

COSTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA VERSUS COSTOS DE LA ENERGÍA GENERADA POR GAS EN ARGENTINA Y EN EL MERCOSUR

Autores: Eduardo M. Barreiro

Juan Carlos Cortiñas

RESUMEN

Durante la última década del siglo XX se ha desarrollado muy ampliamente la energía eléctrica a partir del gas utilizando la tecnología del ciclo combinado. Como esta generación eléctrica tiene un bajo impacto ambiental, y su costo medido en U\$/kilowatt es generalmente inferior al de los proyectos hidroeléctricos, se ha tomado al gas como el generador de energía del presente y del futuro.

Pero esto no será así para siempre.

En el trabajo se presentan los costos de proyectos hidroeléctricos de Argentina y del Mercosur, teniendo en cuenta su impacto ambiental y los costos de las líneas de transmisión. Las inversiones necesarias para construir las represas hidroeléctricas se presentan como costos de construcción de una firma privada utilizando el régimen de concesión de obra pública.

A su vez, se analiza la probable evolución del precio del gas para los próximos diez años, **computando el nivel de las reservas y los proyectos de exportación de gas y de electricidad, equivalente a gas natural.**

La evolución del precio del gas se estima en un marco decreciente de reservas, tabulando las necesidades de aporte de las mismas de año en año, para mantener un horizonte de reservas de diez años. Para las **exportaciones tabuladas, se demuestra que mucho antes del año 2010 hay que descubrir mas de dos yacimientos con reservas como las de Loma La Lata, si se quiere llegar al año 2010 con los mencionados 10 años de reserva.**

Se presenta también el costo de instalación de equipos de generación de ciclo combinado a gas el cual, debido en parte a la desregulación del sector eléctrico de EEUU, y en parte a experiencias negativas en algunas instalaciones de equipos casi prototipos, ha tenido un incremento considerable.

De esta forma se apreciará que, según las hipótesis desarrolladas para llegar a los futuros precios del gas en el lugar de consumo, algunos proyectos de represas hidroeléctricas a desarrollarse en el Mercosur como el proyecto de Corpus, que hoy son considerados no factibles económicamente, podrán volverse elegibles en el futuro próximo y se convertirán en base importante para la exportación de energía.

INTRODUCCIÓN

El incremento de consumo de energía en todos los países del Mercosur se basará en una **energía indirecta**, la **electricidad**, y en otra **directa**, el **gas natural**. Los bajos costos de inversión y los relativamente bajos valores del gas natural han hecho que en Argentina y en todo el Mercosur se vea al gas natural como “la fuente” de energía necesaria para generar electricidad. Debido a eso, en Argentina se han suspendido o prácticamente descartado todos los proyectos hidroeléctricos de generación.

La tecnología de la generación de energía eléctrica con ciclos combinados dio lugar -en países con disponibilidad de gas- a una preponderancia de ésta con relación a las tradicionales: hidroelectricidad, turbovapor y nuclear.

Esto se ha dado ya en los países que tienen abundante gas como Argentina y Bolivia, pero se dará en a países limítrofes como Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay con gas transportado.

Señalemos que el transporte de energía en grandes magnitudes es más conveniente por gasoducto que por electroducto; esto permite acercar la generación a los centros de carga eléctricos requiriendo transportes eléctricos de corta distancia.

Los aprovechamientos hidroeléctricos están fijos en sus emplazamientos y requieran grandes líneas de transporte hasta los centros de carga, lo que también desfavorece su competitividad. Como contrapartida estos emprendimientos dan lugar a otros beneficios: aprovisionamiento de agua para riego y bebida humana, industrial, navegación, defensa de crecidas, pesca, recreación, etc. Cuando existe decisión política, también pueden dar lugar a la creación de instrumentos que alienten y promuevan el desarrollo y el empleo en la región aledaña como se ha realizado en EEUU y en Europa. Ejemplo de ello son agencias federales de desarrollo como la TVA (Tennessee Valley Authority), la BPA (Boneville Power Administration) en los ríos Tennessee, Ohio, Columbia en Estados Unidos. Estos elementos deberían tomarse como rentabilidades externas al proyecto y hasta el momento no se han entendido así, pues cuando se inician no se sabe si se implementarán o no.

Describamos una serie de características básicas de la generación con **ciclo combinado**:

- (a) Posibilidad de instalarse en las proximidades del centro de carga a abastecer.
- (b) Bajo costo del primer establecimiento. En el orden de los 450/500 u\$/kw instalado. Hace unos años estaba en los 300/350 U\$S. La demanda de estos equipos ha elevado los precios.
- (c) Alto rendimiento térmico. En el orden de los 1500 Kcal/KWh
- (d) Corto tiempo de implementación en potencias considerables. Proyecto y construcción en 2 a 3 años
- (e) Fuerte dependencia del precio del gas (no es lo mismo que el precio del gas esté a 2 o a 3 U\$S /MMBTU)
- (f) Contaminación muy pequeña, contrariamente a las otras térmicas convencionales
- (g) La instalación de estas usinas es bastante previsible. Cuando han ocurrido imprevistos ha sido porque se han instalado prototipos
- (h) No generan beneficios adicionales de desarrollo económico a partir del uso productivo de las regalías en la región.

Se señalan las características de la generación **hidráulica**:

- (a) Alto costo de capital inicial del primer establecimiento
- (b) La instalación se tiene que realizar en un lugar forzado por las condiciones naturales, que generalmente está alejado de los centros de consumo. Por lo tanto se genera la necesidad obligada de grandes líneas de transmisión.

- (c) Se excluye el uso de combustible. Por lo tanto es una energía renovable y permite alejar el horizonte de agotamiento de los combustibles perecederos; se moderan los costos en el largo plazo
- (d) El período de implementación es prolongado: el análisis, proyecto y construcción en términos normales en los 8 a 10 años. Conocemos los plazos largos de Yacyretá, de Salto Grande en cuanto a los estudios, aunque no así su construcción (1974-82, 79 primer turbina) que se mantuvo en cronograma.
- (e) Hay mayor cantidad de riesgos importantes a tomar en cuenta, como ser los geológicos, hidrológicos, de la obra, que pueden ser en parte previstos, pero que son de mayor impacto que los de una central de ciclo combinado.
- (f) La energía generada es totalmente renovable y no contaminante. Pero los emprendimientos tienen un impacto ambiental y regional en el área de influencia (río, fauna ictica, animales, clima, erosión, población a relocalizar, calidad del agua, etc.) que debe ser muy bien estudiado antes del inicio de proyecto. En los temas de reasentamiento y medio ambiente debe tener participación la población afectada.
- (g) Hay una total independencia del precio de los combustibles.
- (h) Si se crean los instrumentos adecuados puede generarse desarrollo económico en la zona de influencia (agencia de desarrollo).

Ahora bien, la pregunta es ¿Hasta cuando serán más rentables las plantas de ciclo combinado en comparación a los aprovechamientos hidroeléctricos? Si se plantea la construcción de Corpus o la terminación de Yacyretá bajo el régimen de concesión de obra pública, ¿no serán más convenientes a largo plazo que una fuente de energía no renovable? ¿El costo de generación, no es acaso competitivo, provisto que los costos de construcción sean los reales? ¿Cuál es el precio del gas al cual un proyecto hidroeléctrico se vuelve más rentable? ¿Cómo evolucionará el precio futuro del gas?

LOS PRECIOS DEL GAS

La globalización acaecida con el petróleo y los commodities del mundo no es aún válida para el gas natural. Su valor no es el mismo en Estados Unidos, en Europa o en Japón. Ni los precios, ni sus oscilaciones, ni los contratos son iguales; hay diferencias en cada mercado. Esto se debe a un motivo fundamental: el transporte.

Transportar gas es más caro que transportar petróleo. Si es transportado por gasoductos, el mismo diámetro de tubería transfiere únicamente 1/5 de la energía implícita en el transporte de crudo. (cita 25)

La inversión necesaria en la construcción de gasoductos es más alta que la correspondiente a oleoductos; las plantas de pretratamiento son más complejas, los procedimientos de seguridad son estrictos y los sistemas de control más costosos.

El costo es más alto aún si el gas es transportado en barco; los transportes de GNL exigen un proceso previo de licuefacción, transporte en un buque específico, más caro que un buque petrolero de equivalente tonelaje, y la regasificación en el punto de llegada.

Con mercados potenciales inexplorados y enormes, como el de Brasil, y países proveedores que pueden abastecer las reservas de gas para esos mercados, Sudamérica aparece como una nueva área geopolítica a considerar, y como una región destinada a grandes inversiones en la producción, transporte, distribución y utilización del gas.

No obstante, el desarrollo no será tan explosivo como ha sido planteado por algunos autores; será lento. El cuello de la botella no es sólo la enorme cantidad de dinero para realizar las obras necesarias, sino también el tiempo que tome la realización de los trabajos de infraestructura.



Si hablamos de proyectos de integración de gas, estamos hablando del Cono Sur de Sudamérica, al menos en el mediano plazo. ; debido a la falta de mercados potenciales muy grandes, el comercio entre países en la parte Norte de Sudamérica llegará, pero a plazo mas largo. Las empresas allí radicadas harían bien en estudiar otros proyectos, como LNG, o ductos locales, para ampliar sus mercados.

Esto no es ningún descubrimiento propio. El Departamento. de Energía de Estados Unidos, lo reconoció implícitamente, al organizar el "Meeting on Natural Gas and Electric Power Integration in the Southern Cone". (Sept. 8/10, 1997, Montevideo, Uruguay). Los países invitados fueron:

Brasil-Argentina-Uruguay-Chile-Paraguay-Bolivia y Perú; que son los posibles actores de proyectos de exportaciones de gas y de integración energética en el corto y mediano plazo. En éste trabajo sólo trataremos los ductos que parten de Argentina. Éstos, sumados al consumo local, son los que gravitarán sobre las reservas argentinas provocando en algún momento un alza de precios a nivel de boca de pozo que hará rentable la construcción de emprendimientos hidroeléctricos.

La evolución del precio del gas dependerá de la evolución de las reservas, las que a su vez dependerán de dos factores:

1. -La incorporación de nuevas reservas de gas
2. - El consumo de las reservas existentes.

LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE GAS

Como veremos mas adelante, la reserva remanente de gas parece ser prolongada actualmente (17 años).

El razonamiento del productor petrolero en cuanto a la incorporación de reservas es simple:

¿Para que se va a gastar dinero en explorar para desarrollar reservas que no se venderán hasta dentro de 7 (u 8 o 10) años?

¿Que TIR, VAN o Pay Back tiene esa inversión?

Por otra parte, el productor conoce que el período de exploración y desarrollo lleva un cierto número de años, por ejemplo 5/6 años. Asimismo conoce que si las reservas de gas comienzan a escasear, el precio de gas en boca de pozo se incrementará, con lo que el proceso exploratorio será más rentable; y que como el gas no es un commodity (porque los precios del LNG todavía no son competitivos en nuestro mercado), y los precios locales en boca de pozo son menores que en otros países, el precio que recibirá por su gas **aumentará con el paso del tiempo**. El riesgo económico de la decisión de invertir en exploración disminuye por lo tanto con el transcurso del tiempo.

Existe otro argumento objetivo.

La industria de los hidrocarburos se ha globalizado. Como el costo de exploración por gas es el mismo que por petróleo, explorar en otro país (Venezuela, Bolivia, Brasil) tiene riesgo minero igual pero lo que se encuentre tiene uso inmediato.

Ni hablar de DESARROLLAR un yacimiento en operación: la rentabilidad es mayor y el riesgo es menor.

Ahora bien: es falso que la reserva remanente de nuestro país sea de 17 años. Esa cifra es cierta **sin exportaciones de gas o electricidad. Sin crecimiento del mercado.**

Pero no será así. Los ductos están terminados o en terminación en su mayoría; nadie construye un gasoducto para no usarlo. La reserva remanente en tiempo es mucho menor, como veremos.

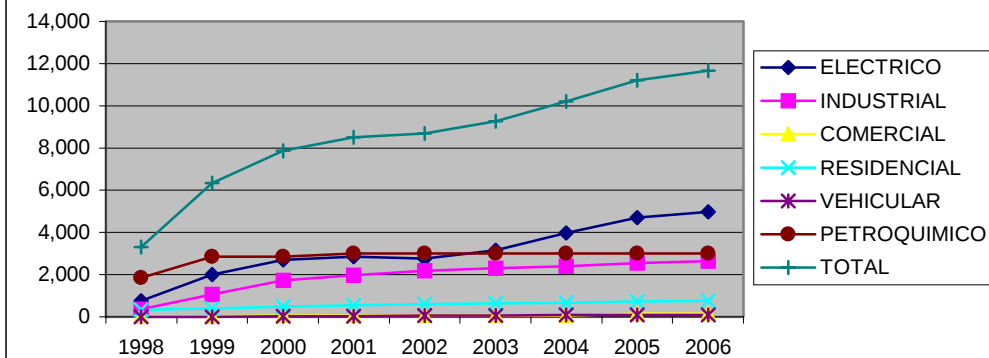
PROYECTOS DE EXPORTACIÓN DE GAS Y GAS EQUIVALENTE A USARSE EN EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Algunos países ya han estimado y publicado estimaciones de consumos de gas. Como ejemplo veamos en la Tabla 1 las extrapolaciones que realizó la CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile. (Cita 27)

Proyección Consumo Anual de Gas Natural (MMm3/año)

TABLA 1

	SECTOR						
	ELECTRICO	INDUSTRIAL	COMERCIAL	RESIDENCIAL	VEHICULAR	PETROQUIMICO	TOTAL
1998	760	362	20	327	0	1,846	3,315
1999	2,003	1,055	35	385	11	2,851	6,340
2000	2,706	1,733	46	491	24	2,851	7,851
2001	2,864	1,989	54	552	36	3,015	8,510
2002	2,773	2,185	61	610	50	3,015	8,694
2003	3,154	2,314	67	643	63	3,015	9,256
2004	3,964	2,405	73	681	76	3,015	10,214
2005	4,696	2,538	137	716	89	3,015	11,191
2006	4,981	2,637	166	753	103	3,015	11,655

GRÁFICO 1


La proyección de este trabajo comparada con la oficial de más arriba es diferente, principalmente en el inicio y al final: la proyección oficial de Chile abarca sólo hasta el año 2006. La nuestra, hasta el 2010.

PROYECTOS DE EXPORTACIÓN DE GAS DESDE ARGENTINA.

La Tabla 2 siguiente resume todos los proyectos actuales en Argentina:

EXPORTACIÓN DE GAS HACIA EL MERCOSUR Tabla 2										
País export.	País Import.	Año de arranque	Nombre	Diám.	Caudal Arranque	Caudal Máximo sin ampliación	Costo de la obra en MMu\$	Salida/ Llegada	Longitud Km	Bibliografía
Argentina	Chile	Agosto de 1999	Atacama	20"	2	9	750 (230)	Coronel Cornejo	935	1,2,3,4
Argentina	Chile	Julio de 1997	GasAndes	24"	3,5	10	350	/Mejillones La Mora/ Santiago	460	8,9
Argentina	Chile	Noviembre de 1999	Norandino	20	1,75	8,5	400	Salta /Tocopilla	925	4,5,6,7
Argentina	Chile	Noviembre de 1999	Del Pacífico.	20/24"	1,5 4,5 2005 7,1 2010	7	317	/Mejillones Loma la Lata /Bio Bio	543	4,10,11,12
Argentina	Chile	1996	Methanex	10"	2	2	50	San Sebastián	48	4,13
Argentina	Chile	1999	Posesión	12"	1,4	2	25	/Cabo Negro El Condor/Frontera	2	4,14
Argentina	Uruguay/ Brasil	2000/2001	Cruz del Sur	24/20"	2	12	135 a Montevideo // 400 Más a Porto Alegre	Buenos Aires/Montevideo o/Porto Alegre	920	15, 4, 16
Argentina	Uruguay	1998	Paysandu	10	0,5	1	4	Colón /Paysandú	30	4,16
Argentina	Uruguay	2000	Casablanca	16	1	2	10 (a la frontera)	Cruce en Concepción	10	4,17
Argentina	Brasil	2001	Uruguayana	24"	2,8	12	265	Uruguayana/Porto Alegre	615	18,19,26
Argentina	Chile	1999	Methanex Patagónico	8"	0,7	2	3	Cabo Vírgenes/Punta Dungenes	48	4,14 21,22

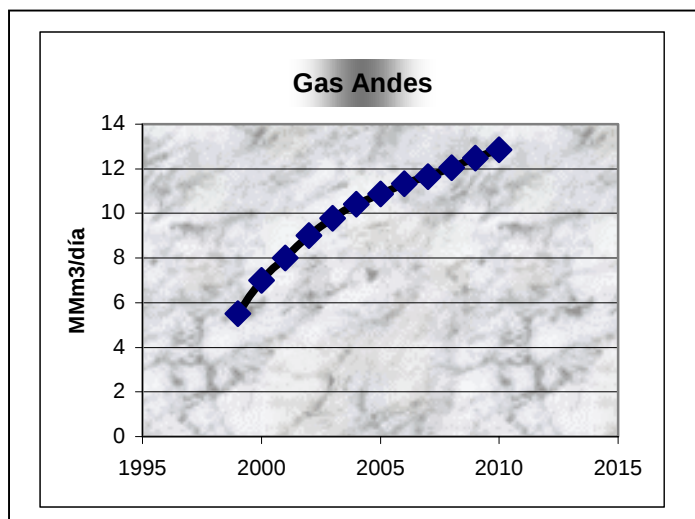
Como se ve son **once gasoductos**: siete Chile, tres a Uruguay y uno a Brasil. La nomenclatura usada es la de la cita 4.

No se ha considerado el **Gasoducto del Mercosur**. Luego del descubrimiento de grandes reservas de gas en Bolivia, la no aparición de reservas de magnitud en la Cuenca Noroeste, y la decisión de Petrobras de encarar estudios de un segundo gasoducto Bolivia-Brasil, parece poco factible; al menos en el período considerado.

GASODUCTOS A CHILE

GAS ANDES: El más importante de los gasoductos en operación es de Gas Andes. Su descripción está en la bibliografía adjunta. Se estima la siguiente curva de carga al ducto:

GAS ANDES Tabla3				
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulada	
1999	5.5	2007	2007	
2000	7	2555	4562	
2001	8	2920	7482	
2002	9	3285	10767	
2003	9.77	3566	14333	
2004	10.4	3796	18129	
2005	10.88	3971	22100	
2006	11.32	4131	26232	
2007	11.65	4252	30484	
2008	12.05	4398	34883	
2009	12.48	4555	39438	
2010	12.86	4693	44132	



Esta proyección es conservadora, como son en general todas en el trabajo. Por ejemplo para éste caso, el Ing. Juan Novara (IERAL) (Cita 20) da una curva de exportación algo mayor, con 6135 millones de m³ para en 2010.

ATACAMA Y NORANDINO

Estos dos ductos comparten el mercado del norte de Chile, y proveerán de energía, junto con Termoandes, a esa importante área. No se han hecho proyecciones diferentes para ambos ductos; más bien se comparte el mercado por partes iguales.

Consideramos altamente probable que el sistema norte de Chile se interconecte en el corto a mediano plazo con el sistema central que alimenta Santiago. Con lo que en realidad, el sistema eléctrico derivará gas natural equivalente de la Cuenca Noroeste hacia el centro de Chile. Y el mercado del gas no es únicamente el mercado aislado actual.

ATACAMA Tabla 4				
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulada	
1999	0.2	73	73	
2000	1.4	496	569	
2001	1.9	694	1263	
2002	2.4	865	2128	
2003	2.8	1022	3150	
2004	3.2	1161	4311	
2005	3.6	1314	5625	
2006	4.0	1460	7085	
2007	4.3	1570	8654	
2008	4.5	1646	10300	
2009	4.7	1723	12023	
2010	4.8	1734	13757	

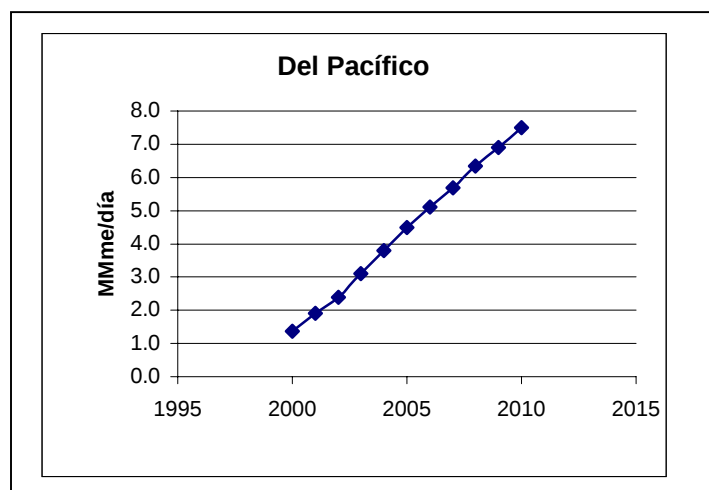
NORANDINO Tabla 5				
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulada	
1999	0.2	73	73	
2000	1.4	496	569	
2001	1.9	694	1263	
2002	2.4	865	2128	
2003	2.8	1022	3150	
2004	3.2	1161	4311	
2005	3.6	1314	5625	
2006	4.0	1460	7085	
2007	4.3	1570	8654	
2008	4.5	1646	10300	
2009	4.7	1723	12023	
2010	4.8	1734	13757	

GASODUCTO DEL PACÍFICO

Este ducto cubrirá un importante mercado regional en la VIII región y se extrapolará hacia el norte hasta llegar a la Región Metropolitana a mediano plazo, abasteciéndola por el sur y cerrando un

anillo. Usuarios domiciliarios, refinerías, petroquímicas, plantas de generación son el mercado actual.

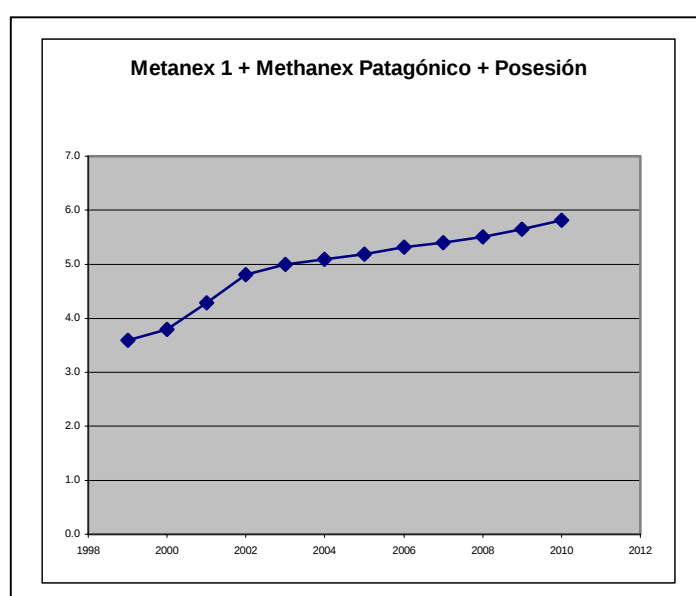
Gasoducto Del Pacífico				Tabla 6
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulada	
1999	0.0	0	0	
2000	1.4	496	496	
2001	1.9	694	1190	
2002	2.4	876	2066	
2003	3.1	1135	3201	
2004	3.8	1387	4588	
2005	4.5	1643	6231	
2006	5.1	1862	8092	
2007	5.7	2077	10169	
2008	6.3	2314	12483	
2009	6.9	2519	15002	
2010	7.5	2738	17739	



METHANEX + METHANEX PATAGÓNICO + POSESIÓN.

Estos tres gasoductos alimentan la zona sur de Chile y la planta de Methanex, que con 2,75 millones de toneladas de metanol anuales es la de mayor producción del mundo. Irán relevando la producción declinante de Magallanes.

Methanex 1+ Methanex patagónico + Posesión				Tabla 7
Año	Venta diaria promedio	Anual		
1999		3.6	1314	1314
2000		3.8	1387	2701
2001		4.3	1562	4263
2002		4.8	1752	6015
2003		5.0	1825	7840
2004		5.1	1858	9698
2005		5.2	1894	11592
2006		5.3	1938	13531
2007		5.4	1971	15502
2008		5.5	2008	17509
2009		5.7	2062	19571
2010		5.8	2121	21692



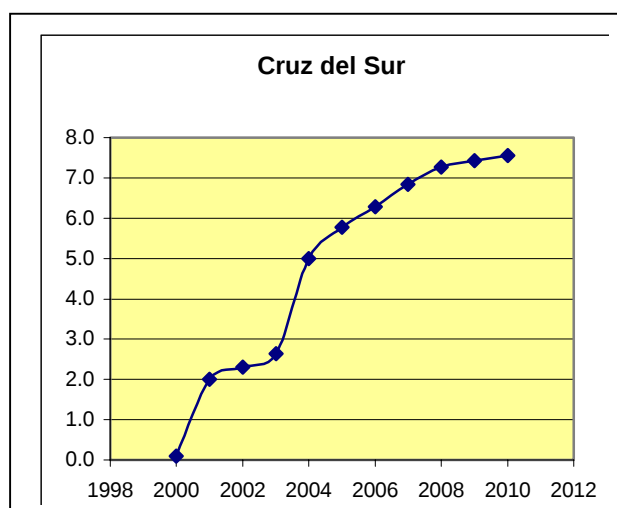
GASODUCTOS A URUGUAY

Tres ductos están en construcción o terminados al presente. El cruce Colón Paysandú, que junto con el cruce Casablanca río abajo, alimentarán el eje Mercedes/Fray Bentos/Paysandú/Salto, ciudad a la al cual llegue tal vez al cruce de un ducto a través de la represa de Salto Grande saliendo de Concordia. El tercero es el cruce del Río de la Plata, desde Punta Lara a Colonia, de allí a Montevideo con una posible prolongación a Porto Alegre pasando por Río Grande Do Sul y Pelotas, denominado Gasoducto Cruz del Sur.

GASODUCTO CRUZ DEL SUR

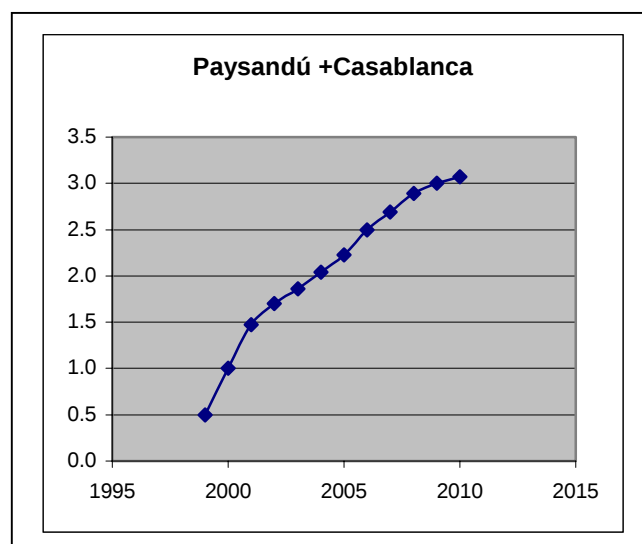
Competirá por el mercado de Porto Alegre con el Gasoducto Uruguayana/Porto Alegre. Su primer tramo a Colonia/Montevideo está retrasado frente al cronograma original, por lo que hemos supuesto sólo un consumo mínimo en el 2000.

<i>Cruz del Sur Tabla 8</i>			
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulado
1999	0.0	0	0
2000	0.1	37	37
2001	2.0	730	767
2002	2.3	840	1606
2003	2.6	964	2570
2004	5.0	1825	4395
2005	5.8	2106	6501
2006	6.3	2292	8793
2007	6.8	2497	11289
2008	7.3	2654	13943
2009	7.4	2708	16651
2010	7.6	2756	19407



GASODUCTOS AL NORTE DE URUGUAY

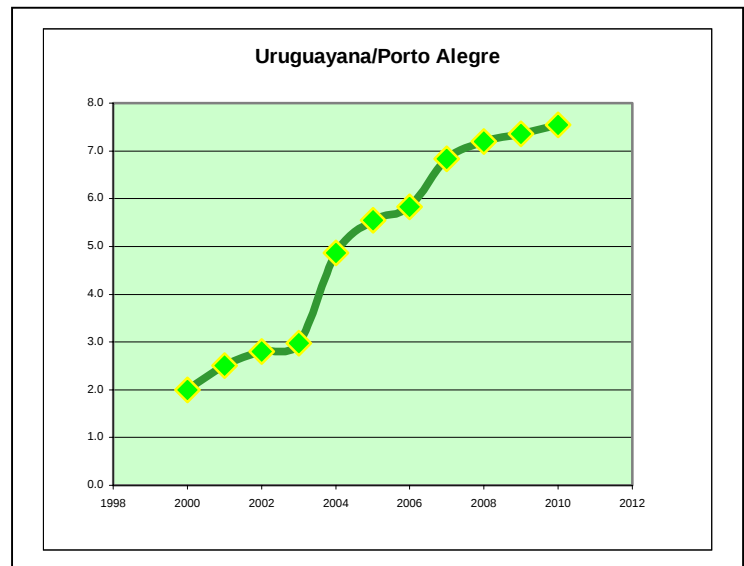
<i>Casablanca y Paysandú Tabla 9</i>			
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulado
1999	0.5	183	183
2000	1.0	365	548
2001	1.5	537	1084
2002	1.7	621	1705
2003	1.9	679	2383
2004	2.0	745	3128
2005	2.2	814	3942
2006	2.5	913	4855
2007	2.7	982	5836
2008	2.9	1055	6891
2009	3.0	1095	7986
2010	3.1	1121	9107



GASODUCTO A BRASIL

Es el único que se dirige a Brasil en forma directa. Contribuirá a paliar el fuerte déficit de generación que tiene Brasil al presente, el cual se complementará con exportación directa de energía eléctrica.

Gasoducto Uruguayana/Porto Alegre			
Tabla 10			
Año	Venta diaria promedio	Anual	Acumulado
2000	2.0	730	730
2001	2.5	913	1643
2002	2.8	1022	2665
2003	3.0	1088	3752
2004	4.9	1778	5530
2005	5.6	2026	7556
2006	5.8	2128	9683
2007	6.8	2497	12180
2008	7.2	2628	14808
2009	7.4	2686	17494
2010	7.5	2752	20247



CONSUMO DE GAS DEBIDO A EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

Es necesario considerar en el consumo de reservas, **el uso de gas para generar exportaciones de energía eléctrica**. Para hacer un cálculo aproximado del monto correspondiente, se hacen las siguientes suposiciones:

1. - Se exporta energía generada por ciclos combinados modernos
2. - El rendimiento de los mismos es de 1550 Kcal/Kwh
3. - El gas tiene 8400 Kcal/m³ de poder calorífico inferior
4. - 1000 MW despachados al 100 % equivalen a un consumo de 1616,2 MMm³ en el año

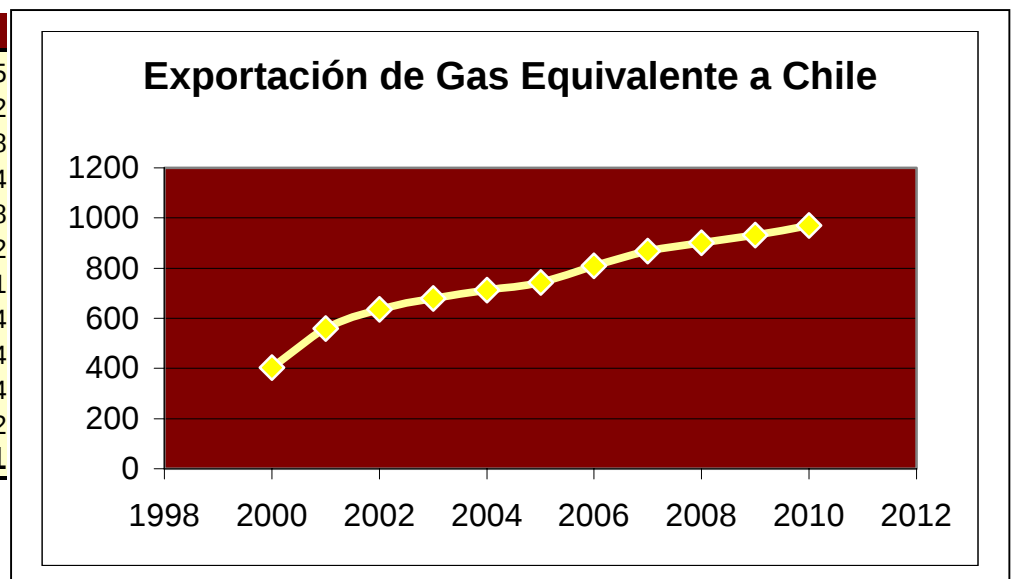
Existen al presente exportaciones planificadas a Chile y a Brasil. (ver cita 28)

EXPORTACIÓN A CHILE

El único caso predecible es el caso de Termoandes. Existen algunas ideas de interconexión más al sur pero no se han concretado aún.

año	Mwh Gas	MMm3
2000	250	404.05
2001	346	559.2052
2002	394	636.7828
2003	420	678.804
2004	440	711.128
2005	460	743.452
2006	500	808.1
2007	537	867.8994
2008	557	900.2234
2009	577	932.5474
2010	600	969.72

TABLA 11



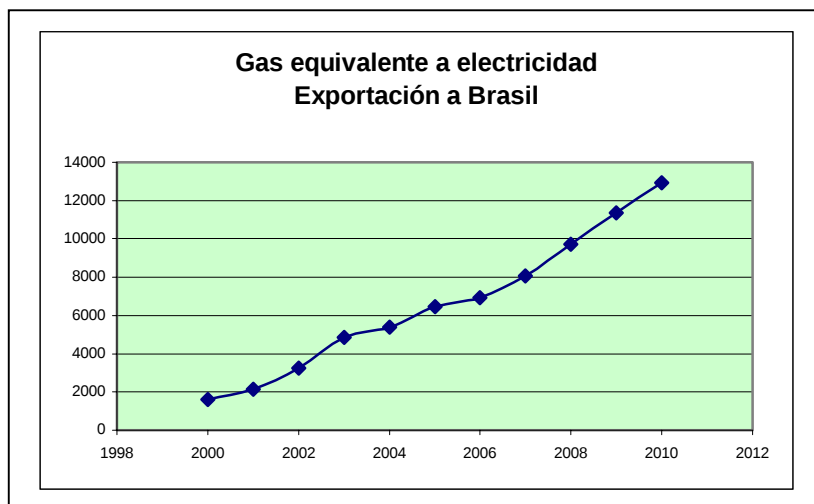
EXPORTACIONES A BRASIL

La estimación del volumen de exportación posible está tomado de la cita (28). Es una pequeña fracción de lo que el mercado brasileño necesita, según (28) y (26). Brasil requiere incrementar su capacidad instalada en no menos de 3.000 Mw. por año. El máximo supuesto desde Argentina es el 16 % del incremento de generación que precisa Brasil.

Pero la carga que representa para el sistema del gas argentino dista de ser despreciable.

GENERACIÓN A BRASIL

Año	MWh	Gas Tabla 12
2000	1000	1616.2
2001	1318	2130
2002	2000	3232.4
2003	3000	4848.6
2004	3341	5400
2005	4000	6464.8
2006	4282	6920
2007	5000	8081
2008	6000	9697.2
2009	7016	11340
2010	8000	12929.6



INCREMENTO DEL MERCADO LOCAL

Se ha tomado una **tasa baja de incremento de producción (3%)** para el mercado local. Eso resulta de algunos factores:

- Parte del gas venteado todavía puede ser utilizado invirtiendo en sistemas de captación.
- Se optimizará la cantidad de gas usada en la producción de petróleo que hoy es alta. Eso da gas disponible para ser vendido.
- Disminuirá la reinyección de gas.

Debido a esos factores, la necesidad de incremento de la producción total destinada al mercado interno será menor que lo que resultaría de la tasa directa de incremento sobre el gas transportado y consumido. Se ha supuesto un 3 % acumulativo, que es menor que la hipótesis de Juan Novara (cita 20), basada en el gas producido total de destino al mercado interno. Por lo tanto se tiene el siguiente consumo anual:

Producción anual destinada al mercado local

Tabla 13

37080	38192	39338	40518	41734	42986	44275	45604	46972	48381	49832	51327
1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010

RESERVAS DE GAS EN ARGENTINA

En este trabajo nos referiremos a reservas **PROBADAS** según la definición del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, que se basa en las definiciones de la SPE y del WPC.

“**RESERVAS PROBADAS** son aquellos volúmenes de petróleo o gas que por medio del análisis de datos de geología e ingeniería, se pueden estimar con razonable certeza que se recuperarán en el

futuro, de reservorios conocidos y teniendo en cuenta las condiciones económicas, los métodos de operación y las normativas gubernamentales vigentes al momento de la evaluación”.

Por lo tanto, se dejan de lado las reservas **“probables”, “posibles”, a “desarrollar”** de lado. **Es poco serio trabajar con datos especulativos, sobre todo cuando se trata de intentar prever servicios para millones de personas.** El siguiente cuadro muestra la evolución de las reservas probadas y la producción durante los últimos 10 años.

Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Reservas	743.927	579.056	592.869	540.899	516.662	535.328	619.295	688.333	683.796	686.584
Producción	24.207	23.018	24.643	24.358	26.664	27.702	30.467	34.647	37.074	38.63

Datos en MMm³

La caída de Reservas 1989/1990 se debe a un recálculo de las mismas.

(Audit. Externa Gaffney & Cline)

Fuente - Source: Secr. de Obras y Servicios Públicos - Subsecr. de Combustibles. **Tabla 14**

Durante los tres últimos años las reservas han permanecido constantes. Si tomamos un período completo de 10 años, ha habido una disminución de 57.343 millones de m³; pero en el mismo período se han producido 291.410 millones de m³. **El saldo es que se han descubierto 234.067 millones de m³ en nueve años, o sea 26.000 MM m³ de gas por año.** El volumen máximo descubierto en el período ha sido 37.800 MMm³ de gas.

De esta forma se elaboró una tabla resumen de la situación de la industria del gas:

- Evolución de las reservas sin descubrimientos:** Es la caída de las reservas si la industria no descubriera nada de gas. Situación no probable, pero que igualmente se plantea.
- Evolución de las reservas con descubrimiento promedio** (diez años) Es la disminución que sucedería si la industria continúa explorando y desarrollando reservas como lo vino haciendo en la última década. Es lo que se considera la situación real y posible.
- Evolución de las reservas con descubrimientos iguales al máximo histórico del período:** Sería el óptimo actual de la industria.

Analizaremos **el caso de media** porque se considera el más representativo. Pero aunque el analizado fuera el caso de que el descubrimiento futuro fuera **siempre** el máximo histórico, la situación no cambia demasiado frente a la necesidad de nuevos descubrimientos.

En el cuadro se ha representado la evolución de las reservas en las tres situaciones, tabulándose cuál es la reserva remanente (en años) si se logran descubrimientos iguales al promedio histórico. Tomando como válida la necesidad de mantener relación reservas- producción en 10 años para cada momento, **a la producción de ese año** (criterio usado por Canadá, por ejemplo), a partir del año 2003 la industria **entra en la zona problemática con reservas menores a 10 años**. Véase a que velocidad disminuye esa relación.

Asimismo, se calculan las reservas necesarias para cada año para mantener 10 años de vida de las mismas, y se representa cuánto debe descubrirse por año y en forma acumulativa en el próximo decenio. (Tabla 15)



EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS (en MMm3)									TABLA 15			
Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exportaciones de gas	3650	6563	8742	10125	11300	13709	15082	16184	17414	18349	19071	19648
Exportaciones eléctricas equivalentes a gas		8563	10743	12127	13303	15713	17087	18190	19421	20357	21080	21658
Exportaciones de gas totales	3650	8583	11431	13994	16828	19821	22290	23912	26363	28946	31344	33547
Consumo de gas en Mercado Local+ venteo +reinyección	37080	38192	39338	40518	41734	42986	44275	45604	46972	48381	49832	51327
Producción total necesaria	40730	46775	50769	54513	58562	62806	66566	69516	73335	77327	81176	84875
Evolución de reservas sin descubrimientos	645855	599079	548310	493797	435236	372429	305864	236348	163013	85686	4510	-80365
Idem con descubrimientos promedio (diez años)	671855	651079	626310	597797	565236	528429	487864	444348	397013	345686	290510	231635
Idem con descubrimientos iguales al año de máximo histórico	683855	675079	662310	645797	625236	600429	571864	540348	505013	465686	422510	375635
Reservas Remanentes (en años) si se logran descubrimientos promedio histórico	16.5	13.9	12.3	11.0	9.7	8.4	7.3	6.4	5.4	4.5	3.6	2.7
Reservas necesarias (10 años a la producción de ese año)					585617	628064	665655	695159	733349	773270	811762	848747
Descubrimientos necesarios anuales por sobre la media para mantener 10 años de reserva					20381	105254	104157	99020	111524	117248	119669	121859
Descubrimientos totales necesarios	26000	52000	78000	104000	124381	229635	333791	432811	544336	661584	781252	903111
Equivalencias	1 Lom a la Lata							1 Lom a la Lata			1/3 LLL	

Es así que se observa que **antes del año 2005 se deberán descubrir reservas equivalentes a Loma de la Lata, el megayacimiento argentino y uno de los mayores del continente. En los diez años, deberían descubrirse reservas equivalentes a 2,3 yacimientos como ese.** Este

es el primer corolario del trabajo. Descubrir y colocar en operación un yacimiento lleva 5/6 años de plazo, por lo tanto **las empresas ya deberían empezar a descubrir yacimientos.**

Tabla 16

Precios de gas por MMBtu, en B.Aires

Año	Mínimo	Media	Máximo
1999	1.75	1.80	1.85
2000	1.75	1.80	1.85
2001	1.75	1.80	1.85
2002	1.75	1.82	1.88
2003	1.76	1.85	1.94
2004	1.79	1.92	2.04
2005	1.84	2.00	2.16
2006	1.92	2.09	2.26
2007	2.01	2.16	2.31
2008	2.06	2.21	2.37
2009	2.09	2.25	2.42
2010	2.11	2.29	2.46

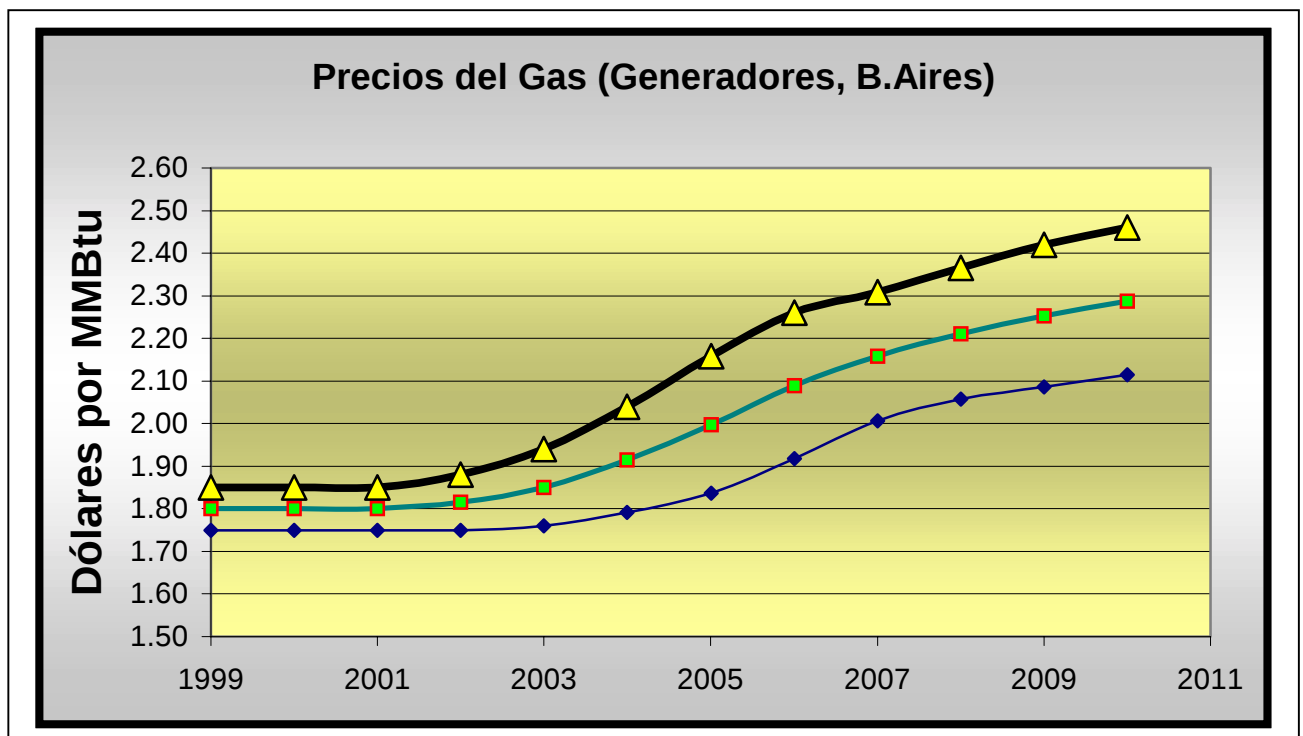
Esta metodología de cálculo fue presentada inicialmente por Walter Schmale y luego por Jorge Schneider de Pérez Companc, (cita 29), y llegaban a una situación similar a la actual. El descubrimiento de reservas grandes de gas en Bolivia palia algo la situación al deshabilitar al mediano plazo el Gasoducto Mercosur; pero en manera alguna soluciona el problema.

COSTOS FUTUROS DEL GAS PARA GENERADORES.

Por lo tanto, ahora sí se puede fundadamente analizar precios futuros del gas, competitivos con los proyectos hidroeléctricos. El gas se comportará

como cualquier producto, **sube su precio cuando comienza a escasear.**

La siguiente tabla y gráfico permiten ver los datos de extrapolación de precios. Es posible que algunos contratos tengan precios algo menores; pero lo que se pretende es definir rangos futuros.



$$\frac{\text{Costo de Combustible de generación}}{\text{Consumo específico de la máquina}} = \frac{\text{Costo de Combustible}}{\text{Poder Calorífico}} *$$

Con esta fórmula se puede realizar una tabla de costos de combustible para centrales a gas en Buenos Aires. Se toma la media de incremento del precio del gas y se supone que todas las centrales rinden 1550 Kcal/KWh.

Año	Media de costo del gas En dólares por MMBtu	Costo de combustible En dólares por Mwh
1999	1,800	12,2673
2000	1,800	12,2673
2001	1,800	12,2673
2002	1,815	12,3695
2003	1,850	12,6080
2004	1,916	13,0578
2005	1,997	13,6099
2006	2,089	14,2369
2007	2,158	14,7071
2008	2,212	15,0751
2009	2,253	15,3545
2010	2,287	15,5863

Aclaremos que para combustible a 2,60 dólares por MMBtu el costo del mismo es de 17,72 dólares por Mwh y para 3 dólares es de 20,4455 dólares de gas por Mwhr. Finalmente, podemos señalar que en los casos de falta de gas, algunas centrales de ciclo combinado pueden funcionar a combustible líquido con las siguientes observaciones: (a) Ciertas tecnologías no ofrecen garantías para este combustible; y (b) Las que si ofrecen esta posibilidad condicionan fuertemente la especificación del combustible, especialmente en el contenido de sodio, potasio y otros contaminantes inorgánicos, cuya presencia se ve acotada a menos de 1 parte por millón como sumatoria total. Esto se fundamenta en que la operación de los rotores y estatores se produce a temperaturas a las cuales esos cationes contaminan las superaleaciones y los recubrimientos cerámicos. **El gas oil de mercado NO CUMPLE con esa especificación**, es necesario un combustible especial, normado por IRAM, por lo tanto el combustible sustitutivo es generalmente más caro que el gas oil.

COSTOS DEL PROGRAMA DE EMPRENDIMIENTOS DEL PROGRAMA DECENAL DE GENERACIÓN DE BRASIL

A partir de la última memoria de Eletrobrás (1999-2008) tomamos los costos de las centrales de ciclo combinado para Brasil estimados por la empresa estatal brasileña. Los parámetros tomados en cuenta son los siguientes:

Los costos unitarios de instalación se han estimado en 500 U\$/Kw; el factor de capacidad máximo igual a 90% y los costos de operación y mantenimiento en 2 U\$/MWH (variable) y 8 U\$/Kwaño

(fijo) y los costos de combustible en 2,60 U\$/MMBTU (gas de Bolivia) y de 2,21 u\$/MMBTU para la UTE de Río (85% del precio de gas de Bolivia).

En el cuadro siguiente observamos que el costo varía entre los 35,8 y los 42,2 U\$/MWH, solamente el emprendimiento de Río de Janeiro por la diferencia del costo del gas es algo inferior a los 33 U\$/MWH.

	EM PRESA	POTEN CIA	ENERG FIRME	COSTOS		
				Inver. U\$S 10 ⁶	Capital u\$S/kw	Gener. u\$S/Mwh
UTE PLANALTO PAULISTA I(GN)	SP	630,0	567,0	365,9	580,8	35,8
UTE RIO (GN)	RJ	700,0	630,0	406,5	580,8	32,8
UTE CAMPO GRANDE I(GN)	MS					35,8
UTE NORTE CAPIXABA (GN)	ES	150,0		87,1	580,8	35,8
UTE RLAN (GN)	BA	360,0		209,1	580,8	40,7
UTE RPBC (GN)	SP	800,0		464,6	580,8	35,8
UTE IGARAPE(-) (GN)	CEMIG	255,0	229,5	148,1	580,8	35,8
UTE COSERN (GN)	RN	100,0	90,0	58,1	580,8	40,7
UTE BTB (GN)	RJ	501,0	450,9	291,0	580,8	35,8
UTE SAO PAULO 1 (GN)	SP	450,0	405,0	261,3	580,8	35,8
UTE SAO PAULO 2 (GN)	SP					
UTE ARAUCARIA (GN)	RP		266,4	257,9	580,8	42,2
UTE JOINVILLE (GN)	SC		540,0	348,5	580,8	35,8
UTE GN _ PIE III (GN)	RJ/SP		405,0	261,3	580,8	35,8
UTE GN _ PIE IV (GN)	RJ/SP		405,0	261,3	580,8	35,8
UTE NE _ III _ (GN)	NE		360,0	232,3	580,8	40,7
UTE NE _ IV _ PIE (GN)	NE	400,0	360,0	232,3	580,8	40,7
UTE NE _ V _ PIE (GN)	NE	400,0	360,0	232,3	580,8	40,7

Finalmente, podemos señalar que el **valor medio de los costos de generación en Brasil (usinas hidroeléctricas, ciclo combinado y a carbón** en su mayoría son hidroeléctricos), es de 44,2 U\$/MWH.

Brasil en 1998 tiene una proporción de 8,6% de su capacidad de generación en termoelectricidad y de acuerdo a la planificación desarrollada pasarán a tener un 19,1% en el año 2008, fundamentalmente con base en la ampliación de las usinas de ciclo combinado a gas con este combustible aportado por Bolivia. No olvidemos que este país incrementó su capacidad de generación en unos 4300 Mw. anuales, 1500 en usinas térmicas y 2800 en hidráulicas. Solamente hay dos grandes represas hidroeléctricas que tienen costos menores a los 40 U\$/MWH, la de Serra Quebrada (1328 Mw.) y la de Campos Novos (880 Mw.).

EVALUACION DE COSTOS EN UN APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO Y EN UN EMPRENDIMIENTO DE CICLO COMBINADO ARGENTINA

El análisis que sigue se ha mantenido la metodología de costo medio desarrollada hace unos años por el Ing. Vittorio Orsi y el Ing. Franco Cagnasso (32), con una actualización (segunda columna) para el precio del gas en Buenos Aires, debido a la caída de reservas estimada hasta el año 2010 desarrollado en la primera parte del presente trabajo. Asimismo, se ha tomado solamente en consideración el aprovechamiento de Corpus Christi, en el nuevo emplazamiento estudiado, pues es el único aprovechamiento que tiene un mínimo impacto ambiental, como se muestra en los cuadros del anexo. Los números desarrollados son aproximados y solamente para dar una idea general, pues el Proyecto está a nivel de prefactibilidad, faltando todavía el desarrollo de estudios geológicos en la nueva ubicación (Itacurubí, Pindo-i) y el impacto ambiental.

Por otra parte, entendemos que el sector privado tiene interés en este proyecto hidroeléctrico, pues dos consorcios de primer nivel internacional han manifestado su disposición para tomar a su cargo la concesión de la obra.

Los criterios que se han tomado son los siguientes:

En el caso de las turbinas de ciclo combinado se ha estimado 450 u\$/kw de inversión (Electrobras ha empleado 500 u\$/kw en sus estimaciones) y las horas de uso en 6500 (74,2%), aunque la máquina esté a disposición 90/92% del tiempo. El costo estaba en los 300/350 u\$/kw hace unos años. A estas cifras se le han agregado los intereses intercalares (12%) para igualarlo a los costos hidroeléctricos (522 u\$/kw).

Asimismo, en la obra de Corpus (2.862,0/3.107,4 millones de U\$S de costo estimado) se le han agregado los intereses intercalares (12%) lo que hace una sumatoria de 3.492,2 millones de dólares con turbinas bulbo (1.212,6 u\$/kw) y 3.806,7 millones de dólares con turbinas Kaplan (1321,8 u\$/kw). Los costos del aprovechamiento de Corpus están en precios del año 1996 y no se han indexado pues los precios industriales de los países desarrollados han bajado o se han mantenido por la fuerte competencia existente. En esta represa la potencia estimada firme alcanza al 75%, por lo que también se han tomado 6500 horas de uso en el año. En 1994 estas cifras rondaban los 1600 u\$/kw, lo que hace este aprovechamiento como muy favorable. **No olvidemos que tal como está proyectado esta represa es una “central de pasada”, por lo que tampoco se toma costo para el agua.**

Los costos de operación y mantenimiento estimados son del orden de los 2 mills/kwh por el alto grado de automatización en la operación y de potencia importante (superiores a los 400 Mw.), a pesar que Eletrobrás los ha calculado bastante más altos. Los datos resultantes se expresan en U\$S/MWH.

	CICLO COMBINADO		HIDROELECTRICA	
	Gas 1999	Gas 2010	Altern 1 (b)	Altern 2 (k)
COSTO DEL CAPITAL	9,64	10,75	22,39	24,40
COSTO DEL COMBUSTIBLE	12,27	15,59	-	-
COSTO OPER Y MANTENIM	2,00	2,00	2,00	2,00
COSTO DE GENERACION	23,91	28,34	24,39	26,40

Las cifras resultantes muestran un buen nivel competitivo en la alternativa 1 (turbinas bulbo), especialmente tomando el precio del gas calculado para el 2010, pues aunque se le agregue 5 U\$S/MWH por el costo del transporte nos darían guarismos de 29,39 U\$S/MWH (hidroeléctrica Corpus) contra 28,34 U\$S/MWH de la de ciclo combinado en Buenos Aires. Tampoco se le han agregado a estas cifras los costos de amortización que podrían calcularse en los 15/20 años para las de gas y los 33/38 años para las hidroeléctricas (20 años para los componentes electromecánicos y 50 años para las obras civiles) pues en estos términos prácticamente representan los mismos valores.

Al ciclo combinado, como se establece cerca de los lugares de consumo, no se han adicionado costos de transporte.

Si comparamos estos costos con los de generación en Brasil, Brasil, queda evidente un hecho fundamental que era nuestra hipótesis:

Este aprovechamiento hidroeléctrico es rentable para cualquier empresa que decida encararlo. Y sin duda, surgirán otros.

Los ciclos combinados nos han encandilado con sus ventajas. Pero estas desaparecen en un futuro de precios crecientes del gas, y la hidroelectricidad se vuelve competitiva nuevamente.

ANEXO: CARACTERISTICAS DEL PROYECTO DE CORPUS CHRISTI LOCALIZADO EN ITACURUBI

CARACTERISTICAS TECNICAS

Ubicación	Río Paraná Km 1641
Localidad argentina más cercana	Corpus (60 Km al n de Posadas)
Potencia Instalada	2880 Mw. 48 grupos bulbo de 60 Mw.
Plazo de construcción	6 años
Inicio de generación comercial	4to año
Longitud total del cierre	1720 m+1500m presa lateral
Estructuras:	
Casas de maquinas	2 x 24 grupos generadores
Aliviadero	Capacidad: 95.000 m3/s. Vanos (con 3 m de sobrecarga)
Esclusa de navegación	Calado 12 pies. Manga 27m. Capacidad: 6 barcazas 1500 TPB y remolcado
Transferencia de peces	Estructuras ubicadas en los extremos de cada central
Presa de margen derecha	Materiales sueltos, con núcleo impermeable y protección de rip-rap en el talud de aguas arriba

PARAMETROS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

1. Inversión, COSTOS Y TARIFA	
Inversión total	U\$s2.860 millones
Costo por kw Instalado	U\$S 990
Tarifas por ventas de energía	U\$S 0,030 / kwh en la central
Costo de transmisión	U\$S 0,005 /kwh (distancia 1.000km)
Costo unitario de generación	U\$s 0,019 / kwh
Costo de O & M	1.0% de la inversión total / año
2. PARAMETROS FINANCIEROS	
Plazo de concesión	25 años
Capital en acciones	30% de la inversión (U\$S 800 x 10 ⁶)
Capital de trabajo	2 meses de ingreso brutos
Tasa de inflación	2,5% anual
Tasa de descuento	10% anual
Condiciones de financiamiento:	Periodo de gracia: 5 años
Bancos comerciales	Tasa: 10,25% anual. Plazo: 7 años
Agencias Internacionales	Tasa: 7,25% anual. Plazo: 15 años
Proveedores	Tasa: 6,75% anual. Plazo: 10 años
3. INDICADORES DE RENTABILIDAD	
Tasa interna de retorno	15%
Rendimiento s/capital en acciones	22%
Indice de cobertura de deudas	1,3%

EFFECTOS AMBIENTALES Y REGIONALES

Características del embalse	Estrecho en todo su desarrollo por la topografía encañonada del río. Costas con barrancas elevadas y afluentes pequeños (excepto el Capiibary en margen paraguaya)
Area inundada: Total En Misiones	16.500 ha 7.100 ha
Población a relocalizar: Total En Misiones	700 familias 300 familias Criterio de localización: reposición funcional
Tratamiento de márgenes	Se ha previsto la protección de taludes, el desmalezamiento y la forestación
Formación de zonas aguas bajas	Solamente en las nacientes de los afluentes. Se previó su tratamiento
Calidad del agua	No habrá modificaciones. La escorrentía del embalse es buena debido a su estreches.
Fauna íctica	El proyecto incluye estructuras de trasferencias de peces y estaciones de piscicultura
Enfermedades hídricas	No incide. De todos modos, se han previsto programas de control
Afectación de infraestructura: Casco urbano Rutas Tendidos eléctricos Puertos Otras construcciones	No afecta Afecta solamente caminos secundarios Redes vecinales Instalaciones menores. Se previó reposición funcional Reposición funcional
Beneficios: Regalías Puestos de trabajo	U\$S 65 millones anuales (50%c/pais) 8.000 en el pico

RESUMEN DE DATOS TECNICOS DE LAS TRES ALTERNATIVAS

		ITACURUBÍ		PINDO-I
		BULBO	KAPLAN	KAPLAN
RENDIMIENTO	Capac instalada	2.880 Mw.	2.880 Mw.	2.880 Mw.
	Energía media	19.000 Gwh/a	19.000 Gwh/a	18.500 Gwh/a
RESERVORIO	Nivel operación	104 a 105 m	104 a 105 m	104 a 105 m
ESCLUSA	Longitud	238 m	238 m	238 m
	Calado máximo	5,5 m	5,5 m	5,5 m
TURBINA	Tipo	Grupo Bulbo	Kaplan	Kaplan
	Capacidad total	2.880 Mw	2.880 Mw	2.880 Mw
	Capacidad unid	60 Mw.	140 Mw.	140 Mw.
	Nº turbinas	48	20	20
	Salto normal op	21,7 m	21,7 m	21,2 m
GENERADOR	Capacidad norm	60 MVA	160 MVA	160 MVA

BIBLIOGRAFÍA

1. Gasoducto Atacama: Llegaron a Salta los primeros caños. El Tribuno, Salta, 10/12/97, Pág. 25.)
2. Rubén Fernández Paz. El Tribuno, 15/5/99
3. Rubén Fernández Paz. El Tribuno, 31/5/99
4. Presentación del Ing Hugo Muñoz, Director de Enargas, en la Argentina Oil & Gas '99. Costa Salguero Buenos Aires, Octubre de 1999.
5. El Norte de Chile, campo de batalla de la guerra energética en Sudamérica. Jonathan Friedland,
6. La Nación, suplemento económico.
7. La Gaceta de Salta 27 de Agosto de 1999, Pág. 6
8. Antonio Oieni, El Tribuno, 6 de Noviembre de 1999
9. Gas de Mendoza a Chile. Diario La Nación de Buenos Aires, semana de la inauguración de Gas Andes. Declaraciones de Eduardo Baglietto, Vice presidente de Techint
10. El cruce a gas de los Andes. Revista Gas&Gas, Año III N° 20, Octubre de 1997, Pág. 29
11. La Nación 2da Sección P3, 10/11/99
12. Ámbito Financiero, Pág. 18, 9/11/ 99
13. El Mercurio (Chile) 2da Sección , Página 2 , 14/02/1999
14. Primera exportación de gas natural argentino. Revista Gas & Gas, Abril de 1997, Año 3 N° 17, Pág. 24.
15. Información particular suministrada a los autores
16. Francisco Goes y Horacio Riggi Gazeta Mercantil 15/5/1999.
17. El País- Uruguay -9/1/99 pagina 10.
18. Conferencia del Subsecretario de Energía de Uruguay en la reunión "Meeting on Natural Gas and Electric Power Integration in the Southern Cone". Sept. 8/10, 1997 Montevideo Uruguay. Organizado por la Secretaría de Estado de Energía de Estados Unidos.
19. El Cronista Pagina 15 del 27/5/99
20. Projeto Fronteira Sul. Comunicado de Prensa de Petrobras Argentina del 23/07/96 anunciando el ducto.
21. Las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de
22. Exportación Juan J. Novara . IERAL Fundación Mediterránea . Estudios / abril-junio 1998
23. Datos de Methanex en <http://www.fe.doe.gov/international/chilover.html>
24. Gasoductos de exportación Mercosul Natural Gas Project
<http://www.focusbrazil.org.br/usa/mercreports/merngas.htm>
25. Proyecto Interandes de Trasmisión de Energía Mercado Eléctrico, Dic 1998, Pág. 33
26. Tribuno de Salta, 24 de Febrero de 1999 pág 24.
27. Eduardo M Barreiro. "Gas Geopolitics in the Mercosur Countries". Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad. Bariloche, Argentina, 6 al 9 de Abril de 1997.Trabajo SPE #38.242, publicado también en Petrotecnia-Año XXXVIII N° 3.Pág. 44.
28. Presentación de Antonio Luiz de Menezes, Director de Petrobras, en la Argentina Oil & Gas Octubre de 1999, Costa Salguero Buenos Aires.
29. Página Web de la CNE http://www.cne.cl/web_espanol/hidroc_3.htm
30. Documento de la Secretaría de Energía Prospectiva 1998 Secretaría de Energía Punto 7.1 – Subsecretaría de Energía – Mayo/99- Archivo .hlp en <http://www.energia.mecon.gov.ar>
31. Mesa redonda sobre reservas de gas. Jorge Schneider, Gerente de Proyectos Internacionales.Reunión Técnica : Situación Actual y Perspectivas del Gas. 26y 27 /8/97 Centro Argentino de Ingenieros, Buenos Aires .
32. Orsi, Vittorio. Escenarios energéticos en Escenarios y Percepciones. Editorial de Belgrano. 1995.
33. Knigh Piesold & Partners. Proyecto Hidroeléctrico de Corpus Christi. Prefactibilidad, Pindo-í e Itacurubí. Informe Final. Vol I y II. Set. 1997
34. Eletrobras. Plano Decenal de Expansao. 1999-2008. Ver en web de Eletrobras.