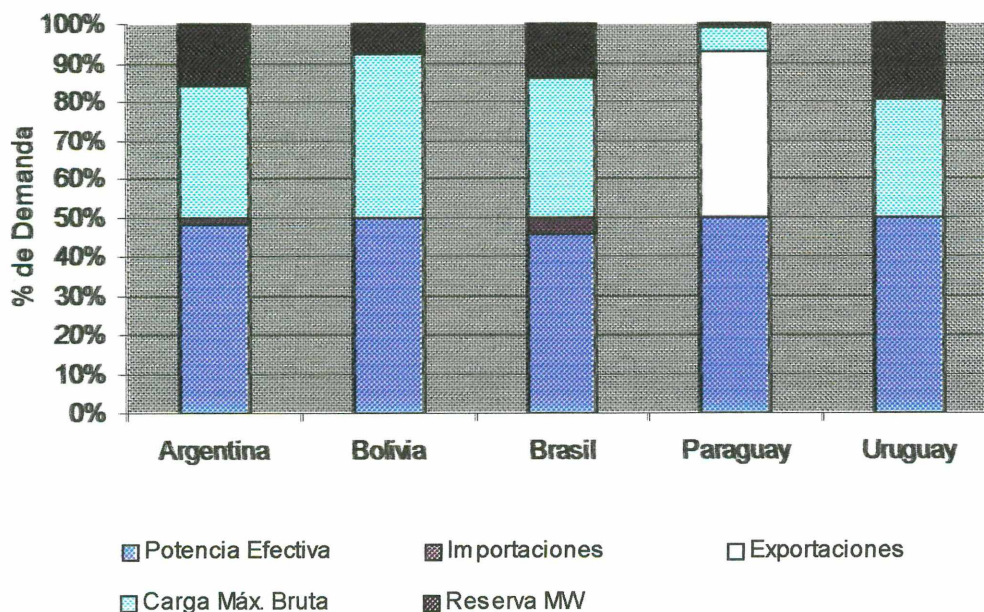
En el Cuadro N° 2.3 y Gráfico N° 2.3 se muestra la potencia bruta disponible para abastecer la carga máxima, junto con la reserva de potencia de cada sistema.

Cuadro N° 2.3: Reserva de Potencia

Concepto	Argentina	Bolivia	Brasil	Paraguay	Uruguay
Potencia Efectiva	17492	662	55885	7107	2113
Importaciones	600		5463		
Exportaciones				6063	
Pot.Bruta Disponible	18092	662	61348	1044	2113
Carga Máx. Bruta	12256	560	44594	862	1279
Reserva MW	5836	102	16754	182	834
% Demanda Máxima	47.6	18.2	37.6	21.1	65.2

Si bien existen intercambios de electricidad entre diferentes países sudamericanos, sólo se consideraron los provenientes de las centrales binacionales a los efectos de calcular la potencia bruta total disponible en cada sistema para atender su carga máxima. La operación de las centrales compartidas supone que cada país hace una reserva de potencia para uso doméstico sobre el 50% que es de su propiedad. La parte no utilizada de su cupo es exportada a la otra parte y a los efectos del abastecimiento cumple el rol de importación de potencia firme.

Gráfico N° 2.3: Abastecimiento de Potencia



Como puede apreciarse, el nivel de reserva con el que cuentan los sistemas varía muy significativamente de país en país.

Debe destacarse que el alto margen de reserva para la Región en su conjunto refleja uno de los beneficios potenciales de la creación de un mercado eléctrico regional. En efecto, se ha estimado que la diversidad de carga entre los distintos sistemas permitiría que la carga máxima simultánea de toda la Región fuera alrededor de 6000 MW inferior a la suma de las cargas máximas no simultáneas.

Alrededor de 2/3 de la potencia efectiva disponible en Uruguay son de reserva. Si bien estos valores aparecen como inusualmente altos, debe decirse que ese país tiene un abastecimiento

basado fundamentalmente en generación hidroeléctrica y está, por tanto, sujeto a las variaciones de los aportes hidráulicos.

En el caso de Uruguay las centrales hidroeléctricas dependen totalmente del régimen de lluvias, que registra grandes variaciones entre períodos anuales, aún sin considerar el fenómeno de El Niño, y su compensación térmica es relativamente baja.

Argentina también tiene reserva relativamente alta (del orden del 45%), con alta compensación térmica.

Brasil, con reservas en el orden del 38%, está en una situación intermedia en el concierto de los países regionales. La reserva del sistema brasileño corresponde a compensación hidráulica dada por la capacidad de regulación de los numerosos embalses, reforzada por los criterios de diseño de las obras y de la planificación de la expansión del sistema.

Bolivia es el país sudamericano con menor reserva disponible, entre el 16% y el 27%. La operación del sistema boliviano presentó períodos críticos durante 1996, que tuvieron comienzo de solución en el último trimestre de ese año con la entrada en servicio de unidades TG en la central Carrasco. Su nivel de compensación térmica es el más alto de Sudamérica, lo cual reduce la criticidad de los años secos.

La situación de Paraguay respecto de la reserva de generación, tal como aparece en el Gráfico, podría calificarse de "artificial", ya que surge de una convención. En rigor, Paraguay dispone de una reserva ilimitada para atender su propia demanda, si se considera su potencia propia de

las centrales compartidas con Argentina y Brasil. Por tanto, su abastecimiento está asegurado frente a fallas de generación.

La compensación térmica disponible

En el Cuadro N° 3.4 se consigna para cada país el factor de utilización del parque térmico, la participación de la potencia térmica efectiva disponible en cada país (compensación térmica nacional) y la contribución del país a la compensación térmica de la Región en su conjunto.

Cuadro N° 2.4: Compensación Térmica

Pais	Utilización Térmica	Compensación Térmica Nacional	Participación Térmica
Argentina	51.1	53.6	34.5
Bolivia	41.0	61.5	1.5
Brasil	28.0	6.7	13.7
Paraguay	11.4	0.0	0.0
Uruguay	16.0	27.9	2.2

Como puede apreciarse, de los países con mayor compensación térmica, sólo el parque térmico de Argentina tiene cierta relevancia. El parque térmico brasileño, que aporta a su

propio abastecimiento uno de los niveles de compensación térmica más bajos, tiene sin embargo relevancia a nivel de la Región en su conjunto (casi 14%), debido al gran tamaño del sistema brasileño en comparación con los restantes países sudamericanos.

La posibilidad que el parque térmico de un país actúe como compensación térmica de otros países de la Región es inversamente proporcional a su grado de utilización para el abastecimiento de la demanda local.

2.4 Contribución de cada País al Parque Eléctrico de la Región

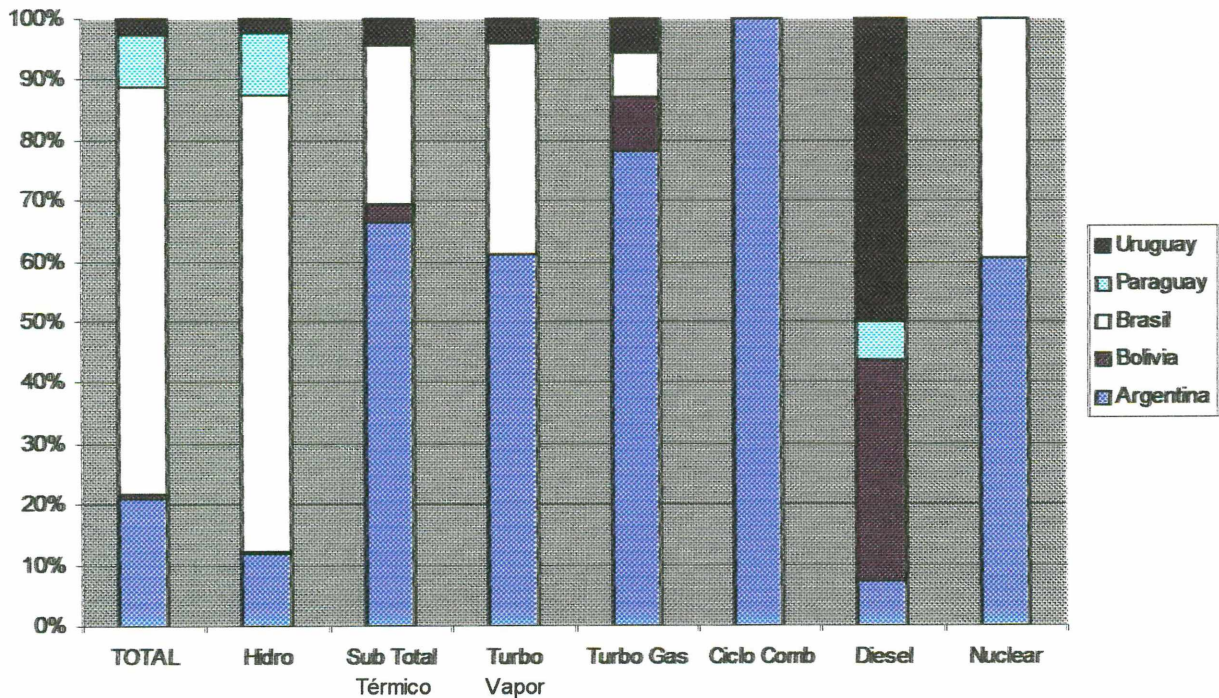
A partir de la información anterior, se calculó la participación de cada sistema nacional en la potencia regional para el total y por tipo tecnológico, cuyos resultados se presentan en el Cuadro N° 2.5.

Cuadro N° 2.5: Participación de los Países en la Potencia Total

País	TOTAL	Hidro	Sub Total Térmico	Turbo		Ciclo Comb	Diesel	Nuclear
				Vapor	Gas			
Argentina	14.4	8.6	34.5	29.8	39.9	87.8	0.6	60.5
Bolivia	0.5	0.3	1.5	0.0	4.5	0.0	3.0	0.0
Brasil	46.1	55.4	13.7	17.1	3.7			39.5
Paraguay	5.9	7.5	0.0				0.5	0.0
Uruguay	1.7	1.6	2.2	1.9	2.9	0.0	4.1	0.0

Para facilitar su visualización, la misma información se muestra en el Gráfico N° 3.4.

Gráfico N° 2.4: Participación de los Países en la Potencia Total



De la comparación de la estructura del total con la de cada tecnología de generación, surge con claridad las diferencias de estructura en la potencia instalada en cada país. Al margen de la situación respecto de la generación nuclear y de los ciclos combinados que no eran tecnologías muy difundidas en los países sudamericanos, el equipamiento turbovapor aparece relativamente concentrado en pocos países, en tanto las centrales diesel son mucho más frecuentes en los sistemas de menor tamaño relativo.

2.5 Las Tendencias en el Equipamiento Futuro

Se sintetizan en este punto los lineamientos generales de los planes eléctricos de los países respecto de la estrategia de expansión de la capacidad de generación. Los valores aquí presentados se corresponden a la variante de crecimiento medio.

Las previsiones realizadas sobre la evolución de la capacidad instalada de generación hasta el año 2010 tratan de captar cuatro elementos que serán claves en esta evolución. Ellos son:

- Las políticas nacionales sobre el uso de los recursos energéticos locales;
- La influencia de la dinámica de las otras industrias energéticas sobre la generación de electricidad,
- El impacto de los avances tecnológicos sobre la competitividad de las diferentes tecnologías de generación eléctrica, y
- Las conductas esperadas de los inversores privados en la generación eléctrica, en aquellos sistemas en los cuales esté previsto que el capital privado participe activamente en la expansión de la generación.

Las reformas introducidas por varios países de la Región en la industria petrolera, con alcance sobre la producción de gas natural, está provocando una fuerte tendencia de las empresas productoras a impulsar la conformación de un mercado regional para el gas natural. Este hecho está tornando disponible un recurso que hasta hace poco sólo disponían algunos sistemas eléctricos sudamericanos.

El atractivo del gas natural para la generación de electricidad se ve ampliamente reforzado por las mejoras de rendimiento y reducción de precios de las turbinas a gas, registrados en los últimos años. Las turbinas a gas más modernas pueden alcanzar, funcionando con ciclo abierto, el 37% de eficiencia térmica. Los rendimientos pueden llegar al 57% en las instalaciones de ciclo combinado.

En este contexto, la competitividad de las centrales hidroeléctricas frente a las centrales a gas puede verse afectada, en especial por sus altos costos de inversión y largos períodos de construcción. En particular, cuando la dinámica de expansión recae sobre la iniciativa de los inversores privados, cabe esperar que la tendencia sea hacia la instalación de turbinas a gas (ciclo abierto o combinado), siempre que el gas esté disponible ya sea sobre la base de producción local o gracias a su importación.

En los párrafos siguientes se sintetizan las tendencias esperadas en cada uno de los países sudamericanos hasta el año horizonte (2010), ordenados alfabéticamente.

Argentina

Según el estudio de Prospectiva de la Secretaría de Energía, que recoge los planes de inversión declarados por los inversores privados, se prevé un fuerte incremento de la potencia térmica total hasta el año 2005, por la incorporación de ciclos combinados de alta eficiencia térmica. La incorporación de estas centrales, dentro del período, se complementaría con la finalización de la CH Yacyretá (hasta llevar el embalse a su cota de diseño) y de la central nuclear actualmente en construcción.

En el último quinquenio del período analizado la expansión de la capacidad de generación estaría basada fundamentalmente en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, si bien esto no excluye la incorporación de nuevas centrales térmicas. También se prevé un fuerte incremento de las exportaciones al Brasil, alcanzando los 4000 MW en el año 2010.

Bolivia

Se considera que el equipamiento adicional necesario será completado con turbinas a gas. En el último quinquenio analizado el equipamiento térmico correspondería a ciclos combinados quemando gas natural.

Brasil

La evolución aquí presentada de la capacidad de generación de los sistemas interconectados se basa en el Plan Decenal de Expansión, que responde a los lineamientos generales definidos en el Plano 2015.

Estas previsiones suponen continuar con el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país, complementado con un programa termoeléctrico de transición que utilice una gama diversificada de fuentes energéticas (nuclear, gas natural y carbón). Los aspectos salientes de la evolución esperada en el sistema brasileño son los siguientes:

- Incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas, de mediano tamaño en el sistema Sur/Sudeste/Centro-Oeste y de gran tamaño en el sistema Norte/Noreste
- Interconexión de ambos sistemas
- Ampliar la capacidad de generación nuclear de la central de Angra, con 2 unidades nuevas
- Incorporación de centrales térmicas convencionales. En ambos sistemas se prevé la utilización de gas natural, ya sea local o importado, que en el caso del sistema Sur será complementado por TV quemando carbón mineral
- Interconexiones mayores con los sistemas argentino y uruguayo.

Paraguay

La disponibilidad de oferta de origen hidroeléctrico en Paraguay excede ampliamente sus requerimientos actuales y futuros dentro del período analizado. En rigor esta disponibilidad se incrementará, debido tanto a la conclusión de la CH Yacyretá como a la ampliación de la CH Itaipú.

No obstante ello, se debería considerar la necesidad de instalar equipamiento térmico de base en el centro de carga a fin de mejorar las condiciones operativas de la red (control de tensión, reducción de pérdidas, etc.). En principio sería un ciclo combinado de 700 MW que podría quemar gas natural en caso que la demanda de gas torne económicamente atractiva la construcción de un gasoducto.

2.6 La Expansión prevista del Parque de Generación

Se presenta la evolución prevista de la oferta por tecnología, así como las características que asumiría el abastecimiento futuro.

2.6.1 Evolución de la Composición del Parque de Generación

En función de las previsiones contenidas en los planes nacionales se obtiene la evolución de la potencia por tipo de equipamiento.

La potencia efectiva instalada en cada sistema se totaliza para el 2005 y el 2010, agregándose los valores de año base a fin de facilitar las comparaciones.

En el Cuadro N° 2.6 se indican, también, las incorporaciones acumuladas en cada período por tipo tecnológico. Debe aclararse que en el caso del Brasil se incluyen bajo el rubro TG todas las centrales turbogas, diesel y ciclos combinados.

A fin de facilitar su visualización, estos resultados se muestran en el Gráfico N° 2.5, donde las incorporaciones se expresan para cada categoría como porcentajes de la potencia existente en el año anterior. El Gráfico N° 2.6, por su parte, muestra la evolución de la participación hidroeléctrica, donde los países han sido categorizados según los niveles de participación hidroeléctrica y térmica que tenían en el año base.

Como puede apreciarse, en algunos países se esperan cambios sustantivos en la composición del parque. En primer lugar, la participación hidroeléctrica será decreciente en todos los países de la región. Se espera que la participación de las centrales hidroeléctricas en la región disminuya 10 puntos durante el período de análisis. Sin embargo, la sustitución de la hidroelectricidad no será homogénea en todos los países.

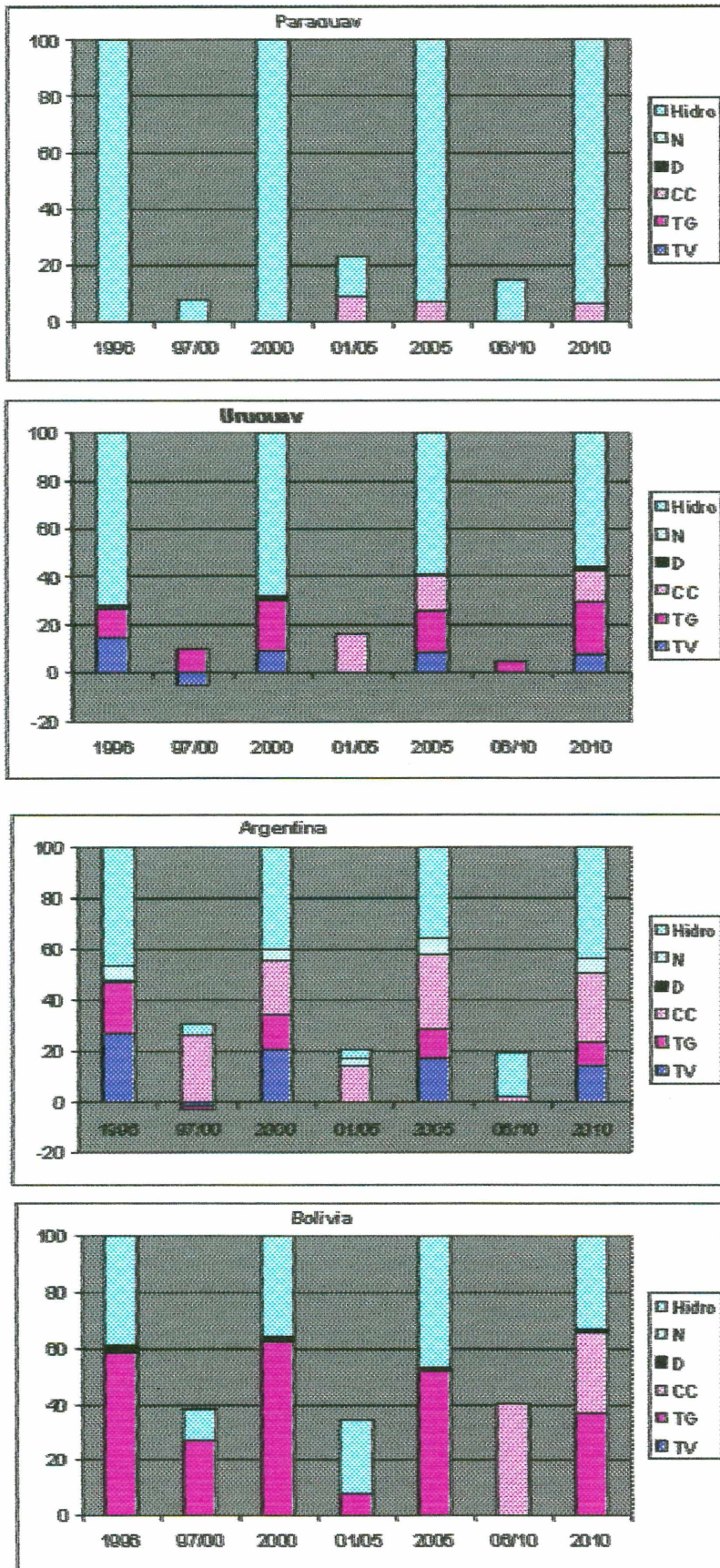
El otro elemento destacable es el rol que jugarán en el futuro los ciclos combinados quemando gas natural. Alrededor del 12% de la potencia instalada en la región en el año 2010 corresponderá a esta tecnología. El equipamiento sobre la base de turbinas de gas, ya sea de ciclo abierto o ciclo combinado, aportará más del 20% de la potencia total en el 2010.

Cuadro N° 2.6: Evolución de la Potencia por Tecnología

País	Tipo	Año 2005		Incor 2006-2010		Año 2010	
		MW	%	MW	%	MW	%
Argentina	TV	4627	17.0	0	0.0	4627	14.3
	TG	3139	11.6	0	0.0	3139	9.7
	CC	8052	29.6	760	14.6	8812	27.2
	D	4	0.0	0	0.0	4	0.0
	N	1750	6.4	0	0.0	1750	5.4
	ST Term	17572	64.7	760	14.6	18332	56.6
	Hidro	9596	35.3	4440	85.4	14036	43.4
	Total	27168	100.0	5200	100.0	32368	100.0
Bolivia	TV	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	TG	640	52.1	0	0.0	640	37.2
	CC	0	0.0	493	100.0	493	28.6
	D	19	1.5	0	0.0	19	1.1
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Term	659	53.6	493	100.0	1152	66.9
	Hidro	570	46.4	0	0.0	570	33.1
	Total	1229	100.0	493	100.0	1722	100.0
Brasil	TV	3648	4.3	550	5.6	4198	4.4
	TG	6039	7.1	833	8.5	6872	7.2
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	D	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	N	1966	2.3	1309	13.4	3275	3.4
	ST Term	11653	13.6	2692	27.5	14345	15.1
	Hidro	73863	86.4	7080	72.5	80943	84.9
	Total	85516	100.0	9772	100.0	95288	100.0

Paraguay	TV	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	TG	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	CC	700	7.4	0	0.0	700	6.4
	D	3	0.0	0	0.0	3	0.0
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Term	703	7.4	0	0.0	703	6.5
	Hidro	8743	92.6	1440	100.0	10183	93.5
	Total	9446	100.0	1440	100.0	10886	100.0
Uruguay	TV	213	8.2	0	0.0	213	7.9
	TG	466	18.0	120	100.0	586	21.6
	CC	360	13.9	0	0.0	360	13.3
	D	26	1.0	0	0.0	26	1.0
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Term	1065	41.1	120	100.0	1185	43.7
	Hidro	1524	58.9	0	0.0	1524	56.3
	Total	2589	100.0	120	100.0	2709	100.0

Gráfico N° 2.5: Evolución de la Potencia por tipo de Generación



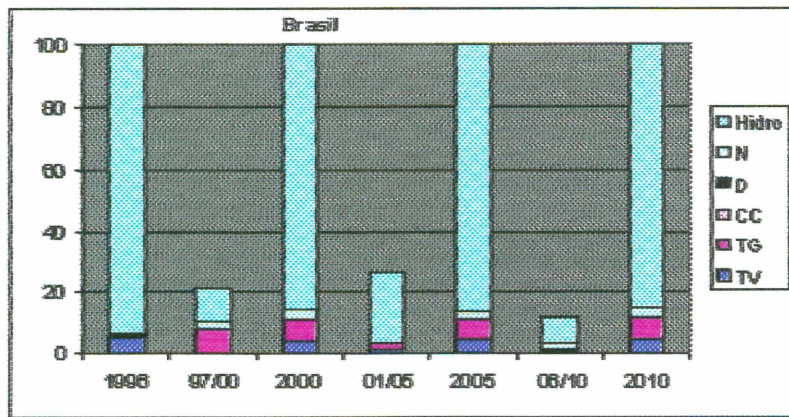
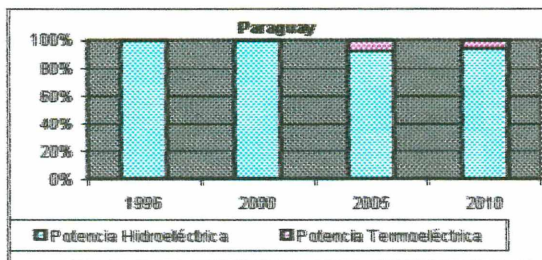
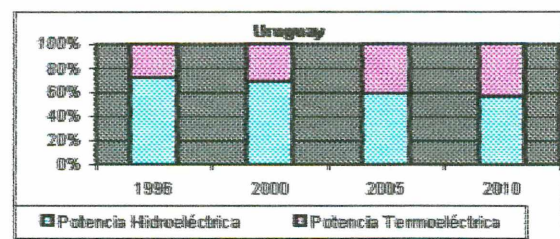
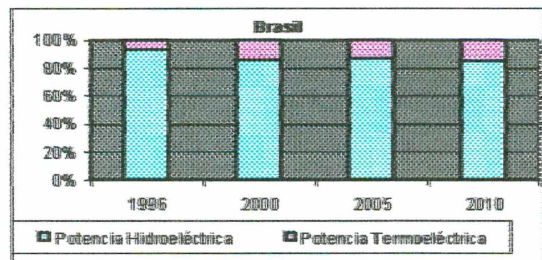
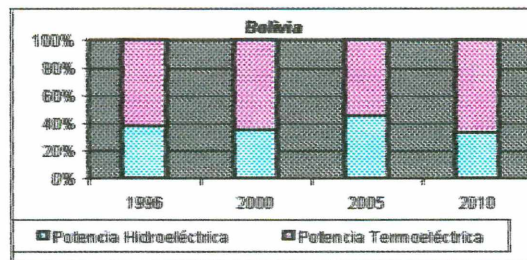


Gráfico N° 2.6: Evolución de la Composición Hidrotérmica

Países de Mayor equipamiento
HIDROELECTRICO



Países de Mayor equipamiento
TERMOELECTRICO



El avance de los equipos turbogas será en detrimento de la participación de las turbinas a vapor. La pérdida de participación de las turbinas de vapor sería aún mayor si no fuera por las previsiones de utilizar carbón en Brasil.

2.6.2 Indicadores sobre las Características del Abastecimiento

En el Gráfico N° 2.7 se muestra la evolución de la potencia disponible en cada sistema, considerando tanto la oferta local como las previsiones sobre comercio internacional de electricidad previsto en los planes nacionales.

En los Cuadros adjuntos al Gráfico se consigna, también el requerimiento de potencia bruta de cada sistema, así como la reserva resultante en cada país.

En términos generales, las previsiones suponen una disminución de los niveles de reserva del año base, en coincidencia con una reducción de la vulnerabilidad de los sistemas frente a las condiciones hidrológicas.

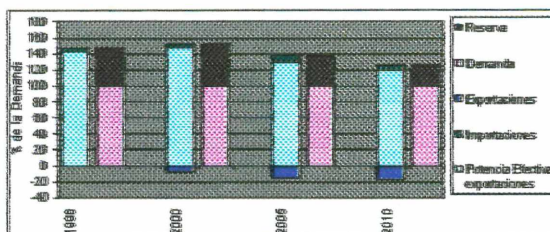
Sin embargo, los márgenes de reserva pueden sufrir fluctuaciones a lo largo del período. En particular, en aquellos sistemas en los que la iniciativa privada es la encargada de decidir la expansión de la capacidad de generación se observan altos índices de reserva para el primer quinquenio, que luego irían disminuyendo.

En otros sistemas las fluctuaciones de los márgenes de reserva pueden estar asociadas a la indivisibilidad de ciertos aprovechamientos hidroeléctricos, que producen sobre-equipamiento transitorio.

Gráfico N° 2.7: Evolución del Abastecimiento de Potencia

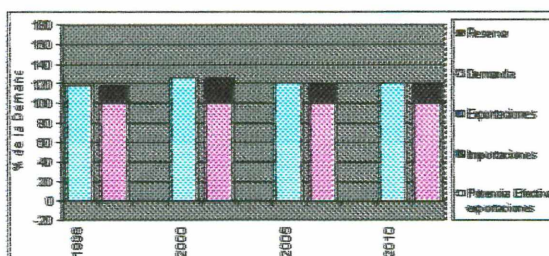
País ARGENTINA

Concepto	1998	2000	2005	2010
Potencia Eléctrica	17492	22490	27198	32368
Exportaciones	600	974	1390	1553
Importaciones	0	1000	3000	4000
Pot. Bruta Total	18092	22464	25598	29921
Dem. Bruta Pot. Bruta	12256	14630	18576	23602
Reserva MW	5836	7834	8982	6319
% Demanda Bruta	47.6	53.5	37.6	26.6



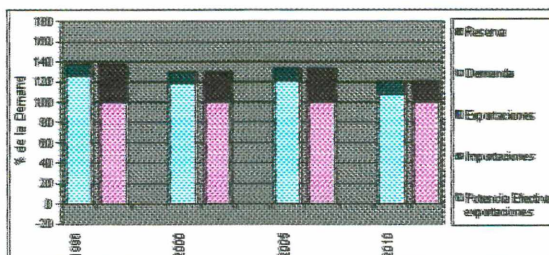
País BOLIVIA

Concepto	1998	2000	2005	2010
Potencia Eléctrica	662	915	1229	1722
Exportaciones	0	0	0	0
Importaciones	0	0	0	0
Pot. Bruta Total	662	915	1229	1722
Dem. Bruta Pot. Bruta	560	730	1000	1430
Reserva MW	162	185	208	294
% Demanda Bruta	18.2	25.3	20.5	20.5



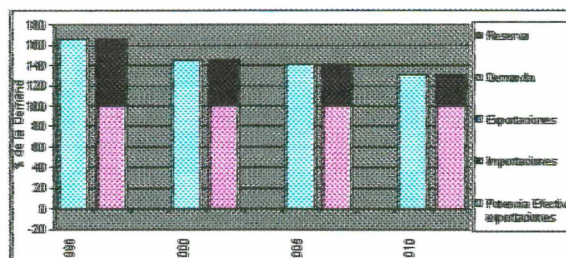
País BRASIL

Concepto	1998	2000	2005	2010
Potencia Eléctrica	5885	67891	85516	95288
Exportaciones	5463	6320	9267	11000
Importaciones	0	0	0	0
Pot. Bruta Total	61348	74013	94783	106288
Dem. Bruta Pot. Bruta	44634	57064	70824	88573
Reserva MW	16754	18949	23858	17715
% Demanda Bruta	37.6	29.7	33.8	20.0



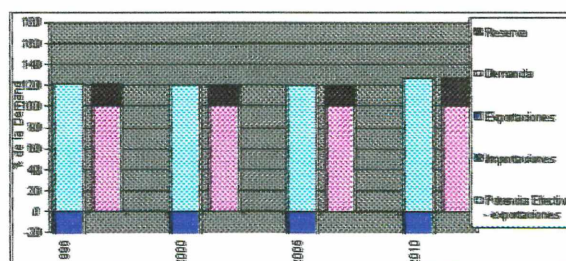
País URUGUAY

Concepto	1998	2000	2005	2010
Potencia Eléctrica	2113	2229	2588	2709
Exportaciones	0	0	0	0
Importaciones	0	0	0	0
Pot. Bruta Total	2113	2229	2588	2709
Dem. Bruta Pot. Bruta	1279	1536	1831	2073
Reserva MW	834	693	758	634
% Demanda Bruta	65.2	45.1	41.4	30.6



País PARAGUAY

Concepto	1998	2000	2005	2010
Potencia Eléctrica	7107	7646	9446	10886
Exportaciones	0	0	0	0
Importaciones	6063	6296	7657	8554
Pot. Bruta Total	10444	13500	17999	23322
Dem. Bruta Pot. Bruta	862	1125	1491	1851
Reserva MW	162	225	296	461
% Demanda Bruta	21.1	20.0	20.0	25.0



Los porcentajes de las exportaciones con respecto a la demanda son: para los años 1998, 2000, 2005 y 2010; 703%; 560%; 513% y 462% respectivamente.

Como puede apreciarse, las reservas en el año horizonte tienden a concentrarse en niveles que oscilan según los países entre el 19% y el 31% de la carga máxima.

Esta disminución en los niveles de reserva va acompañada por una menor vulnerabilidad a las fluctuaciones en los aportes hidráulicos, gracias al incremento en la compensación térmica.

Bolivia y Argentina mantendrían los índices actuales de compensación térmica. Paraguay y Brasil, por el contrario, serían países con una compensación térmica inferior al 35%.

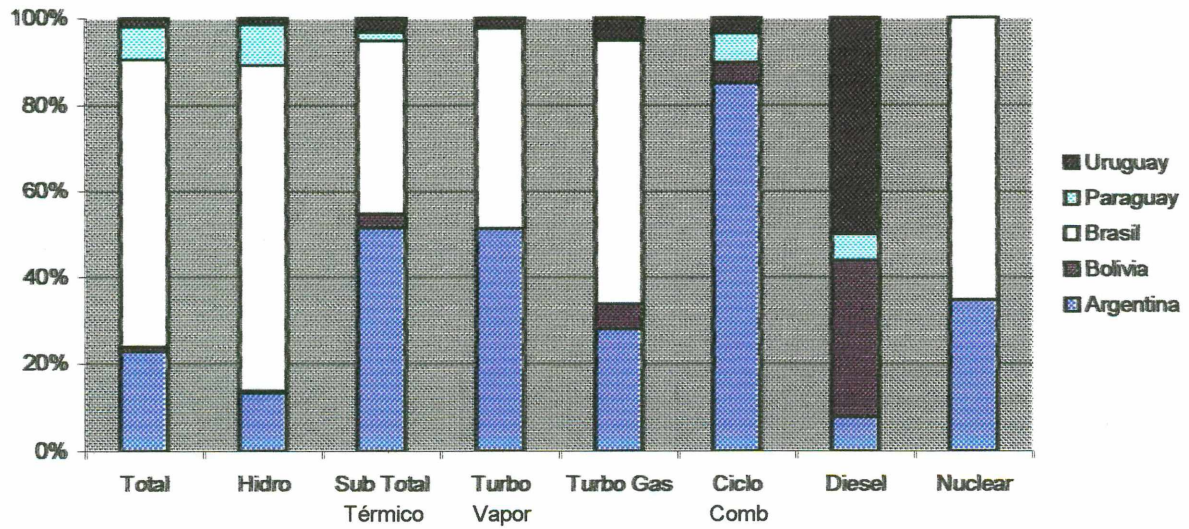
2.6.3 Contribución de cada País al Parque Eléctrico

En el Cuadro N° 2.7 se muestra la participación de la potencia instalada en cada país sobre el parque del año horizonte, por tecnología y para el total. Los mismos valores se ilustran en el Gráfico N° 2.8.

Cuadro N° 2.7: Participación de los Países en la Potencia Total - Año 2010

País	Total	Hidro	Sub Total	Turbo	Turbo	Ciclo	Diesel	Nuclear
			Térmico	Vapor	Gas	Comb		
Argentina	15.1	9.7	26.5	23.6	17.2	34.4	0.5	34.8
Bolivia	0.8	0.4	1.7	0.0	3.5	1.9	2.3	0.0
Brasil	44.4	55.7	20.7	21.4	37.6	0.0	0.0	65.2
Paraguay	5.1	7.0	1.0	0.0	0.0	2.7	0.4	0.0
Uruguay	1.3	1.0	1.7	1.1	3.2	1.4	3.2	0.0

Gráfico N° 2.8: Participación de los Países en la Potencia Total - Año 2010



De la comparación de estos valores con los correspondientes al año base y dejando de lado los cambios en el total que son producto del diferente ritmo de crecimiento de los sistemas nacionales, surge una mayor distribución espacial de las centrales térmicas, en particular para los ciclos combinados.

3. Análisis del Rol y los Precios del Gas Natural

El análisis efectuado ha mostrado que las reservas de gas natural han crecido a un ritmo de 3,9% a.a. entre 1987 y 1997. Dichas reservas se calculan en el orden de los 5788 miles de millones de m³.

En general la producción comercial del gas natural en la región creció mas que las reservas, lo que condujo a una ligera disminución de la relación reservas-producción.

Esta relación, no obstante, es elevada en términos globales, y próxima a los 50 años.

A los niveles actuales de consumo, la relación media R/P es superior a la de los 15 años en todos los países. La incorporación media de reservas en la región fue del orden promedio de los 310 miles de millones m³/ año.

Comparando el ritmo de descubrimientos promedio en cada país respecto a la demanda de gas natural prevista al año 2010 para generación eléctrica y frente al ritmo de descubrimientos pasados, la totalidad del consumo de gas natural y poniendo como requisito que la relación reservas producción (R/P) se mantenga en un horizonte de 20 años al final del período de proyecciones, es decir el año 2010.

Según estos análisis, la demanda de gas natural para fines de generación eléctrica podría llegar a ser de más de 52×10^9 m³/año hacia el final del período de proyecciones en el 2010, esto es 142,5 millones de m³/día.

Esto significa que el consumo para este fin en la Región se triplicará en el periodo de estudio. El incremento es mucho más fuerte aún en los países del cono sur en los cuales el consumo crecería en 3,8 veces.

Se ha estimado así que el ritmo medio de descubrimientos para satisfacer el conjunto de la demanda de gas natural y asegurar una relación de Reservas/Producción media de veinte años, deberá incrementarse en más de 2,15 veces, en promedio en la sub-región ampliada del Mercosur.

Bolivia aparece a corto plazo con reservas excedentes pero insuficientes a la luz de la magnitud de la demanda esperada en Brasil, cuya verdadero alcance sigue siendo una incógnita, como también lo es el grado de cobertura potencial de su futura demanda interna.

Según la prospectiva de exportaciones de Argentina, en su hipótesis alta y considerando un horizonte de reservas de quince años, la incorporación de reservas debería ser casi 3,4 veces la ocurrida en el último decenio para satisfacer la demanda.

Aún en la hipótesis de exportaciones más bajas y con un horizonte de diez años para la relación Reservas/Producción, se debería producir un incremento de al menos 57% para satisfacer los requerimientos. Actualmente el volumen ya autorizado a exportar equivale a 52% de las reservas probadas y el porcentaje se incrementa a 73,5% si se consideran también las solicitudes de exportación en trámite.

Según la literatura, los incentivos de precios no bastarían para descubrir reservas y tampoco existe una relación directa entre precios y aumento de la actividad exploratoria. Por la

naturaleza de los actores intervinientes y del mercado de generación, no parece que la tendencia de los precios vaya a ser creciente en forma desmedida, sino más bien es previsible un cuadro de precios levemente ascendentes. Esto por cuanto se trata de un mercado con ofertas excedentes de gas natural en el corto plazo (no en el largo) y demandas incentivadas en base a este nivel de precios. Cada dólar por MMBTU de aumento del precio del gas en boca de pozo, implica alrededor de 6,50 a 8 mills/kWh de aumento en el precio de la electricidad si los mercados eléctricos despachan por el costo marginal.

Siendo así, la estrategia de abastecimiento eléctrico con gas natural en el Mercosur parece reposar en las reservas de Argentina, Bolivia, en las del propio Brasil y también en las del Perú a pesar del reciente abandono de Camisea.

En el caso de Brasil se presentan dos incógnitas y ellas se refieren a: 1) el tamaño de su mercado potencial y su desarrollo en el tiempo; y 2) a la capacidad de producción local y el ritmo de incorporación de reservas potenciales habida cuenta que el contrato de suministro con Bolivia tiene como consecuencia fijar una elevada base el gas de Brasil.

Vale recordar en este contexto que el abandono de Camisea por la Shell fue seguido de compras de reservas en la Cuenca del Noroeste Argentina y de asociaciones con Petrobras para explorar varios yacimientos offshore. Sin embargo, si los datos de reservas probables y posibles que se han manejado en este estudio fuesen adecuados, el conjunto de las reservas sería insuficiente a largo plazo, si se plantean escenarios de alta demanda potencial. En tal caso las reservas de Perú jugaran un rol en el abastecimiento del Mercosur pero es probable que esto ocurra hacia el final del período de proyecciones o con posterioridad a él.

En el caso de Argentina la hipótesis de exportación alta que incluiría la exportación al Brasil en forma simultánea- puede conducir a una presión sobre las reservas en general, pero particularizada en la cuenca del Noroeste. Puede considerarse, por un lado, que la posición exportadora sin límites tiene fuertes implicancias para la estrategia de abastecimiento interno, y por el otro, se minimiza el impacto y se asegura que las reservas son suficientes para cumplir con todos los compromisos en forma simultánea y sin mayores contradicciones. el ritmo de incorporación de reservas tendrá que ser mayor al histórico pasado, lo que significa incrementar la inversión en exploración.

Es probable que este mayor esfuerzo exploratorio no necesariamente se traduzca en precios crecientes del gas, más allá de los proyectados aquí. Ello por razones de coherencia global y debido a la naturaleza relativamente integrada de los actores intervinientes en el mercado energético.

Como quiera que esto sea, es visible la discrepancia entre la localización y niveles de las reservas aprovechables comercialmente y los niveles de demanda en una situación que si bien no torna inviables las estrategias comerciales de los operadores, no parece ser sustentable en el largo plazo a menos que se incremente sustancialmente el ritmo de descubrimientos. Pero el problema es que estas restricciones pueden ser visibles y crecientes, no dentro de los diez próximos años, sino en un plazo mayor.

Finalmente, en el Cuadro N° 3.1 se presentan las proyecciones de precios de gas natural en los distintos países. Como se puede apreciar el precio máximo supuesto del año 2010 es de U\$S 3,00 / MMBTU para el gas natural en San Pablo. Sin embargo la incertidumbre acerca de la demanda real de Brasil subsiste y ello podría alterar las proyecciones a más largo plazo.

En el Mapa N° 1 se indican las principales redes de gasoductos existentes y proyectados.

Cuadro N° 3.1 - Proyección de los Precios del GN para Generación Eléctrica

2000-2010

Precios sin Impuestos en US\$ por MMBTU

<i>Pais- Punto de Referencia Año</i>	<i>2000</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>
Argentina			
Boca de Pozo	1,30	1,40	1,47
Buenos Aires	2,34	2,50	2,68
Bolivia			
Boca de Pozo	1,15	1,25	1,30
La Paz	1,57	1,69	1,77
Brasil			
Boca de Pozo	1,05	1,20	1,30
(hipótesis = precios de importación)			
Boca de Pozo (net back)	2,30	2,45	2,50
Importación (frontera)	1,05	1,20	1,30
San Pablo	2,80	2,95	3,00
Paraguay			
Importación (frontera)	1,15	1,31	1,42
Uruguay			
Importación (frontera)	2,34	2,50	2,68
Montevideo	2,49	2,65	2,83

Mapa N° 1
Principales Redes de Gasoductos existentes y proyectados

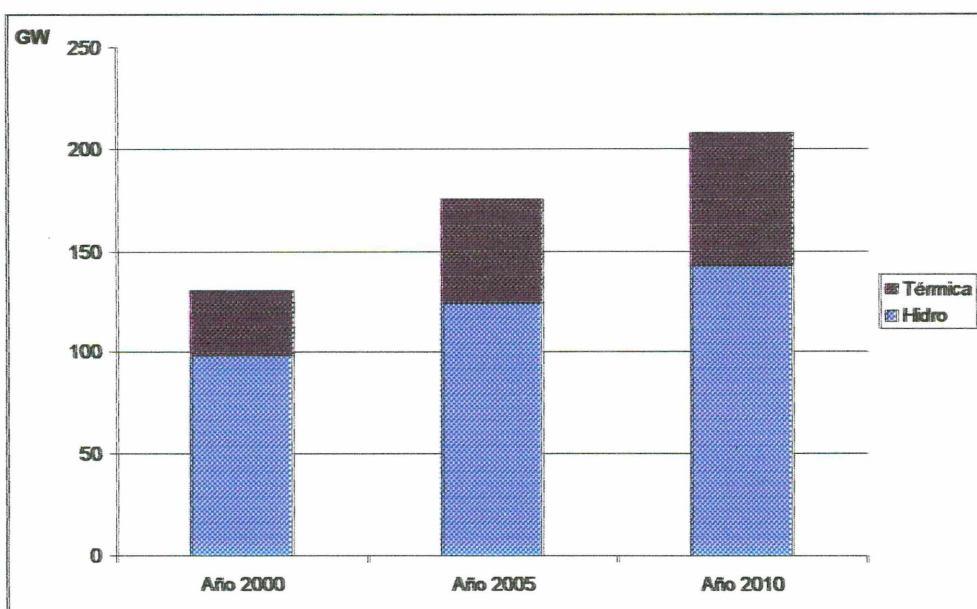


4. Sistemas Aislados e Integrados. Principales Beneficios

4.1. Capacidad Instalada

El Gráfico N° 4.1 presenta la evolución de la capacidad instalada total de los diez países a lo largo del periodo de estudio. Se observa un crecimiento muy importante de la oferta de generación, que varía de 179 GW en 2005 y llega hasta 210 GW en 2010. También se observa una rápida expansión de la capacidad térmica en el período hasta 2010, que pasa de 1/4 de la capacidad total para 1/3 de la misma.

Gráfico 4.1 Evolución de la Capacidad Instalada Total



Las Gráficos 4.2 y 4.3 muestran respectivamente la evolución de las capacidades instaladas por país, y la proporción hidro y térmica en el año 2000, 2005 y 2010.

Gráfico 4.2 - Evolución de la Capacidad Instalada por País

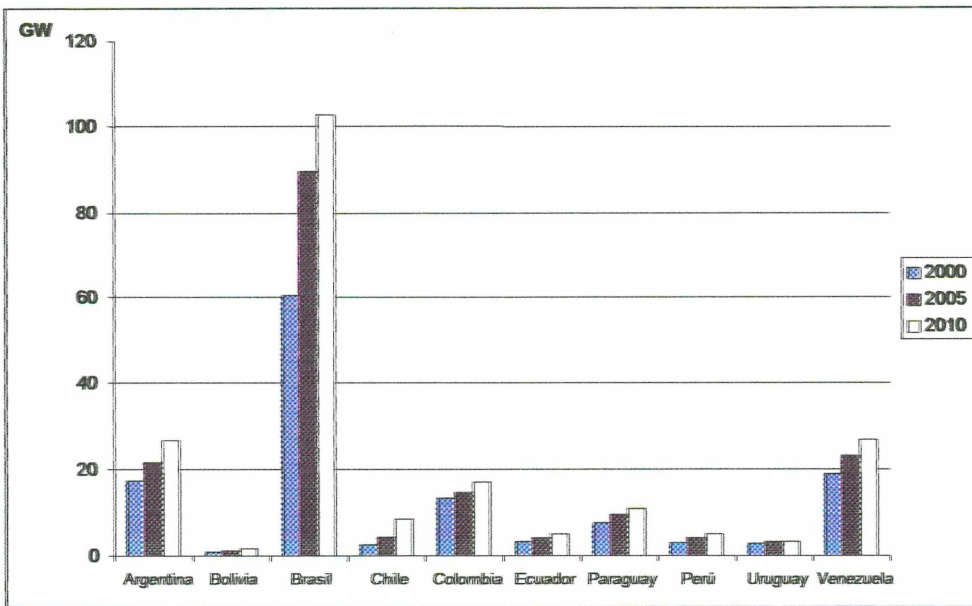
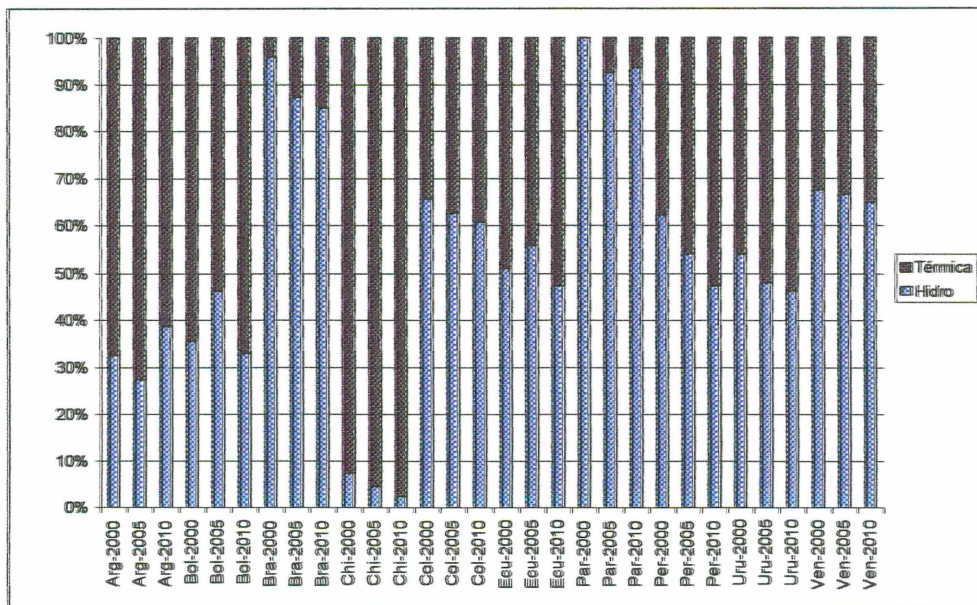


Gráfico 4.3 Composición Hidro y Térmica – Año 2005



4.2 Oportunidades para Interconexión Eléctrica

Se observa en los gráficos anteriores que, además de la importancia de la generación hidro, hay una gran variabilidad en la participación térmica en los países. Por ejemplo, Brasil y Paraguay presentan un predominio de la producción hidro mientras, en el otro extremo, Argentina y Bolivia son países con predominancia térmica. Estas características presentan dos clases de oportunidad para interconexión:

- (a) complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas;
- (b) complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.

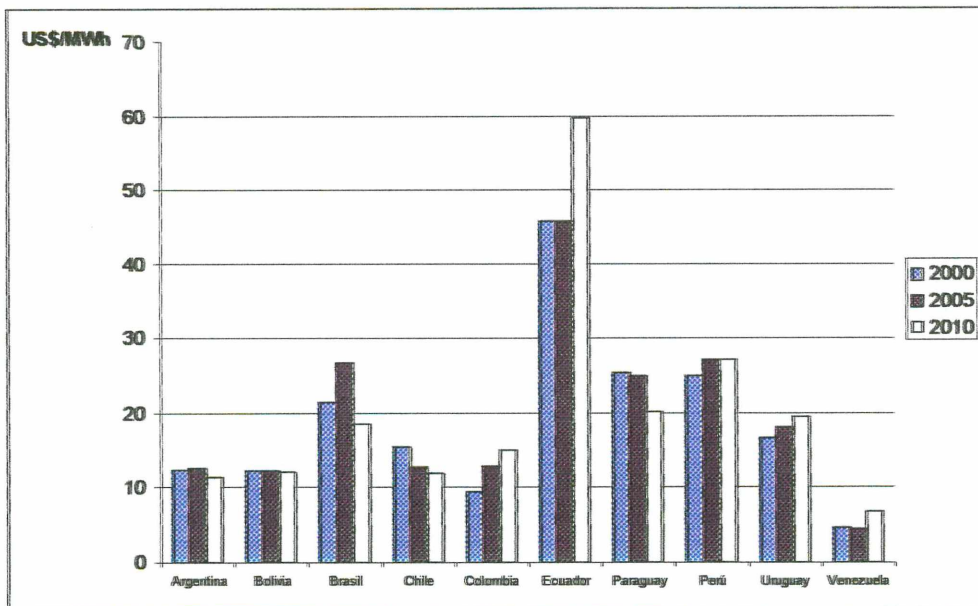
Se presentan a continuación los principales resultados de los estudios.

4.3 Clasificación por Costos

El Gráfico 4.4 presenta el costo marginal promedio anual para cada país en los años 2000, 2005 y 2010. Se observa de inicio que los países se dividen en dos grupos distintos:

- costo marginal inferior a US\$ 15/MWh: Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay.
- costo marginal superior a US\$ 20/MWh: Brasil.

Gráfico 4.4 Comparación de los Costos Marginales – 2000, 2005 y 2010



Esto sugiere un padrón general de exportación de los países “baratos” para los caros, que se detalla a continuación.

4.4 Interconexiones Potenciales

El cuadro a continuación muestra los intercambios considerados potencialmente atractivos para cada país, tomando en cuenta los beneficios de la transmisión y la viabilidad técnica de construcción de la misma. El número abajo de cada pareja corresponde al beneficio marginal de la interconexión, este beneficio se calcula como el promedio de las diferencias de los costos marginales entre los países, para cada mes y para cada calendario hidrológico.

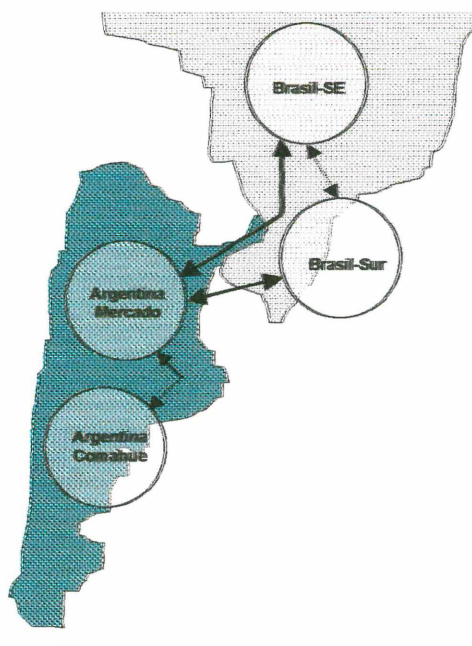
Cuadro 4.1 - Interconexiones Potenciales – Años 2000, 2005 y 2010

Argentina	Brasil-S	Brasil-SE	Paraguay	Uruguay	
2000	18.4	24.7	24.7	7.2	
2005	12.7	17.7	17.7	7.2	
2010	9.6	15.3	15.3	8.3	
Bolivia	Brasil-S	Brasil-SE	Uruguay		
2000	10.8	11.2	6.2		
2005	7.5	8.4	5.2		
2010	8.5	9.4	5.2		
Brasil-NE	Brasil-S	Brasil-SE			
2000	8.2	4.8			
2005	5.8	2.7			
2010	7.5	4.0			
Brasil-S	Argentina	Bolivia	Brasil-SE	Paraguay	Uruguay
2000	18.4	10.8	6.5	6.5	21.9
2005	12.7	7.5	5.0	5.0	18.4
2010	9.6	8.5	5.8	5.8	16.9
Brasil-SE	Argentina	Bolivia	Brasil-S	Brasil-NE	Paraguay
2000	24.7	11.2	6.5	4.8	0.0
2005	17.7	8.4	5.0	2.7	0.0
2010	15.3	9.4	5.8	4.0	0.0
Paraguay	Argentina	Brasil-S	Brasil-SE		

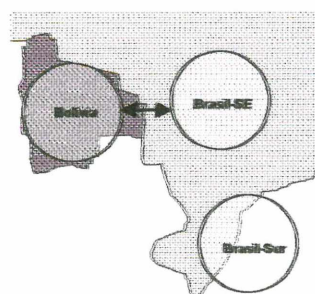
2000	24.7	6.5	0.0		
2005	17.7	5.0	0.0		
2010	15.3	5.8	0.0		
Uruguay	Argentina	Brasil-S			
2000	7.2	21.9			
2005	7.2	18.4			
2010	8.3	16.9			

En el Cono Sur, se tiene un padrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay para Brasil, y de exportaciones Argentina-Chile. En el caso de Argentina y/o Bolivia para Brasil y Argentina para Chile, esta exportación también se puede hacer a través de gasoductos.

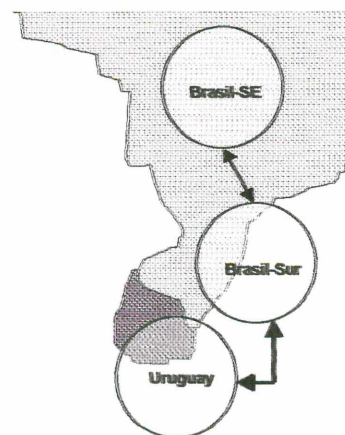
Argentina y Brasil



Bolivia y Brasil



Brasil y Uruguay



4.5 Evaluación Económica de una Interconexión

4.5.1 Identificación de los Beneficiarios

A primera vista, una interconexión sería de interés si la reducción del costo operativo total (suma de los costos de los países) resultante de la misma excede el respectivo costo de inversión. Sin embargo, es importante tomar en cuenta la *asignación* de estos beneficios entre los agentes (generadores y demandas) de los sistemas.

Por ejemplo, aunque la interconexión reduzca el costo total de los países, es posible que el costo operativo del país exportador aumente. En este caso, se tendría un aumento en las tarifas de los consumidores del país exportador, que entonces se pondrían en oposición a la interconexión. En otras palabras, es posible que los consumidores de los países “excedentarios” no reciban beneficios por la interconexión.

Una respuesta a esta inquietud es que se debe tomar en cuenta la dinámica de las nuevas inversiones en generación del país exportador. Por ejemplo, si se supone que el precio “spot” promedio del exportador es US\$25/MWh, y que además el sistema está en equilibrio, esto es, el costo marginal de expansión también es US\$25/MWh. y si la exportación para el país vecino aumenta los precios locales para US\$28/MWh, esto induciría la entrada de nueva oferta en el sistema, lo que llevaría a una reducción de los precios al valor de equilibrio. Por lo tanto, los consumidores no serían perjudicados.

A su vez, los generadores del país importador desplazados por la energía importada tendrán pérdidas, que pueden traducirse en una reducción de la actividad económica local o en el

aumento del desempleo. Por lo tanto, estos agentes tendrán razones para oponerse a la interconexión.

4.5.2 Impacto en la Volatilidad de los Precios “Spot”

Otro aspecto importante es el efecto de la interconexión en la volatilidad de los mercados “spot” de los países. Una fuerte interconexión entre los países puede resultar en el aumento de la volatilidad de uno de los sistemas, y con esto desajustar el equilibrio económico de su mercado. En otras palabras, el mismo generador que apoya la construcción de la interconexión para la exportación se opone a la misma para la importación.

4.5.3 Pagos por Capacidad

En el cálculo tradicional de los beneficios de una interconexión, el ingreso “spot” de la misma (producto de la diferencia de los precios “spot” en los países por el flujo en el circuito) se compara directamente con el costo de construcción del circuito. Si la razón beneficio/costo es > 1 , entonces la interconexión se justificaría.

Sin embargo, es necesario tomar en cuenta otros aspectos, tales como los reglamentos de los pagos por capacidad de cada país. Por ejemplo, si se supone que el costo de la interconexión de A con B es US\$ 5/MWh, y que el pago por capacidad en A es US\$ 10/MWh., si este pago no se hace a los generadores que tienen contrato de exportación, una interconexión sólo sería atractiva si la diferencia de los precios “spot” entre A y B excede la suma de los costos del

circuito y la pérdida de los cargos por capacidad. El problema resulta más complejo si el país B a su vez tiene una política distinta con respecto a pagos por capacidad a las importaciones.

4.6 Oportunidades de Interconexión

La región presenta un crecimiento muy importante de la oferta de generación, que varía de 135 GW en 2002 para 210 GW en 2010. También podría preverse una expansión de la capacidad térmica en el período 2002-2010, que pasa de 1/4 de la capacidad total para 1/3 de la misma.

Estas características presentan dos clases de oportunidad para interconexión:

- complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas;
- complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.

Además de identificar el beneficio global de la interconexión (diferencia de los costos operativos totales antes y después), es necesario identificar el efecto de la misma en la volatilidad de los precios “spot”, en los ingresos de los generadores del país importador y en los precios de la energía en el país importador. También es necesario tomar en cuenta otros aspectos, tales como la regulación de los pagos por capacidad de cada país, este aspecto está directamente involucrado con el tema regulatorio.

4.7 Estudios de Interconexión

Se ha verificado la existencia de diversos estudios de interconexión, como los siguientes:

- Identificación de un “corredor energético” para los países del estudio en el Cono Sur, encontrándose un padrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay para Brasil.
- Estudios específicos de interconexión para Argentina-Brasil, Brasil-Uruguay y Bolivia-Brasil.
- Estimación del beneficio de un despacho flexible en la boca de los pozos en Bolivia, para el caso de la interconexión Bolivia-Brasil comparado con despacho térmico “take or pay” en Brasil. Los precios “spot” en Brasil son muy bajos, y un despacho “take or pay” estaría desplazando la energía hidro vertida, lo que es una utilización ineficiente de recursos energéticos no renovables. La tasa de extracción de las reservas de gas con una planta es en promedio 4 veces menor que con el uso “take or pay”. Esto sugiere una oportunidad para el manejo más racional de un recurso no renovable y cuyo valor económico debe crecer en el futuro.
- Estudios de interconexión Argentina-Brasil que indicaron un fuerte beneficio para la integración energética de los países. Sin embargo, se observa un aumento sustancial de la volatilidad de los precios “spot” argentinos para interconexiones alrededor de 3000 MW.
- Estudio del fortalecimiento de la interconexión Brasil-Uruguay con beneficios para la integración energética de los países. La reducción de los costos operativos de Brasil varía de 12.6% en el 2000 hasta 2.6% en el 2005 y en el 2010. En el Uruguay se tendría una reducción de los costos operativos en un 21% en el 2000, 29.8% en el 2005 y 40.5% en el 2010. Se observa un aumento sustancial de la volatilidad de los precios “spot” uruguayos.

5. Diagnóstico del Marco Institucional Regulatorio para el Funcionamiento de un Mercado Integrado

Se analizan los aspectos de los despachos de carga nacionales y la regulación de los intercambios de energía eléctrica e interconexiones internacionales.

5.1 Procesos de Transformación Institucional Regulatoria y Privatizaciones

Durante la década del 90, se produjeron transformaciones sustanciales en una porción significativa de los sectores eléctricos de países de Sudamérica. En los años previos a dichas reformas, el servicio eléctrico en Sudamérica se caracterizaba, en general, por los siguientes rasgos: grandes empresas prestadoras monopólicas, integración vertical de la cadena eléctrica en sus actividades básicas, decisión centralizada y manejo por el Estado de la gestión y explotación del servicio, retribución de las prestaciones y costeo de las tarifas sobre la base de costos medios totales, interconexiones e intercambios internacionales realizados en base a acuerdos - contratos entre los países participantes y a la distribución equitativa de los beneficios resultantes. En varios casos las interconexiones internacionales se desarrollaron a partir de la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos binacionales.

Esta concepción generalizada del sector eléctrico tuvo modificaciones sustanciales en los países que efectuaron los procesos de reforma: segmentación vertical y horizontal de la cadena eléctrica y privatización de las unidades de negocio resultantes; creación, a partir de la segmentación vertical, de un Mercado Mayorista competitivo con participación en algunos casos de comercializadores. Asimismo, no se han detectado normativas que establezcan

incompatibilidades específicas con otros sectores energéticos vinculados u otros proveedores de insumos (fuentes de energía primaria y su transporte –gas, petróleo, carbón- productores de equipos, etc.). El Mercado Mayorista es competitivo, regido por los costos marginales de energía resultantes del despacho. Retiro total o parcial del Estado de la función empresaria, de los mecanismos de inversión y asignación de recursos y de la expansión del equipamiento. En los segmentos en que se reconoce la existencia de monopolios naturales -Distribución y Transporte – se suple la falta de competencia mediante regulaciones adecuadas, se establece el libre acceso a las redes, para ciertos usuarios, mediando el pago de un peaje. Retribución de las prestaciones en base a costos marginales de corto y largo plazo y costos medios standard. Interconexiones e intercambios internacionales: comienzan las iniciativas y emprendimientos de actores privados para su realización con un grado creciente de libre acceso y negociación para pactar las condiciones de los mismos, principalmente a nivel de excedentes eléctricos o gasíferos en países que cuentan con gas para exportación.

Las reformas han tenido diversos grados de aplicación en los países de la región, pudiendo establecerse al respecto:

1. Países que realizaron reformas estructurales del Sector (cambio legal del marco regulatorio y funcionamiento de los mecanismos de mercado) y han tenido procesos de privatización que definen, actualmente, un grado preponderante de propiedad privada: Argentina y Bolivia;
2. Países en proceso de transición tanto en las reformas estructurales como en los procesos de privatización: Brasil.

3. Países que tomaron iniciativas en cuanto al cambio legal del marco regulatorio pero, o el mismo no se ha aplicado, o las privatizaciones no se han realizado, en forma significativa: Ecuador, Paraguay, Uruguay.

5.2 Instrumentos Legales y Regulatorios para las Reformas del Sector Eléctrico. Marco Institucional. Privatizaciones.

Argentina

Los instrumentos legales que establecen los principios y disposiciones generales para la transformación del sistema eléctrico argentino datan de 1992. Ellos son la Ley 24.065 y su Decreto reglamentario N° 1.398/92. Complementariamente se elaboraron, mediante resoluciones de la Secretaría de Energía un amplio conjunto de normativas, compendiados en el manual de “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, editado por CAMMESA.

A partir de esa fecha el proceso de privatización fue acelerado, comenzando por la Generación y luego por el Transporte y la Distribución. Actualmente no están privatizadas las centrales nucleares, las hidroeléctricas binacionales y algunas áreas de distribución, de jurisdicción provincial.

Bolivia

El Sector Eléctrico de Bolivia comenzó su transformación a partir del año 1994, con la Ley 1604 (diciembre de ese año) y la reglamentación de dicha Ley, contenida en el Decreto Supremo 24043, que, además del articulado, incluye los siguientes reglamentos: Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, Concesiones y Licencias, Uso de bienes del Dominio Público, Precios y Tarifas, Calidad y Distribución e Infracciones y Sanciones.

La propiedad es casi totalmente privada. Las empresas mixtas (participación estatal - privada), están en proceso de privatización.

Brasil

Brasil se encuentra actualmente en un proceso de transición en su transformación regulatoria. Las primeras medidas son de 1995/96 y establecen disposiciones sobre el régimen de otorgamiento y prórroga de la concesión y autorización en la prestación de servicios públicos (Leyes 8987 y 9074/95), la reglamentación de la producción eléctrica por el productor independiente o el autoprodutor (Decreto 2003/96) e instituyen la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), como órgano regulador (Ley 9427/96).

Las modificaciones significativas posteriores se producen en el año 1998. Se establece la compra y venta de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Mayorista de Energía (MAE), la libre negociación para la compra -venta entre concesionarios y otros agentes autorizados y la reglamentación del MAE. También se definen las atribuciones del

Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y se establecen sus reglas de organización. Asimismo se autoriza al Poder Ejecutivo a proceder a la reestructuración de Eletrobras (Ley 9648 y Decreto 2655 de 1998).

Una síntesis descriptiva del proceso, en el plano Federal (Nacional) y de los Estados se da a continuación:

Federal:

- Iniciación de la reestructuración del sistema ELETROBRAS.
- Segmentación vertical de ELETROSUL.
- Privatización de la generación federal: privatización de GERASUL.
- Segmentación vertical de FURNAS, CHESF y ELETRONORTE.
- Separación de la generación nuclear en la empresa ELETRONUCLEAR, no privatizable.
- Privatización de la generación de FURNAS, CHESF y ELETRONORTE.
- Mantenimiento de la Transmisión dentro del Sistema ELETROBRÁS.
- La distribución federal ha sido totalmente privatizada.

Estados:

- La mayor parte de la distribución está privatizada.
- Comienzo de la segmentación vertical (San Pablo y Río Grande del Sur).
- Pequeña parte de la generación privatizada (San Pablo, Goiás, Bahía y Río de Janeiro)
- Mantenimiento de la transmisión con control de los Estados.

Paraguay

La prestación del servicio eléctrico está a cargo del Estado. El marco que actualmente regula las actividades del sector eléctrico está incluido en la Ley 966 del año 1964.

Acorde con los cambios institucionales, regulatorios y de propiedad en la Región, Paraguay ha comenzado a adoptar algunas medidas tendientes a la transformación. Para ello se cuenta con la asistencia financiera no reembolsable del BID, destinado a la ejecución de un “Programa de Reestructuración del Sector Energético de Paraguay”.

Algunas de las actividades incluidas en este programa, son:

- Realización de un proyecto de Ley de Marco Regulatorio y propuesta de reorganización, estableciendo, por una parte, la función del Estado en su carácter de fijador de políticas y de regulador; por otra parte, la generación de condiciones aptas para la incorporación de intereses privados.
- Diseño de alternativas institucionales acordes con los nuevos objetivos del sector.
- Identificación de nuevas oportunidades de negocio para la participación del sector privado.
- Diseño de la nueva entidad de gobierno que ejerza la función reguladora prevista en la nueva legislación.

Dentro de las acciones tendientes a la nueva política se inicio un proceso de tercerización de actividades, bajo control de ANDE: construcción y mantenimiento de líneas de media y baja tensión y subterráneas, contratación de electricistas residentes para pequeñas comunidades,

instalación de medidores para nuevos usuarios y mantenimiento de alumbrado público. En proceso de estudio se encuentra el proyecto de generación y transmisión denominado Yguazú (200 MW).

5.3 Intercambios Internacionales de Energía Eléctrica

Argentina

- La reglamentación vinculada a las interconexiones está básicamente contenida en la Resolución 21/97 de la Secretaría de Energía y Puertos
- La Importación se considera una oferta adicional que se agrega en el MEM, como un grupo generador virtual
- La Exportación se considera como una demanda adicional que se agrega al MEM en el Nodo Frontera, como una demanda virtual.
- De las dos puntualizaciones precedentes se infiere que el precio nacional es influido por el nivel de transacciones internacionales, ya que estas últimas se agregan a la demanda total, la cual define, conforme a la oferta requerida, el mismo precio marginal tanto para las transacciones nacionales como para las internacionales.

Bolivia

- Libre acceso a los mercados y participación
- Los Generadores locales pueden vender libremente energía a los países vecinos

No existen limitaciones para las exportaciones de los Agentes Locales o las compras de consumidores de otros países para asegurar el abastecimiento y la calidad del servicio interno.

- Los Consumidores No Regulados podrían comprar libremente en mercados vecinos. Según el Artículo 8 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, los Generadores de otros países pueden participar como Agentes del Mercado, siempre que cuenten con una Licencia de Importación de Electricidad, otorgada por la Superintendencia.
- Los Consumidores de otros países que tengan las características de los Consumidores No Regulados, podrán participar como Agentes del Mercado, siempre que cuenten con una Licencia de Exportación de Electricidad, otorgada por la Superintendencia.

Brasil

Tanto los agentes privados como los estatales pueden realizar intercambios internacionales. La legislación existente y la reestructuración propuesta no imponen límites

Autorización de los intercambios internacionales:

- ◆ La autorización de la concesión para implantar una conexión internacional es otorgada por la agencia reguladora ANEEL.
- ◆ Los flujos de las interconexiones serán informados por el agente operador del sistema ONS, en los términos del protocolo suscripto con el país vecino, teniendo como meta la optimización del uso de los recursos energéticos. Los reglamentos para esta operación serán aprobados por la ANEEL.

Libre acceso para los intercambios internacionales:

- El libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución fue establecido por ley y ya tiene su reglamentación en Decretos y Resoluciones. Sin embargo esta reglamentación está en proceso de evolución para adecuarla a la reestructuración propuesta.
- Los agentes que pueden acceder al sistema de transmisión y distribución son: Generadores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores libres. En el caso de los Generadores, Distribuidores y Comercializadores, ellos deben ser titulares de las respectivas concesiones, permisos o autorizaciones, otorgados por el poder concedente. De esta manera, un agente extranjero, para poder acceder al sistema de transmisión brasileño se deberá constituir como comercializador, con la obtención de la autorización correspondiente.
- En la reglamentación existente de la red, la restricción es solamente aquella asociada a la capacidad de transporte existente, hasta que la misma sea ampliada.
- La figura del agente comercializador existe y tuvo una primera reglamentación en el Decreto 2655/98. Los titulares de concesiones o autorizaciones para Generación o Distribución son automáticamente autorizados para la comercialización.
- La reglamentación del agente exclusivamente comercializador establece que esta actividad requiere autorización de ANEEL, con las siguientes exigencias:
 - Habilitación jurídica
 - Regularidad fiscal
 - Idoneidad económico - financiera.

La figura del Comercializador es necesariamente distinta de la del transportista.

Paraguay

- Los intercambios internacionales de energía eléctrica, actualmente solo son realizados por un organismo dependiente del estado, en este caso la ANDE.
- Todo indica que bajo la nueva regulación del sector eléctrico esto será sensiblemente modificado facilitando el ingreso de agentes privados.
- Los intercambios internacionales requieren autorización del Gobierno, en este caso del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, el cual sugiere al Poder Ejecutivo, obteniéndose luego el Decreto correspondiente.
- Las transacciones internacionales actuales se realizan a Convenios de Cooperación Recíproca, los cuales son de carácter general. En caso de existir interés en alguna interconexión en particular, se establecen Notas Técnicas, donde se fijan los precios, modalidades y condiciones del suministro.
- En virtud de la legislación vigente, no existen otros agentes habilitados, por lo que no se puede utilizar la capacidad remanente.
- Históricamente, las transacciones internacionales no fueron objeto de impuestos o cargos adicionales.

5.4 Factores dinamizantes de las Interconexiones Internacionales en la Región

- Interconexiones basadas en la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos internacionales, como el caso de Salto Grande, subrayando la vinculación a nivel global de sistemas nacionales que establece la transmisión, originalmente considerada limitada a la evacuación eléctrica exclusiva del aprovechamiento. Por otra parte se menciona el

reparto equitativo de los beneficios de la interconexión, basado en el precio promedio de los marginales de ambos países.

Se estima que este factor dinamizante conserva su vigencia, considerando mercados cuyos costos marginales de largo plazo superan los de aprovechamientos hidroeléctricos potenciales, la existencia de redes de transporte existentes, en particular en Mercosur y la posibilidad de que los Gobiernos adopten políticas activas para el llamado a licitación de la construcción y explotación de los aprovechamientos por inversores privados.

- Interconexiones internacionales basadas en la disponibilidad de oferta de uno de los países para consumo del otro.
- Interconexiones basadas en la asimetría de disponibilidades de gas entre dos países.
- Interconexiones realizables a partir de las ventajas resultantes de la operación conjunta o coordinada de sistemas nacionales. No parecen existir interconexiones realizadas en base a profundos análisis previos del funcionamiento y/o coordinación de los sistemas nacionales. Ello probablemente requiera un esfuerzo sistémico de organismos gubernamentales y no gubernamentales que alienten iniciativas de inversión privada en estos casos más complejos, pero no menos convenientes, de integración.

5.5 Barreras a la Integración Eléctrica

Las interconexiones que producen beneficios globales, pueden provocar perjuicios unilaterales a actores o países, lo que señala la conveniencia de prestar atención a los mecanismos de asignación de los beneficios. En caso contrario, los países o actores perjudicados pueden generar resistencias al proceso de integración, no por la carencia de beneficios, sino por la distribución irracional de los mismos.

Como se comentara un aspecto sensible en la regulación de intercambios internacionales está vinculado al grado de equidad de dichas transacciones. Una exportación implica una demanda adicional en el país de origen y una oferta adicional en el país de destino. Si los precios se definen por los diagramas de demanda total de cada uno de los países, el precio local del país exportador aumenta, en tanto el precio local del país importador disminuye. No parecería justo que un país que esta aportando al mejor abastecimiento de otro, reciba como “beneficio” un encarecimiento de sus costos locales.

En los análisis futuros, tanto de simulación como regulatorios, será conveniente analizar aspectos tales como a volatilidad de precios spot, efectos en los ingresos de los actores, efectos en los precios de mercado de los países importador y exportador, pagos por capacidad, investigando en ellos soluciones normativas tendientes a optimizar la integración.

Otro aspecto se vincula con la optimización del recurso gasífero, considerando dos alternativas diferentes: explotación con planta eléctrica flexible o sistema de contrato “take or pay”.

- En la región existen actualmente vinculaciones internacionales no sujetas ni física ni regulatoriamente al Mercado Mayorista, lo cual parecería inconveniente, pues genera exclusividades inequitativas.
- La necesidad de expandir los sistemas de transporte internacional focaliza la problemática sobre los sistemas de apropiación de costos y determinación de los beneficiarios que deberán asumir los costos de los mismos. Este tema no parecería tener, hasta el momento, una solución totalmente satisfactoria.
- Aún cuando los operadores privados se muestran activos en detectar buenas oportunidades de negocios, en ocasiones no prima en ellos una visión sistémica sobre dos aspectos: 1) la detección de beneficios de cuantificación más compleja y la permanencia, en el tiempo, de dichos beneficios; 2) la conveniencia y las necesidades del conjunto de actores y de la comunidad.
- En los casos en que la libre disponibilidad del recurso y el libre acceso a los mercados da preeminencia a los operadores privados en las decisiones sobre recursos energéticos no renovables, probablemente sea conveniente que las políticas oficiales regulen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, así como la asignación de costos internos de transporte a la exportación y el consumo doméstico.

En resumen, será importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados a favor de proyectos de integración energética, atendiendo a principios de equidad en la distribución de los costos.

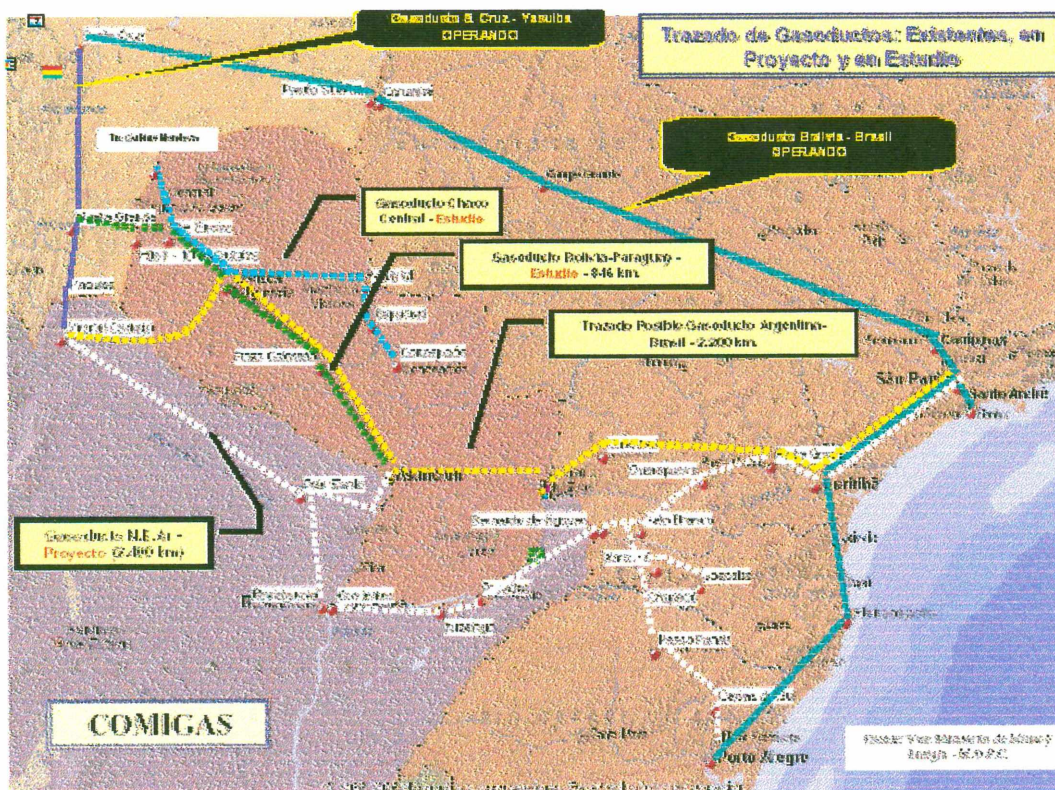
6. Las Oportunidades del Gas Natural en el Paraguay

6.1 Antecedentes

En diciembre del 2002, el Gobierno de Bolivia hizo un giro en su política energética y se declaró en extender la misma para beneficiar al Paraguay en la provisión de gas natural a través de un gasoducto por el Chaco paraguayo.

La intención sería de construir un ducto desde Potosí hasta Asunción, con longitud de 846 km que tenga por objetivo la distribución de gas doméstico y comprimido para uso vehicular o para una industria petroquímica de urea u otro tipo de fertilizantes que puedan derivarse del gas natural, con posibilidad de desarrollar uno o varios proyectos termoeléctricos. Uno de ellos podría ser de 750 MW en el área Metropolitana de Asunción, que permita aliviar el sistema de transporte de la ANDE y además negociar paquetes de energía con compradores brasileños, además, instalar una planta generadora en Loma Plata (Chaco Central), con capacidad de aproximadamente 200 MW. También existiría capacidad de reexportar el gas a los estados de Paraná, Santa Catarina y Matto Grosso do Sul. El transporte se haría por caños de 18 pulgadas, con capacidad de 5 a 6 millones de metro cúbicos por día.

En el mapa que sigue se esbozan diversas opciones de trazado de gasoductos en la región:



Cálculos muestran que en el año 2000 el Paraguay dispuso de una Oferta Interna Bruta Total de Energía¹ de 4.459,13 miles de toneladas equivalentes de petróleo (base 10.000 kcal/kg) de la cual el 90,6 % llegó al sector del consumo final (incluyendo el consumo propio del sector) mientras que el 9,4 % restante se perdió en los Centros de Transformación como parte del proceso del sector energético nacional.

La Oferta Interna Bruta Total de Energía representó apenas el 44,2 % de la Disponibilidad de Energía² con la que contó el Paraguay en ese año; el resto se destinó a la exportación (en forma de electricidad) o se perdió como hidroenergía no aprovechada (caudales vertidos en las centrales hidroeléctricas) o como pérdidas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo en ellas las “pérdidas negras”.

La disponibilidad de energía mantiene la misma composición que ha caracterizado la estructura del balance energético:

- La producción de energía primaria en la que participa la Hidroenergía (en un 73,5 % aproximadamente) y el resto compuesto por productos de la Biomasa en la que se destaca la Leña con un 19,1 % de participación respecto al total de producción.
- La importación de energía primaria y secundaria compuesta únicamente por petróleo crudo y derivados, en la que el primero representa menos del 8 % del total de las importaciones lo que confirma la condición de Paraguay como país importador de hidrocarburos manufacturados y una débil industria nacional incapaz de procesar las cantidades de materia prima necesaria para la obtención de los productos terminados que satisfagan las necesidades del mercado interno.

Los altos excedentes de energía disponible para la exportación mantienen la pauta en la estructura del Balance. La electricidad es casi la única componente de las exportaciones y ella es resultante, en lo fundamental, de la parte producida por las centrales binacionales que le corresponde a Paraguay (de acuerdo a los Tratados) y que es cedida a Brasil y Argentina por falta de mercado interno para su uso.

Como resultado de la falta de mercado interno para asimilar las elevadas disponibilidades de electricidad que determinan la exportación (o cesión por fuerza de Tratado) de ésta y condicionado por las propias estructuras productivas y socioeconómicas del país, la composición del consumo final de energía muestra características que lo diferencian sustancialmente de las que prevalecen como características de la disponibilidad de energía.

<p>1) <i>OFERTA INTERNA BRUTA TOTAL = (OFERTA INTERNA BRUTA PRIMARIA) + (OFERTA INTERNA BRUTA SECUNDARIA) – (PRODUCCIÓN SECUNDARIA).</i></p> <p>2) <i>DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA = (PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA) + (IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA) + (IMPORTACIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA) +/- (VARIACIÓN DE STOCK).</i></p>
--

Efectivamente, el 54,2 % del Consumo Final de Energía³ correspondió a productos de la biomasa (incluyendo leña y carbón vegetal), los derivados del petróleo representaron el 35,8 % mientras que la electricidad apenas alcanzó el 10,0 % del Consumo Final.

La estructura sectorial del Consumo Final de Energía muestra un relativo equilibrio entre los sectores Residencial/ Comercial (33,6 %), Transporte (31,7 %) e Industria (32,5 %) con predominio del sector Residencial/ Comercial. Lo anterior se corresponde con las

características principales de la base económico - productiva del país en la que la industria no ocupa un papel destacado.

3) El Consumo Final de Energía incluye tanto el consumo final con fines energéticos como el consumo No Energético, éste último (apenas el 0,2 % del total), referido en lo fundamental a lubricantes para el sector transporte

Fortalezas y Deficiencias del Sector Energético Paraguayo

Fortalezas:

- Abundancia de la hidroenergía tanto en capacidades instaladas para la generación de electricidad como en el potencial estimado que aseguran la disponibilidad de electricidad para la realización de proyectos de inversión en sectores prioritarios para el desarrollo económico del país.
- Posición estratégica territorial, lo que posibilita consolidarlo como un corredor energético de importancia para los países de la región con los beneficios que ello puede reportar a partir de la entrada de divisas al país.

Deficiencias:

- Dependencia total de las importaciones de petróleo crudo y de derivados para satisfacer la demanda nacional y dificultades de diversificar la oferta con la inclusión del gas natural en la matriz energética nacional debido a las elevadas inversiones que ello presupone. A ello se une un bajo nivel en las actividades de prospección y exploración de petróleo que pudieran disminuir la dependencia externa y un mercado interno de hidrocarburos en

relativa expansión el que demandará en años futuros un mayor abastecimiento que cada vez será más difícil satisfacer a partir de fuentes nacionales o de la industria nacional procesadora de materia prima.

- Bajo nivel de utilización de la electricidad, lo que está determinado en parte por la insuficiencia para hacer llegar hasta los grandes centros de consumo (Asunción y el Departamento Central) energía más barata a partir de la generación de las grandes centrales hidroeléctricas muy alejadas de éstos.
- Sostenido crecimiento de la demanda eléctrica en los grandes centros de consumo que origina la necesidad permanente de ampliar todo el sistema de distribución y transmisión de baja tensión principalmente en el área metropolitana de Asunción.
- El uso de la leña y el carbón como fuente principal de energía para el desarrollo económico del país limita la capacidad para enfrentar nuevas tecnologías y acelerar el propio proceso de modernización y reestructuración económica, además del consecuente impacto ambiental.
- No está definida una clara política energética integral. La definición de la política energética continúa realizándose a partir de la yuxtaposición de los planes de cada una de las empresas energéticas, que en algunos casos se reducen a programas de inversión (de corto plazo).
- La política de precios internos de los diferentes energéticos no ha sido prioritaria ni se ha manifestado como una forma de control de la demanda y su encause hacia aquellos energéticos más convenientes a la política de desarrollo nacional.
- La política tributaria es diferente para la energía eléctrica y los derivados del petróleo. En particular, el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) aplicado en el caso de los derivados del petróleo ha incentivado el consumo del gas oil y el gas licuado de petróleo (GLP).

- No se ha estructurado un plan adecuado para la conservación energética y el uso racional de los recursos que abarque a todos los sectores del consumo final y sea capaz de incidir en la reducción del consumo por unidad de producto o servicio prestado así como incentivar el uso de tecnologías apropiadas. La educación energética de la población que contribuya a la adquisición de hábitos adecuados de consumo es insuficiente.
- No ha sido estudiado ni enfrentado de manera prioritaria e integral el vínculo energía/ medio ambiente, por lo que las relaciones, acciones y presiones que el sector pueda estar ejerciendo sobre el medio son insuficientemente conocidas.
- Predominio del papel del Estado como autoridad y como empresario con escasa participación del sector privado. Ausencia de un marco regulatorio adecuado que posibilite redefinir las funciones del Estado de acuerdo a las tendencias actuales en el manejo del sector y propicien la participación activa y creciente del sector privado.

Aspectos Institucionales

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

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 este sentido, por Decreto Presidencial 11.884 del 16 de enero de 2001 “Se conforma una Comisión Coordinadora y Promotora del Proyecto Gas Natural e Inversiones (COMIGAS) ligadas al programa en la República del Paraguay”; para la introducción del gas natural en la matriz energética.

Dicha Comisión está integrada por los Ministros de Industria y Comercio, Hacienda, Obras Públicas y la Secretaría Técnica de Planificación; posteriormente por Decreto N° 12.108 se incluye al Ministro de Relaciones Exteriores como integrante de la COMIGAS.

b) Consolidación del perfil de país exportador de energía eléctrica, en base a la generación de electricidad de las centrales hidroeléctricas binacionales y de la factibilidad de la generación a partir de centrales térmicas a gas natural.

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 y la ejecución del proyecto de la central CORPUS CHRISTI.

Dificultades detectadas para la Implementación de Proyectos y la Integración Física Regional del Sector

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 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 gasoelectrico.

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

Estrategias para la Participación del Sector Privado en Inversiones y Operaciones

Una mayor apertura a la participación del sector privado en el marco de las inversiones y operaciones en el sector es importante a los efectos de lograr la modernización y optimización de éste. En ese sentido se deben promover un conjunto de acciones, entre ellas:

- La Ley Marco del Sector Eléctrico, y del Gas Natural, que impulsarán la participación de la iniciativa privada en el Sector Energético Global Nacional, tanto en el área de inversión como en la operativa.
- El diseño del Plan Nacional de Energía que contemplará prioridades de corto, mediano y largo plazos, con la participación de sectores de la sociedad, involucrados con la industria energética. En el plan quedará claramente precisado el papel que corresponde al sector privado en el sector energético.

- Incentivar el desarrollo de emprendimientos eléctricos, con participación del sector privado y en un marco de integración electro energética regional y sub regional del MERCOSUR.
- Diversificar la Matriz Energética Nacional con energéticos más eficientes para cada uso específico. La diversificación de la Matriz Energética Nacional dará la posibilidad al sector privado de participar en áreas específicas en las cuales hoy su participación es reducida.

6.2 Aspectos Técnico-económicos

El costo del gasoducto oscila entre 500 y 1000 millones de dólares, dependiendo de las características del mismo. El sector privado financiaría las obras y el gobierno otorgará las facilidades legales para que los empresarios puedan construir el ducto y traer el gas boliviano.

A modo de información, existen tres categorías de gasoductos:

- i) De recolección entre diferentes pozos hasta la planta de tratamiento. En esta planta se separan los diferentes componentes: agua, nitrógeno, dióxido de carbono, etc y se inyecta en el sistema de transporte.
- ii) Troncal, transmisión o transporte. Que mueve el gas a grandes distancias mediante varias estaciones de compresión controlados mediante sofisticados sistemas de tecnología de la información y automatismo.
- iii) De distribución. Que usualmente es una red, mediante la cual el gas llega al consumidor final.

El sistema de almacenaje generalmente forma parte del sistema de transporte, porque permite la flexibilidad en la operación y minimiza la fluctuación en el suministro. También es necesario para cubrir los picos de demanda, pues no es posible variar ni la producción ni el flujo dentro de las cañerías en el rango ni en la frecuencia en que se comporta la demanda.

El costo del transporte representa una considerable porción del precio final. El gas natural, a diferencia de otros combustibles, no es fácilmente licuable, lo que dificulta su transporte y almacenamiento. En consecuencia, la construcción de gasoductos y redes de distribución requieren cuantiosas inversiones que deben ser amortizadas a largo plazo para que las tarifas sean aceptables para los usuarios que deben pagarlas. Los grandes productores de gas de la región son Bolivia y Argentina, y los grandes importadores Brasil y Chile. Existen yacimientos de pequeño porte en el Chaco Paraguayo, que serán aprovechados comercialmente solo cuando se instale un gasoducto capaz de acercarlo al centro de consumo. Debido al pequeño tamaño del mercado, la forma más barata, si no la única posible de introducir el gas natural en la matriz energética nacional es con otro proyecto multinacional que pase por nuestro territorio.

6.3 Ambiente Legal

Hasta hace poco los proyectos de gasoducto regionales pasaban por el norte o por el sur pero no por el Paraguay, tanto por el tamaño del mercado como por las falencias institucionales. Para el efecto, está en estudio un proyecto de Ley de Transporte de Gas por Ductos. El objetivo principal de este proyecto es facilitar el paso por territorio paraguayo de un gasoducto cuyo destino probable es el mercado brasileño. Naturalmente que están abiertas las alternativas de venta de gas local, instalación de una central de generación eléctrica, sea para

exportación (maquila eléctrica) o venta a distribuidores nacionales, o una combinación de estas posibilidades.

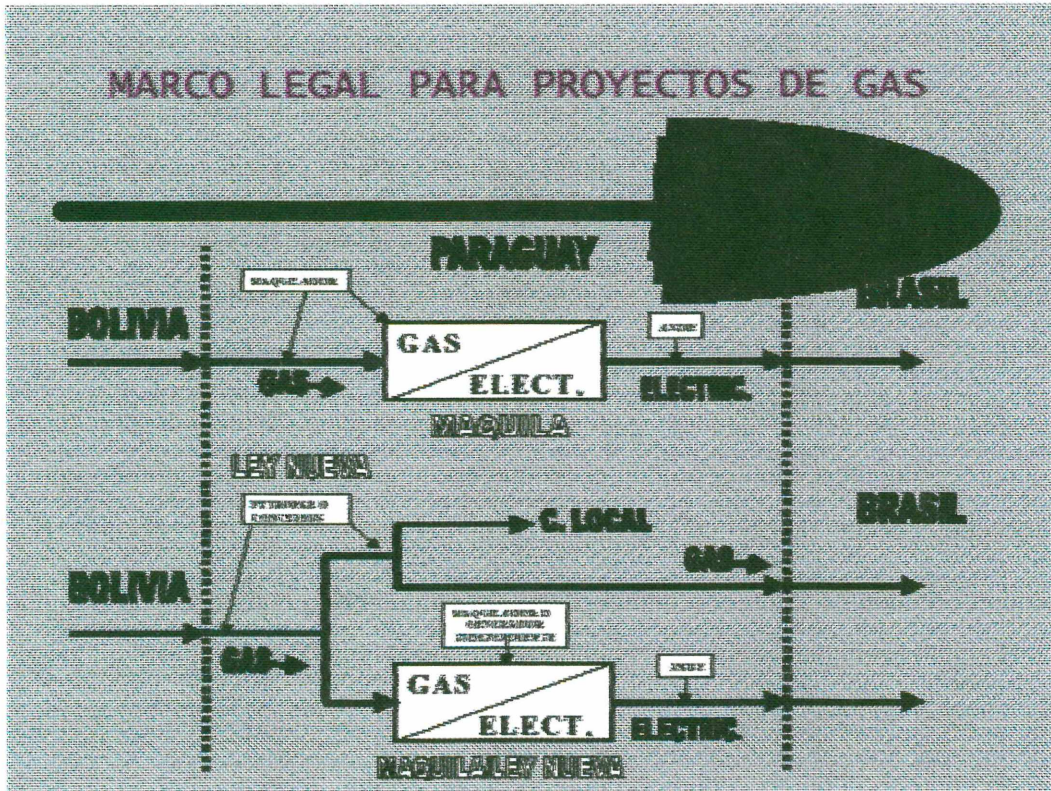
El proyecto de ley de transporte de gas por ductos es una ley de alcance limitado, pues solo rige el transporte o transmisión del gas. La distribución, comercialización, almacenamiento, siguen siendo regidos por el Ministerio de Industria y Comercio hasta tanto se promulgue una ley general del gas. La Ley 799/95 de hidrocarburos rige la producción, captación y procesamiento.

El derecho de explotación del servicio de transporte y almacenamiento de gas se debe otorgar por simple permiso o licencia a solicitud de parte y sin conferir exclusividad. Solo cuando dos o más proyectos técnicamente aceptables pretendan usufructuar una misma traza o bienes de dominio público, se debería someter a un concurso por el mejor canon. La autoridad no debería intervenir en decisión sobre qué y cuántos proyectos ejecutar, pues existen las condiciones para que los privados alcancen un resultado socialmente eficiente.

La futura ley general de gas seguramente creará la figura del distribuidor de gas, entre otros, entonces, cuando se presenten dos o más interesados con proyectos técnicamente aceptables, el primer permiso o licencia de distribución para una zona geográfica determinada debe ser otorgado por licitación, con periodo de exclusividad determinada. Después del periodo de exclusividad, los subsiguientes permisos de distribución serán también otorgados a solicitud de parte, pero ya sin conferir exclusividad.

En Anexo se presentan el Anteproyecto de Ley para la Generación de Energía Eléctrica para la Exportación y la Ley N° 1948 de Transporte de Gas por Ductos

El proyecto establece la operación de los sistemas de transporte bajo un esquema de acceso abierto, definido como el ofrecimiento por parte del concesionario de su servicio de transporte en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información, respecto a su capacidad de transporte disponible.



6.4 Oferta del Gas Natural

En la región comprendida por el MERCOSUR + Chile + Bolivia el gas natural (GN) ha sido introducido en cantidades apreciables desde hace pocos años; Argentina es el único país donde este energético ha alcanzado una posición muy notable en la matriz energética, mientras que en Bolivia y en Brasil su participación ha sido de menor importancia. Sin

embargo, el GN se presenta con una gran fuerza integradora en América del Sur. En el presente, casi todos los países de la región tienen por lo menos un proyecto de gasoducto.

La situación geográfica del Paraguay, situado entre importantes cuencas productoras en el noroeste argentino y el mayor mercado regional (estados meridionales del Brasil) ha sido el hecho principal que ha motivado que algunos proyectos de gasoducto incluyan al Paraguay en su recorrido.

En principio, existen las siguientes posibilidades de compra de grandes volúmenes de GN en la región (ver mapa I.1):

- De las cuencas gasíferas meridionales y orientales de Bolivia;
- De la cuenca del noroeste argentino;
- De las cuencas del sudeste peruano (Camisea), considerado de gran interés para el futuro.

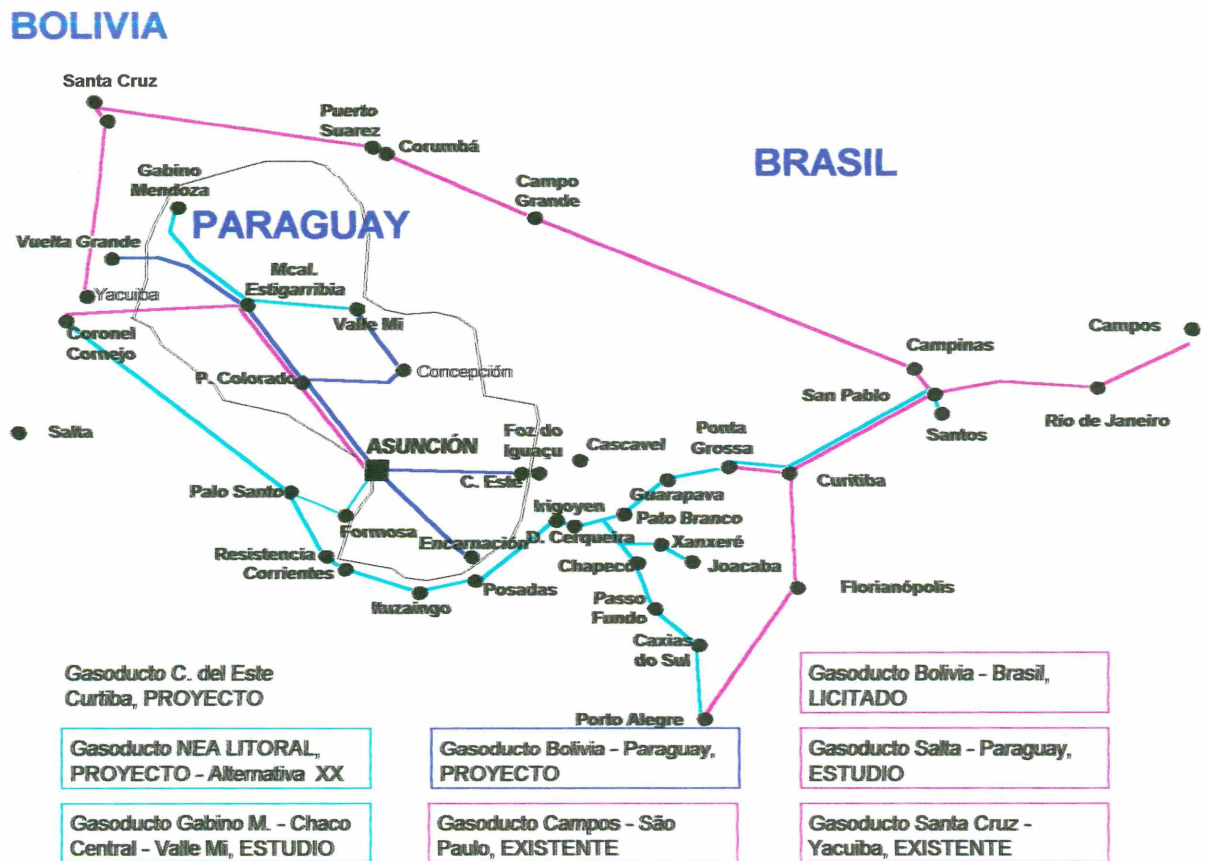
Las dos primeras posibilidades, por el volumen de reservas de esas cuencas, han impulsado proyectos de gasoducto de gran porte (capacidades finales de transporte que superan los 25.000.000 m³ diarios).

En lo que se refiere al Paraguay, se pueden identificar los siguientes proyectos de gasoductos:

- Gasoducto Bolivia-Paraguay
- Gasoducto del Mercosur
- Gasoducto Salta-Asunción

- Gasoducto del Chaco Central (proyecto que se desarrollaría sobre la base de la producción de gas natural de la empresa nacional Primo Cano Martínez)

Mapa - Proyectos de Gasoductos.



6.5 Demanda de Gas Natural

A) Potencial Demanda Interna en la Situación Actual

El GN es un energético que puede sustituir a otros combustibles convencionalmente usados en el Paraguay: leña, fuel oil, gasolinas, GLP y diesel oil. En principio, existen posibilidades de realizar la reconversión en algunas industrias nacionales que actualmente consumen leña o fuel oil. La sustitución de la leña y de los derivados de petróleo por el GN tiene consecuencias directas en la reducción del impacto ambiental proveniente del consumo de combustibles y en el incremento de la eficiencia y los beneficios en los procesos energéticos industriales.

Si bien se sabe que sería imposible sustituir la mayor parte del consumo de leña por GN (no es factible abastecer el medio rural con GN y algunas industrias están muy dispersas), existe la posibilidad de que el GN se introduzca en algunos polos industriales (industrias del Dpto. Central, Chaco Central, cerámica roja, caleras, etc.), sustituyendo la leña y colaborando así en la racionalización del consumo de energía en nuestro país y en la desaceleración de la deforestación indiscriminada.

Asimismo, algunas industrias que utilizan fuel oil (el caso más importante es la Industria Nacional del Cemento, que consume actualmente cerca de 60.000 m³/año) podrían utilizar el hidrocarburo gaseoso realizando pequeñas modificaciones en sus instalaciones.

En lo que se refiere al uso en el sector transporte, el GN presenta un excelente perfil para ser utilizado en el transporte público urbano de pasajeros. Realizando un análisis preliminar se estima que un ómnibus consumiría alrededor de 121 Sm³ diarios de GNC. Teniendo en cuenta

que operan 2.430 ómnibus solamente en el área metropolitana de Asunción, existe el mercado potencial máximo de unos 294.000 Sm³ diarios de GNC para esos ómnibus.

La distribución de gas natural en ciudades como Asunción, el área metropolitana y Ciudad del Este, para la cocción de alimentos, climatización (frío/calor) y generación de calor para usos varios, merecería ser analizada detalladamente, desde el punto de vista del crecimiento de la Demanda y del ahorro para los consumidores.

Las estimaciones preliminares realizadas por la empresa norteamericana Gregory & Cook [15] y por la Unidad de Promoción de Desarrollo Industrial (UPDI) del Ministerio de Industria y Comercio indican que el mercado potencial de GN cuando ingrese en operación el gasoducto sería de 700.000 m³/día (sin incluir la demanda de INC) como sustituto de combustibles líquidos derivados del petróleo y de combustibles oriundos de la biomasa que se utilizan actualmente.

B) Otras Demandas Factibles

El consumo de GN como sustituto energético de combustibles tradicionales en el Paraguay es limitado y se concretaría gradualmente. Por consiguiente, es difícil que sólo como tal justifique un gasoducto de gran extensión y capacidad. Por lo tanto, la factibilidad de transportar grandes cantidades de GN a través de un gasoducto en nuestro país depende, en gran medida, de:

B1) El Desarrollo de Industrias Petroquímicas que usan el Gas Natural como Materia Prima

En este sentido, la Unidad de Promoción de Desarrollo Industrial (UPDI) del Ministerio de Industria y Comercio realizó un Estudio de Viabilidad de una Planta de Fertilizantes compuestos N;P;K, (nitrógeno, fósforo y potasio) cuya producción está adaptada a la demanda nacional y regional. Esta planta podría consumir como máximo 500.000 m³/día.

La UPDI también analizó la posibilidad de producir metanol, pero abandonó prontamente esa idea, debido a las limitaciones del mercado regional y a que los costos de fletes para llevar el producto al centro del mercado son muy elevados.

B2) La Generación Termoeléctrica

A pesar de que el Paraguay genera excedentes en producción de energía hidroeléctrica, el costo de esa energía para la ANDE es elevado y tiene una tendencia creciente. Por consiguiente, la generación termoeléctrica para abastecer el área metropolitana de Asunción a precios competitivos puede ser un negocio muy conveniente. Teniendo en cuenta lo expuesto, es esencial para el programa del gas natural estudiar la construcción de una central termoeléctrica de ciclo combinado en el área de Asunción, que podría abastecer el Subsistema Metropolitano con precios competitivos con relación a las centrales hidroeléctricas binacionales y “liberaría” un monto similar de potencia en la central ITAIPÚ, la cual podría ser inyectada al Brasil a través de la convertora de Foz (existiría capacidad remanente aún con la instalación de la 10ª Unidad Generadora de 50 Hz).

Resumiendo, los proyectos (fertilizantes y el de generación termoeléctrica) podrían representar un consumo de unos 4.000.000 m³/día en Asunción (sin considerar los otros consumos provenientes de la sustitución de energéticos) y, por consiguiente, pueden viabilizar inmediatamente un gasoducto en el tramo Salta-Asunción.

Finalmente, cabe resaltar que este proyecto, por involucrar grandes volúmenes de GN, consolidaría al país como mercado importante de gas natural, justificando así la construcción de un gasoducto desde la cuenca del noroeste argentino al área de Asunción.

PROYECCION DE LA DEMANDA POTENCIAL MEDIA DE GAS NATURAL

CONSUMIDOR	DEMANDA POTENCIAL (m ³ /día)				
	1	5	10	15	20
	2005	2009	2014	2019	2024
TGCC (R.Metropolitana 700 MW)	2.565.000	2.565.000	2.565.000	2.565.000	2.565.000
TGCC (Loma Plata, Chaco 100 MW)	0	406.872	406.872	406.872	406.872
TGCC (Horqueta, Concepción 100 MW)	0	406.872	406.872	406.872	406.872
TGCC (Hernandarias, A.P. 350 MW)	0	1.424.051	1.424.051	1.424.051	1.424.051
TGCC (Hernandarias, A.P. 350 MW)	0	1.424.051	1.424.051	1.424.051	1.424.051
Industria Nacional del Cemento	0	150.000	150.000	150.000	150.000
Transporte Público	0	36.024	156.103	366.242	576.381
Domiciliar Asunción	97.500	107.622	121.764	124.808	124.808
General P*	39.000	43.049	48.706	49.923	49.923
Industrial (Asunción)	105.000	109.082	114.408	115.504	115.504
Transporte vehicular	21.600	23.842	26.975	27.650	27.650

(autos)					
Localidades vecinas (FdM, SL, L)	52.620	56.719	62.371	63.577	63.577
C�eramica Roja	0	35.639	68.583	82.086	94.780
Villeta (Sector Industrial)	70.282	238.782	250.441	252.840	252.840
Planta Fertilizante	0	500.000	500.000	500.000	500.000
TOTAL	2.951.002	7.527.605	7.726.197	7.959.477	8.182.309

6.6 Análisis del Mercado Paraguayo para la Energía Termoeléctrica

Descripción del Sistema Eléctrico Paraguayo

El Sistema Eléctrico de Potencia de la ANDE, o Sistema Interconectado Nacional (SIN), está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión en 220 kV, subtransmisión en 66 kV y distribución en 23 kV. En el Mapa 2.1 se muestran los Subsistemas del SIN: Metropolitano, Este, Central, Sur y Norte.

Actualmente, la generación está dada por tres centrales hidroeléctricas:

- **Itaipú**, propiedad de Brasil y Paraguay, con una potencia instalada de 12.600 MW, de los cuales 6 300 MW corresponden al Paraguay;
- **Yacyretá**, propiedad de Argentina y Paraguay, con una potencia instalada de 3.100 MW (a cota 83), de los cuales 1.550 MW corresponden al Paraguay; y

- **Acaray**, propiedad de ANDE, con una potencia instalada de 210 MW.

El SIN actualmente opera en dos Subsistemas eléctricamente aislados: el que está conectado a Itaipú y el conectado a Yacyretá. Este segundo está compuesto por la totalidad del Subsistema Sur y parte del Subsistema Este, alimentados por la generación de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá en paralelo con uno de los generadores de la Central Acaray. La separación física de los Subsistemas eléctricos se realizó mediante el desacople de barras de la subestación Acaray. Los otros tres generadores de esta central operan en paralelo con Itaipú, alimentando así al restante del Sistema Eléctrico de ANDE.

El Subsistema Metropolitano comprende principalmente el área metropolitana de la ciudad de Asunción, si bien actualmente cubre además algunas localidades de los Departamentos Central, Presidente Hayes, Cordillera, Paraguari, Ñeembucú y Misiones. En él se encuentra aproximadamente el 60% de la carga total del Sistema y el mismo recibe potencia de las centrales de Itaipú y Acaray mediante cinco líneas de transmisión en 220 kV. Según los criterios de planificación de ANDE, la capacidad nominal de cada una de estas líneas es de 165 MVA en condiciones normales y 200 MVA en condiciones de emergencia ante una contingencia. No obstante, este límite es probablemente un tanto conservador. Para poder elevarlo es necesario llevar a cabo la recapacitación de líneas, por los que se busca aumentar su capacidad con obras de costo relativamente bajo (p.ej.: re-tensionamiento de conductores en algunos vanos, inserción de torres intermedias en puntos críticos, etc.– comparativamente mucho menos dispendiosas que un cambio de conductores o construcción de un circuito adicional). Se cree que se pueda elevar la capacidad de esas líneas a 200/250 MVA (normal/emergencia), por lo menos.

Con el fin de controlar la tensión del Subsistema Metropolitano, en la subestación San Lorenzo del Subsistema Metropolitano se encuentra un Compensador Estático de Reactivos (CER) con potencia reactiva de salida de -80 MVar/+150 MVar, y está en construcción otro dispositivo similar, a ser instalado en la estación Limpio, con capacidad de -180 MVar/+250MVar.

Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión

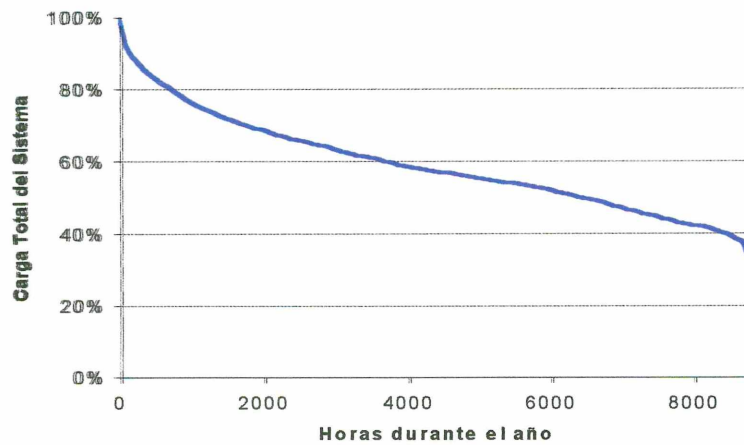
Para atender al crecimiento de la demanda, están previstas obras de expansión del sistema de transmisión:

- 2003 Compensador Estático de Reactivos en 220 kV para el control de tensiones en régimen permanente y dinámico.
- 2003 Línea de transmisión en 500 kV conectando la Central Yacyretá con la Subestación Ayolas (Sub-sistema Sur)
- 2004 Recapitación de las líneas de transmisión en 220 kV que salen de la generación en el Este y van a los Subsistemas Central/Metropolitano y Sur.
- 2008 Línea de transmisión en 500 kV conectando la Central Yacyretá al Subsistema Metropolitano.

Factor de Carga y Curva de Duración de Carga

Según los cálculos, la curva tiene un factor de carga de 59 %.

Curva de Duración de Carga del Sistema.

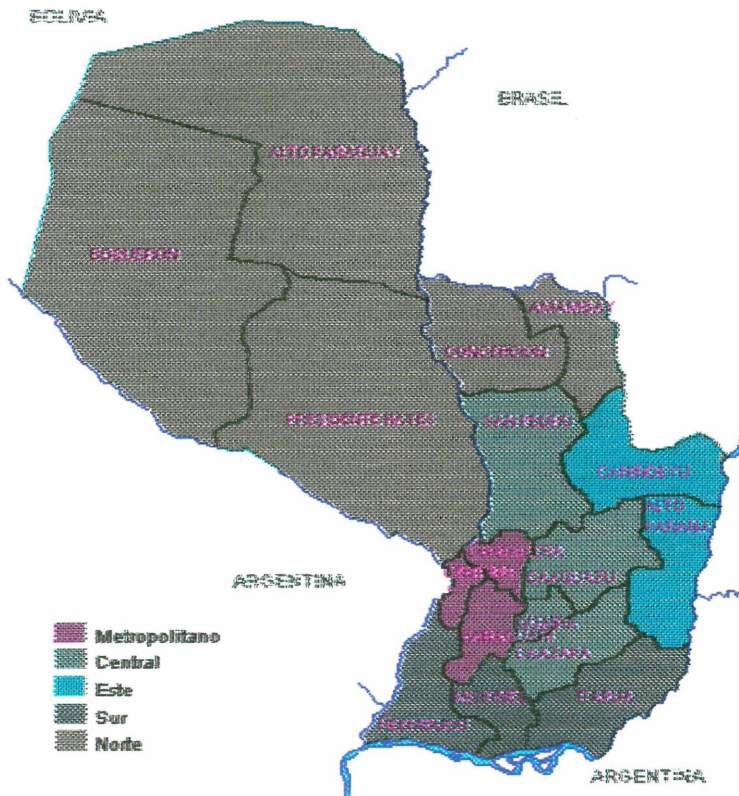


Demanda prevista de los Subsistemas del SIN

A) Subsistemas del SIN

Las subestaciones del SIN se distribuyen en cinco Subsistemas: Metropolitano, Central, Este, Sur y Norte. Si bien las cargas se atienden en función a la disponibilidad y alcance de líneas de transmisión y distribución, en términos generales, los Subsistemas cubren los departamentos del país tal como se indica en el siguiente mapa.

Mapa - Subsistemas del SIN



B) Proyección del Consumo y de la Demanda

El Cuadro N° 6.1, a continuación, presenta la proyección del consumo de energía eléctrica del SIN para el periodo 2004-2010. Las cargas indicadas representan el consumo proyectado de cada Subsistema sin incluir ningún tipo de pérdidas. A su vez, la Cuadro N° 6.2 presenta el crecimiento anual porcentual de las cargas del Cuadro N° 6.1 con relación al año anterior, mientras que en los Cuadros N° 6.3 y 6.4 se indican las correspondientes proyecciones de la demanda.

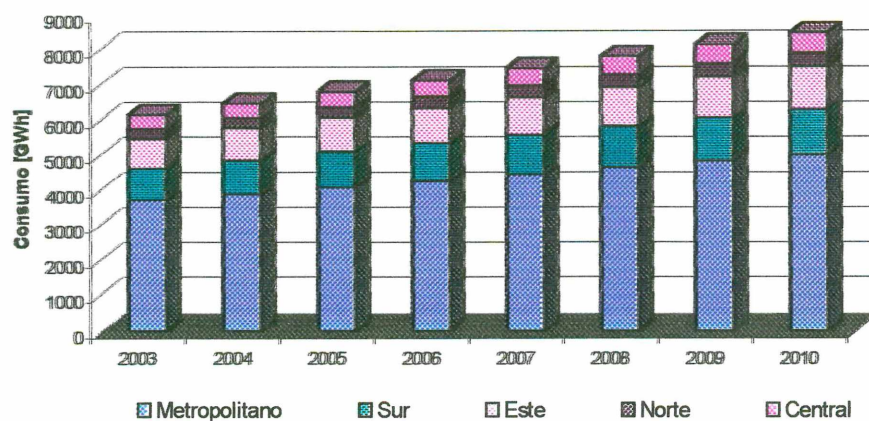
En los Gráficos 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 se representan en forma gráfica los valores de los cuadros 6.1, 6.2 ,6.3 y 6.4 respectivamente.

Cuadro N° 6.1 - Proyección del Consumo del SIN, por Subsistemas.

Periodo 2003-2010.

Años	Consumo [GWh]					Total SIN [GWh]
	Metro	Sur	Este	Norte	Central	
2003	3718	898	853	282	395	6146
2004	3902	955	905	299	418	6479
2005	4087	1012	956	316	440	6811
2006	4271	1061	1007	334	463	7136
2007	4456	1118	1058	353	485	7470
2008	4640	1177	1109	370	507	7803
2009	4825	1234	1161	388	530	8138
2010	5009	1291	1212	405	552	8469

Gráfico N° 6.1 - Proyección del Consumo por Subsistemas.

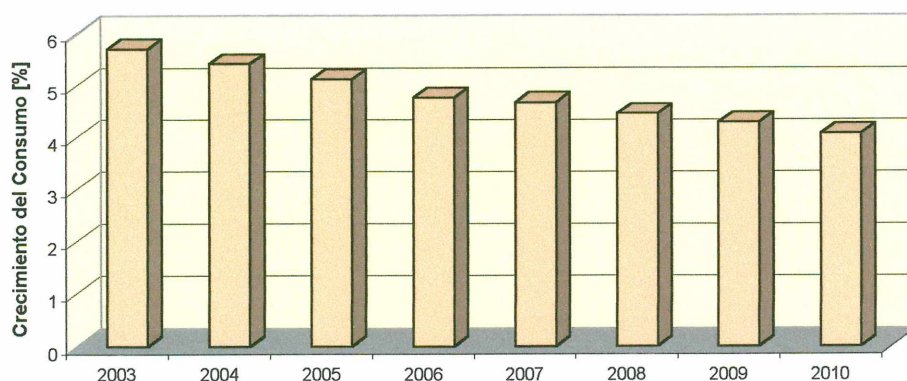


Cuadro N° 6.2 - Tasas de Crecimiento del Consumo, por Subsistemas.

Periodo 2003-2010.

Años	Crecimiento con relación al año anterior [%]					Total SIN [%]
	Metro	Sur	Este	Norte	Central	
2003	5,2	6,8	6,4	6,4	5,9	5,7
2004	4,9	6,3	6,1	6,0	5,8	5,4
2005	4,7	6,0	5,6	5,7	5,3	5,1
2006	4,5	4,8	5,3	5,7	5,2	4,8
2007	4,3	5,4	5,1	5,7	4,8	4,7
2008	4,1	5,3	4,8	4,8	4,5	4,5
2009	4,0	4,8	4,7	4,9	4,5	4,3
2010	3,8	4,6	4,4	4,4	4,2	4,1

Gráfico N° 6.2 - Crecimiento del Consumo Total del SIN.

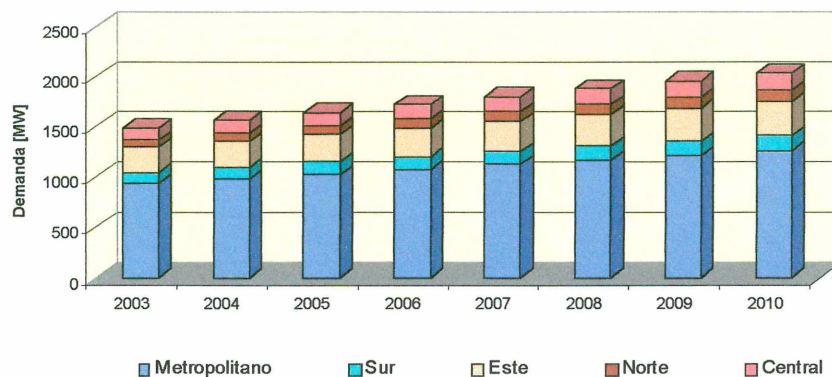


Cuadro N° 6.3 - Proyección de la Demanda del SIN, por Subsistemas.

Periodo 2003-2010.

Años	Demanda [MW]					Total SIN [MW]
	Metro	Sur	Este	Norte	Central	
2003	933	111	244	75	124	1355
2004	979	117	259	80	131	1417
2005	1025	122	274	84	139	1478
2006	1072	128	288	89	146	1539
2007	1118	133	303	93	153	1599
2008	1164	138	317	98	160	1659
2009	1210	144	332	102	167	1719
2010	1257	149	347	107	174	1778

Gráfico N° 6.3 - Proyección de la Demanda por Subsistemas.



Cuadro N° 6.4 - Tasas de Crecimiento de la Demanda, por Subsistemas.

Periodo 2003-2010.

Años	Crecimiento con relación al año anterior [%]					Total SIN [%]
	Metro	Sur	Este	Norte	Central	
2003	5,2	5,2	6,4	6,1	6,0	4,8
2004	5,0	4,9	6,0	5,9	5,7	4,6
2005	4,7	4,7	5,7	5,6	5,4	4,3
2006	4,5	4,5	5,4	5,5	5,1	4,1
2007	4,3	4,3	5,1	5,3	4,8	3,9
2008	4,1	4,1	4,8	4,8	4,6	3,8
2009	4,0	3,9	4,6	4,7	4,4	3,6
2010	3,8	3,8	4,4	4,5	4,2	3,4

Oferta de Energía Eléctrica

A continuación se presenta un resumen de las fuentes de generación eléctrica disponibles para la ANDE actualmente y a largo plazo. Toda esta generación es hidráulica, no se cuenta con generación térmica o de otra fuente en cantidad significativa.

A) Itaipú

La central cuenta actualmente con una potencia instalada de 12.600 MW, debiendo descontarse la potencia de las máquinas en mantenimiento (700 MW correspondientes a una máquina de 50 Hz. y 700 MW correspondientes a una máquina de 60 Hz), la demanda de potencia para consumo propio (34 MW) y la reserva de potencia operativa (379 MW), lo que permite una potencia disponible para suministro de 10.787 MW, y de esta cantidad la mitad está disponible para el Paraguay. La compra de energía de esta central se hace mediante una potencia mensual contratada.

B) Yacyretá

Cuando estén instaladas las 20 unidades previstas, la capacidad total de la central operando a cota 83 será de 3.100 MW, estando disponibles 1.550 MW para el Sistema ANDE. No obstante, por falta de recursos financieros se ha postergado el pleno llenado del embalse de la presa y las unidades ya instaladas, con una potencia nominal de 155 MW cada una, se encuentran operando a cota reducida, (76 m.s.n.m.) generando 100 MW como máximo.

La operación de la central se está realizando actualmente en forma aislada al sistema argentino, aunque en oportunidades ha también operado en paralelo. En ambos casos, el Subsistema Sur y parte del Este están separados del SIN en la subestación Acaray, tal como se indicó anteriormente.

La tarifa vigente que se aplica a la energía de Yacyretá es de 30,00 US\$/MWh a precios de diciembre de 1991. Este precio es cercano al valor actual de la tarifa de Itaipú, aplicando un factor de 100%. Sin embargo, esta es una tarifa provisoria. Además, la incertidumbre frente a la tarifa real de Yacyretá, al servicio de la abultada deuda de Yacyretá, la adjudicación de los concesionarios de operación y mantenimiento de la central, la cota de operación del embalse y la definición de la compensación por energía cedida hacen de esta tarifa una cifra momentánea e irreal para fines de planificación.

C) Acaray

La central está compuesta por cuatro unidades generadoras con una capacidad instalada total de 210 MW. Actualmente se están recapitando y modernizando los grupos generadores 3 y 4. En una segunda etapa se hará lo mismo con los grupos 1 y 2. Todos los grupos serán recapitados a 64 MW aumentando así la potencia instalada de la central a 256 MW.

D) Otros Proyectos

Actualmente se encuentra en proceso de estudio la construcción de la Central Hidroeléctrica del Río Yguazú., para lo cual podría ser utilizada la figura de Construcción, Operación, Mantenimiento y posterior Transferencia a la ANDE (COMT). Esta obra sería ejecutada aprovechando la presa existente, se instalarán dos unidades para generación en punta, de acuerdo a la disponibilidad de agua del río. Está prevista una capacidad total máxima de 200 MW para esta central.

Por otro lado, se cuenta con dos estudios de factibilidad de aprovechamiento hidroeléctrico binacionales sobre el río Paraná: Corpus Christi, con 4.600 MW; e Itacorá-Itatí, con 1.600 MW de potencia instalada, respectivamente. El proyecto de Corpus sería llevado a cabo por el sector privado, previéndose una potencia instalada inicial de 2.880 MW.

Costo Estimativo del Suministro de Energía Eléctrica en el Subsistema Metropolitano (Barras de 220 kV)

Para obtener el precio de la energía puesta en el sistema metropolitano, se deben analizar los costos marginales. El costo marginal a largo plazo se define como el costo, para atender una unidad de demanda adicional, en un año o período de tiempo, ampliando la capacidad de los equipamientos existentes, es decir, colocando en el sistema nuevos equipos para atender ese incremento en la demanda.

El costo marginal de la energía eléctrica en el sistema de transmisión del Subsistema Metropolitano está compuesto por el costo marginal de generación, el costo marginal de transmisión y los costos marginales de operación y mantenimiento del sistema de transmisión.

A) Costo Marginal de Generación (CMG)

Para el caso del Sistema ANDE, el Costo Marginal de Generación (CMG) está principalmente dado por la tarifa de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá. Considerando el Subsistema Metropolitano en particular, el CMG está dado por el costo de la energía en Itaipú, considerándose el factor de carga que ve esa central gracias a la operación en punta de Acaray. Esta consideración es válida mientras no se complete la conexión de la central de Yacyretá al Subsistema Metropolitano.

B) Costo Marginal de Transmisión (CMT)

Mediante estudios realizados en 1997 en forma conjunta con consultores de la empresa Southern Electric International – Atlanta, EUA; se determinó que el Costo Marginal de Transmisión (CMT) del Subsistema Metropolitano se encontraría cercano a 150 US\$/kW, según el plan de obras vigente en la época. En comparación, el CMT del SIN sería de aproximadamente 450 US\$/kW y el correspondiente a la electrificación de nuevas áreas (p.ej. Loma Plata, Chaco) superaría 800 US\$/kW.

C) Costo Marginal de Administración, Operación y Mantenimiento (CMAOM)

Este costo tiene presente los gastos relacionados a la administración, operación y mantenimiento de las líneas que se deben construir para prestar el servicio de suministro de energía eléctrica, dicho costo es de 8,48 US\$/kW.año.

6.7 Análisis del Mercado Brasileño

El Brasil dispone del tercer mayor potencial hidroeléctrico del mundo, un total de cerca de 261 GW (205 GW aún no aprovechados). Sin embargo, sus reservas de combustibles fósiles de alta calidad para generación eléctrica son limitadas. Por dichas razones, y como el costo de la utilización del agua en dicho país es nulo, históricamente ha sido procedente construir progresivamente usinas hidroeléctricas lo más cerca posible de los centros de consumo, para atender el creciente mercado. Así, la predominancia de la generación hidroeléctrica con relación a la térmica ha sido y sigue siendo hasta hoy día absoluta.

Sin embargo, el escenario de la integración por redes (sea para el transporte de energía eléctrica o de gas natural) y las premisas que se relacionan a la expansión del sistema eléctrico del Brasil, dejaron de tener las características casi inmutables de hasta hace poco tiempo. En efecto, hoy se dan situaciones nuevas que deben ser tenidas muy en cuenta, como ser:

- La privatización del sistema eléctrico brasileño, o sea la libre competencia en la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica;
- La reforma del sector eléctrico, que cambiará las reglas de juego en lo referente a la política de expansión y operación del parque eléctrico;
- Un retraso en la expansión de la capacidad de generación por igual periodo de tiempo;
- La globalización de la economía, aplicada a la región, en término de intercambios de energía eléctrica y gas natural entre los países de la región;

- Nuevas tecnologías en rendimientos de usinas térmicas, tornándolas competitivas en comparación con las hidroeléctricas, en términos de costos, tiempo de construcción, tarifas y hasta impactos ambientales;
- Inminencia del agotamiento del potencial hidroeléctrico brasileño a corto/medio plazo, sin considerar y considerando el potencial de la cuenca amazónica, teniendo en cuenta los proyectos más rentables.

6.7.1 Oferta de Energía Eléctrica

A) La Hidroelectricidad

La hidroelectricidad es la fuente energética que en el horizonte año 2015 presenta las mejores perspectivas de aprovechamiento para el Brasil, básicamente en función de:

- El gran potencial disponible (sólo una cuarta parte se encuentra en construcción y/u operación);
- Es una fuente energética renovable, sin costo;
- Muy buen estado del know-how en planificación, proyecto, construcción, operación, etc.;
- Posibilidad de uso múltiple del agua;

Por otro lado, este gigantesco potencial hidroeléctrico presenta aspectos desventajosos inherentes a su naturaleza, que deberán ser evaluados, como ser:

- Aproximadamente la mitad del potencial hidroeléctrico del Brasil se encuentra en la región amazónica (consecuentemente lejos de los centros de consumo masivo), y

particularmente en las cuencas de los ríos Tocantins, Araguaia, Xingú y Tapajós, del lejano estado de Pará. Por lo tanto, su viabilidad económica deberá visar la llamada “inserción regional”, es decir derivar los beneficios de los emprendimientos a las regiones donde están situadas;

- Un problema que las hidroeléctricas del Amazonas deberán enfrentar son los impactos ambientales, considerando que es área preservada, se limitará la magnitud de los lagos que deberán formarse y consecuentemente la capacidad de generación por reducción de salto bruto;
- También se presentará el problema del costo de la transmisión, ya que la interconexión con las demás regiones del país exigirá un tendido de costosas líneas de miles de kilómetros;

B) Gas Natural y Derivados del Petróleo

Los recursos nacionales de gas natural son limitados para considerar programas para producción de energía eléctrica compatibles con el porte del crecimiento del sistema eléctrico brasileño. Consecuentemente, la utilización más significativa de gas natural para producción de energía eléctrica exigirá la importación de dicho combustible de países vecinos. Adicionalmente, la tendencia del desplazamiento del fuel oil por parte del gas natural en uso industrial, disponibiliza al primero como combustible para generación de energía eléctrica, además de la opción de residuos pesados (RASf y RV) en programas integrados petróleo/energía.

C) Residuos de Caña de Azúcar y Biomasa

Los residuos de caña de azúcar son una posibilidad concreta, en función de su disponibilidad. Se visualiza la participación privada en procesos de co-generación vinculados a industrias de azúcar y alcohol, con venta de excedentes de energía eléctrica a las concesionarias, a costos competitivos, incluso en el horizonte de corto plazo.

Con relación a la biomasa, la mayor disponibilidad se da en el norte y nordeste del Brasil, limitada sin embargo por el costo de la tecnología utilizada. Aún así, y a medio/largo plazo, esta opción será expresiva en el balance energético de dichas regiones.

D) Fuentes Alternativas

Se prevé la utilización de dichas fuentes en pequeños sistemas aislados, involucrando básicamente energía eólica, solar, oceánica, hidrógeno, residuos orgánicos, etc., las que por dificultades tecnológicas y costos, quedarán restringidas a utilidades específicas y cuyo papel fundamental será la colaboración con el almacenamiento de energía eléctrica disponible, en el sistema nacional.

E) Intercambios Energéticos con Países Vecinos

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

- Gasoducto Bolivia - Brasil, troncal de Río Grande (Bolivia) hasta Guararema (SP);
- Acuerdo 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 una compañía 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 con el Uruguay, para exploración de gas natural e implantación de unidades de grasas y lubricantes para comercialización en el Mercosur;
- Ampliación de capacidad instalada de ITAIPÚ en 1.400 MW. (700 MW. Para cada país.)
- También están asegurados tres emprendimientos de interconexiones de Sistemas Eléctricos, con Argentina, Venezuela y Uruguay, con 1.000, 200 y 70 MW respectivamente.
- Aprovechamiento conjunto con la Argentina de la Hidroeléctrica de Garabí (1800 MW), en el Río Uruguay;
- Importación 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.

6.7.2 Demanda de Energía Eléctrica

Para el Periodo 2005/2015 será necesario contar con la hidroelectricidad amazónica tanto para la región Nordeste como Sudeste. En cuanto a la complementación térmica, la convencional

(carbón mineral y gas natural nacional/importado) sería de 5.000 MW en el decenio. El componente nuclear sería del orden de 2.600 MW, y el monto de fuentes alternativas sería compuesto en su momento en función de necesidades específicas.

A) Estrategia de Expansión

Si bien la priorización de la expansión hidroeléctrica es lo indicado a corto y mediano plazo, no significa que la atención de la demanda deba ser realizada en función exclusiva de esta fuente. Por ejemplo, y en la hipótesis de no contar con los recursos amazónicos, el agotamiento del potencial hidroeléctrico se prevé a corto plazo (decenio 2005/2015), lo que indica la necesidad urgente de un fuerte programa de expansión de generación térmica.

Considerando las incertidumbres con relación a la evolución del mercado y al aprovechamiento de la hidroelectricidad de la región amazónica, a partir del 2010 puede considerarse un escenario donde la expansión del sistema eléctrico brasileño podrá ser predominantemente de base térmica. Claro está, que esta expansión sobre la base de generación térmica dependerá de la disponibilidad y de los costos del gas natural. Los estudios de expansión muestran que para el horizonte de 2015 el parque térmico brasileño deberá ya ser del tipo “de grande porte”.

La fuente futura para la expansión del parque eléctrico en la región Sur/Sudeste/CentroOeste, será la generación térmica. Según el Plan Decenal de Expansión:

- El consumo total de energía eléctrica del país pasará a 456,3 TWh en el año 2006;

- El programa de obras de generación elevará la capacidad instalada del país a 90.210 MW en el 2006;
- El costo marginal de expansión de la generación de los sistemas interconectados es del orden de 40 US\$/MWh;
- Para el horizonte 2006, los riesgos estarán en valores aceptables;
- La expansión térmica será dominada por el gas natural. La modalidad sería la participación de las térmicas en el sector eléctrico y Petrobrás en el gasoducto. En lo referente a compra de gas natural de la Argentina y la generación eléctrica con este gas, se está previendo entrega de energía en Rio Grande do Sul a 35 US\$/MWh (incluye una térmica de 450 MW en Uruguaiana);
- Se prevé que existan condiciones a nivel legal para que productores independientes puedan “ingresar” energía al Brasil, especialmente visando energía de Argentina y Uruguay, países donde la figura de productores independientes, es reconocida en el mercado eléctrico.

C) Distribución prevista de Consumo, por Regiones, hasta el 2015

A continuación se presenta una proyección del consumo total previsto para las concesionarias correspondiente a cada región geográfica del Brasil.

Cuadro N° 6.5 Previsión del Consumo Total de Energía Eléctrica – TWh

Brasil y Regiones Geográficas

Periodo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sur	C. Oeste	Brasil
2003	25.8	61.0	200.1	57.9	22.6	367.4
2004	28.5	64.9	208.1	60.8	23.9	386.2
2005	31.5	68.4	216.5	63.9	25.2	405.6
2006	33.9	72.3	225.1	67.0	26.5	424.8

Para reflejar la disponibilidad temporal del parque eléctrico para atención del consumo previsto, registramos los riesgos asociados, denominados “riesgos anuales de déficit de energía”. Las columnas (1) registran riesgos para déficits de cualquier valor, mientras que las columnas (2) registran riesgos para déficits mayores al 10 % de los requisitos de mercado previsto.

Cuadro N° 6.6 Condiciones de Atención al Mercado – Riesgos Anuales de Déficit de Energía (%)

Sistemas Interconectados

Año	S/SE/CO		N/NE	
	1	2	1	2
2003	5	2	5	3
2004	6	2	5	3
2005	6	2	6	2
2006	6	2	6	3

Por otra parte, y si bien se hace difícil una estimación para horizonte mayor al decenal, presentamos a continuación una estimación del “Plano 2015” sobre la distribución regional del consumo de energía eléctrica para el 2015, con la conclusión fundamental del crecimiento porcentual de las demás regiones con relación al Sudeste, lo cual indica una potencialización del consumo en dichas regiones.

Cuadro N° 6.7 – Brasil - Distribución Regional de Consumo de Energía (%).

Regiones	1970	1990	2000	2015
Nordeste	8.6	15.6	18.1	21.2
Norte	1	4.4	6.1	8.4
Sudeste	78.6	61.7	55.9	48.4
Sur	10	14	14.7	15.8
CentroOeste	1.8	4.2	5.2	6.2

6.7.3 Posibilidad Técnica y Comercial de Venta de Energía Adicional al Brasil

A) Sistema de Transmisión Itaipú - São Paulo

Para transmitir toda la potencia generada en la central de Itaipú, se disponen de ocho líneas de transmisión, cuatro de 50 Hz y cuatro de 60 Hz, con capacidad de 1.600 MW cada una, como estaba previsto en el proyecto original. Actualmente estas líneas están liberadas por operación para transmitir 2.100 MW cada una.

Las cuatro líneas de 500 KV que transportan la energía de la Margen Derecha (Paraguay) en 50Hz se dirigen a una estación convertora en la Margen Izquierda en un sistema de transmisión en CC de +/- 600 kV que transporta la energía hasta Ibiúna, cerca de São Paulo. La capacidad instalada de la convertora y del sistema de transmisión es de 6.300 MW. Conforme los siguientes datos:

- Para $T > 30\text{ }^{\circ}\text{C}$. 6.264 MW.
- Para $T < 30\text{ }^{\circ}\text{C}$. 6.408 MW.

Cabe resaltar que el Sistema ANDE está utilizando prácticamente una unidad de 50 Hz, y según las proyecciones de la ANDE, en el 2004, estaría haciéndolo con aproximadamente una unidad y media. Para el 2004 Itaipú contará con 10 unidades generadoras (UG) de 50 Hz, de las cuales una estará permanentemente en mantenimiento. Esto significa que se tendrán 6300 MW disponibles para la venta en 50 Hz.

Si para el 2004 ANDE planea contratar aproximadamente 1000 MW de Itaipú (aproximadamente la potencia de 1,5 UG), se tendrían disponibles 5.300 MW en 50 Hz. para transportar por el sistema de transmisión. Es decir, se tendría una capacidad remanente de transporte del orden de 1.000 MW en el 2.004, capacidad esa que aumentará cada año, en la medida en que ANDE contrate mayores cantidades de potencia. Por consiguiente, existen posibilidades para transmitir la energía que deje de ser contratada por la ANDE sin dificultades técnicas y sin realizar ninguna inversión.

B) Condiciones para la Colocación de Energía en el Brasil

La posibilidad de colocación de energía adicional en el Brasil, por parte de Itaipú, disponibilizando el 100 % de su producción para el Brasil, al liberar la cuota correspondiente a la ANDE, dependerá de varios factores, entre los cuales podemos destacar (desde el punto de vista técnico), dos:

- La disponibilidad de las instalaciones para conversión y transmisión de la margen izquierda, la cual sería factible según se demostró anteriormente.
- La necesidad y/o competitividad de la oferta adicional de energía en el nuevo marco en el que opera y operará el sistema eléctrico brasileño.

En el sistema eléctrico brasileño se privilegia la generación de Itaipú, por razones de seguridad en el abastecimiento y calidad del suministro, entre otros.

Como se mencionó anteriormente, el costo marginal de expansión del sistema interconectado Sur/Sudeste/Centro-Oeste estaría entre 35 y 40 US\$/MWh, rango en el cual se estima que se encuentra la energía de Itaipú puesta en Ibiúma. En otras palabras, existe un escenario tarifario que hace viable la venta de la energía de ITAIPÚ.

Un aspecto interesante, en lo referente a tarifa de energía eléctrica, lo constituye una de las recomendaciones del Plano 2015, para la viabilización de la política de expansión que sugiere “promover, junto a la iniciativa privada, la implementación de un programa de generación termoeléctrica, transfiriendo la responsabilidad por la inversión y operación de las usinas para el sector privado, quedando las concesionarias comprometidas por la compra de energía según

los costos marginales de expansión del sistema”. Esta recomendación es claramente indicativa de que el sector eléctrico brasileño precisa de energía, que en la actualidad esa necesidad no puede ser cubierta solo por las empresas estatales, y que en principio está claramente definida la expectativa tarifaria correspondiente. Si bien la recomendación mencionada vale para térmicas, es obvio que también se aplica a una fuente hasta ahora no concebida, aún hidroeléctrica, cual es la cuota de ANDE proveniente de Itaipú.

6.8 Aspectos Técnicos

6.8.1 Localización

La central de generación térmica deberá estar ubicada en un lugar que cumpla con los siguientes requerimientos básicos:

- Estar en el local de alguna Estación de 220 kV o muy próxima a ella, para permitir la inyección de grandes potencias al sistema. (con reducidos costos extras en tendido eléctrico adicional). En el subsistema metropolitano las Estaciones de este nivel de tensión son las de Limpio, Pto. Botánico, San Lorenzo, Guarambaré, Lambaré y Parque Caballero. Además es importante que la Estación considerada sea importante, es decir, sea llegada de varias líneas en el mejor de los casos. Tienen más de dos líneas las estaciones de Limpio, San Lorenzo y Guarambaré.
- Debe disponerse de un terreno relativamente amplio. Se ha considerado que será necesario un terreno de 60.000 m². Evidentemente el costo del terreno y la disponibilidad en las diversas ubicaciones posibles son factores muy importantes de localización.

- Se debe tener acceso a un recurso hídrico importante, en este caso sería el Río Paraguay. (Este parámetro no es estrictamente imprescindible, pues la utilización primordial del agua es la refrigeración de las máquinas, que también puede lograrse con un sistema de torres de enfriamiento - que inclusive- resulta más económico en casos donde existen grandes variaciones del nivel del curso de agua y son requeridas obras adicionales).
- Es deseable que la ubicación esté en una zona de densidad poblacional baja.
- Es necesario que no se esté muy retirado del ducto principal de gas, pues en caso contrario, serían requeridas obras adicionales.

Luego de evaluar cada uno de los criterios mencionados se ha considera que la localización más conveniente es la de Limpio.

Por otra parte se podría pensar en una ubicación en la región occidental, donde se tiene una línea doble terna que cruza el río en dos partes. Aunque no exista una Estación en dicha zona, se podría seccionar dicha línea y construir la estación. Esta localización no fue considerada por este motivo, pero sin embargo, el inversionista privado puede considerarla pues a los efectos fiscales presenta importantes ventajas por permitir la exoneración del 95% del impuesto a la renta durante los 10 primeros años, según lo establece la Ley 60/90 de inversiones (en Limpio la exoneración sería por cinco años).

Es necesario en una segunda etapa realizar un estudio de estabilidad para confirmar la conveniencia y seguridad de la instalación el lugar mencionado. No obstante, a los efectos del presente estudio, se ha asumido "*a priori* ", que no se tendrían inconvenientes técnicos de este tipo.

6.8.2 Tamaño

La definición del tamaño de la central está relacionada principalmente con los siguientes factores:

- (a)** Conveniencia de la utilización de gas natural en grandes cantidades de tal manera a favorecer la construcción de la troncal del gasoducto por territorio nacional. Esto implica la instalación de una central térmica importante.
- (b)** Esta utilización debería ser ininterrumpida durante el día, para tener precios competitivos del gas natural, lo que induce a pensar en una central de ciclo combinado que pueda operar en base con costos competitivos.
- (c)** Las centrales de ciclo combinado, son rentables y competitivas en general, por economías de escala, para grandes potencias.
- (d)** Se debe además tener presente que la generación local liberará energía de Itaipú para el mercado brasileño, y existe limitación de la capacidad de transmisión de dicha energía. (Alrededor de 1000 MW, según se mencionó en el capítulo anterior).
- (e)** Desde el punto de vista técnico y económico de la ANDE se buscaría minimizar las pérdidas de transmisión, lo que nos daría una potencia óptima de acuerdo a este criterio, como se demostrará mas adelante y se buscaría además tener ventajas en la tarifa de la energía.
- (f)** Desde el punto de vista económico del Estado, éste contaría con beneficios adicionales, que podrían ser proporcionales a la energía producida.

- (g) Desde el punto de vista privado, sería conveniente tomar un tamaño standard de mercado, que permitan un rendimiento térmico elevado y permita una buena rentabilidad financiera de las inversiones.

Teniendo presente todas las consideraciones anteriores es necesario aclarar que el tamaño ideal de la central térmica puede diferir de acuerdo al criterio que tenga prioridad. En este estudio se da prioridad a los ítem (a) , (b) y (d), asumiendo como un estudio de caso la instalación de una central de potencia nominal de 726 MW en el área metropolitana de Asunción. Esto no significa que esta cantidad sea la capacidad ideal para un proyecto de generación termoeléctrica en nuestro país.

6.8.3 Ingeniería de Proyecto

Proceso de Generación Térmica a Gas Natural: Opciones Tecnológicas

Las usinas termoeléctricas actualmente construidas están abriendo un nuevo espacio de competitividad y búsqueda de la eficiencia en lo que se refiere a costos y optimización del suministro de energía eléctrica.

Además, la incorporación de alta tecnología, como el ciclo combinado, viene permitiendo también un racional aprovechamiento de los recursos a través de la minimización de los costos de producción y de la reducción sustancial de la contaminación ambiental. En ese sentido, considerando las crecientes restricciones legales en esa materia, se viene priorizando el uso del gas natural como "*combustible limpio*".

A) Ciclo Abierto

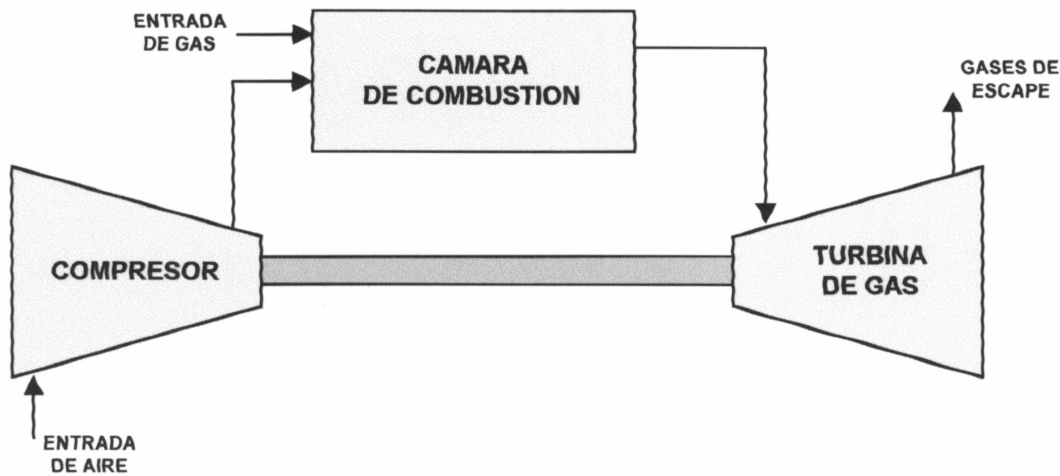
Las centrales térmicas para generación de energía eléctrica que utilizan el gas natural como combustible, han experimentado un auge muy importante en los últimos años, gracias a los factores ya citados, aliados a la apertura de los mercados para la iniciativa privada.

Las unidades generadoras de turbinas de combustión de gas natural de ciclo simple, son también conocidas como ciclo abierto o "turbinas a gas".

Las turbinas a gas utilizan típicamente fuel oil o gas natural como combustible, el cual se mezcla con aire comprimido en el quemador. Los gases calientes de la combustión se expanden en una turbina, con temperaturas muy altas, del orden de 1.150 °C o más en la entrada, llegando incluso a valores superiores a 1.500 °C en la salida del quemador, y el torque resultante de esta expansión mueve el compresor y el generador eléctrico.

El uso de temperaturas más elevadas en las turbinas de gas ha sido posible por los recientes desarrollos en el enfriamiento de los álabes de la turbina y en el revestimiento de estos con materiales resistentes a altas temperaturas, como las cerámicas. Debido a la temperatura promedio más alta a la cual se añade el calor, las turbinas de gas tienen un potencial mayor para eficiencias más elevadas. Sin embargo, las turbinas de gas tienen una desventaja inherente: el gas sale de la turbina a temperaturas muy altas (arriba de 500 °C), lo cual cancela cualquier ganancia potencial en la eficiencia térmica.

Esquema de Ciclo Abierto.



El rendimiento total de una central térmica a ciclo abierto, actualmente alcanza el 38 % a plena carga, y los costos unitarios de inversión estarían entre 240 y 350 U\$S/kW instalado. Por estas características, más su reducido tiempo de puesta en marcha (15 - 20 segundos desde máquina fría a plena carga) y rápida respuesta a variaciones de carga, hacen de ella una central muy apropiada para suministro de potencia de pico.

Debe también considerarse que los costos unitarios de instalación son bajos, pero los costos de Operación son más elevados debido al rendimiento relativamente bajo y al precio del combustible utilizado.

Sus principales características están vinculadas a la relativa simplicidad de las instalaciones de infraestructura, civiles y auxiliares requeridas y al hecho de que la mayoría de los fabricantes ya cuentan con proyectos completos pré-diseñados, lo que permite que estas centrales puedan ser construidas, montadas y puestas en servicio en un año o menos.

B) Ciclo Combinado

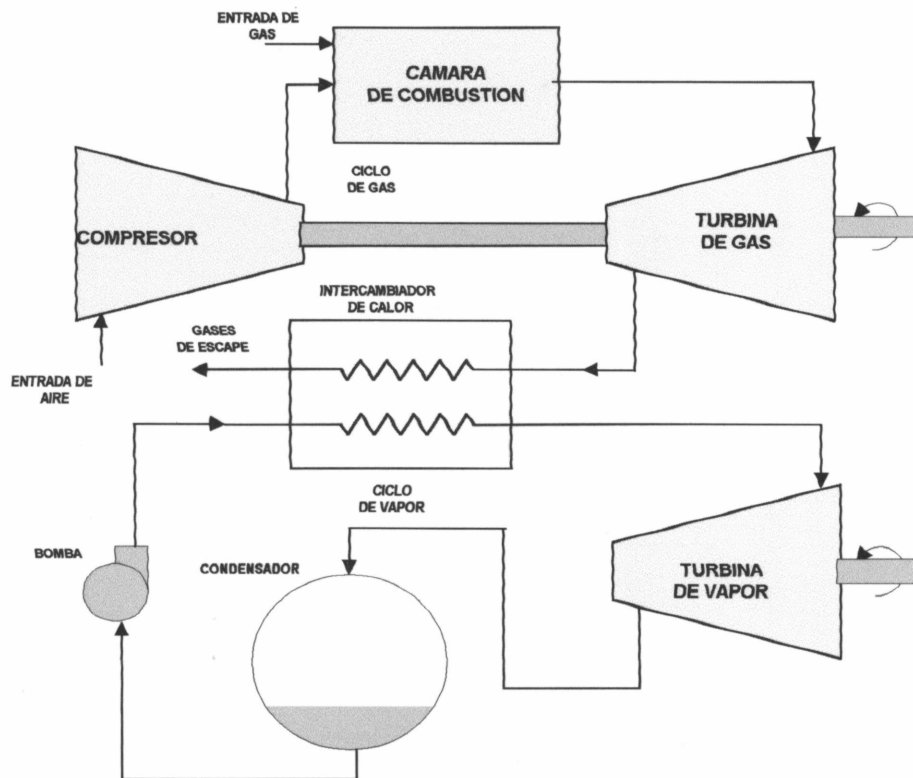
La eficiencia de las turbinas de gas es incrementada aprovechando las características de esta y usando los gases de escape de alta temperatura como fuente de energía de un ciclo de vapor, lo que resulta un ciclo combinado.

En este tipo, la energía que sería desperdiciada en los gases de escape es aprovechada en un intercambiador de calor que sirve como caldera generando vapor y accionando otra turbina a vapor, que mueve otro generador eléctrico. La temperatura de los gases de escape en la salida del intercambiador de calor está en los 100 °C o más. En general, se utilizan conjuntos con más de una turbina de gas por cada turbina de vapor, justamente para suministrar suficiente calor al vapor.

En el ciclo combinado, la temperatura de los gases de salida cae a valores inferiores aumentando la eficiencia del sistema, pasando de 36 a 38 % en un ciclo abierto a una faja de 56 a 58 %.

En contrapartida se incrementan los costos iniciales de instalación, sin embargo, el aumento del rendimiento permite la competitividad en plantas trabajando a elevados factores de carga. Por esta misma razón, la mayor parte de las nuevas centrales que están siendo instaladas (para operar en base y semi-base) operan a ciclo combinado, y muchas otras están siendo reconvertidas.

Esquema de Ciclo Combinado.



Las centrales de Generación Termoeléctrica de Ciclo Combinado (TGCC) más modernas son del tipo modular, y están constituidas normalmente por dos turbinas de gas y una turbina de vapor, con potencias individuales similares, que en conjunto alcanzan un rendimiento neto de hasta 58,5 %, previéndose que podría alcanzarse hasta 60 %.

Al ser del tipo modular, estas nuevas centrales reducen los plazos de instalación y puesta en marcha, pues en 10 a 12 meses las turbinas de gas ya comienzan a generar energía, logrando dos tercios de la rentabilidad final, que se completa a los 20 a 22 meses con la puesta en marcha de la turbina de vapor, concretándose así un mayor aprovechamiento de la energía primaria.

El personal necesario para operación y mantenimiento de una planta es de alrededor de 33 personas, incluyendo los sectores administrativo y técnico, y los equipos de guardia rotativos. Los costos unitarios de inversión varían de 390 a 670 US\$/kW. para centrales de 380 y 100 MW respectivamente.

Por su alto rendimiento y factores de disponibilidad promedio de 90% o más, aliados a los bajos costos de operación y mantenimiento, estas TGCC son normalmente utilizadas como centrales de base de carga.

Otra característica muy importante de resaltar de una TGCC es lo referente a su impacto ambiental. Con relación a las emisiones, la mayor limpieza del gas natural como combustible de este tipo de usinas, se constata en los siguientes aspectos:

- Dadas sus características intrínsecas y su composición química, es incoloro, inodoro, no tóxico y gracias a su estado gaseoso se combina fácilmente con el aire para proporcionar una combustión más completa, sin residuos y un elevado rendimiento, además de ser más liviano que el aire, lo cual garantiza su rápida dispersión en caso de fugas.
- *Oxidos de Nitrógeno (NOx)* : Estos compuestos se producen a alta presión y temperatura, a causa de la reacción del oxígeno del aire con el nitrógeno atmosférico. Al usar gas natural como combustible y con los nuevos quemadores de baja emisión especialmente concebidos para tal fin, las emisiones de NOx pueden limitarse a tenores por debajo de los permisibles.
- *Monóxido de Carbono (CO) e Hidrocarburos no quemados (HnCm)* : Son emitidos cuando se produce la falta de oxígeno durante la fase de combustión. En el caso de las

turbinas de gas, debido al alto exceso de aire, la formación de estos compuestos es mínima.

- *Oxidos de Azufre (SOx)* : Las emisiones de estas sustancias son muy reducidas, puesto que el gas natural apenas contiene SOx, exceptuando el contenido en el compuesto con el que se le confiere su característico olor y que no supera unas pocas partes por millón.

C) **Influencia del Costo del Combustible en el Costo de Generación Eléctrica**

$$[\text{US\$/kWh}] = \frac{\text{Precio gas } [\text{US\$/MMBtu}] \times \text{Cons. esp } [\text{Btu/kWh}]}{1 \times 10^6} \quad (3.9)$$

$$[\text{US\$/kWh}] = 0,3412 \times \text{Precio gas } [\text{US\$/MMBtu}] \quad (3.10)$$

□ [%]

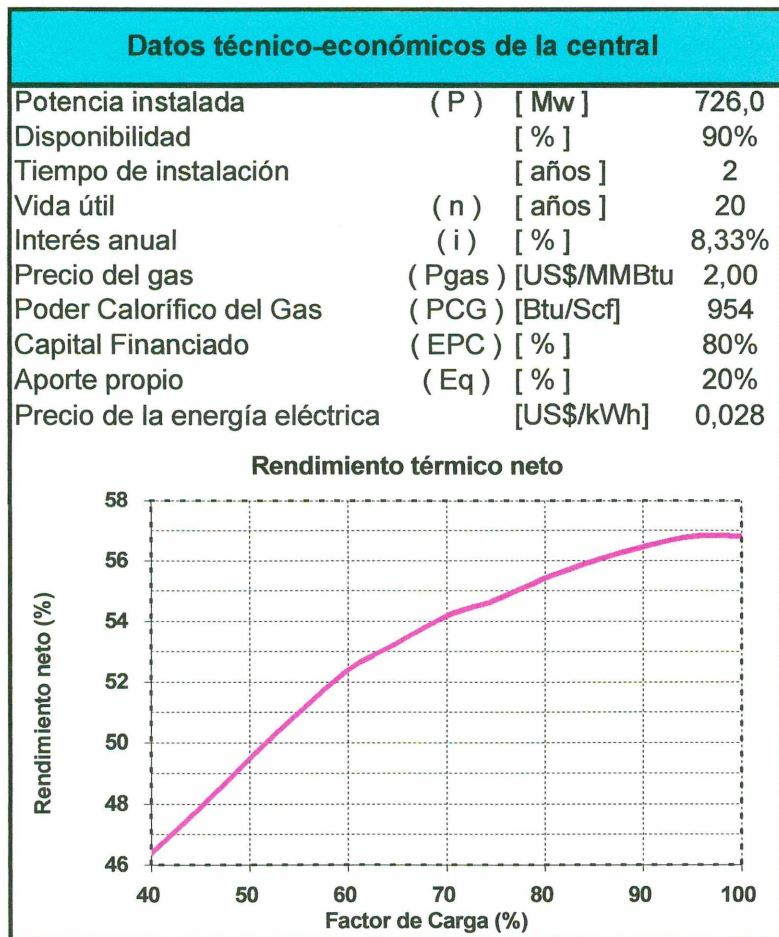
Todas estas ecuaciones serán utilizadas posteriormente en el estudio económico para evaluar el consumo de gas y los egresos por compras.

6.8.4 Datos Técnicos Económicos de la Central

A los efectos de realizar una evaluación del proyecto, desde el punto de vista privado, se analizarán los costos de inversión y de producción de la central térmica generadora. Son

analizados valores presentes. Los datos técnicos y económicos que se utilizan en este análisis se detallan en la tabla 4.1.

Cuadro N° 6.8 - Datos Técnico-económicos de la Central



Los valores correspondientes al tiempo de instalación y disponibilidad son valores típicos para centrales de este tipo según datos otorgados por los fabricantes. El poder calorífico del gas corresponde al gas natural de los yacimientos de Salta, que sería transportado hasta el Paraguay y alimentaría la central en estudio.

Se considera que la inversión será realizada por el sector privado, y tendrá financiamiento internacional del 80 % a una tasa un poco superior a la tasa LIBOR.

Se realiza el estudio económico en dólares americanos y se considera que no existe inflación.

Inversiones Fijas

En el análisis de los costos de inversión se han hecho estimaciones de cantidades y costos de algunos ítems, en base a datos disponibles de centrales térmicas semejantes en régimen de operación.

Cuadro N° 6.9

Inversiones Fijas US\$

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unit. US\$	Total US\$
1	Terreno	m ²	60.000	15	900.000
2	Obras civiles	m ²	6.000	450	2.700.000
3	Maquinarias y equipos a importar(CIF)				200.000.000
4	Gastos de nacionalización	% de (3)	15%		30.000.000
5	Instalación	% de (3)	10%		20.000.000
6	Imprevistos	% de (10)	5%		16.117.551
7	Gastos de formalización de prestamos	% de (10)	2%		6.447.021
8	Proyecto	% de (10)	1%		3.223.510
9	Intereses durante la construcción				42.962.945
10	TOTAL				322.351.027

En el ítem 4 se ha considerado el pago del Impuesto al Valor Agregado IVA.

Servicio de la Deuda.

Se considera que la financiación se realizará con el sistema francés, para tener cuotas constantes de pago, que beneficiarían al proyecto, en comparación con el sistema alemán, que lo castigaría más, durante los primeros años.

Se considera que el crédito es conseguido a diez años, incluyendo dos años de gracia y ocho anualidades de pago de cuotas.

En el Cuadro N° 6.10 presentado a continuación se detallan los montos anuales que se deben pagar y la distribución de los mismos en amortización e intereses.

Cuadro N°6.10

Servicio de la deuda US\$

Financiamiento (EPC)	80%	257.880.822	US\$
Inversión propia (Eq)	20%	64.470.205	US\$
Período de gracia	2 años		
N° de anualidades (n)	8		
Tasa de interés:	8,33%		
Sistema de amortización Francés: Cuotas constantes, interés sobre saldo.			

$$\text{Cuota anual} = \frac{\text{EPC} \times i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Año	Capital financiado	Intereses	Amortización	Saldo	Cuota
0	257.880.822			257.880.822	
1	257.880.822	21.481.472		257.880.822	
2	257.880.822	21.481.472		257.880.822	
3	257.880.822	21.481.472	23.957.157	233.923.665	45.438.629
4	233.923.665	19.485.841	25.952.788	207.970.877	45.438.629
5	207.970.877	17.323.974	28.114.655	179.856.221	45.438.629
6	179.856.221	14.982.023	30.456.606	149.399.615	45.438.629
7	149.399.615	12.444.988	32.993.641	116.405.974	45.438.629
8	116.405.974	9.696.618	35.742.012	80.663.962	45.438.629
9	80.663.962	6.719.308	38.719.321	41.944.641	45.438.629
10	41.944.641	3.493.989	41.944.641	0	45.438.629

Depreciación y Amortización de Activos Fijos.

Teniendo presente que todas las inversiones fijas realizadas deben ser recuperadas, se considera que son depreciadas si son bienes tangibles o son amortizadas en el caso de los intangibles. Se considera una depreciación lineal del bien a lo largo de su vida útil y en el caso de los intangibles el plazo asumido es de cinco años establecido por ley.

El terreno es el único bien que no se deprecia, ni amortiza, y se considera que su valor es constante durante el tiempo del estudio económico.

Los bienes que tienen una vida mayor a los 20 años presentan un valor residual al final del período de estudio que se considerará en el flujo de fondos.

Se considera que no existen re-inversiones durante el período de análisis económico.

Costos Operacionales.

Se detallan los costos de operación, diferenciándolos en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos son independientes de la producción de la planta, y los costos variables son aquellos que dependen de la producción del grupo correspondiendo directamente al costo del combustible.

Se calculó también el costo unitario de generación para cada año de operación y el valor medio en los años de estudio.

Los costos financieros incluidos en el cuadro de costos, corresponden a los intereses pagados a partir del tercer año. Los intereses de los años uno y dos ya fueron considerados como una inversión fija y su recuperación es posible con la amortización de los activos fijos intangibles.

Se ha obtenido además el costo unitario de generación para el año 3 (primer año de operación) con diversos factores de carga. Se ha graficado esta variación de costos en función del factor de carga, y se agregó la función de tendencia que presenta un buen ajuste.

Cuadro N° 6.11

COSTOS OPERACIONALES (US\$/año)

Año	Rubros										
	Costos de generación, administración y venta						Costos financieros	Costos Totales	Costos Variables		
	Combustible (GAS)	Depreciación	¹⁾ Mantenimiento	²⁾ Mano de obra y sueldos	³⁾ Seguro s/ Activos Fijos	Amortización Activos Fijos Int.			Cost. Fijos	Costo Unitario US\$/kWh	
	X	X	X	X	X	X					
3	66.110.586	13.413.878	6.447.021	858.000	1.611.755	10.526.695	21.481.472	120.449.407	54.338.821	66.110.586	0,0223
4	66.110.586	13.413.878	6.447.021	858.000	1.611.755	10.526.695	19.485.841	118.453.776	52.343.190	66.110.586	0,0219
5	66.110.586	13.413.878	6.447.021	858.000	1.611.755	10.526.695	17.323.974	116.291.909	50.181.322	66.110.586	0,0215
6	66.110.586	13.413.878	6.447.021	858.000	1.611.755	10.526.695	14.982.023	113.949.958	47.839.372	66.110.586	0,0211
7	66.110.586	13.413.878	6.447.021	858.000	1.611.755	10.526.695	12.444.988	111.412.923	45.302.336	66.110.586	0,0206
8	66.110.586	13.413.878	6.769.372	858.000	1.611.755		9.696.618	98.460.208	32.349.622	66.110.586	0,0182
9	66.110.586	13.413.878	7.107.840	858.000	1.611.755		6.719.308	95.821.367	29.710.781	66.110.586	0,0177
10	66.110.586	13.413.878	7.463.232	858.000	1.611.755		3.493.989	92.951.440	26.840.853	66.110.586	0,0172
11	66.110.586	13.413.878	7.836.394	858.000	1.611.755			89.830.613	23.720.026	66.110.586	0,0166
12	66.110.586	13.413.878	8.228.213	858.000	1.611.755			90.222.433	24.111.846	66.110.586	0,0167
13	66.110.586	13.413.878	8.639.624	858.000	1.611.755			90.633.843	24.523.257	66.110.586	0,0168
14	66.110.586	13.413.878	9.071.605	858.000	1.611.755			91.065.824	24.955.238	66.110.586	0,0168
15	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
16	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
17	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
18	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
19	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
20	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
21	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
22	66.110.586	13.413.878	9.525.186	858.000	1.611.755			91.519.405	25.408.818	66.110.586	0,0169
									Valor Medio		0,0181

¹⁾ Se considera el 2% de la inversión los primeros 5 años y posteriormente se asume un incremento del 5% anual hasta el año 15.

²⁾ Se considera una remuneración media de 1100 US\$, 50 personas empleadas y 30% de cargas sociales.

6.8.5 Comercialización del Gas y la Energía Eléctrica.

Como ya se ha mencionado, la planta térmica se construiría en dos años, y empezaría a operar al inicio del tercero.

El factor de carga de la central podría ser 85% desde el primer año de operación, teniendo presente que la central termoeléctrica estaría trabajando en base.

Se calculó además el consumo diario de gas expresado en Sm³, teniendo presente la curva de rendimiento de la central.

En cuanto a la generación de energía eléctrica se asume un precio de venta de 0,028 US\$/kWh al factor de carga de análisis.

Cuadro N° 6.12

**Comercialización del gas y la energía eléctrica
US\$/año**

Años		3	4	5	otros
Producción de energía					
Generación máxima	[MWh/año]	6.359.760	6.359.760	6.359.760	6.359.760
Factor de carga	[%]	85%	85%	85%	85%
Energía Generada	[MWh/año]	5.405.796	5.405.796	5.405.796	5.405.796
Precio de venta	[US\$/kWh]	0,028	0,028	0,028	0,028
Ingresos por ventas	[US\$/año]	151.362.288	151.362.288	151.362.288	151.362.288
Consumo de gas					
Rendimiento	[%]	55,80	55,80	55,80	55,80
Consumo de gas	[MMBtu/año]	33.055.293	33.055.293	33.055.293	33.055.293
Consumo de gas	[Sm ³ /día]	2.687.628	2.687.628	2.687.628	2.687.628
Precio de compra	[US\$/MMBtu]	2,0	2,0	2,0	2,0
Egresos por compras	[US\$/año]	66.110.586	66.110.586	66.110.586	66.110.586

6.8.6 Principales Observaciones

A continuación se resumen los costos relacionados con la generación termoeléctrica:

A) Alternativa Máxima (Troncal de 32 pulg)

- Gasoducto Vuelta Grande – Hito II – Asunción - Hernandarias (frontera) 1.170 km
- Termoeléctrica (CS) en Loma Plata 150 MW
- Termoeléctrica (CC) en Asunción 750 MW
- Termoeléctrica (CC) en frontera 1.500 MW
- Reexportación (al Brasil) > 20 MMm3/día

Subproyectos Opcionales

- Ramal Paraguayo I: Loma Plata – La Victoria – Vallemi 220 km
- Ramal Paraguayo II: Pozo Colorado – Concepción – Horqueta 180 km
- Ramal Paraguayo III: Asunción – Encarnación - Posadas(Arg) 380 km
- Ramal Argentino: Asunción – Formosa – Resistencia/Corrientes 330 km
- Central Termoeléctrica en Horqueta 200 MW

Costos del Gas Natural

- Precio en Boca de Pozo 1.00 US\$/MM BTU
- Costo del Transporte 0.80 US\$/MM BTU
- Precio City-Gate Asunción 1.80 US\$/MM BTU
- Precio City-Gate Loma Plata < 1.80 US\$/MM BTU
- Precio en Frontera (Brasil) » 2.10 US\$/MM BTU

B) Alternativa Mínima

Inversión Física

• Gasoducto V. Grande – Asunción (18")	226 MMUS\$
• Central Termoeléctrica Loma Plata (150MW)	60 MMUS\$
• Central Termoeléctrica CC Asunción (750MW)	306 MMUS\$

Total 592 MMUS\$

Gasoducto Vuelta Grande.Asunción

Inversión Física

• Obras Civiles	US\$ 21.600.000
• Cañería	US\$ 194.400.000
• Estación Compresora	US\$ 10.000.000

Total US\$ 226.000.000

Observación: Incluye Ingeniería Administr. y Exprop.

Q = 4.00 MMm³/dia - Ø = 18 PULG - L = 850 km

Central Termoeléctrica en Asunción

Inversión Física

• Terreno	US\$ 500.000
• Obras Civiles	US\$ 2.500.000
• Equipamiento (750MW)	US\$ 260.000.000
• Proyecto y Dirección	US\$ 3.000.000

• Intereses durante la construcción	US\$ 40.000.000
Total	US\$ 306.000.000

Central Termoeléctrica en Loma Plata

Inversión Física

• Terreno	US\$ 200.000
• Obras Civiles	US\$ 1.000.000
• Equipamiento (150MW)	US\$ 54.000.000
• Proyecto y Dirección	US\$ 800.000
• Intereses durante la construcción	US\$ 4.000.000
Total	US\$ 60.000.000

Gasoducto Vuelta Grande – Asunción

Inversión Física

• Obras Civiles	US\$ 21.600.000
• Cañería	US\$ 194.400.000
• Estación Compresora	US\$ 10.000.000
Total	US\$ 226.000.000

Observación: Se incluyen los costos de Ingeniería y Supervisión, materiales y expropiaciones

Economía del Proyecto Mínimo - 1

Características Generales

• Precio de Gas en Central	1,80 U\$\$/millón BTU
• Precio de venta de energía al Brasil	32.00 U\$\$ / MWh
• Consumo	3,00 MM m3/ día
• Generación Estimada	5.800 GWh/año
• Ingresos de Explotación	U\$\$ 186.000.000
• Egresos de Explotación	
Materia Prima	U\$\$ 70.000.000
Peaje	U\$\$ 15.000.000
Operación y Mantenimiento	U\$\$ 10.000.000
	U\$\$ 95.000.000
Ingresos menos Egresos	U\$\$ 91.000.000



Ventajas:

- Menor inversión
- Disminución de pérdidas eléctricas
- Mejoras en el SIN
- Menor plazo

Desventajas:

- Menores beneficios
- Limitado en generación
- Inviabiliza otras opciones futuras.

6.9 Evaluación Económica

La evaluación económica del estudio se basa en la determinación de los márgenes de rentabilidad de los actores de la cadena de valor, desde la generación en el Paraguay hasta la comercialización de la energía eléctrica en el Brasil.

El costo de generación de una central térmica de ciclo combinado de 726 MW, ubicada en la región metropolitana del Paraguay, incluyendo combustible, depreciación, mantenimiento, mano de obras, seguros, amortización y costos financieros, es de 18,10 US\$/MWh en promedio.

El precio de venta que el generador podría esperar es de 25,00 a 28,00 US\$/MWh, en barras de generación en las cercanías de Asunción. De esa forma, el margen mínimo del generador sería de 6,90 US\$/MWh, pudiendo llegar a 9,90 US\$/MWh. El margen del generador estaría en el rango de US\$ 37 a 53 millones.

El agente comercializador, o el consorcio formado por el comercializador paraguayo y el brasileño, adquirirían la energía en Asunción al precio incluido en el rango indicado en el párrafo anterior. Para que la energía generada llegue a su destino en el Brasil, deberá circular

por las redes de transporte del Paraguay y del Brasil. Puede estimarse que el canon de transporte a ser pagado a la ANDE estaría en el orden de 1,5 US\$/MWh. Por otro lado, el sistema de transporte formado por el HVDC de FURNAS y sistemas de conexión asociados a la entrega en el centro de carga de Sao Paulo, requeriría el pago de cargos en concepto de transporte del orden de 2,5 US\$/MWh. Por lo tanto, la erogación total en concepto de transporte, incluyendo los territorios de ambos países, estaría en el orden de 4,00 US\$/MWh.

Para que dicha energía pueda ser colocada en el mercado brasileño, a través de uno o más contratos de largo plazo, el precio de la misma deberá necesariamente ser inferior a la referencia proporcionada por el costo marginal de expansión del sistema interconectado Sur/Sudeste/Centro-Oeste del Brasil, que estaría en el rango de 35,00 a 40,00 US\$/MWh.

De esa forma, el margen de los comercializadores estaría en el rango de 3,00 US\$/MWh a 11,00 US\$/MWh, resultando en valores totales de US\$ 16 a 59 millones.

Conclusiones

La ANDE posee actualmente un promedio de tarifas eléctricas que representa apenas el 65% del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo del suministro. Con ese nivel tarifario –que tiene pocas chances de grandes incrementos debido al impacto en la sociedad y en la economía- obliga a la ANDE a buscar la optimización de las inversiones, así como la minimización de los costos de generación, transmisión y distribución, incluyendo lo referente a los gastos de administración, operación y mantenimiento.

En la estructura de costos de la ANDE, el costo del suministro de energía eléctrica en 220 kV para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) representa alrededor del 60% del costo promedio total del suministro eléctrico. Esto significa que, para reducir los costos totales, el método más eficaz –por la incidencia en la estructura de costos totales- reside en la reducción del costo de suministro en ese nivel de tensión.

Asimismo, se sabe que existen grandes posibilidades de que el Paraguay cuente con gas natural importado en el corto plazo. Existen diversos proyectos de gasoducto que tienen como objetivo transportar el gas natural del noroeste argentino y desde Bolivia, al Brasil.

Las condiciones del mercado regional de gas natural, tanto en lo que se refiere a la oferta cuanto a la demanda, limitan las posibilidades económicas de transporte a un solo proyecto de gasoducto entre el noroeste argentino y el Brasil, lo cual significa que los proyectos existentes o en proceso de estudio son mutuamente excluyentes.

Si bien en uno de los proyectos (denominado Gasoducto del Mercosur) se menciona que el abastecimiento del Paraguay se haría por medio de un ramal de la troncal (que pasa por las Provincias del Noreste argentino e ingresa al Brasil por Santa Catarina o Paraná, bordeando la frontera paraguayo-argentina), se resalta la conveniencia de que la troncal del gasoducto pase por territorio nacional, sea cual fuere el proyecto que se ejecute. De esta manera, los costos de transporte para el Paraguay y los Estados Brasileños de mayor consumo de gas natural serán sensiblemente inferiores que en otras opciones. Adicionalmente a la ventaja de costos, una condición fundamental para que la troncal del gasoducto pase por territorio nacional es la creación de un mercado de tamaño considerable para el gas natural, a nivel interno.

Hasta el momento, el mercado potencial interno paraguayo de sustitución de otros energéticos por gas natural no sobrepasa los 1.000.000 m³ diarios. Se ha estudiado un proyecto de fertilizantes compuestos que consumiría una cantidad adicional de 500.000 m³ diarios, pero aún así el mercado interno no posee un peso importante.

Sin embargo, como Asunción se encuentra relativamente próxima a los campos de producción de gas natural (a unos 900 km de Salta o Vuelta Grande) y la metodología de tarifación de los proyectos mencionados es la de cobrar una tarifa de transporte proporcional a los costos de transporte, se espera que el costo "city gate" del gas natural sea altamente competitivo en Asunción (igual o inferior a 2,00 US\$/Millón de BTU), precio que puede viabilizar una generación termoeléctrica competitiva.

La situación que hemos expuesto ha llevado a la realización del presente estudio, que tuvo como objetivo principal verificar la viabilidad técnica y económica de generar con una planta termoeléctrica en el área metropolitana de Asunción. El proyecto incluye la posibilidad

exportar total o parcialmente dicha generación, a través de una figura de intercambio virtual que permita liberar una cantidad equivalente de la energía de ITAIPÚ para el mercado brasileño.

Al mismo tiempo, como las centrales térmicas son intensivas en consumo del gas natural, un proyecto de este tipo colabora en la viabilidad de un gasoducto de gran porte al Paraguay.

Actualmente, en la tecnología de centrales térmicas a gas, se tienen dos modalidades: las centrales de ciclo combinado (conocidas por sus siglas TGCC) y las centrales de ciclo abierto. Por razones de costos y de eficiencia en la operación de un sistema eléctrico, las primeras operan como centrales de base, compitiendo así con las centrales hidroeléctricas de paso (como es el caso de ITAIPÚ y YACYRETÁ) y con las centrales nucleoelectricas. Las otras son utilizadas generalmente para satisfacer los requerimientos de la punta de la curva de carga de un sistema eléctrico.

Se ha tomado como caso de referencia en el análisis una central TGCC de 726 MW, y se ha utilizado la función de rendimiento en función al factor de carga (el rendimiento de las centrales más modernas pueden alcanzar el 56% a 58% a plena carga). Se ha escogido esta capacidad instalada por las siguientes razones: restricciones en la transmisión de energía al mercado brasileño; restricciones en la participación en la oferta del sistema eléctrico paraguayo y bajos costos unitarios de capital de una central standard de este tamaño.

El costo del gas natural “city gate” en Asunción sería del orden de 2,00 US\$/Millón de BTU, puesto que el precio del gas natural en boca de pozo en la cuenca del Noroeste argentino es de

aproximadamente 1,2 US\$/MMBTU y el costo de transporte máximo estimado hasta Asunción es del orden de 0,8 US\$/MMBTU.

La central TGCC operaría como un productor independiente en el sistema eléctrico nacional (régimen IPP, de las siglas en inglés). El comercializador brasileño, en consorcio con un comercializador paraguayo, firmaría un contrato a largo plazo con ese productor.

Los resultados preliminares a los que se ha arribado hasta el momento son los siguientes:

El costo de la energía de una central termoeléctrica en Asunción o alrededores (con precio monómico aproximado de 28,00 US\$/MWh) sería, por lo menos un 20% inferior al costo de expansión del sistema eléctrico brasileño.

El hecho de contratar energía de una central en Asunción o alrededores implica en la inmediata reducción del suministro de ITAIPÚ al Paraguay. Con esto, se produce una disponibilidad de energía adicional resultante de un transporte “virtual” desde la planta generadora en Asunción, dirigida a barras de interconexión en Itaipú. Esta energía podría ser convertida y transportada hasta las distribuidoras interesadas sin ninguna inversión adicional y suministrada a un precio ligeramente inferior al costo marginal de expansión en el Brasil (entre 35 US\$/MWh y 40 US\$/MWh). Esta energía puede ser colocada fácilmente en el mercado del sistema sur/sureste/centro-oeste, donde los requerimientos de expansión son del orden de 1.500 MW anuales.

La central TGCC operaría en el sistema con factor de carga constante del 85% desde el primer año de operación. Con este parámetro y el rendimiento asociado, el volumen de consumo de gas estaría en 2,7 MMSm³/día.

La inversión total (incluyendo intereses durante la construcción) orillaría los US\$ 323.000.000.

Es técnicamente viable la instalación de la TGCC en la zona próxima a la Estación de Limpio, puesto que pequeñas inversiones (estimadas en 5,2 MMUS\$) en refuerzo de la transmisión en 220 kV a la Estación San Lorenzo permitirán la operación de la central.

En suma, se ha confirmado la viabilidad técnica, económica y financiera de la generación termoeléctrica en el área metropolitana de Asunción, en la modalidad de compra de energía de un productor independiente. Simultáneamente, se liberaría energía en ITAIPÚ que estaría a disposición de empresas compradoras del Brasil. Con esta operación la ANDE tendría ahorros considerables en la expansión de su sistema de transmisión en muy alta tensión. El Tesoro paraguayo tendría el beneficio multiplicador de la carga tributaria una vez que caduque el período de exenciones previstas en la Ley 60/90. Además, el proyecto de generación termoeléctrica viabilizaría un gasoducto proveniente de Argentina o Bolivia.

Referencias Bibliográficas

- ◆ Banco Central del Paraguay - Cuentas Nacionales
- ◆ Secretaría Técnica de Planificación – Balance Energético Nacional
- ◆ ANDE - Planificación de Corto Plazo
- ◆ ANDE – Estudio de Mercado – Análisis y proyección de las ventas de Energía Eléctrica
- ◆ ANDE - Costos Marginales de Transmisión
- ◆ ANDE - Generación Térmica en el Área Metropolitana – Estudio Preliminar
- ◆ ANDE - Datos del Paraguay. Administración Nacional de Electricidad
- ◆ Ley 966/64 de Organización del Sector Eléctrico Nacional
- ◆ Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, preparado por fW/FICHTNER – Alemania. - Informe Final: Estudio de Planeamiento para el aprovechamiento integral y optimizado de los recursos hidroeléctricos del Paraguay mediante la integración eléctrica regional entre el Paraguay, Argentina, Brasil, Uruguay y Bolivia
- ◆ FORTUNATO, L.A.M. Introdução ao Planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica ELETROBRAS.
- ◆ ELETROBRAS - Plano 2015 - Plano Nacional de Energia Eletrica
- ◆ ELETROBRAS - GCPS - Plano decenal de expansao
- ◆ ELETROBRAS - Plano Decenal de Expansão. Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Eletricos
- ◆ COPEL - Reforma do setor elétrico / Maio 96 / Foz do Iguacu

- ◆ Informe SGT-9/GT A 1
- ◆ Estimaciones DRE/MOPC
- ◆ Gasoducto Transchaco – Gregory & Cook, Inc.
- ◆ CAMMESA – Secretaria Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico
- ◆ CAMMESA - Simulaciones de la Operación de Mediano y Largo Plazo
- ◆ HOLLIDGE, Eduardo Importación y Exportación de Energía
- ◆ CAMMESA - Jornadas de Actualización sobre el Funcionamiento del MEM
- ◆ La transformación del mercado eléctrico mayorista boliviano (leyes y artículos, cálculo de precios de la energía y la potencia y otros)
- ◆ Cuadros de proyecciones: demandas mensuales de energía y potencia, transacciones económicas (inyecciones y retiros al sistema troncal interconectado) del mercado eléctrico boliviano
- ◆ Gas Natural. Políticas Alternativas. Instituto Liberal
- ◆ La Modernización del Sector Energético en América Latina y Caribe XXVIII. Reunión de Ministros de OLADE. Sudding, Figueroa, Altomonte, Sánchez, Cuevas, Pistonesi y otros
- ◆ Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico. ENRE de Argentina
- ◆ El Gas Natural en la Política Energética de América Latina y Caribe, Documento de Trabajo – Proyecto E&D-OLADE-CEPAL-GTZ
- ◆ Proceedings – Meeting on Natural Gas and Electric Power Integration in Southern Cone. Montevideo Artículos diversos de Petroleum Economist

ANEXOS

ANTEPROYECTO DE LEY PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA LA EXPORTACIÓN

CAPÍTULO I PRINCIPIOS GENERALES Y OBJETIVOS

Artículo 1º. - Principios. La presente Ley se ajusta a las políticas nacionales de integración y complementación energética regional, la diversificación de las formas de energía disponibles para el desarrollo sustentable, la apropiación de nuevas tecnologías en la materia y la confiabilidad y seguridad del abastecimiento energético regional en el largo plazo, con el mínimo impacto ambiental.

Respetando los principios citados para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía, la presente Ley buscará cumplir con los siguientes objetivos:

- I. Preservar el interés nacional;
- II. Promover el desarrollo, ampliar el mercado de trabajo y ofrecer alternativas energéticas;
- III. Proteger el medio ambiente y promover la conservación de energía;
- IV. Fomentar, en bases económicas, la utilización del gas natural para la generación de electricidad;
- V. Identificar soluciones adecuadas para el suministro energético al mercado energético regional;
- VI. Promover la libre competencia;
- VII. Atraer inversiones en el desarrollo de proyectos energéticos;

VIII. Ampliar la competitividad del País en el mercado internacional.

Artículo 2º. - Objeto. La presente Ley y sus disposiciones reglamentarias rigen las actividades de la generación de electricidad destinada al mercado de exportación, así como a las personas físicas y jurídicas que, con independencia de su carácter estatal, privado o mixto y de su régimen de constitución, realicen tales actividades, en todo el territorio de la República del Paraguay. Esta actividad económica será regulada y fiscalizada por el Estado de acuerdo a lo establecido en esta Ley y podrá ser ejercida por empresas constituidas bajo las leyes paraguayas, con sede y administración en el país.

CAPITULO 2 DEFINICIONES

Artículo 3º. -Definiciones. A efectos de la aplicación de esta Ley se establecen las siguientes definiciones:

Licencia: es el acto administrativo por el cual la Ente Regulador otorga a una persona física o jurídica el derecho de ejercer la actividad de generación de electricidad, en los términos de la presente Ley.

Contrato de Licencia: es el documento administrativo de bases y condiciones de generación de electricidad, por medio del cual se otorga una Licencia. El mismo debe ser primeramente suscrito por el Ente Regulador y ratificado por Decreto del Poder Ejecutivo.

Administración Nacional de Electricidad (ANDE): Autoridad normativa **(Ente Regulador)** para la actividad de Generación, Transporte y Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, dotada de las facultades y competencia suficientes para el ejercicio de dicha función.

Transporte: toda actividad para trasladar o conducir electricidad desde el punto de recepción hasta el punto de entrega por medio de líneas eléctricas, utilizando para ello diversos medios e instalaciones auxiliares y que excluye las redes de distribución.

Servicio de Transporte: actividad de transporte de energía eléctrica, que será efectuada por ANDE comercialmente para terceros, en función de su capacidad remanente de transporte. En caso de que ANDE no disponga la suficiente capacidad para el transporte solicitado y se requiera el refuerzo o la ampliación de la capacidad de las instalaciones existentes, el interesado pagará a ANDE el costo de las obras adicionales. ANDE reembolsará al solicitante el valor recibido, mediante descuentos de veinte por ciento (20 %) en las facturas del servicio de transporte.

Sí se requiera la construcción de nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, en determinadas zonas donde la ANDE manifieste específicamente no estar interesada en la propiedad de una determinada instalación, el solicitante podrá construir su propia línea de transmisión, bajo padrones aprobados por ANDE, la cual gestionará la servidumbre de electroducto y fiscalizará la construcción de la obra. Todos los gastos efectuados por ANDE serán reembolsados por el interesado.

Generación eléctrica: Es la producción de energía eléctrica a partir de la utilización del gas natural; la energía eólica; la energía solar o la utilización de biomasa, para su comercialización en el mercado eléctrico regional integrado. Los aspectos comerciales de la actividad de generación eléctrica para el mercado de exportación se desarrollarán en un marco de igualdad de oportunidades y condiciones para cualquier interesado así como al acceso libre y no discriminatorio a la capacidad disponible de las instalaciones de transporte de energía eléctrica de la ANDE, mediante el pago de un peaje. La ANDE goza de los derechos preferenciales para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos para generación de electricidad.

Generador: es la persona física o jurídica poseedora, por cualquier título legítimo no precario, de una central de generación eléctrica, cuya producción comercializa total o parcialmente, en nombre propio.

La denominación de Generador incluye a los cogeneradores y los autogeneradores, éstos últimos por los saldos no usados por su propia demanda.

Artículo 4º.-Importación / Exportación. La importación y/o exportación de energía eléctrica se realizará libremente.

CAPÍTULO 3 OTORGAMIENTO DE LICENCIAS

Artículo 5º.- Solicitud. La solicitud de Licencia para la Generación de Electricidad a ser presentada por el interesado al Ente Regulador deberá contener

necesariamente los siguientes documentos e informaciones acerca del solicitante y del objeto y de las características técnicas, económicas, financieras y ambientales de la licencia solicitada.

Aspectos Legales y Administrativos.

- a. Identificación del solicitante
 - Documentación que acredite la existencia legal del solicitante.
 - Documento que acredite el mandato del apoderado.
 - Certificado sobre Procesos con el Estado, expedido por la Contraloría General de la República.
 - Registro Único de Contribuyentes (RUC).
 - Certificado del Registro de Proveedores de Servicios del Paraguay (REPSE) - Decreto N° 20.753/98.
 - Para el caso de persona física, los dos primeros documentos se sustituyen por la Cédula de Identidad.
- b. Ubicación propuesta e identificación de las Líneas de Transmisión a ser afectadas.
- c. Documentación que acredite la capacidad administrativa, técnica y financiera del solicitante para ejecutar el proyecto.
- d. Informe expedido por la Ministerio de Obras Públicas y/o COMIGAS que dictamine favorablemente sobre la consistencia del proyecto con los planes y políticas sectoriales.

Aspectos Técnicos:

e. Descripción del proyecto:

- * Memoria Descriptiva, ubicación geográfica y Línea de Transmisión propuesta.
- * Capacidad requerida del sistema para transporte.
- * Instalaciones principales y complementarias.

f. Programa de ejecución de obras.

g. Cronograma propuesto de ejecución financiera y económica, incluyendo las inversiones comprometidas para la implantación de las obras e instalaciones.

h. La fecha solicitada para el inicio del servicio de transporte.

i. Descripción de los tipos de servicio de transporte que se solicitan y los mercados externos considerados.

m. Los pre - contratos o compromisos o cartas de intenciones suscritos con los potenciales compradores, que atienda satisfactoriamente la demanda considerada en el proyecto.

El Ente Regulador evaluará la documentación presentada por el solicitante y requerirá a éste las rectificaciones y/o aclaraciones que considere necesarias dentro de un plazo de treinta días desde la fecha en que se presentó la solicitud. A partir de la presentación de dichas rectificaciones y las aclaraciones por parte del solicitante, el ente se

pronunciará mediante resolución fundada dentro del plazo de sesenta días.

En caso de haberse aceptado la solicitud, la Licencia y el Contrato de Transporte de energía deberán firmarse dentro del plazo de treinta días de recibida la notificación correspondiente.

Artículo 6º.- Procedimientos. Las Licencias serán otorgadas a solicitud del interesado: mediante la presentación por parte del interesado al Ente Regulador de la solicitud de Licencia en la forma señalada en el Artículo 5 de la presente Ley. Las empresas interesadas deben estar debidamente representadas en el país y probar su solvencia técnica y económica en el ramo de la industria de la generación eléctrica.

Artículo 7º.- Contrato de Licencia. El Contrato de Licencia de Generación deberá adecuarse a las disposiciones generales de la presente Ley y deberá contener necesariamente las siguientes estipulaciones:

- a. El plazo de la Licencia será de veinte años.
- b. La responsabilidad que cabe al prestador del servicio por la preservación del medio ambiente.
- c. Un régimen de calidad de servicio que permita controlar al prestador del servicio con parámetros objetivos y sin asociar al Ente Regulador o al Poder Ejecutivo en la responsabilidad de gestión empresarial propia de la empresa prestataria.

- d. La obligación de la ANDE de permitir, previa reserva de carga hecha con un año de antelación y mediante el pago de un peaje regulado, el acceso abierto no discriminatorio del Licenciario a su capacidad remanente de transporte, de acuerdo a los términos de esta Ley y de las reglamentaciones que se dicten a su respecto.
- e. El derecho de obtener sobre bienes del dominio privado las servidumbres necesarias para la prestación del servicio concesionado.
- f. La obligación del concesionario de haber cumplido con todas sus obligaciones establecidas e las leyes y regulaciones aplicables, antes de fenecida la Licencia.
- g. Los causales de caducidad y revocación, que deberán estar asociados a la no ejecución de condiciones previstas en el contrato, tales como la construcción de instalaciones en determinados plazos, inicio de la prestación de servicios o el grave incumplimiento del Contrato de Licencia, sin que se hubiere puesto remedio a tal situación..
- h. Las atribuciones del Ente Regulador en materia de inspección y fiscalización, y cualquier otra cuestión inherente al servicio.
- i. El cronograma de inversiones inherentes al Contrato de Licencia.
- j. Los causales de suspensión definitiva de la Licencia.
- k. La identificación de las instalaciones que integran el sistema de transporte a ser afectados.
- l. El generador no podrá abandonar total o parcialmente, dentro del período de Licencia, sus instalaciones, ni dejar de prestar los servicios

a su cargo, sin contar con la autorización del Ente, el que sólo la otorgará después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser abandonados no resultan necesarios para la prestación del servicio, en el presente o en el futuro previsible, en cuyo caso se procederá de acuerdo a la reglamentación respectiva.

- m. Los generadores estarán obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública y a cumplir con las Reglamentaciones y disposiciones del Ente Regulador.
- n. Los Licenciarios efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones a fin de asegurar las condiciones satisfactorias de operación del sistema.

Artículo 8º.- Notificación de aceptación. El Ente Regulador evaluará la documentación presentada por el solicitante, solicitará a éste las rectificaciones y aclaraciones que considere necesarias y se pronunciará sobre la aceptación o no de la solicitud de concesión en el término de sesenta días calendario. Esta aceptación será notificada inmediatamente al solicitante para que en un plazo no mayor a los treinta días de recibida la notificación presente todos los recaudos y garantías requeridos y la Licencia y el Contrato de Transporte de energía deberán firmarse dentro del plazo de treinta días de recibida la notificación correspondiente.

CAPÍTULO 4 TASAS Y TRIBUTOS

Artículo 9º.-Tasa. Se establece a favor del concedente una tasa equivalente al 1% (uno por ciento) de las transacciones realizadas por el Licenciario. Esta tasa solo se aplicará desde el inicio de explotación de la Licencia.

Artículo 10°.-Mora. La falta de cumplimiento en fecha del pago de la tasa de regulación producirá de pleno derecho la mora del deudor y generará los intereses punitivos que fije la reglamentación, los que deberán ser similares a los que se perciban en el sistema financiero para los préstamos comerciales. La reglamentación de la presente Ley establecerá mecanismos de caución para la garantía de pago. El certificado de deuda por falta de pago de la tasa de regulación expedido por el Ente Regulador servirá de suficiente título ejecutivo.

Artículo 11°.- Tributación. Las sociedades Licenciatarias y toda otra persona física o jurídica que participe directa o indirectamente en la Generación Eléctrica, estarán sujetas a las normas tributarias vigentes en el país.

PODER LEGISLATIVO SECCION REGISTRO OFICIAL

S U M A R I O Ley N° 1.948

PODER LEGISLATIVO LEY N° 1.948.- DE TRANSPORTE DE GAS POR DUCTOS.

EL CONGRESO DE LA NACION PARAGUAYA SANCIONA CON FUERZA DE LEY

CAPITULO I PRINCIPIOS GENERALES Y OBJETIVOS

Artículo 1.- Principios. La presente ley se ajusta a las políticas nacionales de integración y complementación energética regional, la diversificación de las formas de energía disponibles para el desarrollo sustentable, la apropiación de nuevas tecnologías en la materia y la confiabilidad y seguridad del abastecimiento energético en el largo plazo, con el mínimo impacto ambiental.

Respetando los principios citados para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía, la presente ley buscará cumplir con los siguientes objetivos:

- a. preservar el interés nacional;
- b. promover el desarrollo, ampliar el mercado de trabajo y ofrecer alternativas energéticas;
- c. proteger los intereses del consumidor nacional y mayorista en cuanto a precio, calidad y continuidad de suministro;
- d. proteger el medio ambiente y promover la conservación de energía;
- e. fomentar, en bases económicas, la utilización del gas natural;
- f. identificar soluciones adecuadas para el suministro energético a las diversas regiones del país, teniendo en cuenta el mercado energético regional;
- g. promover la libre competencia;
- h. atraer inversiones en el desarrollo de proyectos energéticos;
- i. ampliar la competitividad del país en el mercado internacional; y,

j. impulsar el crecimiento de la oferta energética global

de la región económica y geográficamente integrada con la República del Paraguay.

Artículo 2.- Alcance. La presente ley y sus disposiciones reglamentarias rigen la actividad económica de transporte de gas natural por medio de ductos, en todo el territorio de la República del Paraguay. Esta actividad económica será regulada y fiscalizada por el Estado de acuerdo a lo establecido en esta ley y podrá ser ejercida, mediante concesión, por empresas constituidas bajo las leyes paraguayas, con sede y administración en el país.

CAPITULO II DEFINICIONES

Artículo 3.- Definiciones. A efectos de la aplicación de esta ley se establecen las siguientes definiciones:

Gas natural o Gas: todo hidrocarburo que permanezca en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normalizadas de temperatura y presión, extraído directamente de reservorios petrolíferos o gasíferos. Se lo podrá denominar en la presente ley y disposiciones complementarias simplemente gas.

Gasoducto: todo sistema de tuberías e instalaciones complementarias, de carácter permanente, destinado a transportar gas natural desde el punto de recepción hasta el punto de entrega.

Concesión: es el acto administrativo por el cual el Poder Ejecutivo, en nombre del Estado Paraguayo, otorga a una persona física o jurídica el derecho de ejercer la actividad de servicio de transporte de gas natural, en los términos de la presente ley.

Contrato de Concesión: es el documento administrativo de bases y condiciones de la prestación de los servicios de transporte de gas, por medio del cual se otorga una concesión. El mismo debe ser primeramente suscrito por el Ente Regulador y aprobado por decreto del Poder Ejecutivo.

Ente Regulador: designa al Ente Nacional Regulador del Gas Natural. En algunas ocasiones, en el texto de la presente ley y sus disposiciones reglamentarias también podrá ser denominado como el Ente Regulador.

COMIGAS: designa a la Comisión Coordinadora y Promotora del Gas Natural e Inversiones Ligadas al Programa en la República del Paraguay, creada en los términos del Decreto N° 11.884/01, ampliado por el Decreto N° 12.108/01.

Transporte: toda actividad para trasladar o conducir gas natural desde el punto de recepción hasta el punto de entrega por medio de tuberías, utilizando para ello diversos medios e instalaciones auxiliares que incluyen el almacenaje necesario para esta actividad y que excluye la distribución de gas natural por redes.

Servicio de Transporte: actividad de transporte que se efectúa comercialmente para terceros. El servicio de transporte requiere de la concesión otorgada de acuerdo a las estipulaciones de la presente ley.

Transacciones: operaciones de compra - venta de gas natural de acuerdo a las estipulaciones de la presente ley.

Productor: toda persona física o jurídica que, siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos o Pág. 2 Sección Registro Oficial - Asunción, 24 de julio de 2002 GACETA OFICIAL por otro título legal, extrae gas natural de los yacimientos disponiendo libremente del mismo para fines comerciales.

Transportista: toda persona física o jurídica que, siendo titular de una concesión, es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de entrega a los generadores de energía eléctrica, distribuidores, consumidores libres o almacenadores.

Comercializador: se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.

Consumidores Nacionales: toda persona física o jurídica nacional o extranjera que produzca bienes o servicios derivados de la utilización de gas natural.

Consumidor Mayorista: toda persona física o jurídica nacional o extranjera que utiliza gas natural en forma intensiva para producir bienes o servicios, como ser la industria petroquímica o la eléctrica.

Artículo 4.- Otras definiciones. El Ente Regulador tiene la facultad de definir otros términos a que se refiere esta ley y sus disposiciones reglamentarias, con base en terminologías y criterios aceptados internacionalmente.

CAPITULO III SUJETOS

Artículo 5.- Sujetos. Son sujetos de esta ley y sus disposiciones reglamentarias los distintos agentes de la industria del gas natural, tales como los transportistas, almacenadores y comercializadores que contratan directamente con el productor de gas natural.

Artículo 6.- Definición de otros agentes. Otros agentes económicos de la actividad de la industria del gas natural serán definidos por el Ente Regulador.

CAPITULO IV NORMAS GENERALES DE APLICACION

Artículo 7.- Incentivo a la inversión privada. Las disposiciones que reglamentan el transporte de gas natural deberán incentivar las inversiones privadas y asegurar la igualdad de oportunidades para todos los interesados, teniendo como objetivo principal el bienestar de la población.

Artículo 8.- Papel del Estado. Corresponde al Estado el fomento, control y regulación de las actividades vinculadas al transporte de gas natural.

Artículo 9.- Regulación de la Actividad. Se establecen las siguientes reglas fundamentales para las actividades vinculadas a la industria del gas natural:

- a. proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- b. promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar las inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.
- c. propender a una óptima operación del mercado, con base en el aseguramiento de la continuidad, calidad, seguridad, regularidad y generalidad del suministro de gas natural en todo el país.
- d. regular las actividades del transporte de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables y de acuerdo a lo definido en la presente ley.
- e. incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento y uso del gas natural.
- f. incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- g. garantizar la igualdad de oportunidades y condiciones para el desarrollo de las actividades reguladas del sector gas natural, así como el acceso libre y no discriminatorio a las instalaciones de transporte.
- h. fomentar el uso del gas natural con fines de desarrollo social y económico del país.
- i. promover las inversiones en el territorio nacional para el desarrollo del gas natural en el país.

Artículo 10.- Medio Ambiente. Las actividades a que se refiere esta ley están sujetas a la legislación referida con carácter general a la conservación, recomposición y mejoramiento del medio ambiente y a la específica aplicable al sector en orden a un desarrollo sustentable. La aprobación de cualquier proyecto de transporte por ductos de gas natural sólo será otorgada previa conformidad de la autoridad competente en el área ambiental.

Artículo 11.- Importación / Exportación. La importación y/o exportación de gas natural se realizará libremente.

CAPITULO V TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Artículo 12.- Alcance. El transporte de gas natural deberá ser realizado por personas físicas o jurídicas de derecho privado, a las que el Ente Regulador haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, en virtud del régimen de Otorgamiento de Concesiones de esta ley.

En los casos de derechos de transporte otorgados por ley, como el de PETROPAR y el de los concesionarios de explotación de hidrocarburos, se deberá suscribir un Contrato Especial de Concesión de Transporte, de acuerdo a lo previsto en la presente ley.

Los concesionarios de explotación de hidrocarburos solamente podrán hacer uso del derecho subsidiario de transporte cuando se trate de proyectos vinculados a la producción de sus áreas de concesión en fase de explotación.

Artículo 13.- Contrato de Concesión de Transporte. El Contrato de Concesión de Transporte deberá adecuarse a las disposiciones generales de la presente ley y deberá contener necesariamente las siguientes estipulaciones :

- a. el plazo de la concesión será de treinta años.
- b. un régimen tarifario basado en los criterios que establece la presente ley, incluyendo garantías contractuales y las fórmulas de ajuste.
- c. el régimen de garantías a otorgar por el prestador concesionado.

d. la responsabilidad que cabe al prestador del servicio por la preservación del medio ambiente.

e. un régimen de calidad de servicio que permita controlar al prestador del servicio con parámetros objetivos y sin asociar a la autoridad concedente o al Poder Ejecutivo en la responsabilidad de gestión empresarial propia de la empresa prestataria.

f. un régimen de penalidades, que no debe afectar a las tarifas, por el incumplimiento de las normas de continuidad y calidad de los suministros.

g. la obligación del transportista de permitir, previa reserva de carga hecha con un año de antelación y mediante el pago de un peaje regulado, el acceso no discriminatorio de consumidores nacionales y consumidores mayoristas a hasta el 10% (diez por ciento) de su capacidad nominal inicial de transporte, de acuerdo a los Sección Registro Oficial - Asunción, 24 de julio de 2002 GACETA OFICIAL Pág. 3 términos de esta ley y de las reglamentaciones que se dicten a su respecto.

h. el derecho al uso y ocupación del suelo, subsuelo y espacio aéreo de calles, plazas, caminos, puentes, ríos y demás bienes del dominio público, para construir ductos y ubicar otras instalaciones vinculadas con el transporte de gas natural. De la misma manera, tendrá el derecho de atravesar con dichas instalaciones las vías, los canales, líneas eléctricas y de telecomunicaciones. Las gobernaciones y los municipios no podrán cobrar por este uso.

Estos derechos se ejercerán de modo que no impidan o perjudiquen el uso principal de los bienes ocupados y de otras instalaciones de servicios públicos y se cumplan las ordenanzas municipales.

i. el derecho a cobrar de la autoridad que disponga el cambio los gastos que ocasione al prestatario la reubicación y modificación de las instalaciones, cuando el Estado, las gobernaciones o las municipalidades necesiten ejecutar obras en los mismos lugares de dominio público en que el prestador del servicio tenga instalaciones.

La reubicación o modificación también podrá ser justificada por razones de índole ambiental y estética.

j. el derecho a remover los pavimentos de calzadas y aceras de las vías públicas para la ejecución de los trabajos relacionados con el cumplimiento de sus servicios, debiendo reponerlos o hacerse cargo del costo de reposición, en condiciones iguales o mejores a las que se encontraban. Asimismo, se incluye el derecho de efectuar el corte de los árboles plantados en áreas de dominio público y predios colindantes hasta una distancia considerada razonable por el Ente Regulador, cuando signifiquen peligro para los ductos.

k. el derecho de obtener sobre bienes del dominio privado las servidumbres necesarias para la prestación del servicio habilitado.

l. los causales de caducidad y revocación, que deberán estar asociados a la no ejecución de condiciones previstas en el contrato, tales como la construcción de instalaciones en determinados plazos, inicio de la prestación de servicios o el grave incumplimiento del Contrato de concesión, sin que se hubiere puesto remedio a tal situación de acuerdo con el procedimiento establecido en el respectivo Contrato.

m. las atribuciones del Estado y sus organismos en materia de inspección y fiscalización, y cualquier otra inherente a la policía del servicio.

n. el cronograma de inversiones inherentes al Contrato de concesión.

o. los causales de suspensión definitiva de la concesión.

p. la identificación de las instalaciones que integran el sistema de transporte.

q. la obligación del prestador del servicio de realizar las inversiones de mantenimiento y reposición de las instalaciones necesarias para prestar el servicio en condiciones adecuadas de calidad.

Artículo 14.- Competencia en el transporte. En ningún caso, inclusive en el del derecho subsidiario de transporte de los concesionarios de explotación, el otorgamiento de una concesión del servicio de transporte de gas natural podrá garantizar al concesionario exclusividad en relación con un área geográfica. La regulación atinente a su expansión deberá incorporar la mayor competencia posible.

Artículo 15.- Obligatoriedad de ampliación de instalaciones.

Las Concesiones podrán obligar a los transportistas a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio, siempre que puedan recuperar, mediante tarifas, el monto de sus inversiones.

Artículo 16.- Requerimiento de servicio. Cuando un consumidor nacional o mayorista requiera un servicio de suministro de gas o acceso a la capacidad de transporte de un transportista y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del Ente Regulador, el cual, escuchando también a la otra parte en audiencia pública a celebrarse dentro del período de quince días, contados a partir de la presentación en el Ente Regulador, resolverá el diferendo en un plazo no mayor de cuarenta y cinco días.

Artículo 17.- Mantenimiento. Los transportistas efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones a fin de asegurar las condiciones de operación del sistema y un servicio regular y continuo
a los consumidores

CAPITULO VI TARIFAS A CONSUMIDORES NACIONALES

Artículo 18.- Principios- Los servicios prestados por los transportistas serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios:

- a. proveer a los transportistas que operen con eficiencia económica y prudencia, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos económicos aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable.
- b. deberán tener en cuenta las diferencias que puedan existir entre las distintas modalidades de servicios de transporte en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa y cualquier otra característica que el Ente Regulador califique como relevante.

Es requisito indispensable ordenar la separación contable y empresarial de las actividades económicas de la industria del gas, a efectos de evitar conductas monopólicas.

Artículo 19.- Composición. La tarifa de gas natural a los consumidores nacionales y consumidores mayoristas será el resultado de la suma de:

- a. precio de gas natural de hidrocarburos en el punto de ingreso al sistema de transporte;
- b. tarifa de transporte; y,
- c. tributos aplicables por ley.

Artículo 20.- Ajuste. En el curso de la concesión las tarifas de transporte, expresadas en Dólares de los Estados Unidos de América, se ajustarán de acuerdo con la fórmula elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejan los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores:

$$FA = 1 + 0,40VIG + 0,40 VCP \text{ donde}$$

FA= Factor de Ajuste Anual

VIG= Variación porcentual sobre cien del Índice Medio Anual del “Industrial Goods”, en los Estados Unidos de América, correspondiente al año a ser ajustado, publicado en la “International Financial Statistics”, del Fondo Monetario Internacional, y relativo al mismo Índice Medio del año anterior.

VCP= Variación porcentual sobre cien del Índice Medio Anual del “Consumer Prices” de los Estados Unidos de América, correspondiente al año a ser ajustado, publicado en el mencionado documento del Fondo Monetario Internacional, relativo al mismo Índice Medio del año anterior.

Los transportistas podrán reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplada en sus tarifas máximas, pero en ningún caso podrán dejar de recuperar sus costos.

En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados Pág. 4 Sección Registro Oficial - Asunción, 24 de julio de 2002 GACETA OFICIAL mediante tarifas cobradas a otros consumidores.

CAPITULO VII OTORGAMIENTO DE CONCESIONES

Artículo 21.- Solicitud. La solicitud de concesión a ser presentada por el interesado al Ente Regulador deberá contener necesariamente los siguientes documentos e informaciones acerca del solicitante y del objeto y de las características técnicas, económicas, financieras y ambientales de la concesión solicitada.

Aspectos Legales y Administrativos.

a. Identificación del solicitante . Documentación que acredite la existencia legal del solicitante.

Documento que acredite el mandato del apoderado. . Certificado sobre Procesos con el Estado, expedido por la Contraloría General de la República. . Registro Unico de Contribuyentes (RUC). . Certificado del Registro de Proveedores de Servicios del Paraguay (REPSE) - Decreto N° 20.753/98. . Para el caso de persona física, los dos primeros documentos se sustituyen por la Cédula de Identidad.

- b. Trazado propuesto, identificación y especificaciones de las propiedades a ser afectadas.
- c. Documentación que acredite la capacidad administrativa, técnica y financiera del solicitante para ejecutar el proyecto.
- d. Informe expedido por la COMIGAS que dictamine favorablemente sobre la consistencia del proyecto con los planes y políticas sectoriales.
- e. Si la concesión solicitada es para el transporte de gas natural con destino a la exportación, el solicitante deberá presentar un acuerdo suscrito con la COMIGAS, de conformidad con lo establecido en el inciso g. del Artículo 13 de la presente ley.

Aspectos Técnicos:

f. Descripción del proyecto:

*Memoria Descriptiva, ubicación geográfica y ruta propuesta.

*Capacidad establecida del ducto para transporte de gas natural.

*Instalaciones principales y complementarias.

g. Programa de ejecución de obras.

h. Presupuesto total por categorías de inversión y centros de costo.

i. Cronograma propuesto de ejecución financiera y económica, incluyendo las inversiones comprometidas por categorías y centros de costo para la implantación de las obras e instalaciones; términos y condiciones del financiamiento requeridos por el solicitante.

- j. Términos y condiciones del servicio a ser prestado, incluyendo la estructura y modalidades de tarifas y los niveles tarifarios a ser aplicados en la operación del gasoducto.
- k. La fecha estimada de inicio del servicio de transporte.
- l. Descripción de los tipos de servicio de transporte que serán dados, las fuentes de abastecimiento y los mercados considerados.
- m. Los pre - contratos o compromisos o cartas de intenciones suscritos con los potenciales cargadores, que atienda satisfactoriamente la demanda potencial considerada en el proyecto.

El Ente Regulador determinará, en consulta con el solicitante, qué parte de la documentación presentada estará disponible para terceros interesados en el proyecto.

El Ente Regulador evaluará la documentación presentada por el solicitante y requerirá a éste las rectificaciones y/o aclaraciones que considere necesarias dentro de un plazo de treinta días, desde la fecha en que se presentó la solicitud. A partir de la presentación de dichas rectificaciones y las aclaraciones por parte del solicitante, el ente se pronunciará mediante resolución fundada dentro del plazo perentorio de sesenta días. En caso de haberse aceptado la solicitud, el Contrato de concesión deberá firmarse dentro del plazo de treinta días de recibida la notificación correspondiente.

Artículo 22.- Procedimientos. Las concesiones serán otorgadas mediante los siguientes procedimientos:

- a. a solicitud del interesado mediante la presentación por parte del interesado de la solicitud de concesión en la forma señalada en el Artículo 21 de la presente ley. Las empresas interesadas deben estar debidamente representadas en el país y probar su solvencia técnica y económica en el ramo de la industria del gas natural.

b. por derecho subsidiario de transporte otorgado por ley a los concesionarios de explotación de hidrocarburos en el país.

c. por derecho otorgado por ley a la empresa estatal PETROPAR.

Artículo 23.- Objeciones de propietarios de terrenos. Dentro del plazo de treinta días corridos, a contar desde la última publicación, los propietarios de los terrenos que pudieran resultar afectados por la concesión o permiso podrán formular ante el Ente Regulador sus objeciones y observaciones, las que serán resueltas por dicho organismo.

Artículo 24.- Notificación de aceptación. El Ente Regulador evaluará la documentación presentada por el solicitante, solicitará a éste las rectificaciones y aclaraciones que considere necesarias y se pronunciará sobre la aceptación o no de la solicitud de concesión en el término de sesenta días calendario. Esta aceptación será notificada inmediatamente al solicitante para que en un plazo no mayor a los treinta días de recibida la notificación presente todos los recaudos y garantías requeridos y suscriba el Contrato de Concesión.

Artículo 25.- Normas de ordenación y disciplina. Se consideran normas de ordenación y disciplina de la actividad de transporte de gas natural las disposiciones administrativas que contengan preceptos específicos referentes a la materia y de obligada observancia para su cumplimiento. Se entienden comprendidas en esta categoría las resoluciones y decretos reglamentarios, así como las reglamentaciones técnicas aprobadas en los términos de la presente ley.

CAPITULO VIII LA SERVIDUMBRE DE GASODUCTO

Artículo 26.- Utilización de Franjas de Carreteras. Las concesiones de transporte de gas natural por ductos podrán solicitar la constitución de servidumbre dentro de las Franjas de Dominio de Rutas Internacionales, Nacionales y Departamentales, la que le será autorizada previa aprobación de los planos y especificaciones técnicas y de seguridad, contra la obligación de pago de un cánón a favor del poder concedente equivalente al 2% (dos por ciento) del valor de las transacciones realizadas por el concesionario a la tarifa establecida para el servicio de transporte de gas natural objeto de la concesión.

Artículo 27.- Sujeción. Declárase sujeto a la servidumbre administrativa de gasoducto que se crea por la presente ley a todo inmueble del dominio privado o público situado dentro del territorio nacional, necesario para ejecutar obras por parte de un transportista, la que se constituirá en favor del Estado.

Artículo 28.- Afectación. La servidumbre administrativa de gasoducto afecta el inmueble y comprende el conjunto de limitaciones al dominio que conforme a esta ley se impone a los propietarios y ocupantes de inmuebles de dominio privado y público atravesados por el trazado de gasoductos o alcanzados por la zona de seguridad de los mismos, a fin de posibilitar su construcción, explotación, vigilancia, mantenimiento y reparación.

Sección Registro Oficial - Asunción, 24 de julio de 2002 GACETA OFICIAL Pág. 5

Para la constitución de servidumbres en propiedades de dominio público, las concesiones de servicio público de transporte de gas natural recabarán la autorización del Poder Ejecutivo o de la municipalidad respectiva, según corresponda.

Artículo 29.- Zona de seguridad. La zona de seguridad del gasoducto es la franja de terreno, a ambos lados de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural, donde los propietarios y ocupantes del predio afectado están obligados a soportar las máximas restricciones derivadas de la servidumbre. La extensión en metros de dicha zona de seguridad medida perpendicularmente desde el eje geométrico del ducto, a cada lado de ese eje, será establecida por el Ente Regulador.

CAPÍTULO IX PROCEDIMIENTO PARA LA CONSTITUCIÓN DE SERVIDUMBRE

Artículo 30.- Aprobación del proyecto y de los planos. Los prestatarios de servicio público de transporte y distribución de gas natural deben requerir al Ente Regulador la aprobación del proyecto y de los planos de la obra respectiva a los efectos de la afectación de un inmueble a la servidumbre administrativa de gasoducto.

Artículo 31.- Sujeción. La aprobación por el Ente Regulador del proyecto y de los planos de la obra a ejecutar o de las instalaciones a construir importará la sujeción de la zona de seguridad a la servidumbre administrativa de gasoducto. Esta afectación entrará en vigencia en la fecha de anotación preventiva a que se refiere el párrafo siguiente. El futuro titular de la servidumbre deberá cursar comunicación a la Dirección General de los Registros Públicos para la pertinente anotación preventiva.

Artículo 32.- Comunicación a propietarios. Aprobados el proyecto y los planos de la obra a ejecutar o las instalaciones a construir, los propietarios de los inmuebles deberán ser notificados fehacientemente de la afectación. En caso de ignorarse sus nombres o domicilios,

la notificación se efectuará por edictos que se publicarán por cinco días en una publicación oficial y en un diario de gran circulación.

Artículo 33.- Acuerdo con propietarios. Afectado el predio en la forma establecida en el Artículo 31 de esta ley, el titular de la servidumbre promoverá su constitución definitiva, mediante acuerdo directo con el propietario. En estos casos la servidumbre quedará constituida a partir de la suscripción del acuerdo.

CAPITULO X DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL TITULAR DE LA SERVIDUMBRE

Artículo 34.- Derechos. La servidumbre administrativa de gasoducto confiere a su titular, entre otros, los siguientes derechos:

- a. emplazar las estructuras necesarias e instalar todos los aparatos, mecanismos y demás elementos necesarios para el funcionamiento del gasoducto.
- b. cruzar el espacio aéreo, suelo y subsuelo con las instalaciones necesarias para el servicio.
- c. el acceso y paso al y por el predio afectado, a fin de instalar, vigilar, mantener y reparar el gasoducto.
- d. ocupar temporalmente los terrenos necesarios con equipos y materiales afectados a las tareas descritas en el inciso precedente.
- e. remover obstáculos que se opongan a la construcción del ducto o atenten contra su seguridad, inclusive la calzada y aceras de la vía pública, para la ejecución de los trabajos.
- f. fijar una zona de seguridad de gasoducto de acuerdo a las características técnicas definidas por el Ente Regulador.

Artículo 35.- Acceso y paso temporal. Todo propietario u ocupante de inmuebles del dominio privado deberá permitir, bajo responsabilidad del prestatario, el acceso y paso temporal de su personal debidamente identificado, autorizado por el Ente Regulador y de los equipos necesarios para realizar estudios previos de trazado y replanteo en los terrenos, pudiendo requerirse al Juez de Primera Instancia en lo Civil de Turno el auxilio de la fuerza pública en caso de oposición.

Artículo 36.- Prohibición de obstaculizar. El propietario y/o, en su caso, el ocupante del predio afectado no podrá realizar actos, por sí o por terceros, que impidan u obstaculicen al titular de la servidumbre el libre ejercicio de sus derechos o pongan en peligro la seguridad de las instalaciones. Si lo hiciere, no obstante esta prohibición, el prestatario afectado podrá requerir las medidas judiciales correspondientes ante el Juez de Primera Instancia en lo Civil.

Artículo 37.- Prohibición de instalaciones perjudiciales. En las zonas aledañas al gasoducto no podrán erigirse instalaciones o efectuar plantaciones de especies que puedan ocasionar daños al gasoducto. El Ente Regulador deberá reglamentar en este caso.

Artículo 38.- Responsabilidad del titular. Si en el inmueble afectado por la servidumbre fuere necesario desarraigar y/o remover obstáculos existentes con anterioridad a la notificación prevista en el Artículo 32 quedará a cargo del titular de la servidumbre la reposición de la obra o la íntegra indemnización por el daño causado.

Artículo 39.- Servidumbre accesoria. En los casos en que, construido el gasoducto, no hubiere un camino adecuado para su regular vigilancia, conservación o reparación, la

servidumbre administrativa de gasoducto comprenderá también la servidumbre accesoria de paso que sea necesaria para cumplir dichos fines.

Artículo 40.- Nuevas construcciones en el predio. La constitución de la servidumbre administrativa de gasoducto no impide al propietario ni al ocupante del predio afectado, cercarlo o edificar en él, siempre que no obstaculice el ejercicio regular de los derechos del titular de la servidumbre.

Artículo 41.- Indemnizaciones. El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta:

- a. el valor de la tierra en condiciones óptimas en la zona donde se encuentre el inmueble, anterior a la constitución de la servidumbre.
- b. la aplicación de un coeficiente de restricción que atienda el grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije el Ente Regulador.

En ningún caso se abonará indemnización por lucro cesante, valor afectivo, valor histórico ni panorámico, salvo acuerdo entre partes.

CAPITULO XI CONSTITUCION JUDICIAL DE LA SERVIDUMBRE

Artículo 42.- Requerimiento judicial. Se podrá requerir judicialmente la constitución de la servidumbre en los siguientes Pág. 6 Sección Registro Oficial - Asunción, 24 de julio de 2002 GACETA OFICIAL casos:

- a. si no dieran resultado las gestiones directas con el propietario dentro de un plazo de noventa días, desde la fecha de notificación prevista por el Artículo 32.

- b. en caso de urgencia en la iniciación de las obras.
- c. cuando existiere controversia respecto de la titularidad del dominio o se desconozca quién es el propietario del predio o su domicilio.
- d. cuando existieren títulos imperfectos o el propietario del predio se encuentre inhibido para disponer de sus bienes.
- e. cuando el bien se encontrare gravado con un derecho real o embargo anterior a la afectación y siempre que los acreedores no presten su conformidad.

Artículo 43.- Juicio sumario. Las acciones judiciales referidas en el presente Capítulo se tramitarán por juicio sumario ante el Juez de Primera Instancia en lo Civil del lugar de ubicación del bien.

La resolución del Tribunal declarará constituida definitivamente la servidumbre administrativa de gasoducto sobre el inmueble afectado, ordenará su inscripción en el Registro Público y el depósito de la indemnización fijada dentro del plazo de quince días en que quede firme la liquidación que se apruebe judicialmente. Tal resolución será apelable sin efecto suspensivo.

Artículo 44.- Urgencia para el inicio de obras. En caso de urgencia en la iniciación de las obras, el titular de la servidumbre podrá requerir al Tribunal, en cualquier instancia del juicio, la autorización para entrar en el predio afectado a fin de iniciar la ejecución de los trabajos, previa consignación de la suma ofrecida en concepto de indemnización o la que el juez establezca de considerarla insuficiente. Sin otro trámite el Tribunal librará el mandamiento pertinente dentro del tercer día de su solicitud.

Artículo 45.- Interés legítimo de terceros. En ningún caso el tercero que tenga un interés legítimo sobre el predio afectado podrá oponerse a la constitución de la servidumbre y sus derechos se considerarán transferidos a la indemnización que le corresponda percibir al propietario. Podrá demandar judicialmente al propietario del predio, por vía principal o de incidente.

Artículo 46.- Compra íntegra del predio. Si la servidumbre impidiera darle al predio sirviente un destino económicamente racional, a falta de avenimiento sobre el precio del bien, el propietario podrá exigir al titular de la servidumbre la compra íntegra del predio.

CAPITULO XII DELITOS Y CADUCIDAD DE LA SERVIDUMBRE

Artículo 47.- Delito. Todo el que resistiese de hecho la ejecución de los trabajos necesarios para la construcción, vigilancia, mantenimiento y reparación de las instalaciones que se coloquen en los predios afectados por una servidumbre de gasoducto de acuerdo con los términos de la presente ley, como así también todo el que inutilizare o destruyere en todo o en parte, dolosamente, una instalación de los prestatarios del servicio de transporte o distribución o sus obras complementarias, incurre en delito penal y será penalizado de acuerdo al Código Penal, por daño intencional.

Artículo 48.- Extinción de la servidumbre. Transcurridos dos años desde la anotación preventiva en la Dirección General de los Registros Públicos sin que se hubiere constituido definitivamente la servidumbre, se extinguirá la afectación de pleno derecho.

La servidumbre caducará por falta de pago de las indemnizaciones correspondientes al propietario del predio o si no se hace uso de ella mediante la ejecución de las obras previstas, en un plazo de tres años, computados desde su constitución definitiva.

Vencido dicho plazo, el propietario del predio podrá solicitar la extinción de la servidumbre, devolviendo todo o parte del importe que hubiere recibido en concepto de indemnización según corresponda. El propietario mantiene plenamente el derecho a ser indemnizado por daños causados o a retener lo percibido en tal concepto.

CAPITULO XIII TASAS Y TRIBUTOS

Artículo 49.- Tasa. Se establece a favor del concedente una tasa equivalente al 1% (uno por ciento) de las transacciones realizadas por el concesionario a la tarifa establecida para el servicio de transporte de gas natural objeto de la concesión, destinada a solventar los gastos de funcionamiento del Ente Regulador y el remanente o superávit pasará a rentas generales del tesoro público. Esta tasa sólo se aplicará desde el inicio de explotación de la concesión.

Artículo 50.- Tributación. Las sociedades concesionarias y toda otra persona física o jurídica que participe directa o indirectamente en el desarrollo del contrato de concesión, estarán sujetas a las normas tributarias vigentes en el país.

CAPITULO XIV DISPOSICIONES ADICIONALES Y TRANSITORIAS

Artículo 51.- Presupuesto. Los recursos del Ente Regulador estarán previstos en el Presupuesto General de la Nación. Hasta tanto no se cuente con los recursos provenientes de

la tasa de regulación prevista en el Artículo 49 de la presente ley, los gastos del Ente Regulador serán cubiertos con recursos provistos por el Estado.

Artículo 52.- Modificaciones de la estructura actual. En el plazo de seis meses de hallarse en vigencia la presente ley, el Poder Ejecutivo presentará el proyecto de ley del Marco Regulatorio del Gas Natural que establezca las modificaciones necesarias y convenientes a la estructura institucional existente y que tenga relación con el objeto de la presente ley.

Artículo 53.- Papel transitorio. Hasta tanto el Ente Regulador se constituya y disponga de la capacidad técnico-administrativa para funcionar conforme a lo prescrito en esta ley, las facultades reguladoras quedarán temporalmente a cargo de la COMIGAS, salvo que le sean conferidas en forma definitiva por ley. A tal fin:

1. Intitúlase a la COMIGAS como autoridad reguladora del sector hasta tanto a través de una ley de la Nación sea creado el Ente Regulador, que comprenda todas las actividades del sector gasista.
2. Autorícese a la COMIGAS a expedir todas las reglamentaciones técnicas que sean necesarias para la implementación de la actividad de transporte de gas que se regula por esta ley.
3. Otórgase a la COMIGAS la potestad, de oficio o a instancia de parte, de practicar cuentas, inspecciones y verificaciones que sean necesarias para comprobar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias relativas al transporte de gas, para garantizar la seguridad de las personas y bienes.
4. Encomiéndase a la COMIGAS el registro administrativo de todas las instalaciones de transporte que hayan sido autorizadas legalmente.

5. Encomiéndase a la COMIGAS preparar el estudio de las tarifas de peaje del transporte de gas.

Artículo 54.- Deróganse todas las disposiciones legales contrarias a la presente ley.

Artículo 55.- Comuníquese al Poder Ejecutivo. Sección Registro Oficial - Asunción, 24 de julio de 2002 GACETA OFICIAL Pág. 7 Aprobado el Proyecto de Ley por la Honorable Cámara de Diputados, a cuatro días del mes de abril del año dos mil dos, y por la Honorable Cámara de Senadores, a cuatro días del mes de julio del año dos mil dos, quedando sancionado el mismo, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 204 de la Constitución Nacional.