



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ANÁLISIS DEL ABASTECIMIENTO GASÍFERO DE
ARGENTINA HASTA EL AÑO 2020**

AUTOR

Jorge M. Arias

DIRECTORES DE TESIS

Ing. Gerardo Rabinovich

Ing. Jorge Tersoglio

2007

*A mis padres, Marta y Jorge,
que me brindaron su apoyo a lo largo de la carrera
y a mis amigos,
con los que compartí esta hermosa etapa de mi vida
y con los que continuaré compartiendo experiencias en el futuro...*

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este Proyecto es verificar las necesidades de importación de gas natural y en función de ello analizar tres alternativas de abastecimiento para la Argentina hacia 2020 y ordenarlas en función del menor costo del mismo tomando como núcleo de la demanda la ciudad de Buenos Aires.

Se parte de definir el contexto histórico y actual dentro del cual se elabora el estudio, el cual se caracteriza por un sostenido aumento en la oferta interna de energía primaria desde 1960¹. Dentro de la matriz energética² el gas natural ha experimentado un fuerte crecimiento que lo lleva a ocupar un rol fundamental hoy en día de alrededor del 50% de participación en la misma.

Este valor tan alto sólo es comparable con países como Rusia, dueño de un cuarto de las reservas mundiales de este hidrocarburo. Ello hace reflexionar sobre la poca conveniencia de que el mismo continúe en aumento, debiendo implementar estrategias de diversificación de insumo que no son motivos de este análisis. Por el contrario, se utiliza este argumento para proyectar la oferta interna de gas natural bajo las condiciones que rigen en la actualidad utilizando un modelo econométrico vinculado al PBI.

Además, se estiman las exportaciones que junto a la oferta interna determinan la oferta total, la cual ha de ser abastecida por la producción nacional y las importaciones.

Adoptando el criterio sobre la conveniencia económica y social de constituir la oferta en primera instancia mediante la producción nacional se proyecta este concepto en forma simultánea con las reservas en función de su evidente vinculación.

A partir de la diferencia entre oferta total y la producción de gas natural surgen las importaciones a cubrir en cada año.

Dado que la Argentina ha firmado un contrato de compra-venta con Bolivia que incluye la construcción del gasoducto del Noreste (GNEA) y atendiendo al cumplimiento que ha mantenido ese país en los acuerdos de suministro durante los últimos 20 años y a la perspectiva favorable sobre las reservas que posee se decide concentrar el foco del análisis en las necesidades adicionales de gas, las cuales se hacen presentes a partir de 2015.

Para ello se contemplan tres opciones mutuamente excluyentes: Importación adicional desde Bolivia (A1), Importación de gas natural licuado (A2) y Combinación de las anteriores en diferentes magnitudes (A3).

¹ Primer dato provisto por la Secretaría de Energía.

² Se denomina habitualmente así a la Oferta Interna de Energía Primaria.

El análisis se hace desde la perspectiva del Estado en el sentido en que se busca examinar el valor económico que aporta el gas natural frente a una alternativa de abastecimiento con combustibles alternativos líquidos. Habiendo verificado la necesidad de importación de GN, el proceso consta de dos etapas.

La primera de ellas consiste en la realización de un análisis costo-beneficio de cada una de las opciones a fin de corroborar si agregan valor. Este es la herramienta más utilizada para los proyectos vinculados a servicios públicos³ [Baca Urbina, 2005; Sullivan, 2004; Fontaine, 1994].

La segunda fase se basa en la comparación de las alternativas en función de los costos de abastecimiento. La alternativa más conveniente siguiendo este criterio resulta la importación desde Bolivia (A1), seguida por la combinación de ésta con gas natural licuado (GNL).

En base a los resultados obtenidos se analiza cuál sería el costo actualizado de la diversificación de la fuente de abastecimiento considerando éste como el principal aspecto cualitativo a incluir. Se calcula como aquel beneficio con el cual las tres alternativas serían equivalentes. El mayor volumen de GNL importado en la segunda alternativa (72%) hace que el valor del beneficio en este caso supere al de la tercera en un 90%.

Luego de la comparación de las alternativas sigue un breve análisis sobre el abastecimiento desde Venezuela mediante el llamado Gran Gasoducto del Sur (GASUR) donde mediante la estimación de los costos de transporte y de boca de pozo se concluye que el gas llegaría a un costo de entre 10,3 y 12,4 U\$\$/MBtu, valores que serían menos competitivos que los correspondientes a las alternativas analizadas. Sin embargo, puede ser una opción posible para un período posterior a 2020.

Por último, se explican las opciones de financiamiento que la Argentina ha utilizado anteriormente y en la actualidad como ejemplos hacia el futuro. Entre ellas se destacan: préstamos de organismos internacionales de crédito como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Banco Mundial (BM), inversiones privadas, aportes del Tesoro Nacional y fideicomisos organizados por empresas estatales.

Se concluye sobre la conveniencia de fortalecer la participación público-privada (PPP) con un papel preponderante del sector privado en la inversión y una activa supervisión estatal.

³ El transporte de gas natural junto a la distribución constituyen un servicio público de acuerdo con la Ley 24076.

EXECUTIVE SUMMARY

The aim of this Project is to verify the natural gas imports requirements in Argentina till year 2020. Then, based on these, three alternatives for the natural gas supply are analyzed and ranked according to the lowest landed cost in Buenos Aires city gate.

The Study begins with an analyze of the historical and present situation so as to define the context of the Energy Sector in Argentina which is characterized by a steady increase in the primary energy consumption since 1960⁴. Nowadays, natural gas (NG) represents a portion of 50% of it, proving a clear importance.

This high percentage is only comparable with those existing in countries like Russia, own of a quarter of the World natural gas reserves. This shows the inconvenience of the increase in the participation of natural gas in the whole energy consumption and gives reasons to develop diversification strategies which are not treated in this Project. However, this fact is considered when forecasting the internal natural gas supply, employing an econometric model tie to the GDP⁵.

Along with the internal supply, exports are estimated so as to compose the total supply which has to be equal to natural gas production and imports.

Local production and natural gas reserves are estimated in first place in view of their economic and social convenience. Then, imports can be calculated from the difference between total natural gas supply and local production.

Argentina and Bolivia have signed a contract in 2006 which involves the supply of certain volume of NG and the construction of the North-Eastern gasoduct (NEG). Due to the accomplish of previous contracts in the last 20 years and the favorable perspective of Bolivian natural gas reserves, this Project makes focus on the additional requirements that will take place from 2015 on.

There are three alternatives developed in the present work: Additional imports from Bolivia (A1), LNG⁶ imports (A3) and a Combination of the previous ones in different proportions (A2)

The analyze is done from the State point of view as it is examined the economic value of the alternatives compared to the supply of substitute liquid fuels. There are two stages:

⁴ First data available in the Argentine Energy Office (Secretaría de Energía).

⁵ Gross Domestic Product.

⁶ Liquefied Natural Gas

Firstly, a cost-benefit analyze is made to see if the alternatives can be justified. This tool is commonly used in projects related to public services⁷ [Baca Urbina, 2005; Sullivan, 2004; Fontaine, 1994].

Then, the three alternatives are compared under the cost criterion, resulting in the following order of convenience: A1, A3 and A2.

In view of the results, it is analyzed the present cost of diversification of the source considering this point as the most important qualitative aspect. It is calculated as the benefit where the three alternatives would be even. The greater LNG volume imported corresponding to the second alternative (72%) generates a greater benefit than the third one (90%).

After the comparison is made, it is included a brief analyze of supply from Venezuela through the Great South Gasoduct⁸. The results show landed costs between 10,3 and 12,4 U\$S/MBtu, less competitive that the prior alternatives but possibly attractive in a period beyond 2020.

Finally, financing strategies that have been employed in Argentina are described as a reference for the future. They consist mainly of: loans of international organisms of credit like Inter-American Development Bank and World Bank, private investments, contributions of the National Treasure and trusts organized by state companies.

Private investments seem to be convenient. However, it is recommended an active state participation that should develop future requirements and infrastructure plans to be taken as a reference in the Sector.

⁷ According to Law 24076, natural gas transportation and distribution are public services.

⁸ It is only a preliminary idea.

AGRADECIMIENTOS

Mi reconocimiento a mis Directores de Tesis, los ingenieros Gerardo Rabinovich y Jorge Tersoglio, y a otras personas como Ing. Jorge Beramendi, Lic. Jorge Olmedo, Ing. Juan José Gazarri, Lic. Carlos Bobillo, Ing. Rifat Lelic e Ing. Raúl Gallardo, los cuales contribuyeron con sus conocimientos y experiencias al desarrollo de la investigación que posibilitó la realización del presente trabajo y sus conclusiones.

Jorge M. Arias

ÍNDICE DE CONTENIDOS

<i>I. INTRODUCCIÓN.....</i>	<i>1</i>
<i>II. SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL</i>	<i>5</i>
1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. CONTEXTO ACTUAL	9
2.1. La matriz energética	9
2.2. Necesidad de diversificación.....	12
2.3. Abastecimiento del GN	14
3. MARCO REGULATORIO	17
<i>III. EVOLUCIONES HISTÓRICAS Y PROYECCIONES</i>	<i>21</i>
1. INTRODUCCIÓN.....	23
2. OFERTA TOTAL DE GAS NATURAL	24
2.1. Oferta Interna de GN	27
2.2. Exportaciones	28
2.3. Proyección de la Oferta Total de GN	30
3. RESERVAS Y PRODUCCIÓN POR CUENCA.....	30
3.1. Evolución histórica de reservas por cuenca.....	31
3.2. Producción histórica por cuenca.....	32
3.3. Incorporación de reservas por cuenca	33
3.4. Proyecciones.....	34
4. IMPORTACIONES.....	40
4.1. Importaciones necesarias.....	40
4.2. Importaciones sin contrato	42
5. PRECIOS Y COSTOS	43
5.1. Costos de Gasoductos.....	44
5.2. Precios de Gas Natural	46
5.3. Precios de Combustibles alternativos	50
<i>IV. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS</i>	<i>53</i>
1. INTRODUCCIÓN.....	55
2. MODELO CONCEPTUAL	55
2.1. Metodología	55
2.2. Consideraciones y simplificaciones.....	57
3. BENEFICIO	66
4. ALTERNATIVA 1.....	69
4.1. Análisis de obras	69
4.2. Análisis económico	72
4.3. Marco Regulatorio.....	79
4.4. Aspectos cualitativos.....	79
5. ALTERNATIVA 2.....	80

5.1.	Análisis de obra	80
5.2.	Análisis económico.....	86
5.3.	Marco Regulatorio.....	88
5.4.	Aspectos cualitativos	89
6.	ALTERNATIVA 3	90
6.1.	Análisis de obras.....	90
6.2.	Análisis económico.....	91
6.3.	Marco Regulatorio.....	95
6.4.	Aspectos cualitativos	95
7.	COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS	96
7.1.	Ranking de alternativas	96
7.2.	Valor de diversificación de la fuente de abastecimiento (VDF).....	97
8.	BREVE ANÁLISIS DE IMPORTACIÓN DESDE VENEZUELA	99
8.1.	Datos estimativos sobre el Proyecto GASUR.....	99
8.2.	Análisis económico.....	100
8.3.	Otros aspectos a tener en cuenta.....	104
9.	OPCIONES DE FINANCIAMIENTO.....	106
9.1.	Esquema anterior a la privatización del sector energético	106
9.2.	Esquema durante el período de privatización	107
9.3.	Esquema actual	107
9.4.	Reflexiones	108
V.	CONCLUSIONES.....	111
VI.	BIBLIOGRAFÍA.....	117
VII.	ANEXOS.....	125
1.	ANEXO 1	127
1.1.	Información energética de algunos países	127
1.2.	Participaciones y demandas por sector	131
1.3.	Algunas reglamentaciones de interés.....	131
2.	ANEXO 2	134
2.1.	Modelos de regresión para el CITE	134
2.2.	Condiciones para lograr el aumento en la producción.....	135
2.3.	Ajuste del volumen de importación.....	138
2.4.	Proyección de precios de GN y combustibles.....	139
3.	ANEXO 3	145
3.1.	Distribución geográfica de la demanda	145
3.2.	Tasa Libor a 12 meses	147
3.3.	Análisis de reservas de Bolivia.....	147
3.4.	Costos de transporte a GBA	151
3.5.	Conceptos de GNL	152
3.6.	Puerto de Bahía Blanca.....	160
4.	ANEXO 4	163
4.1.	Factores de conversión	163
4.2.	Poderes caloríficos.....	164

I. INTRODUCCIÓN

Durante el invierno 2007 ha sido un tema recurrente la crisis energética en la Argentina por los continuos cortes producidos a gran parte de la industria tanto de energía eléctrica como de gas. Cuando se habla del sector energético no puede soslayarse la importancia del gas dentro del mismo por ser el insumo de mayor trascendencia: tiene una participación del 50% dentro de la oferta interna de energía primaria.

Si bien en la actualidad el gas natural tiene vital importancia, su rol no es una novedad sino que viene experimentando un crecimiento casi sostenido desde décadas atrás impulsado entre otras cosas por grandes descubrimientos de yacimientos como el de Loma de La Lata (Neuquén, 1977), Ramos (Salta, 1980) y Austral (Tierra del Fuego, 1983), la eficiencia del gas en la generación eléctrica mediante los ciclos combinados y su menor afección al medioambiente en comparación con otros combustibles fósiles.

Sin embargo, a fines del siglo pasado las reservas probadas comienzan a caer mientras la producción continúa en alza. Durante la crisis del 2001 se vive un retroceso tanto en la exploración como en el consumo. Dos años más tarde, con la recuperación de la actividad industrial sumado al congelamiento de tarifas empieza un período de rápido crecimiento que va reduciendo cada vez más la capacidad sobrante lograda años atrás tanto en la producción como en el transporte de gas natural. Esto desemboca en una situación caracterizada por un sistema energético funcionando al límite y con poca versatilidad para abastecer aumentos estacionales.

El presente trabajo no busca encontrar una solución a la problemática actual pero parte de la misma para resaltar la importancia de una planificación a largo plazo mediante la cual el Estado pueda ir vislumbrando las necesidades de abastecimiento bajo determinados supuestos que habrán de ir ajustándose a las circunstancias del momento.

En el capítulo II se explican algunos conceptos básicos y se establece el contexto del Estudio.

El capítulo III analiza datos históricos y algunas previsiones para, en base a determinados supuestos proyectar las variables más relevantes. Entre ellas figuran las importaciones requeridas. Esta información es utilizada en el capítulo IV para analizar alternativas de abastecimiento desde el punto de vista del Estado y luego ordenarlas en función del menor costo de abastecimiento en city gate Buenos Aires.

Se hace también un breve análisis del abastecimiento desde Venezuela sólo a fin de analizar su competitividad y se esquematizan los métodos de financiamiento más comunes para proyectos de infraestructura en el sector público que pueden ser tomados como referencia hacia el futuro.

Finalmente, en el capítulo V se presentan las conclusiones generales.

Los capítulos VI y VII incluyen las referencias bibliográficas y los anexos, respectivamente.

II. SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se explica brevemente el contexto histórico y actual a fin de proporcionar un marco al presente trabajo.

Una de las cuestiones que se destaca es la importante participación del gas natural dentro de la oferta de energía, aspecto que conforma la hipótesis básica empleada para la proyección de los requerimientos de gas natural (GN). La misma consiste en asumir una relación constante e igual a la actual entre la oferta interna de GN y el consumo interno total de energía⁹ (CITE).

En base a los valores actuales, esto equivale a una participación de la oferta interna de GN dentro de la oferta interna de energía primaria del 50%. Esta cifra fue elegida por algunos especialistas en el Sector para desarrollar planes de diversificación en la matriz energética [Montamat, 2003].

La razón de utilizar el CITE a diferencia de la oferta interna de energía primaria en las proyecciones es que la primera variable depende exclusivamente de las necesidades de consumo interno del país dejando de lado efectos de las exportaciones.

El hecho de mantener constante la relación oferta interna de GN-CITE se fundamenta en la necesidad de limitar la extrema dependencia de un solo insumo, lo cual magnifica los riesgos en el sector de consumo en caso de afrontar un desabastecimiento de este recurso.

Al estudiar los consumos de energía de otros países, el porcentaje del GN rara vez ocupa el lugar de importancia que tiene en nuestro país. A nivel mundial, se puede decir que sólo Rusia posee una matriz energética similar a la vigente en Argentina. Allí el GN ocupa alrededor de un 50% de la matriz seguida por el petróleo y el carbón cuya suma totaliza alrededor de un 39% al igual que en nuestro país. Sin embargo, hay un dato no menor a favor de Rusia: es el país con mayor cantidad de reservas de GN en el mundo (más del 25% del total mundial) y con un horizonte de 80 años mientras que en la Argentina es inferior a los 10 años¹⁰.

También hay que tener en cuenta que si bien muchos países reemplazan este combustible por otros como el petróleo o el carbón (combustibles fósiles), ésto no favorece al desarrollo sustentable ya que siguen siendo recursos no renovables.

Por esta razón, convendría tomar como ejemplo a aquellos países que buscan la diversificación a través de recursos renovables como: energía hidroeléctrica, biomasa, entre otras. Sin llegar a casos extremos, se pueden tomar como parámetros a países con importante participación de la energía hidráulica como Brasil (40%) y Canadá (26%) y nuclear como Alemania o España (10%).

⁹ CITE es igual a la Oferta interna de Energía Primaria más la diferencia entre importaciones y exportaciones de energía secundaria.

¹⁰ Fuente: British Petroleum (BP)

En el presente trabajo no se desarrollan los pasos a seguir para reemplazar la energía no renovable por la renovable pues ello implicaría un proyecto en sí mismo sino que toma como base un escenario que contempla dicho supuesto para determinar la criticidad del abastecimiento gasífero en dichas condiciones y proponer alternativas .

2. CONTEXTO ACTUAL

2.1. La matriz energética

Habitualmente se denomina con el nombre de matriz energética al cuadro compuesto con los diferentes tipos de energía que totalizan la Oferta Interna de Energía Primaria (OIEP) del país. La OIEP es uno de los componentes del Balance Energético Nacional (BEN) y el lugar que ocupa se puede observar claramente en la Ilustración 2-1.

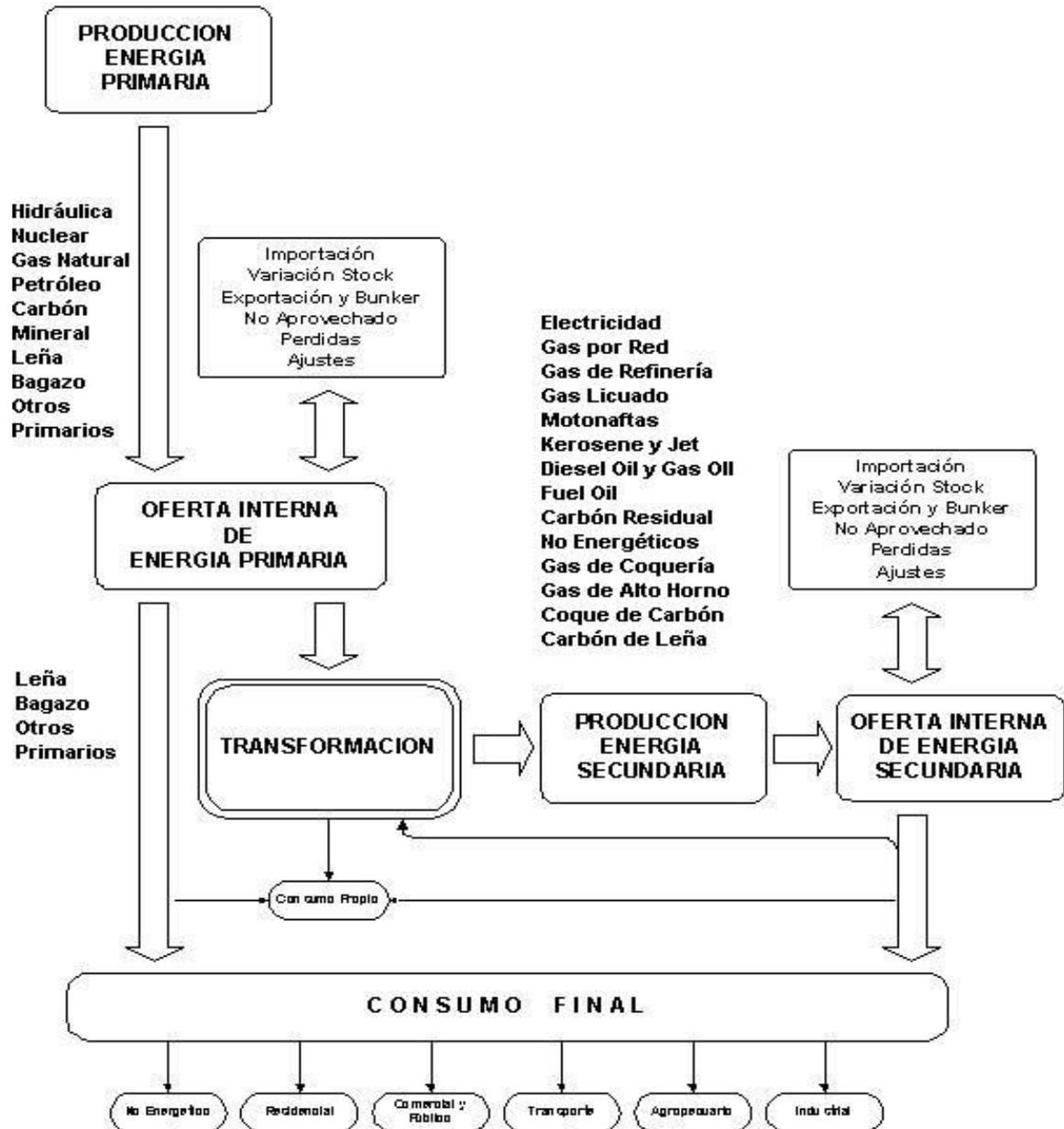


Ilustración 2-1. Flujos dentro del BEN.
Elaboración: Secretaría de Energía de la República Argentina

Los conceptos de interés son:

- Oferta Interna de un energético¹¹: representa el total de energía efectivamente disponible para ser transformada (en refinerías, planta de tratamiento de gas, carboneras, etc.), ser consumida en el propio sector energético, o ser consumida por los usuarios finales dentro del país.
- Oferta Total de EP: es la suma de producción de energía primaria, importación de energía primaria y variación de stock (con su signo, pudiendo ser positivo o negativo). En el caso de GN la variación de stock es siempre nula.
- Transformación: es la cantidad de energía, de fuentes primarias (y secundarias), que ingresa a los Centros de Transformación, para convertirse en Energía Secundaria.
- Consumo Propio: es la energía consumida para la producción y transformación energética.

En lo que respecta al GN, el total de la oferta interna de EP de este combustible se ubica en los centros de transformación, puntualmente en plantas de tratamiento de gas. Aquí se produce la transformación en energía secundaria repartiéndose en: gas distribuido por redes, gas licuado, motonafta total y no energético. El primero es el que más nos atañe por tratarse en su mayoría de gas metano que es el transportado por los gasoductos. El resto se combina con otros hidrocarburos derivados del petróleo provenientes de refinerías.

Si al gas distribuido por redes mencionado con anterioridad se le restan las pérdidas y ajustes se obtiene la oferta interna de energía secundaria de GN.

A esta oferta se le sustrae el consumo en centrales eléctricas (centros de transformación de GN en electricidad) y se logra abastecer los siguientes consumos:

- Propio: corresponden a la planta de tratamiento.
- Final, pudiendo ser:
 - No energético
 - Energético: se divide en
 - Residencial
 - Comercial y público
 - Transporte
 - Agropecuaria
 - Industria

¹¹ Así se refiere la Secretaría de Energía a los elementos que constituyen fuentes de energía primaria.

Estos consumos totalizaron en 2006 alrededor de 38 mil millones de m³ destacándose el consumo industrial (35%), el de las centrales termoeléctricas (32%) y el residencial (20%). En el Anexo 1.2 se muestra la participación de cada sector y su evolución desde 1993. Las participaciones no experimentaron grandes cambios a excepción del gas natural comprimido (GNC) y las centrales que pasaron de un 3% a un 8% y de un 27% a un 32%, respectivamente.

Volviendo a la matriz energética, se puede observar en el Gráfico 2-1 la importancia del GN dentro de la misma a tal punto que constituye casi la mitad de la oferta interna de EP. Como unidad energética se usa el kTep, tonelada equivalente de petróleo, que equivale a 10.000 kcal.

A fin de visualizar el peso relativo de los distintos combustibles primarios en la economía se utiliza la OIEP dado que para llegar al CITE de cada uno implicaría adicionar y restar componentes de importación y exportación que no llegan a discriminarse claramente en el balance energético dado que las energías secundarias poseen combinaciones de los mencionados combustibles.

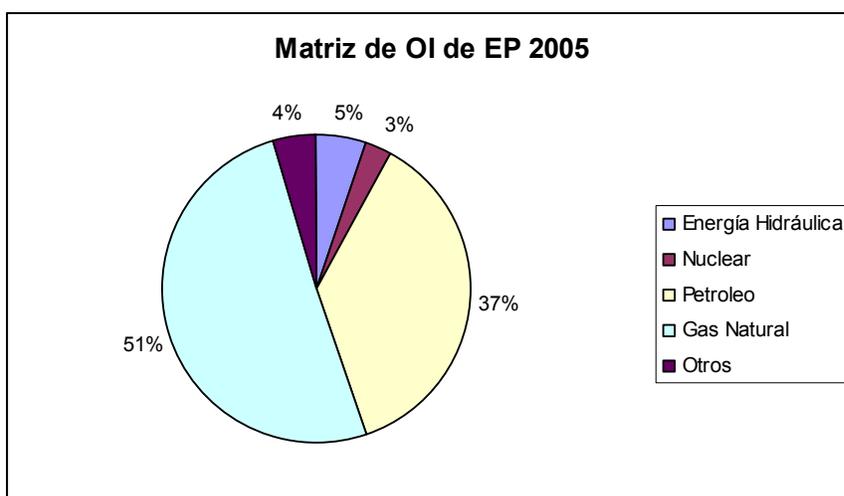


Gráfico 2-1. Matriz de Oferta Interna de Energía primaria – año 2005¹².

La importancia de este hidrocarburo dentro de la matriz se ha venido incrementando en los últimos años como se ve en el Gráfico 2-2 fundamentalmente como consecuencia de los descubrimientos de grandes yacimientos a fines de 1970 y principios de 1980 y de la desregulación del upstream¹³ en el mercado de hidrocarburos en este último período.

¹² Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

¹³ Incluye las operaciones de exploración, avanzada y explotación de yacimientos para producción de hidrocarburos.

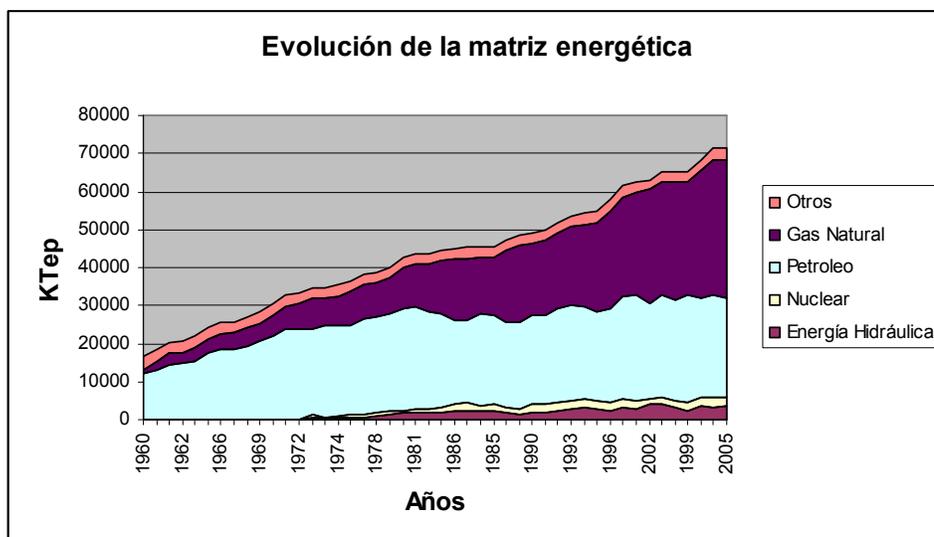


Gráfico 2-2. Evolución de la Oferta Interna de EP en el período 1960-2005¹⁴.

Como se mencionará posteriormente, este fuerte crecimiento de la dependencia del GN incrementa los riesgos ante un eventual desabastecimiento. Por lo tanto se hace necesario planear el abastecimiento futuro de este recurso así como poner un límite a la participación del GN dentro de la matriz.

2.2. Necesidad de diversificación

En función de lo expuesto anteriormente respecto a la importancia del GN dentro de la matriz energética y de la crisis por la cual está atravesando la Argentina es conveniente considerar la necesidad de tomar una acción concreta en lo que hace al rol del GN.

A nivel mundial el único país donde el GN tiene una posición tan dominante dentro de la matriz energética es Rusia, país con mayores reservas de gas a nivel mundial y un horizonte de reservas de 80 años.

¹⁴ Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

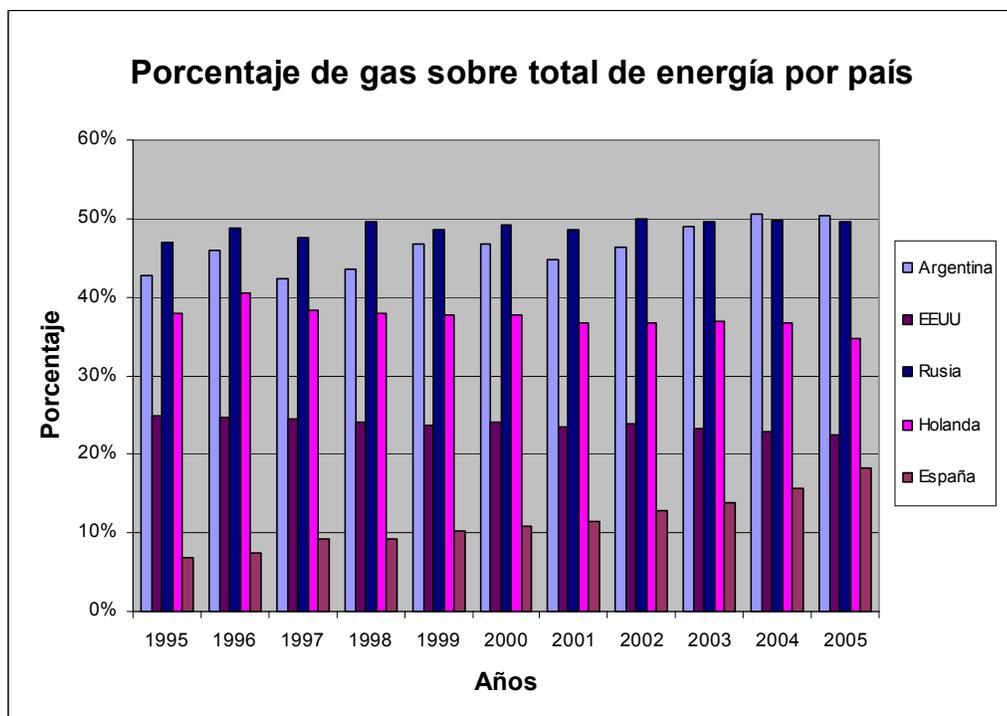


Gráfico 2-3. Porcentaje de gas sobre la oferta de energía interna por país en el período 1995-2005¹⁵.

Datos como el del Gráfico 2-3 pueden verse en el Anexo 1.1. Los más interesantes corresponden a los porcentajes que ocupan las energías en los diferentes países. Algunos de ellos como Canadá y Brasil tienen una participación importante de la energía hidráulica (26% y 34%, respectivamente) mientras que Alemania y España se destacan por su capacidad nuclear que rodea el 10%. Recordemos que en Argentina estos valores son de 4% y 5%, respectivamente. (Ver Gráfico 2-1).

Como dato de interés vale mencionar que es usual que existan países con niveles importantes de desarrollo que tampoco tienen diversificada su matriz. Ejemplos son China (70% de carbón), México (60% de petróleo), España y Holanda (ambos con más de 50% de dependencia del petróleo).

También hay que decir que son varios los países que están aumentando la participación del GN, entre otras razones por ser un hidrocarburo más “limpio” y por el desarrollo que está adquiriendo el gas natural licuado (GNL) que está ampliando cada vez más sus fuentes de abastecimiento. No obstante, parece difícil que se encaminen hacia una fuerte dependencia del GN como la que posee Argentina.

Además, no hay que pasar por alto que Argentina es un país con gran potencial de desarrollo hidráulico y eólico y es uno de los pioneros en el desarrollo de la energía nuclear. A ello hay que agregar la posibilidad de fabricación de biocombustibles, lo cual

¹⁵ Fuente: Elaboración propia con datos de BP.

también podría colaborar dentro de la diversificación. De hecho, ya se ha aprobado una ley de biocombustibles (Ley 26.093) que fija un porcentaje mínimo de 5% en determinados combustibles a partir de 2010.

Lo que debería buscarse al diversificar la matriz energética es fomentar la participación de recursos renovables dentro de la misma. Para ello obviamente se precisa: decisión política acompañada de un marco jurídico que promueva inversiones privadas, inversiones públicas y por sobre todo un plan indicativo a corto y mediano plazo que sirva como guía para la realización de obras de infraestructura intensivas en capital.

Como se menciona en la introducción del presente capítulo a lo largo del Proyecto no se analiza la manera en que la diversificación puede llevarse a cabo. Donde sí se quiere hacer hincapié es en el hecho de pensar que la relación entre las variables GN y CITE no aumentará debería ser un objetivo de largo plazo. Es decir, la tendencia debería ser a disminuir dicha relación.

2.3. Abastecimiento del GN

En la Argentina los especialistas empiezan a hablar de crisis del GN promediando el primer semestre del año 2004 cuando se empiezan a ser frecuentes las restricciones en las exportaciones a Chile a fin de evitar faltantes en el mercado interno, especialmente durante el invierno.

A ello hay que agregar el marcado descenso en el nivel de reservas tanto en cantidad como en horizonte temporal. Este indicador habitualmente usado pasó de un horizonte de 25 años a principios de la década de 1990 a menos de 10 años en el presente como puede verse en el Gráfico 2-4.

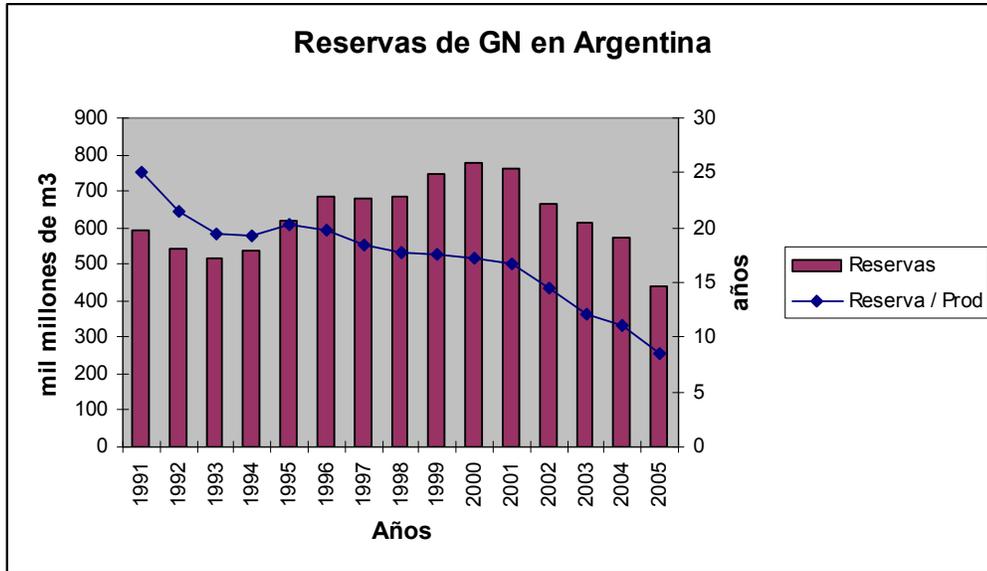


Gráfico 2-4. Reservas totales de GN en Argentina en m3 y años en relación con la producción.¹⁶

La principal causa de esta disminución fue la combinación de dos factores.

Por un lado, el fuerte crecimiento en la oferta interna de GN tras la recuperación posterior a la crisis de 2001. En el lapso 2002-2005 la oferta interna de GN experimentó un crecimiento superior al 20%, es decir una tasa anual equivalente (TEA) de casi 7%, incluso superior a la del período 1992-2000 que había alcanzado un 5,8% anual. A eso hay que sumarle un leve crecimiento en las exportaciones que habían empezado en 1997. Estos comportamientos están reflejados en el Gráfico 2-5.

Por otro lado, la falta de inversiones en exploración para incorporar nuevos yacimientos (Gráfico 2-6) derivó en la explotación de pozos ya existentes con la consecuente disminución en la cantidad de reservas (Gráfico 2-4).

¹⁶ Fuente: Elaboración propia con datos de CEARE, Secretaría de Energía e Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE).

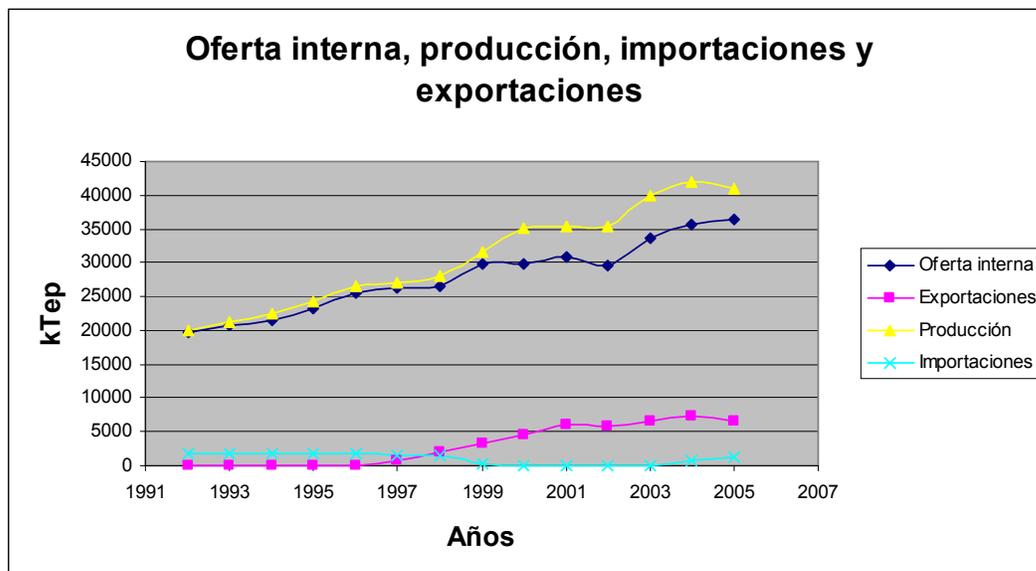


Gráfico 2-5. Oferta interna, producción, importaciones y exportaciones de GN en unidades de energía (kTep).

Hasta la década de 1990, el único gasoducto internacional se encontraba en el norte del país y se utilizaba para importar gas desde Bolivia. El promedio de importaciones rondaba los 6 millones de metros cúbicos por día (Mm³/d).

El marco jurídico creado por la administración de los años '90 incentivó la producción privada, lo que presentó condiciones potenciales de pasar a ser un exportador de gas natural lo que finalmente concretó en 1997 gracias a la culminación de varios gasoductos principalmente con destino a Chile. Paralelamente, las importaciones entraron en una curva de descenso hasta casi desaparecer, hecho que comenzó a revertirse a fines de 2002.

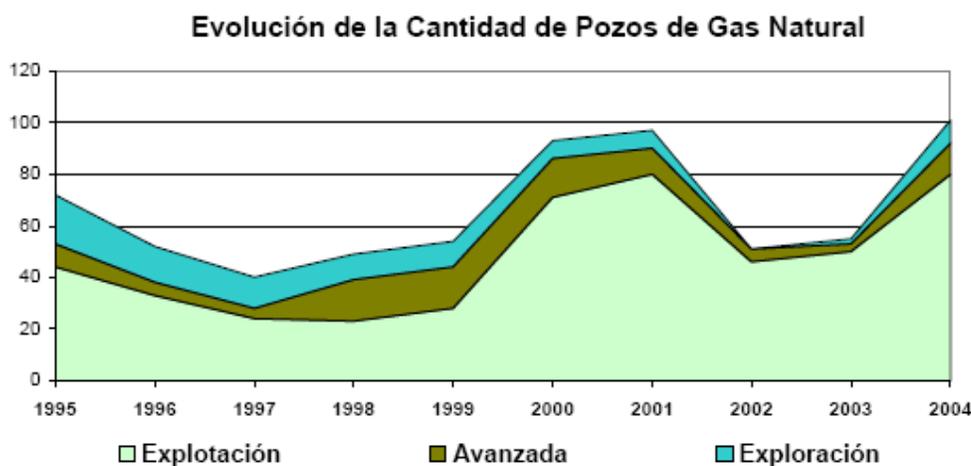


Gráfico 2-6. Evolución de la cantidad de pozos de exploración, avanzada¹⁷ y explotación de GN en el período 1995-2004. Elaboración: IAE

¹⁷ La perforación de pozos avanzada tiene como objetivo extender el área probada de un yacimiento.

Ambos factores tienen algo en común: el precio del GN. Tras la crisis del 2001, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Emergencia Económica (Ley 25.561), la cual, entre otras cosas, modificó el régimen cambiario (Título III), suspendió las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios extranjeros, y pesificó las tarifas de gas y electricidad (Art. 8).

La pesificación de las tarifas ocasionó el congelamiento del precio de gas en boca de pozo, como consecuencia del carácter pass-through del precio del gas en la tarifa de distribución. El precio al consumidor final (precio final de la distribución) incluye un cargo por costo del gas, otro asociado al costo de transporte y un margen de distribución. La pesificación alcanzó los tres segmentos y al pesificar las tarifas del gas automáticamente se pesificaron los contratos entre las distribuidoras y los productores.

Aunque el crecimiento en la oferta interna de GN puede explicarse en gran parte por la recuperación industrial no cabe duda que el congelamiento de las tarifas de GN influyó positivamente en el aumento de la demanda tanto por parte de las industrias como de las residencias y otros consumidores como el transporte, donde el consumo de GNC mostró un fuerte incremento a partir de la devaluación.

En cuanto a la influencia del mantenimiento de los precios de boca de pozo sobre la inversión en exploración, los datos estadísticos del Gráfico 2-6 revelan que esta medida no puede considerarse como causa única del poco interés de los productores en la incorporación de reservas. La cantidad de pozos explorados sufrió una gradual disminución a partir de 1998 que se acentuó hacia 2002 donde no se incorporó ninguno.

Los primeros pasos que dio el Gobierno del actual con el objeto de incrementar la oferta de gas fueron una serie de decretos y resoluciones donde entre otras cosas se previeron aumentos en el precio de boca de pozo y mayor libertad en la compra de gas para parte de los consumidores. En el siguiente apartado se resumen cuestiones del marco regulatorio que son de interés para terminar de definir el contexto y para tener en cuenta en las alternativas que aquí se analizan.

3. MARCO REGULATORIO

Se priorizan los aspectos del marco regulatorio sobre las cuestiones que más atañen a este trabajo, es decir aquellas relativas a la producción e importación de gas natural.

Se comienza por una tabla que resume la regulación de fondo. Al final de la sección se muestra información ligada a la evolución de los precios en boca de pozo en los últimos dos años.

Actividades	Regulado/ No Regulado	Ámbito Institucional	Marco legal /regulatorio	Características	Restricciones
Upstream	Desregulada (producción, captación y tratamiento de petróleo y GN)	Secretaría de Energía	Ley de Hidrocarburos N° 17.319	▪Libertad de mercado	Prohibición de exportar gas si éste no fuese suficiente para abastecer el mercado interno
				▪Libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos y de una parte sustantiva de las divisas obtenidas por su explotación	
Downstream	Regulado (Transporte y distribución y de gas)	ENARGAS	Ley N° 24.076	“Servicios públicos regulados”	Segmentación vertical transporte y distribución y partición horizontal de transporte y distribución de Gas

Tabla 3-1. Leyes que regulan la actividad del GN en la República Argentina.
Elaboración: Dra. Isabel Roccaro (Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza)¹⁸

En el Anexo 1.3 se citan algunos artículos resaltando las características principales. De todas maneras vale citar a continuación lo que la reglamentación dice acerca de las importaciones y exportaciones y los sujetos de la Ley 24.076 conocida como “Ley del Gas”.

Art. 3°.- “Quedan autorizadas las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa.”

“Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.”

Los artículos 9 al 14 se definen a los sujetos activos de la Ley.

¹⁸ Aspectos Tributarios del sector hidrocarburos: El caso argentino. Presentación en la CEPAL.

Productor: persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional disponiendo libremente del mismo.

Transportista: persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.

Distribuidor: prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada.

Comercializador: quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.

Art. 16 °.- **“Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud —de acuerdo a la calificación que establezca el Ente Nacional Regulador del Gas—, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener del ente la correspondiente autorización de dicha construcción, extensión o ampliación.”**

Entre las resoluciones vinculadas al restablecimiento se destacan:

- Resolución 208/2004 - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios: se basa en acuerdo con los productores un sendero de ajuste en el precio del mismo para las diferentes cuencas hasta estabilizarse en un valor promedio de 1 U\$S / MBtu (dólar por millón de Btu¹⁹) en julio de 2005.
- Resolución 599/2007: Extiende el acuerdo de precios establecido en la Resolución 208/2004 hasta el 2011 bajo el siguiente esquema de aumento. Se desprende que no hay aumentos luego de abril de 2007.

Período	Índice Base100=Dic2006
Dic-06	100
Ene-07	101,46
Feb-07	104,82
Mar-07	104,98
Abr-07	105,05

Tabla 3-2. Último esquema de aumentos establecido por el Gobierno para el precio de gas en boca de pozo.

¹⁹ Btu: British Thermal Unit, unidad de medida de energía equivalente a 1,055 kJ y $2,51 \times 10^{-8}$ Tep.

Es importante aclarar que aunque gran parte de las ventas de los productores se mantienen con precios regulados, los precios para grandes usuarios que contratan directamente con los productores tienen una operatoria desregulada. Esto se permitió mediante los Decretos 180 y 181 donde se estableció que determinados clientes industriales debían comprar directamente a productores. También se creó el Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) a fin de establecer precios de referencia en función de la oferta y la demanda.

Para tener una idea del rango de estos precios se toman como referencia aquéllos del Mercado Electrónico del Gas.

	Abril	Mayo	Junio
Austral CHS	2,13	2,12	2,20
Austral SCS	1,85	1,85	1,82
Austral TDF	2,06	2,04	2,20
Neuquina	1,71	1,73	1,67
Noroeste	1,55	1,56	1,57
Mercado Electrónico del Gas. Valores expresados en U\$S/MBTU ²⁰ .			

Tabla 3-3. Precios en el MEGSA en el período abril-junio 2007.

Se observa que se mantuvo bastante estable durante los últimos 3 meses.

Sin embargo, comparado con los valores regulados, la diferencia es significativa (entre 50% y 150% según la cuenca)

	Jul-05	Abr-07	Jun-07 (Megas)	Variación porcentual entre Junio (Megas) y abril-2007
Austral CHS	0,98	1,03	2,20	113%
Austral SCS	0,88	0,93	1,82	96%
Austral TDF	0,86	0,91	2,20	142%
Neuquina	1,04	1,09	1,67	54%
Noroeste	0,98	1,03	1,57	52%

Tabla 3-4. Comparación de precios regulados en el período final de las dos reglamentaciones de ajuste y los precios del MEGSA a mediados de junio de 2007 y variación porcentual.
(Precios expresados en U\$S/MBtu)

²⁰ <http://www.cineticaconsultores.com.ar/gas.php>

III. EVOLUCIONES HISTÓRICAS Y PROYECCIONES

1. INTRODUCCIÓN

Las proyecciones de las variables más relevantes de un sistema en estudio son vitales para la toma de decisiones. Por ende, en esta sección se recurre a métodos estadísticos para, en función de datos históricos y determinados supuestos, estimar su comportamiento futuro.

En cuanto a los métodos se estudiaron algunos modelos principalmente basados en regresiones ya que son los que mejor se adaptan a los estudio de mediano y largo plazo donde se observan claras tendencias [Hanke, 1996]. Existen otros métodos como las series de tiempo pero éstos son más útiles para análisis de menor plazo o cuando se quiere analizar el comportamiento de una variable con mayor precisión dentro del año. La estacionalidad en los meses de invierno se analiza brevemente para el caso del transporte dado que es en la temporada invernal donde suelen ocurrir los picos de demanda.

Para el pronóstico de la oferta interna necesaria de GN el análisis se elabora manteniendo una relación de oferta interna de GN a CITE igual a un coeficiente de 0,55.

De todas maneras, hay que tener en cuenta que las diferencias entre la oferta y el consumo final están dadas por consumos en yacimientos y transporte, reinyecciones, pérdidas en la transformación y a lo largo de la cadena de suministro.

Paralelamente se analizan el futuro de reservas, las cuales tienen un vínculo innegable con la producción.

En todos los casos es importante analizar los datos históricos para localizar tendencias y variables relacionadas que permitan explicar los comportamientos. Por ello se empieza por analizar las diferentes series históricas.

El período de proyección para las variables de importancia parte de 2006 o 2007 según el último dato disponible y llega hasta el 2020.

En los casos de contar con valores reales del primer año de la proyección se analiza un intervalo de confianza para corroborar si esté lo incluye y finalmente se utiliza el valor real.

2. OFERTA TOTAL DE GAS NATURAL

Se calculan los valores históricos de Consumo Interno Total de Energía (CITE) en el período 1980-2005 a partir de los balances energéticos provistos por la Secretaría de Energía de la Nación. Se escoge el mencionado período por ser aquél dentro del cual se cuenta con datos para ensayar diferentes regresiones y por proveer un número aceptable de observaciones (26).

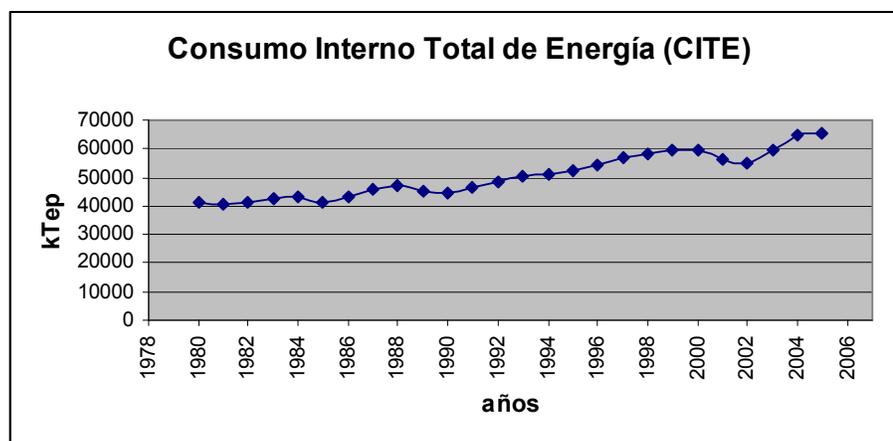


Gráfico 2-1. Consumo Interno Total de energía (CITE) en el período 1980-2005.

Se observa una tendencia creciente con algunos ciclos que están vinculados con los económicos. Entre ellos se destacan los bruscos descensos en mitad de la década de 1980 y puntualmente en el año 2002 luego de la crisis que causó un shock en la economía.

Si bien existen diversos métodos de proyección de variables los escogidos en este caso se basan en regresiones ya que el horizonte de planeamiento es de largo plazo (alrededor de 15 años).

Se evaluaron diferentes modelos²¹ donde se varió tanto la variable explicada como las explicativas.

El método que se consideró más adecuado fue el siguiente:

	Descripción	Unidades
Variable explicada	CITE en año t (Y)	kTep
Variables explicativas	CITE en año t-1 (X1)	kTep
	PBI en el año t (X2)	mil millones de pesos de 1993

²¹ Se pueden ver en el Anexo I.2.1.

$$E_t = a + b \times E_{t-1} + c \times PBI_t \quad (2-1)$$

E_t : CITE en el año t

Para el PBI se considera un escenario de crecimiento de 8% en el año 2007, 7% en el 2008 y luego una estabilización en torno al 3% hasta el final del período en estudio.

Año	Tasa de crecimiento anual	PBI (millones de pesos de 1993)
2006		330.534
2007	8%	356.977
2008	7%	381.965
2009	3%	393.424
2010	3%	405.227
2011	3%	417.384
2012	3%	429.905
2013	3%	442.802
2014	3%	456.086
2015	3%	469.769
2016	3%	483.862
2017	3%	498.378
2018	3%	513.329
2019	3%	528.729
2020	3%	544.591

Tabla 2-1. Escenario de crecimiento del PBI.

Durante el período 1980-2005 la tasa efectiva anual (TEA)²² de crecimiento del PBI se ubica en valores cercanos al 2% anual. Sin embargo, es lógico pensar que el crecimiento a largo plazo de la Argentina país se va a estabilizar en una tasa superior a la histórica por un nuevo escenario global. Este se caracteriza por el aumento de la demanda a nivel mundial de varios commodities impulsada entre otras cosas por los crecimientos de países como China e India que reúnen a casi un tercio de la población mundial.

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la regresión.

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0,980
Coeficiente de determinación R²	0,960
R ² ajustado	0,956
Error típico	1608
Observaciones	26

Tabla 2-2. Estadísticas de la regresión

Las razones por las cuales se escoge el modelo antes mencionado se resumen en:

²² $1 + TEA = (Variable_t / Variable_{t-X})^{(1/X)}$, donde t es el año actual y X es la diferencia entre el año actual y el primer año del período.

- Coeficiente de correlación (R^2) igual a 0,96
- Modelo simple basado en dos variables explicativas, una de las cuales es un término autorregresivo.
- De los modelos analizados es el único en el cual la elasticidad CITE-PBI es mayor a 1 (1,07) para el rango de valores de crecimiento del PBI analizado (equivalente a 3,6% anual). Un valor mayor a la unidad caracteriza a los países en vías de desarrollo. Dicha elasticidad cruzada correspondiente al período 1980-2005 fue de 1,17 pero se puede esperar una disminución en la misma atendiendo a un uso más racional de la energía como consecuencia del desarrollo de la sociedad e industrias a nivel uso de recursos. En los países de mayor desarrollo esta elasticidad tiende a ser menor a la unidad.
- La inclusión del término autorregresivo permite contemplar el efecto de rezago que normalmente se observa en la demanda de energía: cuando aumenta el ingreso de los consumidores, estos tienden a esperar para incrementar su consumo hasta tanto crean que el aumento del ingreso es permanente y no transitorio. En este sentido, en la práctica suele observarse un rezago de un año en el aumento del consumo cuando aumenta el ingreso.

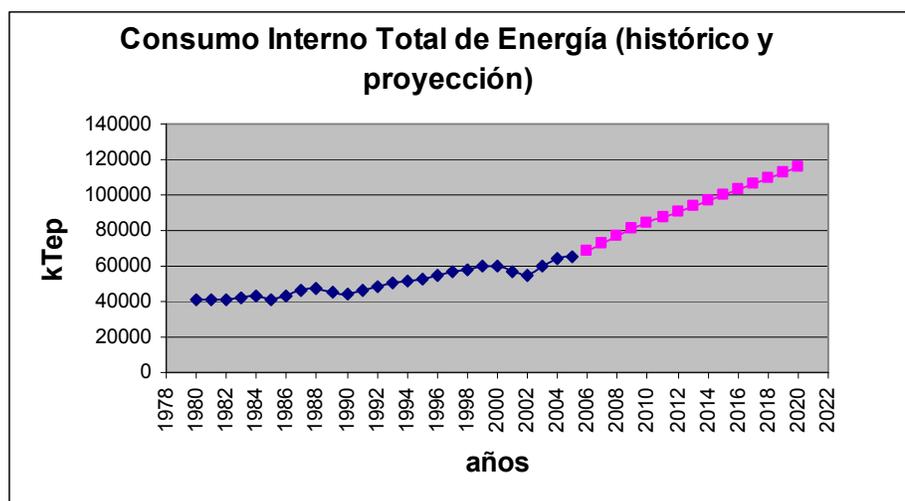


Gráfico 2-2. Consumo Interno Total de Energía: serie histórica y proyección.

La diferencia en la tendencia de la proyección respecto a la serie histórica tiene que ver con el hecho de que el crecimiento del PBI proyectado se estabiliza en 3% mientras el crecimiento histórico (1980-2005) ronda el 1,6% anual.

La Oferta Total de GN se compone de la Oferta Interna de GN y las exportaciones por lo cual se analizan ambas.

2.1. Oferta Interna de GN

Su cálculo parte de considerar que la relación entre CITE y Oferta Interna de GN se mantiene constante e igual a 0,55. Por ende, para obtener dicha proyección se hace el producto de los resultados anuales obtenidos en el apartado anterior por dicho valor y por un coeficiente de conversión de kTep a m³²³.

Año	Oferta interna de GN (millones de m ³)	OIGN + 2 sigma	OIGN - 2 sigma
2006	48047	50.902	45.192
2007	50926	53.696	48.156
2008	54164	56.835	51.493
2009	56923	59.411	54.435
2010	59381	61.770	56.992
2011	61659	63.997	59.322
2012	63837	66.152	61.521
2013	65967	68.281	63.653
2014	68087	70.418	65.757
2015	70222	72.585	67.858
2016	72387	74.801	69.973
2017	74596	77.076	72.115
2018	76856	79.420	74.292
2019	79174	81.838	76.510
2020	81556	84.337	78.775

Tabla 2-3. Proyección de la oferta Interna de GN y su intervalo de confianza.

Se considera un intervalo de confianza de 2 sigmas, lo que equivale a un 95% de confianza para corroborar la precisión del modelo.

Valores reales del año 2006 (para el GN)			
Producción	51.819	OI	47.104
Importaciones	1428	OT	53.247
Exportaciones	6143		

Tabla 2-4. Datos reales de GN para el año 2006 (en millones de m³).²⁴

OI y OT se refieren a oferta interna y oferta total de GN, respectivamente.

Se comprueba que el valor real de oferta interna de GN de 2006 (47104 millones de m³) entra dentro del intervalo de confianza proyectado. De aquí en adelante se trabaja con el valor real.

²³ Se considera igual a 1,2794 m³/kTep.

²⁴ Fuente: Secretaría de Energía.

2.2. Exportaciones

En los últimos años las exportaciones han sido la variable de ajuste en los momentos en que Argentina ha sufrido picos de demanda interna. Por ende, se puede suponer que las mismas irán disminuyendo con el paso de los años a fin de afrontar el crecimiento de la demanda. Se propone un esquema de disminución donde se mantiene parcial o totalmente el flujo de gas por los gasoductos de mayor importancia por un tema técnico y a fin de evitar el suministro a determinados lugares que son críticos.

Las consideraciones son las siguientes:

- Para Chile se supone que se mantiene gran parte de las exportaciones directas a la planta de metanol en el sur y centro de Chile (gasoducto del Pacífico) para abastecer el mercado residencial.
- En el caso de Uruguay (gasoductos Petrouuguay y Cruz del Sur) se mantiene el 100% del flujo dado que Argentina es la única fuente de abastecimiento por el momento.
- Ídem con gasoducto Uruguayana ya que provee de gas natural a una central térmica homónima.

Los dos últimos forman parte del sistema de transporte nacional junto con GasAndes (Chile).

En las siguientes tablas²⁵ se muestran los volúmenes exportados por los gasoductos que se consideran de mayor importancia entre los años 2002 y 2006.

Luego, a partir de las exportaciones en el último año y de algunas proyecciones de organizaciones se pasa a programar un valor de estabilización a partir de los próximos años.

Año Destino	Exportaciones Directas (en mil m3)				
	Methanex PA	Methanex YPF	Methanex SIP	Methanex PTB	Pacífico
2002	699.643	616.501	402.136	-	284.265
2003	661.139	586.345	529.053	-	343.437
2004	633.180	549.734	568.816	-	398.472
2005	599.543	686.401	463.007	-	351.311
2006	602.999	483.258	333.950	83.541	415.097

Tabla 2-5. Parte de exportaciones directas a Chile en el período 2002-2006.

²⁵ Fuente: Enargas.

Año Destino	Sistema de Transporte (en mil m3)			
	GasAndes	Uruguayana	Petrouruguay	Cruz del Sur
2002	2.094.552	549.693	20.683	970
2003	2.478.520	411.220	29.887	38.264
2004	2.860.143	448.208	37.476	81.937
2005	1.973.590	341.523	29.212	73.386
2006	1.846.516	463.297	25.862	96.612

Tabla 2-6. Parte de las exportaciones a través del sistema de transporte en el período 2002-2006.

Año	Total (mil m3)	Total (Mm3/d)
2002	4.668.443	12,79
2003	5.077.865	13,91
2004	5.577.966	15,28
2005	4.517.973	12,38
2006	4.351.132	11,92

Tabla 2-7. Totales exportados de los volúmenes en las 2 tablas anteriores.

El descenso en las exportaciones sigue el siguiente plan:

Período	Proyección de exportaciones (Mm3/d)
2007-2009	10
2010-2020	6

Tabla 2-8. Exportaciones propuestas para el período 2007-2020.

Es decir, se propone una disminución más o menos gradual de tal manera de estabilizarse en torno a los 6 Mm3 diarios.

Los criterios adoptados para llegar a ese valor se muestran a continuación.

Valores de estabilización	Methanex	Uruguayana + PU + CDS	GasAndes + Pacífico	
Descripción	75% de 2006	100% de 2006	Demanda resid+com proyectada	Total
En mil m3	1.127.811	585.771	485.450	2.199.032
En Mm3/d	3,1	1,6	1,3	6,0

Tabla 2-9. Criterios adoptados para el valor de estabilización de las exportaciones.

Los valores que se muestran en la tabla corresponden a los valores de estabilización a partir del año 2010.

En el caso de Methanex se asegura un flujo equivalente al 75% del volumen transportado en el 2006.

Para los gasoductos Uruguayana, Petrouuguay y Cruz del Sur se asegura el 100% del flujo del pasado año. En el caso de Uruguay, Argentina es la única fuente de abastecimiento por el momento. Ídem con gasoducto Uruguayana ya que provee de gas natural a una central térmica homónima en el sur de Brasil.

Por último, en los gasoductos GasAndes y Pacífico se asegura un flujo que cubra la demanda residencial y comercial proyectada en los centros de consumo de Santiago y Concepción. Este valor corresponde al 14% de 9,5 Mm³ diarios según un informe elaborado por Comisión Nacional de Energía de Chile²⁶.

2.3. Proyección de la Oferta Total de GN

En función de lo anterior se procede al cálculo de la Oferta Total de GN que es la suma de la Oferta Interna y las exportaciones.

Año	Exportaciones (Mm ³ /día)	OI (Mm ³ /día)	Oferta Total (Mm ³ /día)	Oferta Total (Mm ³ /año)
2006	16,7	129,05	145,75	53.200
2007	10	139,52	149,52	54.576
2008	10	148,39	158,39	57.814
2009	10	155,95	165,95	60.573
2010	6	162,69	168,69	61.571
2011	6	168,93	174,93	63.849
2012	6	174,89	180,89	66.027
2013	6	180,73	186,73	68.157
2014	6	186,54	192,54	70.277
2015	6	192,39	198,39	72.412
2016	6	198,32	204,32	74.577
2017	6	204,37	210,37	76.786
2018	6	210,56	216,56	79.046
2019	6	216,92	222,92	81.364
2020	6	223,44	229,44	83.746

Tabla 2-10. Proyección de la Oferta Total de GN para el período 2007-2020.

3. RESERVAS Y PRODUCCIÓN POR CUENCA

En esta sección se analiza la evolución histórica de las reservas y la producción en las cuencas más importantes: Neuquina, Austral, Noroeste y San Jorge a fin de conocer la tasa de incorporación histórica de reservas y realizar una estimación probable hacia el futuro. Para esto último no sólo se consideran los datos históricos sino que se utilizan

²⁶ José Antonio Ruiz. 2006. Mercado de Gas Natural en Chile. Informe de la Comisión Nacional de Energía.

datos del United States Geological Service (USGS²⁷) como una fuente confiable sobre el volumen de reservas aún no descubiertas en la Argentina.

A su vez, en función de lo anterior se diagrama una separación de la oferta total de GN en producción e importación.

3.1. Evolución histórica de reservas por cuenca

En mil millones de m³

Año Cuenca	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
1991	344	90	145	13	592
1992	321	86	123	10	540
1993	314	64	124	14	516
1994	295	116	113	11	535
1995	344	136	122	16	618
1996	338	155	174	17	684
1997	329	160	172	21	682
1998	357	158	153	17	685
1999	377	171	165	33	746
2000	399	185	154	39	777
2001	378	176	162	47	763
2002	345	149	129	40	663
2003	311	138	125	38	612
2004	287	152	98	37	573
2005	205	124	75	36	439
promedios	54%	21%	22%	3%	

Tabla 3-1. Evolución histórica de reservas por cuenca y participación promedio de cada una en el total de reservas.²⁸

Las reservas se refieren a reservas probadas y corresponden a valores registrados a diciembre de cada año.

Dado aún no fue publicado el dato para el año 2006, de ahora en adelante se usa el correspondiente a 2005 que es el último confirmado.

²⁷ <http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/regions/reg6/r6arge.pdf>

²⁸ Fuente: CEARE, IAE y Secretaría de Energía.

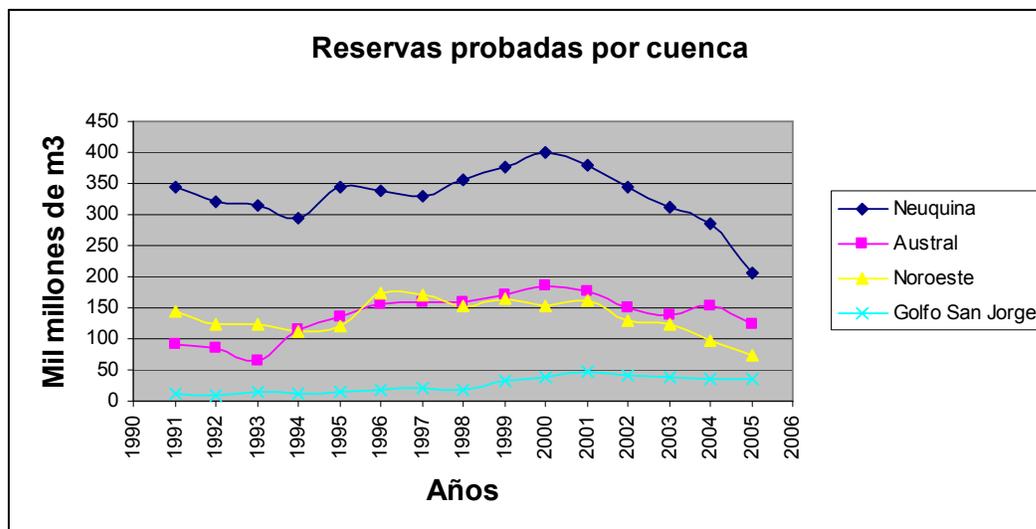


Gráfico 3-1. Evolución histórica de las reservas probadas de GN por cuenca en el período 1991-2005.

La cuenca Neuquina registra más del 50% de las reservas. Sin embargo, del Gráfico 3-1 se deduce que en los últimos años las reservas de dicha cuenca presentan una tendencia decreciente así como las del Noroeste. En la Austral y Golfo San Jorge no existen descensos notables en los niveles de reservas salvo casos puntuales.

3.2. Producción histórica por cuenca

Esta información no sólo es interesante para conocer la importancia de cada cuenca en lo que a producción se refiere sino que es útil para el cálculo de la tasa de incorporación de reservas.

En mil millones de m3

Año Cuenca	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
1991	13,6	5,8	2,5	1,7	23,6
1992	14,8	6,1	2,4	1,9	25,2
1993	15,3	6,9	2,5	1,9	26,6
1994	16,4	6,6	2,8	1,9	27,7
1995	18,4	7,2	3,1	1,7	30,4
1996	20,6	7,9	3,5	2,5	34,5
1997	21,3	8,2	4,8	2,7	37
1998	22,4	8	5,5	2,7	38,6
1999	25,1	8,4	6,3	2,5	42,3
2000	25,8	9	7,1	2,8	44,7
2001	25,9	9	7,8	3,2	45,9
2002	25,6	8,8	7,9	3,5	45,8
2003	29,86	9,01	8,43	3,62	50,92
2004	31,71	9,14	7,46	3,83	52,14
2005	30,2	9,66	7,11	4,29	51,26
promedios	58%	21%	13%	7%	

Tabla 3-2. Producción histórica por cuenca y participación promedio de cada una en la producción total.²⁹

3.3. Incorporación de reservas por cuenca

La tasa de incorporación está relacionada tanto con las reservas como con la producción de la siguiente manera:

$$R_t = R_{t-1} - P_t + IR_t \quad (3-1)$$

Donde las variables con el subíndice t representan el valor de la variable a fin del año t. IR es la tasa de incorporación de reservas. Despejando esta tasa de (3-1) se obtiene:

$$IR_t = R_t - R_{t-1} + P_t \quad (3-2)$$

²⁹ Fuente: Secretaría de Energía

En mil millones de m³

Año Cuenca	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
1992	-8,2	2,1	-19,6	-1,1	-26,8
1993	8,3	-15,1	3,5	5,9	2,6
1994	-2,6	58,6	-8,2	-1,1	46,7
1995	67,4	27,2	12,1	6,7	113,4
1996	14,6	26,9	55,5	3,5	100,5
1997	12,3	13,2	2,8	6,7	35
1998	50,4	6	-13,5	-1,3	41,6
1999	45,1	21,4	18,3	18,5	103,3
2000	47,8	23	-3,9	8,8	75,7
2001	4,9	0	15,8	11,2	31,9
2002	-7,4	-18,2	-25,1	-3,5	-54,2
2003	-4	-1,7	3,9	1,7	-0,1
2004	7,2	22,9	-19,1	2,5	13,5
2005	-51,8	-18,7	-16,1	3,1	-83,5
promedios (s/2005)	18,1	12,8	1,7	4,5	37,2
promedios positivos	28,7	22,4	16	6,9	56,42
valores máximos	67,4	58,6	55,5	18,5	

Tabla 3-3. Incorporación de reservas por cuenca y promedios.

Los promedios calculados por cuenca excluyen el valor del año 2005 porque tiene características que lo diferencian considerablemente de los otros años del período. En él todas las cuencas, a excepción de San Jorge, presentan valores negativos y particularmente la primera de ellas, razón por la cual se prefiere trabajar con el período 1992-2004.

Los promedios positivos se usan en un análisis posterior.

3.4. Proyecciones

Para la proyección de producción por cuenca se realiza un estudio simultáneo con las reservas donde se siguen los siguientes criterios y supuestos:

- Se establece una relación reservas-producción (R/P) y una relación R/Total recurso a fin del período para cada cuenca (en principio la misma). R representa las reservas probadas³⁰ y Total recurso es la suma de reservas probadas, probables³¹ y no descubiertas.

³⁰ Las reservas probadas son las cantidades que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas, los métodos, y las regulaciones gubernamentales actuales. Debe existir al menos un 90 % de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas sean iguales o excedan al estimado.

³¹ Las reservas probables son las reservas no probadas sobre las que el análisis geológico e ingenieril de los datos sugiere que es más probable que sean producidas que no lo sean. Debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que la recuperada final iguale o exceda la suma las reservas probadas más las probables. (fuente: organización internacional Society of Petroleum Engineers)

- Para las reservas no descubiertas se utilizan datos provistos por el último estudio realizado por el USGS en el año 2000. Se consideran los valores medios estimados de reservas on-shore y off-shore con excepción de Malvinas.
- No se incluyen otras cuencas adicionales a las existentes.
- Se considera un comportamiento lineal en la evolución de las reservas.

Estos criterios se cuantifican de la siguiente manera:

Valores para 2020	
R/P 2020 (años)	8,5
R/Total recurso	50%

Tabla 3-4. Escenario supuesto para 2020.

En mil millones de m³

	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
on-shore	351,6	115,9	40,7	78,4	586,6
off-shore	0	96,8	0	28,3	125,2
Total	351,6	212,8	40,7	106,7	711,7

Tabla 3-5. Valores medios de Reservas no descubiertas por cuenca según informe de USGS.

En mil millones de m³

		Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
Reservas	Probadas	204,7	123,7	74,7	35,5	438,6
	Probables	92,1	99,3	36,8	20,5	248,7
Recursos no descubiertos	on-shore	351,6	115,9	40,7	78,4	586,6
	off-shore	0	96,8	0	28,3	125,2
Total		648,3	435,8	152,2	162,7	1399,1

Tabla 3-6. Resumen de reservas y recursos.

Se considera un escenario donde la relación entre reservas probadas resulte igual a la actual pero cuya participación dentro del total recurso alcance el 50% cuando en la actualidad es del 31%.

La razón de suponer un ratio R-P constante tiene que ver con agregar certidumbre a los diferentes actores interesados en el futuro de este hidrocarburo. En este caso se opta por considerar el ratio R-P actual como un objetivo de mínima.

Una vez definidos los criterios en forma cuali y cuantitativa se procede a mencionar los pasos seguidos en el análisis.

1. Cálculo de las reservas y de la producción por cuenca en el año 2020 en función de la información de la Tabla 3-4 .
2. Cálculo de la tasa de incorporación de reservas al final del período y comparación con:
 1. la cantidad de reservas factible de ser incorporada según USGS y las reservas posibles.
 2. El promedio positivo de incorporación en cada cuenca.³²
3. Elección del mínimo de los anteriores valores y estimación de la producción en el año 2020 a partir de la siguiente ecuación que se deduce de aplicar sucesivamente de (3-1) y la suposición de linealidad en la producción. Ello resulta en la siguiente ecuación:

$$P_{2020} = \frac{IR_{total} + R_{2006} + P_{2006} \times \left(\frac{105}{14} - 15\right)}{\frac{105}{14} + \frac{R}{P}} \quad (3-3)$$

4. Cálculo de producción y reservas en cada año a partir de (2-1).

La ventaja de este método es que permite realizar una proyección de la producción en función de las potencialidades que cada cuenca posee. El pasado se toma como referencia para limitar el ritmo de incorporación de reservas pero no se extrapolan los porcentajes de participación de cada cuenca en el total país.

Los resultados para el modelo que cumple con las restricciones enunciadas son los siguientes:

En mil millones de m³

Año	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
R 2006	204,7	123,7	74,7	35,5	438,6
R 2020	216,5	197,8	56	54,9	525,2
Incorporación total	401,3	312,1	77,5	96	886,9
Incorporación anual	28,7	22,3	5,5	6,9	63,3

Tabla 3-7. Resumen de reservas e incorporación.

³² Este dato obtenido de la Tabla 3-3 refleja una visión optimista en la incorporación de reservas. En el Anexo I.2.2 se hace un breve análisis de las condiciones requeridas para que esto se lleve adelante.

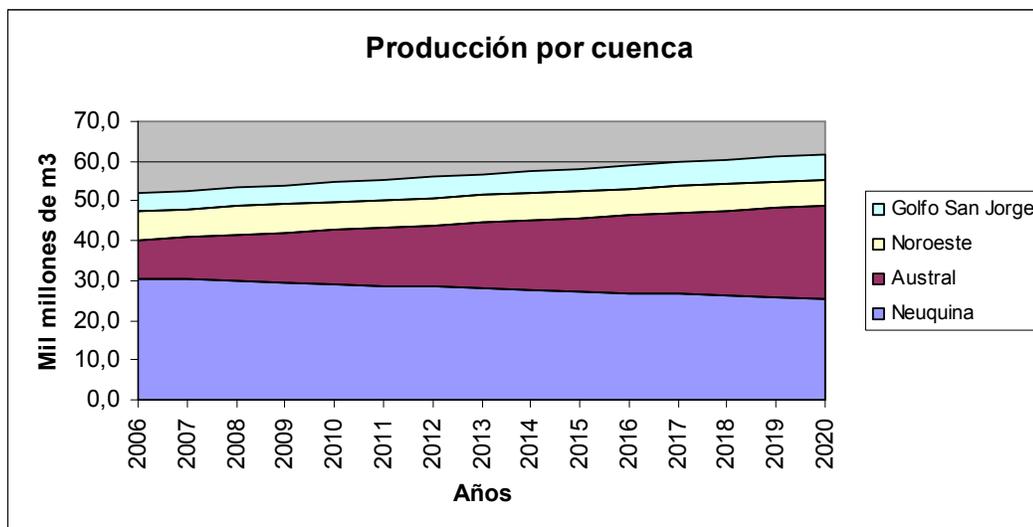


Gráfico 3-2. Evolución de producción por cuenca.

La conclusión es que habrá un aumento en la producción nacional de alrededor de 10 mil millones de m³ anuales pero no será en forma homogénea en las diferentes cuencas. Mientras que las cuencas del Noroeste y Neuquina experimentarán un descenso en la producción, las cuencas Austral y San Jorge aumentarán su producción a raíz del descubrimiento de nuevas reservas existentes y pasarán a ocupar un rol de mayor importancia.

En mil millones de m³

Año	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
2006	30,5	9,8	7,2	4,3	51,8
2007	30,2	10,7	7,1	4,5	52,5
2008	29,8	11,7	7,1	4,6	53,2
2009	29,4	12,7	7,1	4,8	54,0
2010	29,1	13,6	7,0	4,9	54,6
2011	28,7	14,6	7,0	5,1	55,4
2012	28,4	15,6	6,9	5,2	56,1
2013	28,0	16,5	6,9	5,4	56,8
2014	27,6	17,5	6,8	5,5	57,4
2015	27,3	18,4	6,8	5,7	58,2
2016	26,9	19,4	6,8	5,8	58,9
2017	26,6	20,4	6,7	6,0	59,7
2018	26,2	21,3	6,7	6,2	60,4
2019	25,8	22,3	6,6	6,3	61,0
2020	25,5	23,3	6,6	6,5	61,9

Tabla 3-8. Evolución de producción por cuenca.

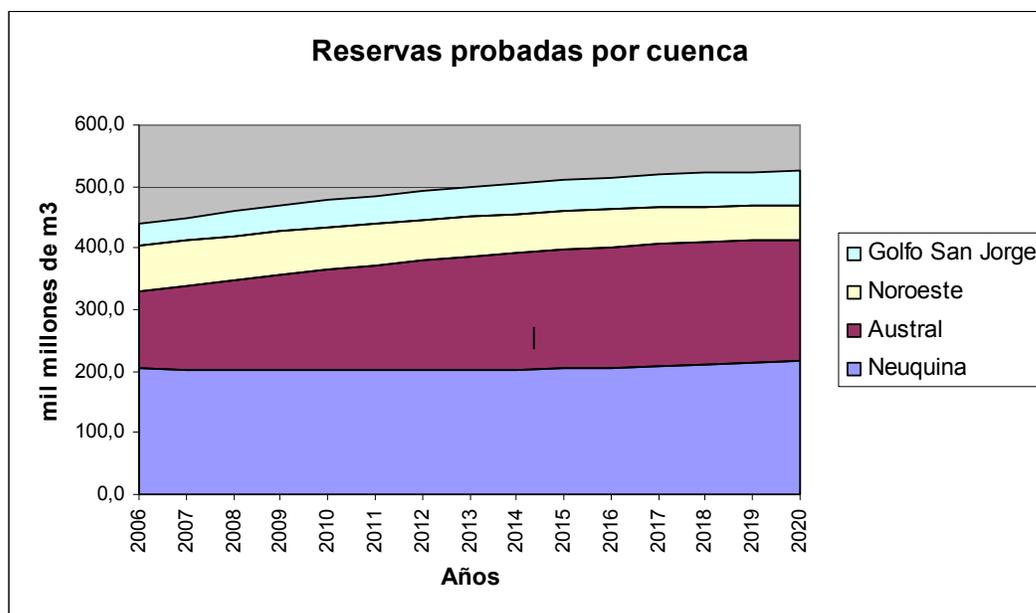


Gráfico 3-3. Evolución de las reservas probadas por cuenca.

En mil millones de m3

Año	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge	Total
2006	204,7	123,7	74,7	35,5	438,6
2007	203,2	135,3	73,1	37,9	449,5
2008	202	145,9	71,6	40,1	459,6
2009	201,3	155,5	70	42,1	469
2010	200,8	164,2	68,6	44,1	477,6
2011	200,8	171,9	67,1	45,8	485,6
2012	201,1	178,6	65,7	47,4	492,9
2013	201,8	184,4	64,4	48,9	499,4
2014	202,8	189,2	63	50,2	505,2
2015	204,2	193	61,8	51,4	510,3
2016	205,9	195,9	60,5	52,4	514,7
2017	208	197,8	59,4	53,2	518,4
2018	210,5	198,8	58,2	53,9	521,4
2019	213,3	198,8	57,1	54,5	523,7
2020	216,5	197,8	56	54,9	525,2
Reservas restantes de incorporar	42,3	0	0	31,2	73,6

Tabla 3-9. Evolución de reservas por cuenca.

Reservas restantes de incorporar se refiere a la diferencia entre reservas probables y no descubiertas al iniciar el período menos la incorporación de reservas durante ese intervalo.

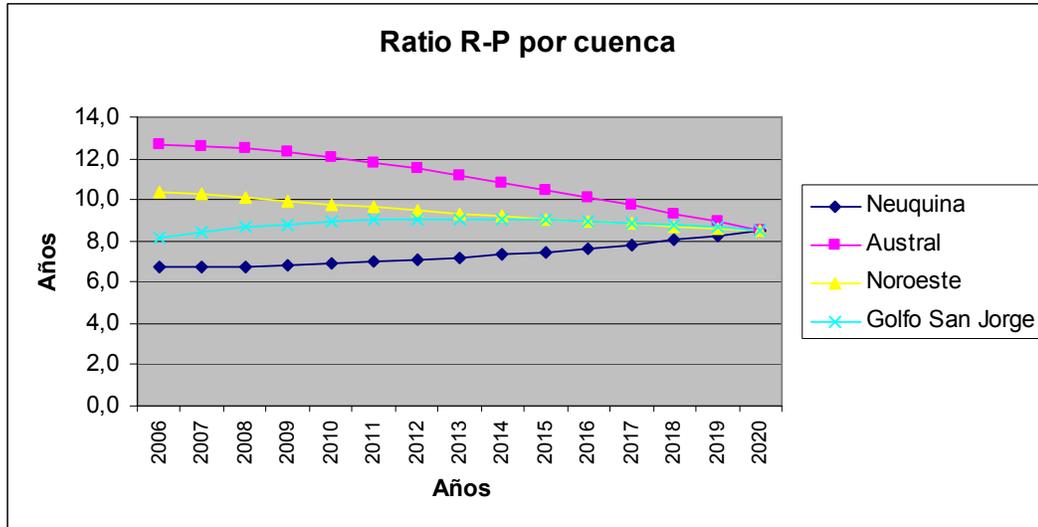


Gráfico 3-4. Evolución del ratio R-P por cuenca.

El hecho de que los ratios de todas las cuencas tiendan a unificarse en torno a 8,5 años tiene que ver con la suposición hecha en un principio. Si bien es una simplificación ya que la misma podría diferir en las cuencas podría justificarse desde el punto de vista de tener certidumbres similares sobre el futuro de las reservas.

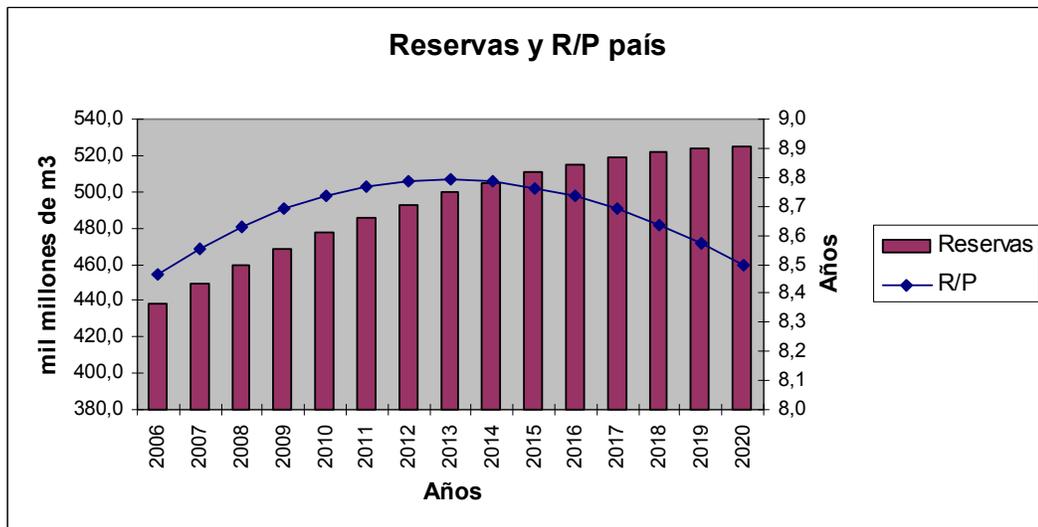


Gráfico 3-5. Reservas probadas y ratios R-P a nivel país.

Se observa que el ratio del año 2020 coincide con el actual, lo cual es parte de los supuestos. Sin embargo, el comportamiento de este ratio no es constante ni lineal debido a que la incorporación de reservas se mantiene constante y la producción total crece linealmente. Las reservas aumentan más rápidamente en los primeros años y luego desaceleran este crecimiento haciendo que el ratio crezca hasta el 2013, momento en que comienza el descenso hasta llegar al valor objetivo.

4. IMPORTACIONES

4.1. Importaciones necesarias

Por la forma en que se elabora el Balance Energético Nacional (BEN) la Oferta Total incluye la producción más importaciones menos el gas no aprovechado (venteo, por ejemplo). Dado que este último es una actividad vinculada a la producción puede considerarse como un porcentaje sobre esta última. Este porcentaje ha variado considerablemente en la serie histórica pero en los últimos 4 años se ha estabilizado en torno al 4%, razón por lo cual parece lógico considerar este valor para la producción futura.

Las pérdidas y consumos en transporte están incluidas dentro de la oferta, por lo tanto no se tiene en cuenta adicionalmente.

Una vez definida la producción y el gas no aprovechado relacionado se analizan los volúmenes a importar. La siguiente ecuación resume lo anterior:

$$OT = PROD - No_aprovechado + IMPO \quad (4-1)$$

Despejando las importaciones resulta:

$$IMPO = OT - PROD + No_aprovechado \quad (4-2)$$

Donde:

OT: Oferta Total de GN

IMPO: importaciones

En mil millones de m³

Año	Oferta total	Producción total	No aprovechado ³³	Importaciones necesarias
2006	53,2	51,8	1	2,4
2007	54,6	52,5	1,1	3,1
2008	57,8	53,2	1,1	5,6
2009	60,6	54	1,1	7,7
2010	61,6	54,7	1,1	8
2011	63,8	55,4	1,1	9,6
2012	66	56,1	1,1	11,1
2013	68,2	56,8	1,1	12,5
2014	70,3	57,5	1,2	13,9
2015	72,4	58,2	1,2	15,3
2016	74,6	58,9	1,2	16,8
2017	76,8	59,7	1,2	18,3
2018	79	60,4	1,2	19,9
2019	81,4	61,1	1,2	21,5
2020	83,7	61,8	1,2	23,2

Tabla 4-1. Volúmenes de GN a importar.

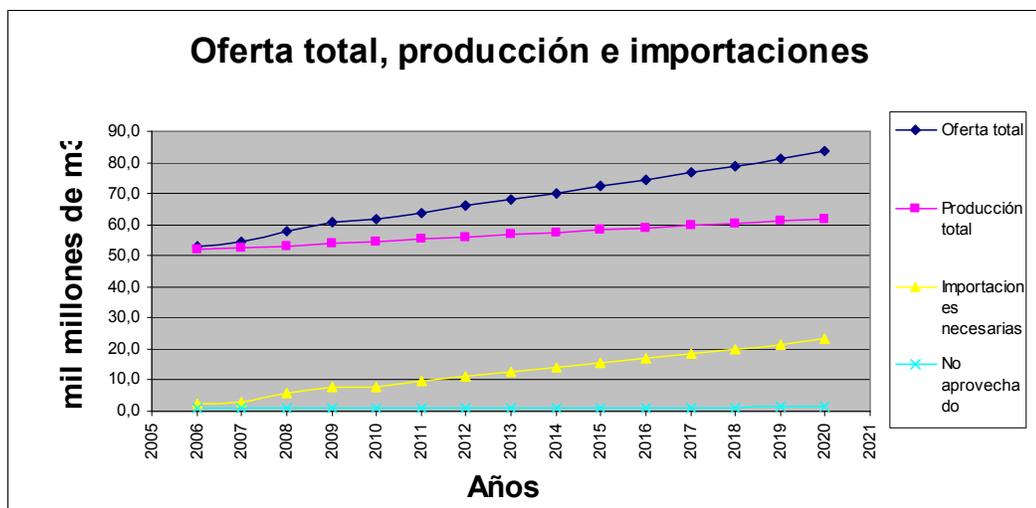


Gráfico 4-1. Evolución de Oferta Total, producción e importaciones.

Sin embargo, las importaciones de la Tabla 4-1 han de ser corregidas dado que los usos de los volúmenes a importar tienen algunas diferencias con los volúmenes correspondientes a la producción local. Esta corrección tiene que ver con la manera que se elabora el BEN. Dentro de los destinos de la oferta existen algunos como consumo en yacimiento, inyección a formación y retenido en planta que no deberían ser considerados dentro de los volúmenes importados.

Si bien la mayor parte del análisis de oferta se hace en base a datos de la Secretaría de Energía en este caso se opta por recurrir a los datos de Enargas a fin de discriminar el

³³ Se considera un 2% sobre la producción.

porcentaje de gas sobre la producción que corresponde a los tres conceptos mencionados en el párrafo anterior. A este nuevo valor de importaciones se lo denomina **importaciones necesarias corregidas**.

En rigor, se hace el cociente entre los conceptos mencionados y la diferencia entre producción y venteo dado que la importación constituye oferta. Sólo restaría las pérdidas pero éstas están consideradas dentro de la oferta.

El promedio en porcentaje durante el período 1993-2005 es del 15%, tomando valores más cercanos al 20% durante los últimos años. El efecto de este porcentaje es una reducción en el volumen a importar entonces se opta por usar el 15% de tal manera de usar un valor más conservador. En el Anexo 2.3 se detallan los cálculos realizados.

Año	En mil millones de m3	En millones de m3/día
	Importaciones necesarias corregidas	Importaciones necesarias corregidas
2006	2,1	5,6
2007	2,6	7,2
2008	4,8	13,1
2009	6,5	17,9
2010	6,8	18,6
2011	8,1	22,3
2012	9,4	25,7
2013	10,6	29,1
2014	11,8	32,4
2015	13,0	35,7
2016	14,3	39,2
2017	15,6	42,7
2018	16,9	46,3
2019	18,3	50,1
2020	19,7	54,0

Tabla 4-2. Importaciones necesarias corregidas.

4.2. Importaciones sin contrato

Una vez definidos los volúmenes a importar debe determinarse el origen de los mismos. En principio, las alternativas a analizar en lo que a fuentes se refiere son: gas boliviano y gas natural licuado (GNL) y la posible combinación entre ellas.

El Gobierno Argentino ya ha firmado un contrato con su par Boliviano en octubre de 2006 en el cual se asegura un flujo diario total de 27,7 millones de m3 a partir de 2010. Por ende, el mayor interés reside en analizar el excedente por sobre esa cantidad de acuerdo a las proyecciones realizadas anteriormente.

El llevar a cabo este supuesto implica que el contrato firmado entre Bolivia y Argentina en octubre de 2006 va a cumplirse. Esto parece bastante razonable en función del

proceder histórico de Bolivia en lo que a cumplimiento de contratos de compra-venta de GN respecta y de la importancia que estos ingresos representan para la economía boliviana. La extracción de crudo y gas representan el 8% del PBI de este país³⁴ y más del 90% de la producción de GN tiene como destino la exportación.

A continuación se analiza a cuánto asciende ese volumen y en el próximo capítulo se hace un análisis de alternativas que permitan cubrir esas cantidades.

De ahora en más, a excepción de alguna oportunidad en que se considere necesario, las cantidades se muestran en millones de m3 por día³⁵ (Mm3/d) dado que suelen ser más representativos a la hora de hacer comparaciones.

En millones de m3 diarios

Año	Importaciones necesarias	Importaciones contratadas	Importaciones a cubrir (no contratadas)
2006	5,6	5,6	0
2007	7,2	7,7	0
2008	13,1	16	0
2009	17,9	16	1,9
2010	18,6	27,7	0
2011	22,3	27,7	0
2012	25,7	27,7	0
2013	29,1	27,7	1,4
2014	32,4	27,7	4,7
2015	35,7	27,7	8
2016	39,2	27,7	11,5
2017	42,7	27,7	15
2018	46,3	27,7	18,6
2019	50,1	27,7	22,4
2020	54	27,7	26,3

Tabla 4-3. Importaciones contratadas y adicionales (no contratadas)

Se observa que en el año 2009 se produce un faltante sobre el volumen contratado; sin embargo, dado que es un punto aislado se considera que este valor se puede cubrir con un pequeño aumento de la producción durante ese año. Representan mayor interés los volúmenes necesarios a cubrir a partir de 2013 dado que hay un aumento progresivo en las cantidades y por ello se consideran éstos en los análisis posteriores.

5. PRECIOS Y COSTOS

El análisis económico que se desarrolla en el presente trabajo tiene que ver exclusivamente con los costos de abastecimiento de GN en city gate Gran Buenos Aires (GBA).

³⁴ Instituto Nacional de Estadísticas de Bolivia (INE).

³⁵ Se toma 1 año = 365 días.

Se deja de lado todo tema relacionado con tarifas vigentes para los diferentes sectores de consumo.

En este apartado se muestra información relacionada con las tarifas actuales de transporte dentro de la Nación y se hacen proyecciones de los precios de gas natural licuado (GNL) cuyo comportamiento puede tomarse como base para estimar el precio de gas natural en la región en el largo plazo.

Se muestran además algunos costos que pueden utilizarse como referencia para estimar las inversiones en gasoductos. Este dato es de interés para estimar los costos de transporte ya que éstos deben ser tales que permitan genera un repago de dichas inversiones en un período que suele estar entre 20 y 25 años (duraciones habituales de proyectos de esta envergadura) y a tasas de descuento cuyo valor se discute posteriormente.

5.1. Costos de Gasoductos

En general las inversiones en gasoductos se pueden simplificar al expresarlos en función del diámetro del gasoducto y de la distancia a recorrer (como U\$\$/pulg/m). Luego, los respectivos costos se pueden obtener en función de la anualización de dichas inversiones, costos de operación y mantenimiento (puede ser un porcentaje de la inversión total) y un beneficio.

A continuación se muestra información de dos fuentes diferentes que se toma como base.

La primera surge de recolectar datos de proyectos realizados en EEUU³⁶.

³⁶ Oil & Gas Journal. 2004. Databook. Ed Penwell.

Pulgadas	Longitud (km)	Inversión (mil U\$S)	U\$S/pulg.km
8	5	847	22.057
8	7	1.798	30.537
10	3	994	31.063
10	9	2.614	30.652
12	2	646	33.646
16	4	2.863	41.421
20	10	6.839	32.729
20	13	6.411	24.673
20	15	9.846	32.051
20	28	20.381	36.395
24	25	14.598	24.045
24	66	45.237	28.733
30	42	33.445	26.493
30	347	352.945	33.885
36	56	73.448	36.433
42	12	17.693	35.058
42	13	22.026	39.254
48	40	53.483	27.580

Tabla 5-1. Inversión en gasoductos según proyectos realizados en EEUU.

Si bien los datos tienen bastante desvío sirven como referencia. El **promedio** es de **31.500 U\$S/pulg.km** con **máximos** de **40.000 U\$S/pulg.km**.

A ello hay que sumarle el costo de los equipos de compresión. Sin embargo, esto se deja fuera del análisis ya que depende de varios factores, entre ellos el diámetro, el material del caño, etc.

La siguiente fuente hace la distinción de inversiones en función del terreno, lo cual es más correcto. Sin embargo, dicha fuente es de 2002 por lo cual se estima que los valores están algo desactualizados.

COSTOS DE INVERSIÓN EN LA TUBERÍA

Tipo de terreno	Costo unitario (dólares / pulgada-km.)
Llanos sin roca arenosa	16,000
Colinas suaves	18,000
Terreno difícil	20,000
Montaña rocosa y cruces de agua	24,000

Fuente: CEPAL, sobre la base de costos unitarios proporcionados por PDVSA-Gas

Tabla 5-2. Inversión en gasoductos

El Banco Mundial publica una regla a la que llama “regla del dedo gordo” (Rule-of-Thumb) en la que ofrece un estimado inicial que asocia a sólo dos variables, el diámetro y la longitud. De acuerdo a esta regla el costo se sitúa entre 15 y 30 dólares por cada pulgada de diámetro y por cada metro de longitud³⁷.

5.2. Precios de Gas Natural

Se utiliza moneda constante a fin de trabajar con valores de una fecha determinada y dejar de lado los efectos de la inflación.

A excepción de análisis intermedios donde se trabaje a valores nominales en dólares, los resultados se expresan en dólares de 2006 (US\$ 2006). Con esto se refiere a dólares a final de ese año o a principios de 2007.

5.2.1. Precios en algunos mercados de referencia

Primero se comparan valores históricos de algunos sitios que pueden ser tomados como referencia de los mercados regionales más importantes: EEUU, Canadá y Europa. Luego, en función de las proyecciones obtenidas de fuentes como EIA se proyecta un intervalo aproximado de precios para tener una idea de los posibles precios regionales y hacer una inferencia para nuestra región. El intervalo se hace en función de las diferencias entre el precio en boca de pozo de EEUU (de ahora en adelante wellhead price).

No se analizan valores históricos de la región dado que se considera que no serán representativos en un futuro cercano. Por dar un ejemplo, en 3 años el precio de gas que Bolivia exportaba a la Argentina pasó de menos de 2 dólares a 5 dólares en 2006.

³⁷ http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2370.htm

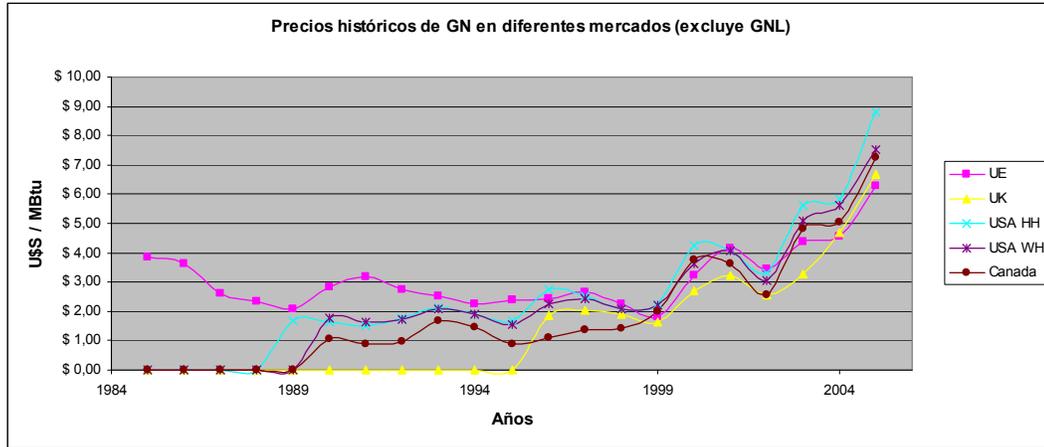


Gráfico 5-1. Serie histórica de precios de GN en diferentes mercados (en dólares nominales).³⁸

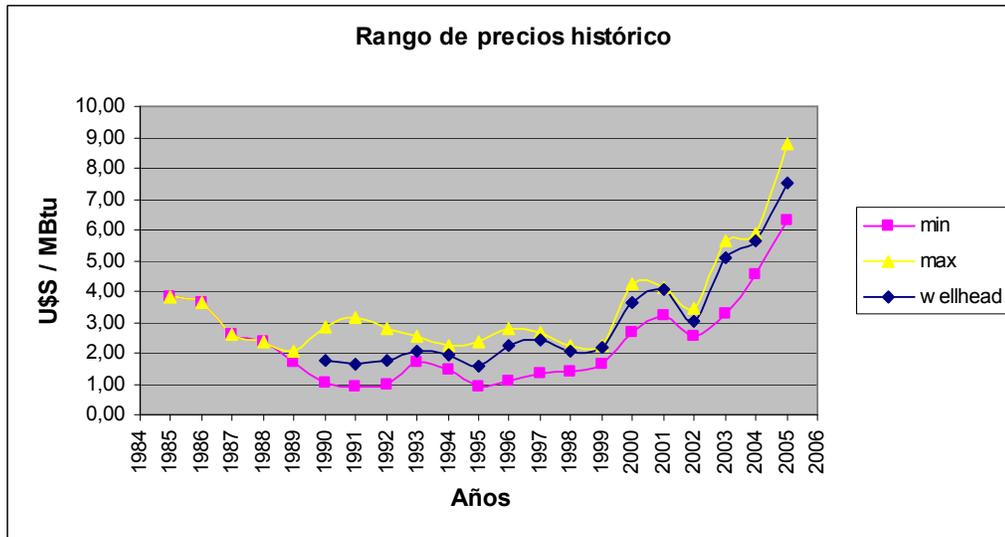


Gráfico 5-2. Rango de precios históricos en torno al wellhead price (en dólares nominales).

Se estudian las diferencias en torno al wellhead price (WH) y se extrapolan hacia el futuro de la siguiente manera:

- Precio máximo: precio de GNL en EEUU
- Precio mínimo: WH – promedio de diferencias

Donde **diferencia** surge de la resta entre el máximo y el mínimo precio en el año t dividido 2.

³⁸ Fuente: Annual Energy Outlook 2007 (EIA)

El hecho de que se tome el precio de GNL como una cota superior tiene que ver con que en el futuro este producto tenderá a convertirse en un commodity, razón por la cual los mercados irán adoptándolo como estándar.

La cota inferior en el precio podría ser un valor guía para el mercado regional sudamericano. Los precios históricos en la región fueron siempre inferiores a los del resto del mundo pero a partir de 2004 con la crisis argentina y su necesidad de GN sumado al interés de Bolivia por aumentar su rentabilidad sobre este recurso tan valorado ha llevado a que los precios se acerquen más a los internacionales por lo cual es lógico pensar que pueda seguir en ese camino.

Por supuesto que habrá que adoptar un valor acorde al de Argentina esté en condiciones de pagar. Tampoco Bolivia podría pensar en un precio cercano al de GNL por cuanto de querer llevar adelante esta alternativa para exportar a EEUU o México el valor que percibiría sería el de **netback**:

$$P_{netback} = P_{ref} - c_{regas} - c_{transp_mar} - c_{licuef} - c_{transp_gasod} \quad (5-1)$$

Donde:

P_{netback}: es el precio que percibiría Bolivia

P_{ref}: es el precio en el mercado de referencia donde se está exportando. Por ejemplo el precio Henry Hubb.

C_{regas}: costo de regasificación

C_{transp_mar}: costo de transporte en buque

C_{licuef}: costo de licuefacción

C_{transp_gasod}: costo de transporte por gasoducto desde la cuenca hacia el puerto que podría localizarse al sur de Perú.

A continuación se estudia la proyección del rango de precios en moneda real o constante. El análisis en moneda nominal se puede ver en el Anexo. Los índices de precios utilizados para pasar de moneda nominal a real o constante son los proyectados por la Energy Information Administration (EIA), dependiente del Gobierno de EEUU.

U\$S 2006

Año	Wellhead	WH – prom dif	GNL en EEUU ³⁹
2007	6,85	6,18	7,22
2008	6,79	6,14	7,18
2009	6,24	5,59	6,66
2010	5,93	5,30	6,42
2011	5,49	4,87	5,96
2012	5,33	4,72	5,81
2013	5,17	4,56	5,66
2014	5,20	4,61	5,69
2015	5,14	4,56	5,62
2016	5,24	4,67	5,71
2017	5,45	4,88	5,93
2018	5,36	4,81	5,92
2019	5,30	4,76	5,93
2020	5,39	4,85	5,98

Tabla 5-3. Proyección de rango de precios.

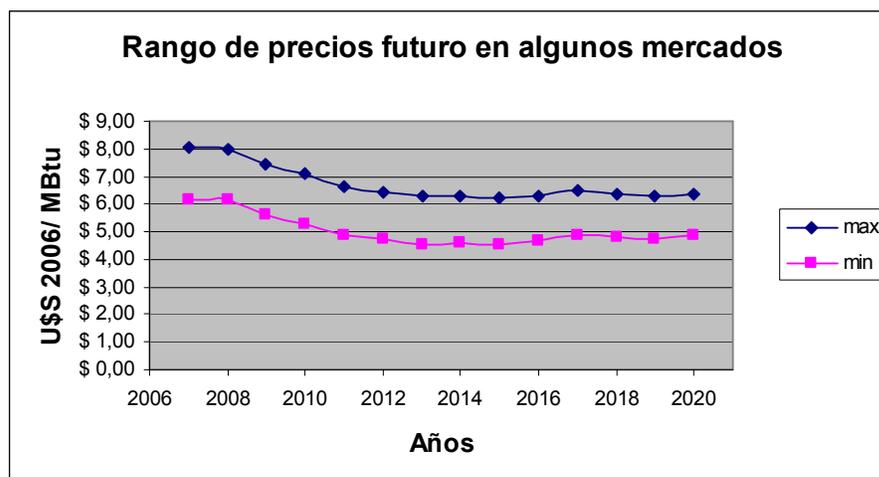


Gráfico 5-3. Proyección de rango de precios.

5.2.2. Precio de GNL en Argentina

Es difícil decir a qué precio podría llegar el GNL a la Argentina. Sin embargo, se puede hacer una estimación a partir de la proyección de este precio para EEUU considerando el diferencial de transporte. Para ello hay que seleccionar una fuente de aprovisionamiento. Para este estudio se toma como referencia Trinidad y Tobago por ser el principal abastecedor de GNL a EEUU. Entre 2002 y 2006 EEUU ha importado desde T&T un 70% de su consumo de GNL⁴⁰.

El diferencial de costo se calcula de la siguiente manera:

³⁹ Fuente: EIA (incluye costo de regasificación)

⁴⁰ Informe de importaciones de EIA.

1. Se analizan las distancias entre una terminal de la costa este de EEUU (Cove Point, Baltimore) y Trinidad y Tobago y Buenos Aires-Trinidad y Tobago⁴¹.
2. Se considera un costo de transporte en dólares por km y MBtu constante en términos reales dentro del período. El costo de transporte de GNL considerado es de 0,33 U\$S 2006 / MBtu cada mil km [James T. Jensen, 2004].
3. Se obtiene el diferencial de costo a partir del producto del diferencial de distancia y el costo mencionado en 2.

	distancia	U\$S / MBtu
T&T - Baltimore (Cove Point)	3500	1,16
T&T - Buenos Aires	8600	2,84

Tabla 5-4. Distancias y costos asociados a los puntos de referencia de cada mercado.

En U\$S 2006

Año	GNL en EEUU	GNL en Argentina
2006	7,24	8,92
2007	7,22	8,91
2008	7,18	8,86
2009	6,66	8,34
2010	6,42	8,10
2011	5,96	7,64
2012	5,81	7,49
2013	5,66	7,34
2014	5,69	7,38
2015	5,62	7,31
2016	5,71	7,39
2017	5,93	7,61
2018	5,92	7,60
2019	5,93	7,61
2020	5,98	7,67

Tabla 5-5. Proyecciones de precios de GNL en EEUU y Argentina.

Este análisis es aproximado dado que habría que adicionar el costo de transporte por gasoducto hasta el centro de consumo GBA. Esto se hace durante el análisis de la alternativa que contempla la importación de GNL.

5.3. Precios de Combustibles alternativos

Los combustibles a considerar son gasoil y fuel oil ya que son los típicos sustitutos del gas natural como se analizará posteriormente. La metodología empleada para su

⁴¹ Se miden los recorridos marítimos entre los puntos en el software Google Earth. En T&T se toma un punto geográfico no representativo de la exportación pero que no afecta las distancias por la magnitud de las mismas.

proyección es a partir de correlaciones con el precio del crudo WTI proyectado por EIA en su escenario de referencia. Este fue propuesto en marzo de 2007 y se observa en el siguiente gráfico.

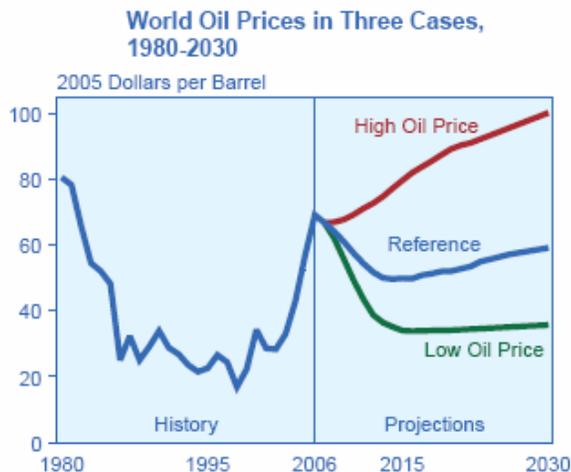


Ilustración 5-1. Proyecciones de EIA para el WTI en 3 escenarios (Para el análisis se usa el de referencia). Elaboración: EIA

A continuación proyectan los precios de mercados de referencia (Nueva York) conjuntamente con el precio de GNL en Argentina calculado anteriormente para ver las diferencias.

Las regresiones se pueden ver en el Anexo 2.4. Los ajustes son muy buenos dado que son combustibles derivados y por ende la relación es causal.

En US\$ 2006

Año	Crudo WTI	Gasoil (NY)	Fuel oil (NY)	GNL en Arg.
2007	72,40	15,58	8,43	8,91
2008	67,20	14,44	7,86	8,86
2009	62,83	13,49	7,37	8,34
2010	59,27	12,72	6,98	8,10
2011	56,42	12,10	6,66	7,64
2012	54,27	11,63	6,42	7,49
2013	52,83	11,32	6,25	7,34
2014	52,05	11,16	6,16	7,38
2015	51,88	11,12	6,13	7,31
2016	52,24	11,21	6,16	7,39
2017	53,10	11,40	6,25	7,61
2018	54,50	11,71	6,39	7,60
2019	56,34	12,11	6,58	7,61
2020	58,65	12,62	6,82	7,67

Tabla 5-6. Proyección de precios de combustibles alternativos y comparación con precio de GNL en Arg..

Los nombres exactos de los combustibles de referencia son:

- **Fuel oil:** New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur
- **Gasoil:** New York Harbor No. 2 Heating Oil

En principio el fuel oil seguiría siendo más económico que el GNL; sin embargo este último parecería ser más competitivo que el gasoil por lo que en caso de poder optar entre los dos combustibles el GNL resultaría una alternativa válida.

Esto es fundamentalmente interesante para las centrales térmicas que pueden operar con diferentes esquemas de combustible. Puntualmente las TG y CC pueden operar con gas o gasoil. Por ende, son las que representan mayor interés en este análisis dado que de cumplirse la proyección que se muestra en la Tabla 5-6 serían las consumidoras obligatorias del GNL.

IV. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo parte de las proyecciones de precios y volúmenes realizados con anterioridad y analiza las siguientes alternativas para la importación de GN adicional a la ya contratada con Bolivia:

- Importaciones adicionales de Bolivia (A1)
- Importación de gas natural licuado (GNL) (A2)
- Escenario que combina las opciones anteriores (A3)

Además lleva a cabo un breve análisis de importación desde Venezuela para conocer la posible competitividad de esta opción.

El estudio hace hincapié en cuestiones técnico-económicas y se mencionan algunos aspectos cualitativos cuyo ponderación puede variar en función de las circunstancias por las que atraviese el país y el grupo de especialistas que esté encargado de tomar las decisiones.

En función del análisis económico se hace un ordenamiento de las alternativas.

Finalmente se realiza un racconto sobre las posibles maneras de financiar proyectos de infraestructura como los involucrados en el presente estudio.

2. MODELO CONCEPTUAL

En él se describe:

- la metodología empleada en el análisis de alternativas
- consideraciones y simplificaciones del análisis
- algunos valores de parámetros y variables que no se mencionaron en etapas previas pero que inciden directamente sobre los resultados.

2.1. Metodología

El presente análisis del abastecimiento gasífero se hace en función del menor costo del gas en city gate Buenos Aires.

Dado que se utiliza una perspectiva macro y lo que se busca es minimizar el costo de abastecimiento de un insumo clave para el sector público⁴² y para el desarrollo

⁴² El transporte de gas natural junto a la distribución también constituyen un servicio público de acuerdo con la Ley 24076.

productivo del país el rol más apropiado para ocupar en el estudio es el del Estado argentino.

Se realiza este comentario pues siempre es importante dejar en claro desde qué perspectiva se analizan los costos. A diferencia de una evaluación de proyecto privada donde se busca maximizar la ganancia del accionista, en este tipo de evaluaciones se busca maximizar el beneficio de la sociedad en su conjunto. Ello involucra no sólo a la población sino también a las empresas que exigen al gobierno mejores servicios a cambio de los impuestos que abonan y de los miles de puestos de trabajo que generan.

En base a la bibliografía consultada [Sullivan, 2004; Baca Urbina, 2005; Fontaine, 1994] se desprende que el método más empleado en estas evaluaciones es el análisis costo-beneficio. El mismo consiste en cotejar el valor presente de los beneficios (VPB) de un proyecto con el valor presente de los costos (VPC). Luego, si el cociente es mayor a la unidad significa que el proyecto está agregando valor mientras que si es menor a la unidad no lo está haciendo.

El cálculo de los costos se basa en los costos reales del proyecto dado por las inversiones necesarias y los costos de operación mantenimiento. Es frecuente también expresar las inversiones como un costo anual denominado recupero de capital.

Sin embargo, lo que representa una diferencia con las herramientas utilizadas en el sector privado es el término “beneficio”. Este incluye las consecuencias favorables del proyecto para el público y puede estar conformado por aspectos tangibles e intangibles. La mayor dificultad reside en cuantificar varios de esos beneficios.

Por ejemplo, puede haber un proyecto que genere gran cantidad de mano de obra lo cual podría llegar a cuantificarse. Sin embargo, también podría provocar una redistribución de la población, lo cual a pesar de tener un efecto positivo sería realmente difícil de traducir en unidades monetarias.

Por otro lado podrían aparecer algunas cuestiones que produzcan una afectación negativa sobre la sociedad. En ese caso, de querer ser cuantificado se hace como un beneficio negativo, también denominado desbeneficio.

Puntualmente, en este trabajo, se evalúa cada alternativa o proyecto en forma separada de tal manera de observar si agrega valor a la sociedad. Luego, se hace una comparación entre ellos para definir cuál es el más conveniente desde el punto de vista económico.

En primer lugar, se hace una lista inicial de los posibles beneficios o desbeneficios que podrían generar los proyectos. Se elige una clasificación donde se separan aquéllos que pueden ser fácilmente cuantificados (se los denomina monetarios) y otros que si bien podrían cuantificarse, el método para hacerlo es más complicado y en algunos casos consta de gran subjetividad.

Monetarios	Costo de combustibles alternativos que puedan ser sustitutos del gas natural.
No monetarios	<p>Algunos pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Diversificación de la fuente de abastecimiento ➤ Flexibilidad en la operación ante cambios en la demanda ➤ Cuestiones ambientales ➤ Oportunidades de ingreso ➤ Seguridad en la construcción y operación ➤ Empleos generados durante la construcción y operación ➤ Desarrollo y uso de nuevas tecnologías

Tabla 2-1. Algunos beneficios y desbeneficios de las alternativas.

El siguiente paso sería la elección de los beneficios a incluir en el análisis en cada caso y su posterior cuantificación. Sin embargo, a fin de no dotar el análisis de excesiva subjetividad se opta por utilizar exclusivamente el beneficio designado como monetario, el cual se considera idéntico en las tres alternativas. Las razones de esta decisión se dan en el siguiente apartado.

En cuanto a los costos, éstos se analizan en forma individual para cada alternativa.

Una vez que se cuenta con los beneficios y costos en cada caso, se evalúa si la relación entre los valores presentes de ambos es mayor a 1. Esto implica que están agregando valor. En ese caso, se ordenan las diferentes alternativas tomando como prioridad la de menor costo.

2.2. Consideraciones y simplificaciones

- Sobre la moneda a utilizar

Toda vez que aparezcan valores monetarios los mismos se expresan en dólares constantes de 2006 (fines de 2006 o en forma semejante, principios de 2007) a menos que se indique lo contrario. Los índices utilizados para pasar de moneda nominal a real en los casos que haga falta son aquéllos utilizados en la proyección de precios de GNL propuestos por EIA de EEUU (reflejan una variación anual de 1,8% aproximadamente).

- Sobre los aspectos monetarios (costos y precios)

No se consideran impuestos de ningún tipo dado que los mismos distorsionarían los resultados del análisis. Además, como se está trabajando desde la perspectiva del Estado no tendría sentido considerarlos (sería como un pago a sí mismo).

- Sobre las unidades de flujo de gas a utilizar

Con el objeto de emplear una unidad que haga más sencilla la notación y para utilizar los términos en los que generalmente se valen en el ambiente, cada vez que se hace referencia a cantidades volumétricas por unidad de tiempo, se utiliza el millón de metro cúbico por día (Mm³/d) o millón de m³ diario, a menos que se indique lo contrario.

- Sobre la localización de la demanda

A la hora de hacer cálculos de transporte se considera a la demanda centralizada en Gran Buenos Aires (GBA) dado que esta zona y sus alrededores concentran 35% de la demanda nacional⁴³.

- Sobre las volúmenes de las importaciones

Se recuerda que este análisis se basa en analizar la satisfacción de las necesidades de importación adicionales a las establecidas en el contrato de compra-venta con Bolivia en octubre de 2006. Las razones de esta suposición se dan en el capítulo 3.

- Sobre los beneficios en general

Se opta por considerar sólo los beneficios monetarios y se consideran iguales en las tres alternativas.

El hecho de dejar de lado otros aspectos tiene que ver con dos motivos.

En primer lugar, la dificultad de cuantificar factores como la diversificación en la fuente de abastecimiento o la creación de mano de obra. Si bien no cabe duda que la diversificación es un beneficio que ofrecen las alternativas A2 y A3, es complicado decir en primera instancia cuál es el valor atribuible a la misma. El elemento ambiental podría llegar a ser cuantificado valuando las externalidades⁴⁴ en función del tipo de combustible utilizado. Sin embargo, se descarta esta opción dado que estos costos (expresados en U\$\$/kwh en el mercado europeo) tienen un rango bastante amplio. En caso de querer llevarlo a la práctica habría que calcular el costo total en combustibles alternativos e incluirlos como un “beneficio” adicional. Mientras que el costo de GN se incluiría como un desbeneficio o beneficio negativo.

En segundo lugar, se prefiere trabajar con el aspecto que parece más fácil de cuantificar en función de las suposiciones que se mencionan más adelante.

Finalmente, la razón por la cual el beneficio analizado es igual en las tres alternativas tiene que ver con que todas se diseñan para abastecer iguales cantidades de gas natural

⁴³ ENARGAS (Ver Anexo I.3.1)

⁴⁴ J. Stiglitz propone la siguiente definición: “Siempre que una persona o una empresa emprende una acción que produce un efecto en otra persona u otra empresa por el que esta última no paga ni es pagada, decimos que hay una externalidad”. Fuente: Instituto Nacional de Ecología:
<http://www.ine.gob.mx/ueajei/publicaciones/libros/445/cap8.html>

en cada año y la capacidad máxima acumulada en el último año de estudio es la misma. Se hace de esta manera a fin de que puedan ser comparables desde el punto de vista técnico.

- Sobre los beneficios en particular

Para calcular el VPB se precisa definir en primer término cuál o cuáles son los sustitutos a emplear e lugar del GN, cuánto se va a consumir de cada uno y a qué costo.

- Sustitutos: para definir cuáles son los sustitutos es necesario hacer una consideración sobre qué actor llevará a cabo la sustitución. Por ejemplo, si se supone que parte de la industria hará la sustitución tiene entre sus opciones potenciales la electricidad y distintos combustibles fósiles, entre ellos fuel oil, gasoil y carbón mineral. Obviamente, ello dependerá del tipo de proceso o actividad donde se precisa la fuente de energía. A fin de no efectuar un estudio detallado de las posibilidades de sustitución dado que no es el objetivo del trabajo, se supone que la misma se implementa en el sector de generación térmica. La razón de este supuesto es la de asegurar el suministro al consumo residencial y comercial (a los cuales sería técnicamente imposible el corte⁴⁵) e industrias (dificultad de determinar en cuál sería posible la sustitución). Este supuesto no está tan alejado de la realidad dado que en invierno, las centrales térmicas, que habitualmente funcionan a GN, pasan a quemar combustibles alternativos.

Una vez definido el actor, se procede a analizar las opciones de sustitución.

La generación de electricidad mediante combustibles fósiles se lleva a cabo en centrales térmicas caracterizadas por el tipo de turbogeneradores que utilizan. En la Argentina existen tres posibilidades: turbinas de vapor (TV), turbinas de gas (TG) y ciclos combinados (CC). Estos últimos se componen de una TG⁴⁶ seguida de una TV que obtiene el calor de los gases de la combustión realizada en la primer turbina. La consecuencia es una eficiencia total mayor que en los dos primeros casos (alrededor de 55% versus 30-35%). Se hace esta diferenciación dado que cada una tiene diferentes restricciones para los combustibles alternativos al gas que pueden utilizar.

Mientras las TV pueden funcionar a fuel oil (FO), gasoil (GO) y (en caso de haber sido diseñada especialmente) a carbón mineral, las TG y CC se diseñan para operar principalmente a gas y en alguna medida a gasoil. Por ende, los combustibles alternativos a considerar son fuel oil y en segundo lugar gasoil. El carbón mineral se deja de lado ya que en la Argentina sólo una central térmica importante usa carbón

⁴⁵ En caso de cortar el suministro de gas, para volver a habilitarlo sería necesario ir casa por casa revisando que las instalaciones estén de acuerdo a la normativa vigente lo que implicaría un trabajo imposible desde el punto de vista técnico.

⁴⁶ Se dice una pero podrían ser varias.

como combustible (San Nicolás). Esto es posible dado que tiene equipos diseñados para tal fin y posee un puerto en el cual puede hacer la descarga, ya que este insumo es importado⁴⁷.

- Cantidades de cada sustituto: Se comienza el cálculo con el FO por dos motivos: la mayor restricción en el uso la posee el gas oil por cuestiones técnicas y porque el FO es la alternativa más económica, por lo menos en la adquisición.

Para determinar la cantidad de FO se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo}_{FO} = \frac{\text{Pot}_{instalda} \times \text{Hs}_{año} \times \text{disponibilidad} \times \text{Ce} \times \text{fs}}{9300 \times 365 \times 10^6} \quad (2-1)$$

Donde:

Cosumo_{FO}: Consumo de FO expresado en millones de m3 diarios equivalentes de GN.

Pot_{instalada}: Potencia instalada actual de las TV (MW).

Hs_{año}: Suman 8760 horas y corresponde al total de horas en el año al considerar 24 horas los 365 días.

Disponibilidad: Es el complemento de la indisponibilidad. Esta última es el porcentaje de horas año en que la máquina no está operativa. Se usa un 70%, un valor común durante la primer década de 1990, cuando aún no se habían instalado los CC que permitieron incrementar este valor hasta un promedio actual de 75-80%⁴⁸.

Ce: Consumo específico (kcal/kwh). Se toma un valor promedio de 2500 kcal/kwh en función del último informe mensual de CAMMESA (mayo 2007).

Fs: Se toma como “factor de seguridad”, considerando que el 30% de las TV tienen que funcionar a GN por algún motivo, ya sea de diseño o por cuestiones de dificultad en el abastecimiento de FO.

⁴⁷ Si bien en Río Turbio existe una mina de carbón su producción no se utiliza para abastecer la central de San Nicolás.

⁴⁸ Informes de situación mensual de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.)

Los números en el denominador permiten obtener el resultado en las unidades mencionadas. En particular, 9300 corresponde al poder calorífico superior del GN expresado en kcal/m³.

		TV
Potencia instalada (MW)	diciembre de 2006	4463
Hs/año (365 x 24)		8760
Disponibilidad		70%
Consumo específico (kcal/kWh)		2500
Consumo total (kcal/año)		68.417.790.000.000
Fs		70%
consumo equivalente de GN (millones m ³ /día)		14,1

Tabla 2-2. Máximo consumo de FO proyectado.

La suposición que está implícita en el cálculo anterior es que la potencia instalada de TV se mantendrá inalterable. Desde el punto de vista técnico esto puede justificarse dado que si lo que se busca es aumentar la eficiencia en la generación lo más conveniente son los CC. De hecho, los únicos proyectos en marcha de generación térmica son las centrales térmicas Gral. San Martín y Gral. Belgrano, ambos CC de 800 MW cada uno (un 12% de la potencia térmica actual).

En el informe de CAMMESA de mayo de 2007 se observa que el mayor consumo de FO hasta ese momento se registró en junio de 2006, alcanzando un consumo de FO de 12 Mm³/d equivalentes de gas. Por ende, el valor anterior se considera dentro del rango aceptable ya que los comentarios de especialistas aseguran que los consumos actuales son mayores a los del año pasado.

Para el cálculo del consumo máximo de GO se parte de un análisis similar al del FO. La diferencia radica en la potencia instalada y en el consumo específico.

En lo que respecta a la primera se utiliza la potencia instalada vigente en diciembre de 2006 más un adicional correspondiente a la potencia que entrará en funcionamiento en 2009 según los contratos firmados por el Gobierno con las empresas constructoras. Estos dos proyectos ya mencionados párrafos arriba están localizados en Campana (Termoeléctrica San Martín S.A.) y Rosario (Termoeléctrica Belgrano S.A.) y se hallan en proceso de construcción.

El consumo específico a considerar es el promedio vigente en la actualidad a partir de los informes de CAMMESA.

Aplicando (2-1) se obtienen los siguientes resultados.

		TG	CC	TG + CC
Potencia instalada (MW)	diciembre de 2006	2266	6361	8627
	2009	2266	7961 ⁴⁹	10227
Hs/año (365 x 24)		8760		
Disponibilidad		80%		
consumo específico (kcal/kWh)		1.700		
consumo total (mil millones m3/año)		121.840.387.200.000		
consumo equivalente de GN (millones m3/día)		35,9		

Tabla 2-3. Máximo consumo de GO proyectado.

Si se comparan con los volúmenes requeridos en 2020 y en base a la prioridad establecida se observa que toda la potencia de TV pasaría a funcionar con FO mientras que sólo una parte de las centrales TG y CC consumirían GO.

Año	Importaciones a cubrir (Mm3/d)	Consumo de FO (Mm3 equivalentes de GN)	Consumo de GO (Mm3 equivalentes de GN)
2007	0	0	0
2008	0	0	0
2009	0	0	0
2010	0	0	0
2011	0	0	0
2012	0	0	0
2013	0	0	0
2014	4,7	4,7	0
2015	8	8	0
2016	11,5	11,5	0
2017	15	14,1	0,9
2018	18,6	14,1	4,5
2019	22,4	14,1	8,3
2020	26,3	14,1	12,2

Tabla 2-4. Proyección del consumo de combustibles alternativos en centrales térmicas.

Hay que tener en cuenta que no se están considerando las centrales que deberían construirse para el crecimiento de la demanda eléctrica en los años venideros por lo que este porcentaje sería inferior.

Si bien las TG y CC pueden funcionar a gas y gasoil es importante que la mayor parte del consumo siga siendo de gas natural debido a cuestiones de eficiencia en su funcionamiento, al margen del costo de mantenimiento y adquisición.

⁴⁹ Se incorporan 1600 MW de potencia instalada durante 2009.

Los consumos de la Tabla 2-3 implican que el porcentaje del consumo de GO en el año 2020 sobre el total mostrado en la Tabla 2-4 es de un 34%. Sin embargo, Se cree que el mismo va a ser inferior. Considerando un crecimiento anual de 3% en la oferta de generación térmica de TG y CC a partir de 2010 se deduce que el consumo porcentual máximo de GO por parte de estas centrales sería de un 25% y se daría recién en 2020, lo que se cree un valor razonable, dado que correspondería al período invernal. Luego, durante la otra parte del año podría trabajar con GN como insumo.

Por ende, a la hora de calcular el beneficio se utilizan los volúmenes de la Tabla 2-4.

- Costo de los sustitutos: En la actualidad gran parte del suministro de FO es importado mientras que sólo una parte de GO tiene este origen. Sin embargo, hacia el futuro se prevé un escenario caracterizado por la compra de combustibles alternativos en el mercado internacional, razón por la cual se utilizan algunos precios de referencia correspondientes a esta situación.

Los precios utilizados son los que figuran dentro de las proyecciones realizadas en tal capítulo.

Como simplificación se utiliza directamente esos precios dejando de lado costos adicionales que puedan surgir del transporte ya que los mismos pueden variar bastante en función de la localización de la central y del medio empleado para el abastecimiento.

Otra simplificación en la que se incurre es la de considerar que se cuenta con infraestructura necesaria para el transporte de los combustibles desde el puerto hasta las centrales y para el almacenamiento de los mismos. Es evidente que la logística de los combustibles líquidos importados no es tan simple como la de usar GN, principalmente si las centrales están en el interior del país alejada de los centros de recepción ya que deben utilizarse camiones cisterna y con una frecuencia muy grande. Además, es necesario que las instalaciones cuenten con grandes tanques de almacenamiento. Dado que estas necesidades se observan a partir de 2015, se piensa que de ser necesario este tipo de infraestructura, sería factible técnicamente. Sin embargo, en el análisis se dejan de lado las inversiones y costos incurridos.

- Sobre la tasa de descuento

Junto con la cuantificación de los beneficios, la determinación de la tasa de descuento suele ser uno de los ítems que genera mayor polémica dentro del análisis costo-beneficio.

Se pueden hacer tres consideraciones para la determinación de la tasa de interés a utilizar en un estudio económico de proyectos vinculados al sector público [Sullivan, 2004]:

1. La tasa de interés sobre el capital del préstamo (lo ideal sería el uso de la tasa específica para el proyecto en consideración)
2. El costo de oportunidad del capital para la institución gubernamental.
3. El costo de oportunidad para los contribuyentes.

A su vez el autor menciona dos fuentes que tratan este tema.

1. La directriz del gobierno federal de EEUU a través de la oficina de Administración y Presupuesto (OMB, por sus siglas en inglés) donde se menciona que para las evaluaciones económicas de un amplio rango de proyectos debe usarse una tasa de interés real de 7%.
2. Una teoría que sostiene que la tasa de descuento social debe ser la tasa libre de riesgo que determine el mercado para las inversiones privadas.

Para la evaluación actual se opta por considerar una tasa de interés a partir de un préstamo al que podría acceder la Argentina. Como se analizará más adelante, una de las alternativas potenciales que posee nuestro país para acceder al crédito es a través de bancos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Banco Mundial (BM).

Hasta los primeros años de la década de 1990 se recibían préstamos de estas instituciones para la construcción de infraestructura⁵⁰ a tasa fija que estaba alrededor de 7%. Si ahora se observan las características de los préstamos, los mismos suelen ser a tasa variable atada a la LIBOR más un porcentual que actualmente está en 2,5% para la Argentina⁵¹.

En cuanto a la tasa LIBOR se hace un análisis de los valores de los últimos 10 años para tratar de establecer un valor promedio representativo.

Promedios anuales	máximo	6,9%
	mínimo	1,4%
	promedio	4,4%

Tabla 2-5. Promedios anuales de la tasa LIBOR 12 meses en el período 1997-2007⁵².

⁵⁰ www.jgm.gov.ar/Paginas/InformeSenado/Informe%2069/anexos_69/232%20-%20Anexo%20Planificacion.pdf

⁵¹ Fuente: Comentarios de consultores del BID.

⁵² Ver Anexo I.3.2. Fuente: Banco de Costa Rica.

Actualmente (julio 2007) está en 5,5%.

Considerando este último por ser cercano al promedio y agregando los 2,5 puntos porcentuales se llega a un valor de 8% en dólares nominales. Dado que los flujos se expresan en dólares constantes se calcula la tasa de interés real tomando una inflación promedio (en dólares) en el período de 2% anual. Eso da como resultado una tasa de 5,9% mediante:

$$1 + Tasa_real = \frac{1 + Tasa_nominal}{1 + Inflación} \quad (2-2)$$

Por otro lado, se estudian las últimas emisiones de deuda en dólares del Gobierno argentino. La últimas registradas corresponden a los meses de abril y mayo de 2007 y cada una totaliza 750 MU\$ con un rendimiento (yield) de 8,5%⁵³.

En base a lo anterior se opta por utilizar una tasa de descuento real de 8%, dado que es un valor más cercano al que podría esperar como rentabilidad una empresa del ámbito privado en el sector.

- Sobre el período de análisis

Si bien el período de análisis propuesto finalizaba en 2020, el mismo debe ser extendido dentro del análisis económico debido a la duración de los proyectos considerados. Gran parte de los contratos de abastecimiento de combustibles y obras vinculadas al desarrollo de infraestructura energética tienen períodos de duración largos en comparación con otras actividades. Por lo general son de entre 20 y 25 años de tal manera que permitan la recuperación del capital. Aquí se adopta una duración de 20 años a partir del comienzo del proyecto, haciendo que el período finalice en 2035 en las tres alternativas y por ende en el caso de los beneficios.

Entre 2021 y 2035 se consideran flujos reales iguales a los del 2020, no considerando variaciones en los costos unitarios pues ello implicaría realizar proyecciones de mayor duración difíciles de justificar. Los valores correspondientes a este período se colorean de gris a fin de distinguirlos de los primeros.

- Sobre la capacidad a instalar hasta 2020

De tal manera de tener proyectos comparables desde el punto de vista técnico, en las tres alternativas analizadas se plantea igual capacidad acumulada hacia el año 2020. Dicha capacidad deja un excedente de alrededor de 1,7-1,8 Mm³ diarios sobre la demanda de tal manera de asegurar una pequeña reserva.

⁵³ Ministerio de Economía. Subsecretaría de Finanzas. Consultada el 10/07/2007:
http://www.mecon.gov.ar/finanzas/download/comunicado_resultado_bonar_x_12-04-07.pdf

3. BENEFICIO

Se calcula en forma separada al resto de las alternativas ya que coincide para todas ellas.

Se basa en el costo de adquisición de los flujos calculados de los combustibles alternativos valuados a precios internacionales proyectados.

Dado que los precios se tienen en unidad de energía se convierten los volúmenes a MBtu. Los volúmenes expresados en m³ equivalentes de gas se convierten nuevamente a kcalorías y luego a MBtu mediante la correspondiente equivalencia⁵⁴.

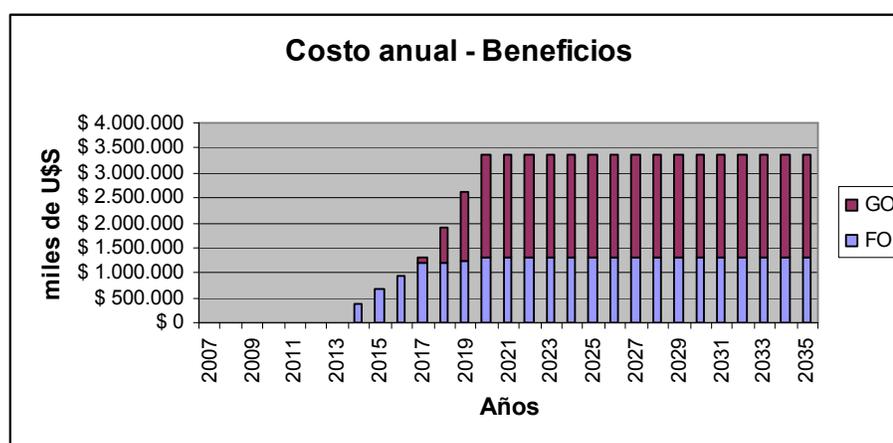


Gráfico 3-1. Evolución de los beneficios anuales (en miles de U\$S 2006)

Valor presente del beneficio (VPB)

$$VPB = \$ 14.234.320.297$$

Este valor surge de descontar los flujos que se presentan en la siguiente tabla.

⁵⁴ 1MBtu equivale a 252000 kcal.

Año	FO (Mbtu/año)	GO (Mbtu/año)	Precio FO (U\$/Mbtu)	Precio GO (U\$/Mbtu)	Costo anual FO (miles U\$)	Costo anual GO (miles U\$)	Beneficio anual total (miles U\$)
2007	-	-	8,43	15,58	0	0	0
2008	-	-	7,86	14,44	0	0	0
2009	-	-	7,37	13,49	0	0	0
2010	-	-	6,98	12,72	0	0	0
2011	-	-	6,66	12,10	0	0	0
2012	-	-	6,42	11,63	0	0	0
2013	-	-	6,25	11,32	0	0	0
2014	63.193.134	-	6,16	11,16	389.270	0	389.270
2015	108.240.306	-	6,13	11,12	663.795	0	663.795
2016	154.265.917	-	6,16	11,21	950.603	0	950.603
2017	190.049.417	11.595.944	6,25	11,40	1.187.133	132.173	1.319.306
2018	190.049.417	60.599.623	6,39	11,71	1.214.135	709.453	1.923.589
2019	190.049.417	111.428.851	6,58	12,11	1.250.303	1.349.866	2.600.169
2020	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2021	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2022	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2023	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2024	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2025	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2026	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2027	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2028	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2029	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2030	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2031	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2032	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2033	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2034	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306
2035	190.049.417	164.239.719	6,82	12,62	1.296.110	2.073.196	3.369.306

Tabla 3-1. Evolución anual de los beneficios (en miles de U\$S 2006).

4. ALTERNATIVA 1

Se basa en la firma de un nuevo contrato con Bolivia que permita traer de este país los requerimientos adicionales de GN. A su vez se supone la extensión del contrato vigente desde enero de 2007 hasta la fecha en que finalice el nuevo proyecto previsto en el presente escenario.

4.1. Análisis de obras

Considerando en el año 2020 una capacidad extra de entre 1 y 2 Mm³ diarios estaríamos hablando de que dejando de lado los volúmenes ya contratados con Bolivia sería necesario contar con una capacidad de transporte adicional de 28 Mm³/d.

A partir del estudio de producción por cuenca se puede estimar que a raíz de la disminución en la producción de la Cuenca Noroeste va a existir un excedente de capacidad (totaliza 11Mm³/d en 2020) que podría ser utilizado para traer gas boliviano. Por ende, restaría llegar a una capacidad de transporte de alrededor de 17 Mm³/d que debería cubrirse mediante los dos gasoductos que estarían construidos a la fecha en que se presente la nueva necesidad: gasoducto del Noroeste o GNOA (ya existente con una capacidad de 24,3 Mm³/d) y gasoducto del Noreste o GNEA (a empezar a ser construido en 2007 y con expectativas de estar operando en un 100% en 2010).

Una posibilidad sería combinar ampliaciones o aumentos de compresión del GNOA y del GNEA.

Qué proporción se amplíe de cada uno va a depender de factores relacionados con las oportunidades de mercado y otros aspectos estratégicos. Por ejemplo, existen alternativas de trazados que vinculan el tramo final del Gasoducto del Sur (proveniente de Venezuela) al gasoducto del Nordeste. Es decir que el dotar de mayor capacidad a este último estaría más justificado.

En este análisis se plantea una ampliación a partir de 2015 donde se deja abierta la opción de que se realice en el GNOA o GNEA según los intereses que primen en ese momento.

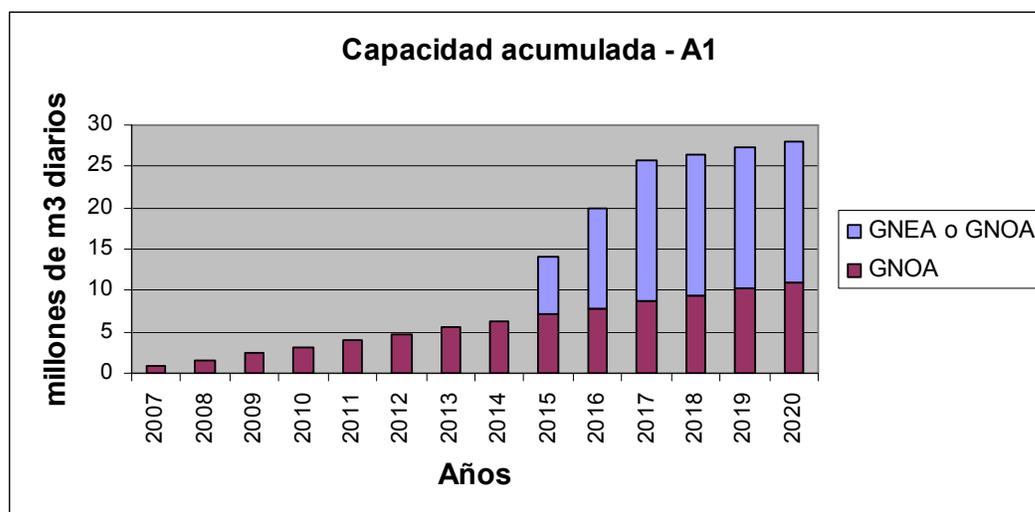


Gráfico 4-1. Evolución de la capacidad de abastecimiento de GN en la Alternativa 1.

Año	Importaciones a cubrir (Mm3/d)	Aumento de capacidad gasoducto del Norte (menor inyección ⁵⁵)	Aumento de capacidad en GNEA o GNOA (sugeridas)	Capacidad nominal adicional a lo planeado (Mm3/d)	Capacidad acumulada desde 2014 (Mm3/d)	Capacidad restante (Mm3/d)
2007	0	0,8		0,8	0,8	
2008	0	0,8		0,8	1,6	
2009	0	0,8		0,8	2,4	
2010	0	0,8		0,8	3,2	
2011	0	0,8		0,8	4,0	
2012	0	0,8		0,8	4,7	
2013	0	0,8		0,8	5,5	
2014	4,7	0,8		0,8	6,3	1,6
2015	8,0	0,8	7,0	7,8	14,1	6,1
2016	11,5	0,8	5,0	5,8	19,9	8,5
2017	15,0	0,8	5,0	5,8	25,7	10,7
2018	18,6	0,8		0,8	26,5	7,9
2019	22,4	0,8		0,8	27,3	4,9
2020	26,3	0,8		0,8	28,1	1,8

Tabla 4-1. Aumentos de capacidad, evolución de la capacidad de abastecimiento de GN y capacidad restante en la Alternativa 1.

El aumento de capacidad se puede dar básicamente mediante:

- Construcción de loops: consiste en tramos de caños paralelos al gasoducto troncal para liberar capacidad en algunas zonas que pueden convertirse en cuellos de botella.

⁵⁵ Surge de considerar la menor producción en la cuenca del Noroeste multiplicado por un factor de inyección de 0,76. Este factor surge de una regresión realizada con los valores de producción e inyección de Enargas para el período 1993-2003, lo cual se comenta en el Anexo I.2.2.

- **Aumentos de compresión:** se instalan turbocompresores en estaciones especialmente diseñadas a fin de aumentar la compresión dentro del gasoducto y poder transportar mayor volumen ya que éste es inversamente proporcional a la primera. Por supuesto que este recurso tiene sus límites, los cuales van a estar dados por la máxima presión a la cual puede operar el caño (máxima presión de diseño). Esta depende entre otras cosas del diámetro, el espesor y el material del mismo.

Dado que estas cuestiones precisan un estudio más detallado e incluso algunas aún no han sido definidas (como la máxima presión de operación del GNEA), se deja abierta la posibilidad de que la ampliación se realice por cualquiera de los dos métodos anteriores en uno o en ambos gasoductos, siendo esta última la que parece más probable.

4.1.1. Factibilidad de abastecimiento

Si bien se considera que es factible un nuevo acuerdo para las cantidades que se muestran, se hace un análisis de las reservas bolivianas para verificar que estas cantidades son posibles de enviar por un período de entre 20 y 25 años a partir de la última obra dado que es éste es el tiempo en que puede estimarse para la duración del proyecto.

Para tener una idea preliminar de si cubrir las importaciones adicionales con gas boliviano es factible desde el punto de vista de reservas disponibles por este país se analiza un escenario de evolución de las mismas considerando las siguientes demandas asignadas:

Destino de GN de Bolivia	Período	Demanda (Mm3/d)
Bolivia	2007-2040	3,5
Brasil	hasta 2009	30
	a partir de 2010	40
GNL	a partir de 2015	30

Tabla 4-2. Demandas consideradas en el análisis de evolución de las reservas bolivianas.

En cuanto a la Argentina se considera el total de volumen a importar (contratado más propuesto). Dado que el análisis se realiza entre 2007 y 2040 se extrapolan los volúmenes del 2020 hasta el final del período mencionado.

El análisis detallado junto a la justificación de los volúmenes arriba mencionados pueden verse en el Anexo 3.3.

Se proyectan las reservas bolivianas (probadas y probables) para un escenario en el que sólo se supone extracción de GN. Es decir hay traspaso de reservas de la categoría

probables a probadas pero se considera un escenario de incorporación nula de reservas no descubiertas.

La conclusión es que, en cuanto a la duración de las reservas totales, éstas parecerían agotarse en el 2040. Teniendo en cuenta que este escenario es exigente dado que se consideran proyectos que aún no han sido evaluados (como el de GNL) y que no supone la incorporación de nuevas reservas no descubiertas, se puede pensar que Bolivia estaría en condiciones de abastecer las demandas consideradas en el plazo estudiado (hasta 2035).

Por ello, desde el punto de vista técnico se puede afirmar que la alternativa donde las importaciones argentinas son cubiertas totalmente por Bolivia es factible. Restaría analizar las posibilidades de Bolivia para transformar dichas reservas en producción. Actualmente este es el cuello de botella dado que implica realizar fuertes inversiones a un ritmo acelerado. Sin embargo, se cree que si existe demanda asegurada y un precio rentable no debería haber mayores inconvenientes para que estos proyectos se lleven adelante dado que habrá inversores interesados.

4.2. Análisis económico

4.2.1. Consideraciones

- Se considera un precio constante de 5 U\$S 2006/MBtu en frontera en función de las proyecciones de los precios de GN y en concordancia con el contrato vigente⁵⁶. Dicho precio incluye el costo del gas necesario para alimentar las estaciones compresoras y el gas retenido.
- El período en estudio se considera de tal manera que se extienda hasta 20 años después de la firma del último contrato. Queda implícita la extensión de los contratos vigentes hasta dicha fecha, a lo cual se llegaría mediante una renegociación. Se asume que los precios reales en dicho contrato no se modifican
- El costo de transporte unitario (U\$S/MBtu) se calcula en función del costo de transporte anual deducido en el volumen transportado, el cual incluye el recupero del capital. La necesidad de trabajar con costos de transporte que incluyan el recupero en lugar de inversiones y costos de operación y mantenimiento en forma separada tiene que ver con la incerteza acerca de cuáles serán las inversiones en ampliación ya que las mismas podrán variar en función del tipo de ampliación que se lleve a cabo. Es por ello que se hace un chequeo

⁵⁶ Contrato de compra-venta entre Argentina y Bolivia, octubre de 2006:
http://www.ypfb.gov.bo/Contratos/ENARSA_YPFB.pdf.

del costo de transporte obtenido con las tarifas previas a la devaluación y actualizadas a U\$S de 2006.

- El costo de transporte anual se calcula en función de las inversiones previstas a realizar en el GNEA, un período de repago igual a la duración del contrato (20 años), la tasa de descuento y los costos de operación y mantenimiento.
- La tasa de descuento utilizada es la misma que en los cálculos de valores presentes tanto de beneficios como de costos ya que podría verse como un proyecto que lleve a cabo el Estado. Desde el punto de vista del negocio de transporte se puede decir que es una actividad que no se caracteriza por la competencia. En el país hay sólo dos transportistas (TGN y TGS) que no compiten geográficamente. Además, tienen menor volatilidad en los flujos de gas transportados que las distribuidoras dado que venden a grandes clientes. Estos factores influyen para que se prevean tasas de descuento inferiores a otras industrias como las de consumo masivo caracterizadas por un ambiente de alta competencia.
- Los costos de operación y mantenimiento se establecen en 5% de la inversión. Esto se desarrolla posteriormente.
- La tarifa del gas transportado por el GNOA se considera la misma que la empleada para el GNEA y coincide con la empleada para el gas que circule por la ampliación de cualquiera de los dos gasoductos. No se consideran las tarifas de transporte vigentes en la actualidad dado que las mismas tienen el cargo de fideicomiso que distorsiona en demasía el costo real por su bajo período de repago (8 años⁵⁷) en comparación con alternativas tradicionales. El cálculo se muestra a continuación.
- Se toma la equivalencia $27 \text{ m}^3 \text{ de GN} = 1 \text{ MBtu}$.

⁵⁷ Decreto 1182/2004 y www.cnv.gov.ar/Publicaciones/InformeMercadoCapitales/INFORME%20%20NOVIEMBRE06.pdf

4.2.2. Costos de transporte

Se parte de la información publicada en distintas fuentes periodísticas⁵⁸ y datos oficiales sobre las inversiones a realizar en infraestructura de transporte para el GNEA.

Fecha de firma del contrato	Octubre de 2006
Duración a partir de 01/01/2007	20 años
Inversión en GNEA	1500 M U\$S
Precio de gas en frontera	5 U\$S/Mbtu

Tabla 4-3. Algunos datos del contrato de compraventa de GN entre Argentina y Chile y del GNEA.

Estudio Ambiental Previo y relevamiento planimétrico	434.000
Ingeniería Básica + EIA	2.200.000
Auditoría de la I. Básica y EIA	213.000
EPC1	108.000.000
EPC2	1.167.000.000
Inspección de EPC 1 y 2	1.700.000
Costos de supervisión ENARSA	1.160.000
Gestión de Servidumbres	110.000
Compensación social	17.170.000
Indemnización por construcción	49.560.000
Contingencias	35.010.000
Costo total estimado de la obra	1.382.557.000

Los valores estimados son sin IVA

Tabla 4-4. Programa de inversiones estimado para el GNEA según Decreto 267/2007⁵⁹.

El precio del gas natural que figura en el contrato tiene validez para el primer trimestre de 2007. Luego existe una fórmula de ajuste en función de precios de gasoil y fuel oil de referencia⁶⁰. Sin embargo, se considera este precio constante en moneda real en función de las proyecciones realizadas en el anterior capítulo.

A fin de estimar el costo de gas boliviano en city gate Gran Buenos Aires (GBA) que transite por las ampliaciones del GNOA o GNEA se hace una estimación del costo de transporte en función de las inversiones necesarias, los costos asociados y parámetros sugeridos en cuanto a período de repago y tasa de descuento real.

Considerando una tasa del 8% y un período de repago de 20 años (se considera igual que la duración del contrato de compraventa firmado en 2006) se obtiene un factor de repago, el cual multiplicado por la inversión permite conocer cuál debería ser el pago anual para recuperar el capital.

⁵⁸ Noticia publicada en la página web de la Embajada de Bolivia. (Ver Bibliografía)

⁵⁹ Fuente: Decreto 267/2007. EPC1 y EPC2 se refieren a las fases constructivas 1 y 2, respectivamente.

⁶⁰ Estos precios referenciales serán los publicados en Platt's Oilgram Price Report, en la tabla Spot Price Assesment.

$$\text{Factor_de_recupero} = \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} \quad (4-1)$$

Donde

i: tasa de descuento real en dólares (TDR).

n: Duración del proyecto expresada en años.

El recupero anual de capital surge del producto entre el factor de recupero y la inversión.

Para ello hay que llevar toda la inversión al año 0 (inicio de 2007), dado que la misma está prevista en etapas según el decreto 267/2007:

- 10% de la fase 1 en 2007 y 2008
- 90% de la fase 2 en 2007, 2008 y 2009
- Demás actividades (incluye aquéllas que no están vinculadas en forma directa a la obra civil) repartidas en los 3 años

Cuando se menciona más de un año se considera igualmente repartido en ese período.

Aunque la inversión mencionada en el decreto es de casi 1400 MU\$ se opta por trabajar con 1500M U\$ a fin de estar del lado de seguridad ante posibles incrementos durante la construcción.

En base a ello el cronograma de inversiones sería.

Año	Inversión (U\$S)			Total
	Fase 1	Fase 2	Demás	
2007	5.500.000	360.000.000	63.333.333	428.833.333
2008	5.500.000	360.000.000	63.333.333	428.833.333
2009		360.000.000	63.333.333	423.333.333

Tabla 4-5. Cronograma de inversiones aproximado para la construcción del GNEA (en U\$S 2006⁶¹).

Con lo cual se llega a un valor presente de la inversión (VPI) de:

$$\text{VPI} = \$ 1.100.779.014$$

Siendo el recupero anual del capital (RC):

$$\text{RC} = \$ 112.116.774$$

⁶¹ Se hace la simplificación de que es moneda constante

A esto hay que adicionar el costo de operación y mantenimiento (Costo O&P). Este representa la parte variable del costo de transporte. La misma puede estimarse entre 3% y 6% de la inversión total en gasoductos y estaciones de compresión. Para tomar un valor medio en este rango se considera un 5% de la inversión total (1500 M U\$S).

$$\text{Costo O\&P} = \$ 75.000.000$$

Los conceptos englobados dentro de este son:

- **Mantenimiento:** conservación del derecho de vía, pintura, materiales diversos, equipo ligero de transporte, retroexcavadora y otros conceptos a excepción de la mano de obra. Adicionalmente, las turbinas necesitan reparación profunda cada cinco años, requiriendo un desembolso equivalente al 60% del costo de la turbina.
- **Operación y administración:** Este rubro comprende todos los gastos de administración y ventas, entre otros, sueldos, equipos, mobiliario, materiales consumibles y rentas. También incluye los sueldos y salarios del personal de operación y mantenimiento.

La fuente utilizada para estimar el porcentaje de este costo es un proyecto de suministro de gas desde Venezuela a Colombia en el año 2002 [Rodríguez Padilla, V. 2002].

De esta manera se tiene un valor anualizado de los costos que sería igual a lo largo del proyecto.

VP Inversión (U\$S) en 2007	\$ 1.100.779.014
<u>Recupero de capital</u>	
Plazo de recupero	20 años
TDR	8%
Factor de recupero	0,1019
RC (U\$S) (1)	\$ 112.116.774
<u>Operación y Mantenimiento</u>	
Costo O&P	\$ 75.000.000
Costo anual de transporte (U\$S) (1) + (2)	\$ 187.116.774

Tabla 4-6. Resumen sobre el costo anualizado de transporte en GNEA.

Para obtener un costo de transporte unitario (U\$S/MBtu o \$/1000m³), como habitualmente se mide el costo de transporte dentro de nuestro país, se hace el cociente entre el costo anual y el volumen correspondiente al funcionamiento en régimen del gasoducto que corresponde a la capacidad (20 Mm³/d) y se multiplica por un coeficiente de 0,9 para tener en cuenta el funcionamiento por debajo del máximo que podría darse circunstancialmente.

Bajo estas condiciones los resultados son los siguientes:

$$\text{Costo_de_transporte_unitario} = 0,77 \frac{\text{U}\$}{\text{MBtu}} = 85,44 \frac{\$}{1000\text{m}^3}$$

El costo del gas adicional que hay que inyectar debido a las pérdidas en transporte y consumos por el sistema de compresión se considera incluido en el costo de gas en frontera.

A fin de verificar este valor se compara este valor con las tarifas actuales. La más representativa es la de Salta a GBA ya que el GNEA va a introducirse al territorio argentino en esta provincia⁶².

La tarifa actual real surge de una tarifa anterior a la crisis pesificada multiplicada por 5,6 como consecuencia de la aplicación de dos fideicomisos⁶³, ascendiendo a 135,13 \$/1000 m³. Es decir, un 58% superior a la calculada. Si embargo, si se dolariza esa tarifa sin fideicomiso (multiplicándola por 3) y se actualiza con el índice de precios 2002-2006 (que es de 113) se llega a un valor de 82,14 \$/1000 m³, un valor bastante cercano al calculado.

Por esta razón, se considera que el costo de transporte unitario calculado es válido para el análisis. Esto se traduce en un costo de gas en city gate Buenos Aires de 5,77 U\$S/MBtu.

4.2.3. Costo de la Alternativa 1

Ahora sí se está en condiciones de mostrar el flujo de costos anuales para la Alternativa 1 desde el año 2007 hasta 2035. Se recuerda que la duración de los proyectos se establece en 20 años desde su inicio. En el caso del gas inyectado en el GNOA se supone que dichas cantidades corresponden a un nuevo contrato de compraventa entre Argentina y Bolivia que se extiende hasta la misma fecha que la ampliación antes mencionada.

⁶² El resto de las tarifas figuran en el Anexo I.3.4.

⁶³ Los fideicomisos fueron puestos en práctica mediante los decretos 180/04 y 181/04.

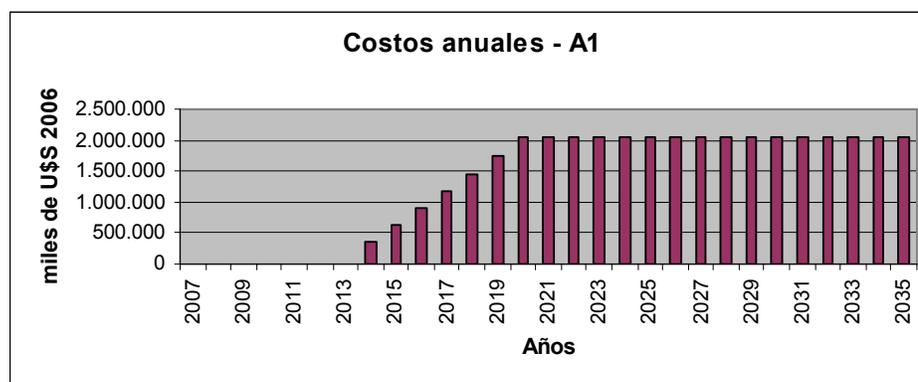


Gráfico 4-2. Evolución de los costos anuales de la Alternativa 1 (en miles de dólares de 2006).

Año	Importaciones a cubrir (Mm3/d)	Costo frontera (U\$S/Mbtu)	Costo anual transporte por GNEA/GNOA (miles U\$S)	Costo anual transporte por GNOA (miles U\$S)	Costo total anual (miles U\$S)
2007	0	5,00	0	0	0
2008	0	5,00	0	0	0
2009	0	5,00	0	0	0
2010	0	5,00	0	0	0
2011	0	5,00	0	0	0
2012	0	5,00	0	0	0
2013	0	5,00	0	0	0
2014	4,7	5,00	0	48.768	365.866
2015	8	5,00	9.490	74.042	626.674
2016	11,5	5,00	36.782	82.269	893.146
2017	15	5,00	65.120	90.496	1.167.456
2018	18,6	5,00	94.710	98.723	1.451.170
2019	22,4	5,00	125.710	106.950	1.745.454
2020	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2021	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2022	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2023	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2024	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2025	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2026	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2027	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2028	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2029	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2030	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2031	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2032	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2033	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2034	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210
2035	26,3	5,00	158.239	115.177	2.051.210

Tabla 4-7. Evolución de costos e importaciones de la Alternativa 1 (en miles de U\$S 2006)

4.3. Marco Regulatorio

El marco regulatorio argentino permite la importación de GN sin necesidad de autorización previa (Art 3-Ley 24076).

No hace aclaraciones respecto a la fuente desde donde se abastezca, razón por la cual no existen restricciones desde el punto de vista regulatorio para la ampliación de suministro desde Bolivia.

4.4. Aspectos cualitativos

Se detallan algunos aspectos cualitativos tanto positivos como negativos sobre la alternativa A1

+	-
Abastecimiento externo más económico	Carencia de diversidad en la fuente de abastecimiento que puede llevar a una dependencia extrema.
Buen historial de cumplimiento de Bolivia	Necesidad de que se implemente como complemento de la producción nacional para que las empresas no dejen de invertir en la Argentina.
Amplias reservas capaces de cumplir con los requerimientos	Grandes necesidades de inversión para la explotación de las reservas y la producción.
Período de implementación de ampliaciones relativamente corto (1 a 3 años) según el grado.	

Entre los aspectos positivos se destacan precios más económicos que otros combustibles. Si bien Bolivia ha aumentado los precios del gas natural durante los últimos años, éstos siguen siendo competitivos frente a otras alternativas como gas natural licuado y combustibles líquidos alternativos.

Otro factor importante son las reservas de este país, las cuales serían capaces de abastecer los requerimientos que podrían surgir en los próximos años según el análisis realizado.

El tema más preocupante parecería ser la capacidad de producción del vecino país dado que va a hacer falta un rápido aumento en la infraestructura para transformar su potencial de reservas en gas inyectado.

5. ALTERNATIVA 2

Consiste en cubrir las necesidades no contratadas con gas natural licuado⁶⁴ (GNL). Ello implica la construcción de una terminal regasificadora en algún punto del país con suficiente capacidad y que cumpla con los requerimientos necesarios para su instalación y normal funcionamiento.

5.1. Análisis de obra

Antes de dimensionar la capacidad se presentan algunas condiciones necesarias y deseables para la localización de una Terminal de este tipo.

	Condiciones Necesarias (A)	Condiciones Deseables (B)
1	Acceso a grandes fuentes de agua para los intercambiadores de calor que permitan llevar el GN a condiciones normales de presión y temperatura.	Puerto de agua profunda (40-45 pies aproximadamente entre 12 y 14 metros)
2	Superficie adecuada para realizar un área de exclusión	Predisposición de la comunidad
3	Acceso a infraestructura de gasoductos troncales cercana	Pocos habitantes
4	Análisis de impacto ambiental sobre: calidad del aire, agua, biología, uso de la tierra, impacto visual, etc.	

No se pretende entrar en profundidad en estos aspectos. Sólo se quiere destacar que la localización de una terminal de esta índole no es tarea sencilla y las posibilidades para su instalación en el país es bastante restringida principalmente como consecuencia de los ítems A-1, A-3 y B-1.

La combinación de A-1 y B-1 hace que, por ejemplo, se descarte el puerto de Buenos Aires, que desde el punto de vista de cercanía a la demanda sería el punto ideal. Si bien la condición de puerto de agua profunda se coloca como deseable por existir otras alternativas como la construcción de una terminal off-shore o la utilización de buques de menor envergadura y calado, ambas opciones no son las más comunes.

La terminal off-shore es una alternativa moderna de la cual no se tienen muchas experiencias y en general tiene restricciones en cuanto a la capacidad.

Por otro lado, en lo que respecta al tamaño de los buques, la tendencia es que cada vez transporten mayor volumen para lograr una mejor absorción de costos de transporte. Para tener una idea de las dimensiones de los buques que transportan GNL (se denominan metaneros) se presentan dos modelos con sus respectivas características.

⁶⁴ En el Anexo I.3.5 se hace una descripción sobre las características del gas natural licuado.

	Mitsubishi Kvaerner-Moss	M-FLEX SPB LNG Carrier
Capacidad (m3)	135.000	90.000
Eslora (m)	290	289
Manga (m)	46	32,2
Calado máximo (m)	12	10,7

Tabla 5-1. Datos básicos de algunos metaneros⁶⁵.

Las opciones de puertos argentinos se muestran a continuación con sus respectivos calados.

Puerto	Calado máx. (pies)	Calado máx. (m)
Buenos Aires	32	9,8
Bahía Blanca	45	13,7
Dock Sud	28	8,5
La Plata	28	8,5
Mar del Plata	26	7,9
Quequén	43	13,1
Corrientes	12	3,7
Comodoro Rivadavia	32	9,8
Rosario	32	9,8
Santa Fe	22	6,7

Tabla 5-2. Calados máximos en los puertos argentinos de mayor importancia⁶⁶.

Si bien aparecen dos posibles puertos con calados superiores a los 40 pies (12,2 metros): Quequén y Bahía Blanca, sólo este último parece cumplir con las condiciones necesarias para la operación de grandes buques con cargas inflamables.

Además, en lo que respecta a cercanía a gasoductos troncales, Quequén resulta una opción menos convincente que Bahía Blanca dado que dista aproximadamente 130 km del gasoducto troncal más cercano (San Martín).

En función de lo anterior, la alternativa que convendría analizar con mayor profundidad para la localización de la terminal de regasificación y su correspondiente muelle es Bahía Blanca.

A continuación se resaltan algunas características de la operación habitual de este puerto a fin de llegar a unas conclusiones preliminares sobre la validez de esta alternativa⁶⁷.

Los aspectos más sobresalientes del mismo son:

- Profundidad para la entrada y salida para buques de hasta **45 pies de calado**.

⁶⁵ LNG Shipping. 2002. Shell Gas & Power

⁶⁶ Consejo Portuario Argentino

⁶⁷ En el Anexo I.3.6 figura mayor información sobre las características del Puerto de Bahía Blanca.

- Muelles con capacidad para operar todo tipo de buques y mercaderías.
- **Posta para inflamables**, para carga y/o descarga de combustibles, gases y subproductos petroquímicos.
- Provisión de agua potable, energía eléctrica y combustibles a buques.
- Talleres navales especializados en mecánica, electricidad y electrónica.
- Reparaciones de buques en dique secos ubicados en la Base Naval de Puerto Belgrano.
- Servicios de remolque, amarre y practicaje.
- Servicios de agencias y provedurías marítimas.
- Amplia red de comunicaciones de telefonía, radioenlace y satélites que vincula a la ciudad y el puerto con todo el mundo.
- Sistema de Control de tráfico Marítimo (VTS) radarizado, único en América Latina

Con el fin de aislar las cargas peligrosas del resto de las instalaciones portuarias, se construyó en el extremo oeste de Puerto Galván la Posta para Inflamables, compuesta por dos sitios de atraque de similares características. El sitio N° 1, destinado a la operación de combustibles líquidos por parte de las empresas petroleras y soda cáustica producida por la firma INDUPA S.A., y el sitio N° 2 asignado a la operación con productos gaseosos y petroquímicos por parte de las empresas del polo petroquímico Bahía Blanca y Transportadora de Gas del Sur. Ambos sitios están equipados con brazos cargadores de combustible que permiten operaciones más ágiles y seguras.

En los párrafos anteriores hay indicios de que las **condiciones A-1 y B-1** podrían verse cumplidas.

En cuanto a A2 se puede mencionar como analogía que la empresa Mega S.A, de la cual también se habla en el Anexo por ser un proyecto de similares características, ocupa un terreno de 45 hectáreas. Sin embargo, esta característica junto a las otras vinculadas a evaluación de impacto ambiental y social deberían ser analizadas con especial atención.

La condición **A-3** también estaría garantizada dado que a una distancia aproximada de 20 km de Bahía Blanca se encuentra la estación de compresión y separadora de gases General Daniel Cerri⁶⁸. En ese nodo confluyen los gasoductos Sur (San Martín), Neuba I y II, por lo cual es una zona ideal desde el punto de vista de infraestructura. Por supuesto que los problemas no están solucionados con ello dado que la instalación de una terminal demandará la ampliación de los gasoductos que unen Gral. Cerri con los diferentes puntos de GBA.

⁶⁸ Fuente: <http://www.buscadorbahia.com.ar/ciudad/ciudad.asp#6>

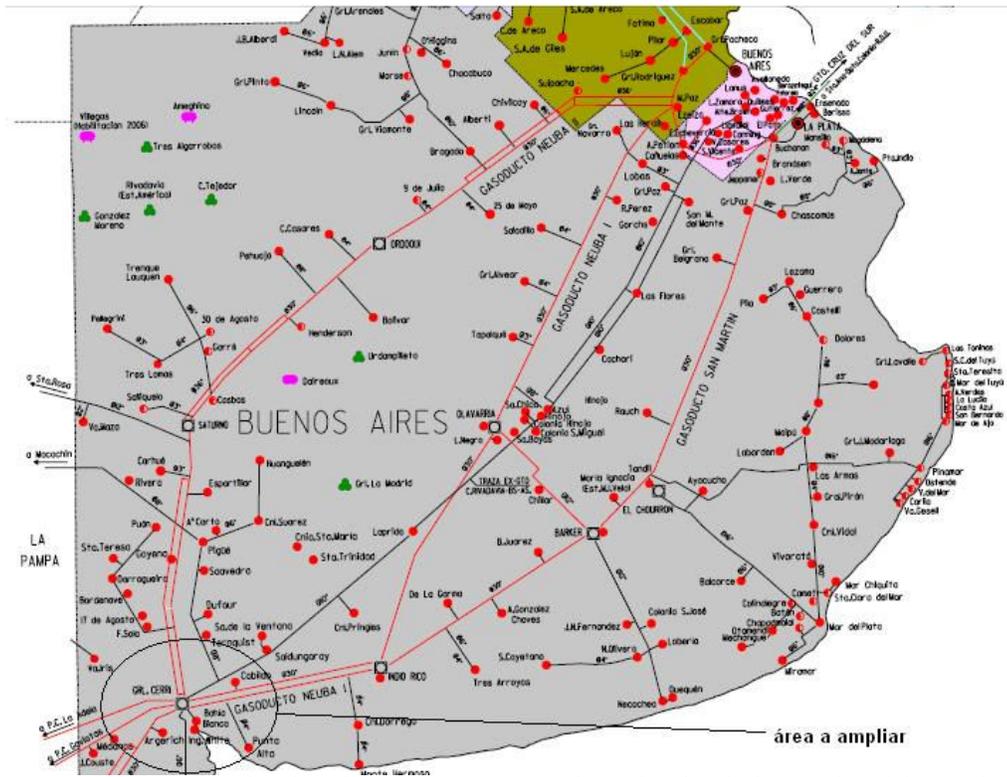


Ilustración 5-1. Ubicación de Bahía Blanca, puerto, Gral. Cerri y vinculación con la red de gasoductos troncal.

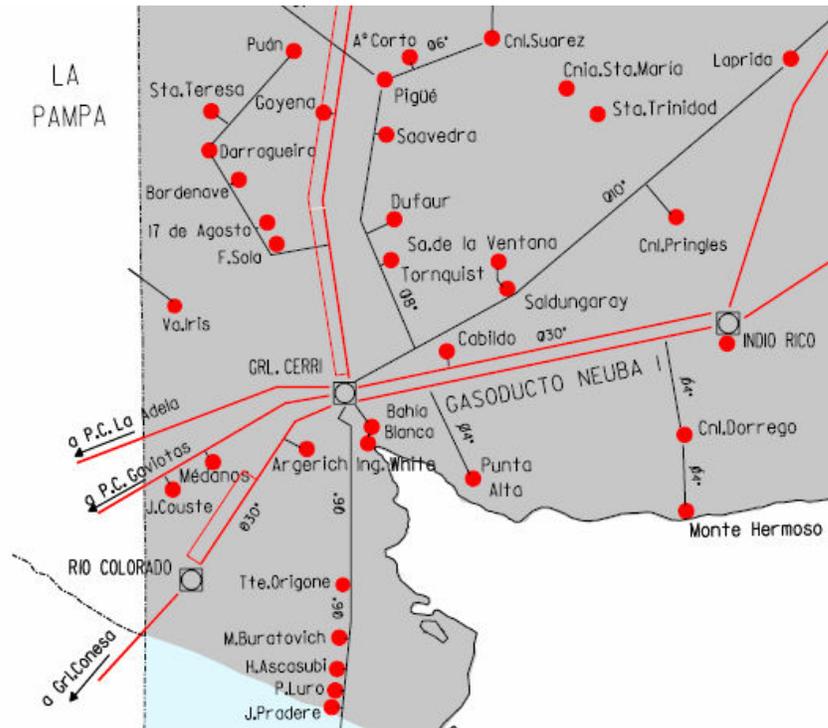


Ilustración 5-2. Ampliación de la zona de interés.

En síntesis, Bahía Blanca parece una buena opción para llevar adelante un estudio de prefactibilidad para la instalación de una terminal de GNL.

Para el diseño de la terminal y obras adicionales como la construcción un gasoducto de conexión con el sistema de transporte y la ampliación del actual sistema de transporte habrá que tener en cuenta los siguientes factores:

1. Necesidades de GN
2. Demanda futura de las centrales térmicas TG y CC
3. Terminales ya existentes en otros países
4. Posibilidad de ampliaciones
5. Localización de la Terminal de regasificación
6. Consumo en la zona de instalación

Para que al final del período reste un excedente de capacidad similar al de la primera alternativa, la capacidad final de la misma debería ser de 28 Mm³/d. En cuanto al tamaño, el mismo está en un nivel intermedio respecto a los proyectos actualmente en ejecución, es decir es un valor alcanzable por la tecnología existente y capaz de ser superado.

A continuación se muestran algunos datos de los proyectos de regasificación en ejecución.

Proyectos	Ubicación	Superficie (has)	Capacidad de Producción (Mm ³ /día)	Capacidad de Almacenamiento (m ³)	Inversión (M U\$S)	Plazo
Freeport LNG Development, L.P.	Texas, USA	80	42,5	320.000 (repartidos en 2 tanques)	500	2004-2007
Golden Pass LNG Project	Texas, USA	364	56	310.000 (repartidos en 2 tanques)	1000	2006-2009
Sempra Energy LNG Receiving Terminals	Energia Costa Azul	Baja California, Mexico	28		500	2005-2008
	Cameron	Louisiana, USA	43		500	2005-2008
El Musel	Gijón, España	20	20	300.000 (en 2 tanques)	500	2006-2010
Bahia Quintero	Chile		7	320.000	400	2006-2010

Tabla 5-3. Algunos proyectos de regasificación en ejecución.

Dado que las necesidades aparecen a mitad de la década siguiente y van en aumento hasta 2020, se considera conveniente que la terminal se construya en 2 o 3 módulos de manera de lograr un mejor aprovechamiento de los recursos.

La localización de la terminal va a determinar la necesidad de obras como gasoductos de interconexión y necesidad de ampliaciones en el sistema de transporte.

En caso de que se ubique en Bahía Blanca se podría lograr una interesante sinergia con el polo Petroquímico ubicado en dicha ciudad⁶⁹. Esto no implica que no se tengan que hacer ampliaciones pero la necesidad de las mismas se puede ver en parte disminuida por esta cuestión. En la actualidad, este polo se alimenta del gas proveniente de las cuencas del sur (Austral y San Jorge) y Neuquina. Para dimensionar el aumento en los gasoductos que unen Cerri con GBA habrá que considerar el mayor flujo proveniente de la cuenca Austral⁷⁰, el flujo resultante de GNL menos el consumo en la zona y el menor flujo de los gasoductos Neuba I y II, ambos provenientes de Neuquén y concurrentes en Cerri.

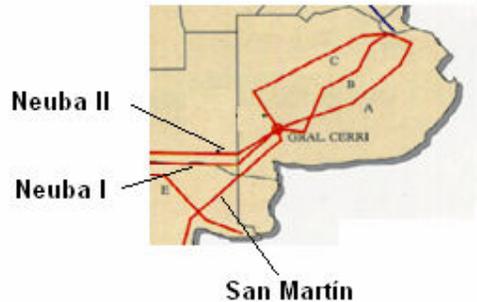


Ilustración 5-3. Gasoductos que concurren y salen de Gral Cerri.

Es importante aclarar que el GNL no puede reemplazar el total del gas empleado por el polo debido a que parte de la demanda es de líquidos de gas natural como etano y propano mientras que el GNL es exclusivamente metano (gas transportado en cañerías).

En el Gráfico 5-1 y la Tabla 5-4 se propone la construcción de la Terminal en 3 etapas hasta llegar a la capacidad de proceso final.

⁶⁹ El consumo en el último año fue de aproximadamente 3 Mm³/d de gas seco (metano).

⁷⁰ En el análisis de producción se vio que la cuenca Austral aumentaba su volumen de producción.

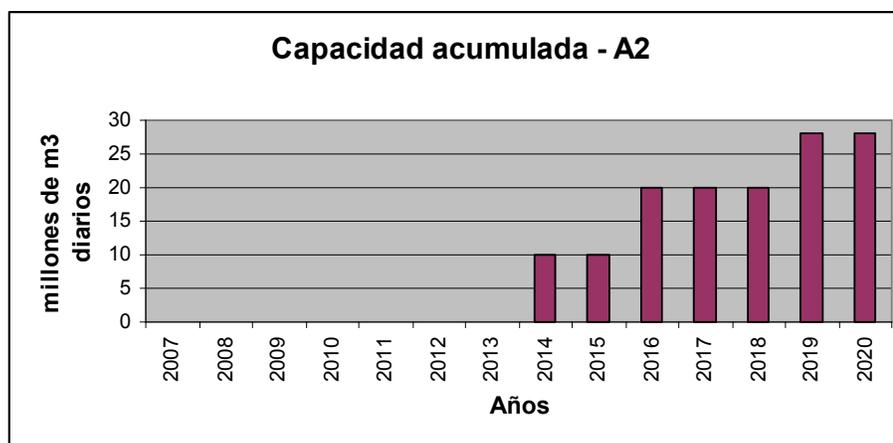


Gráfico 5-1. Evolución de la capacidad de abastecimiento de GN en la Alternativa 2.

Año	Importaciones a cubrir	Infraestructura en operación	Capacidad (Mm3/d)	Capacidad acumulada desde 2014 (Mm3/d)	Capacidad restante (Mm3/d)
2014	4,7	Primer módulo	10	10	5,3
2015	8			10	2
2016	11,5	Segundo módulo	10	20	8,5
2017	15			20	5
2018	18,6			20	1,4
2019	22,4	Tercer módulo	8	28	5,6
2020	26,3			28	1,7

Tabla 5-4. Aumentos de capacidad, evolución de la capacidad de abastecimiento de GN y capacidad restante en la Alternativa 2.

Se observa que el primer módulo recién debería entrar en funcionamiento en 2014. En general los períodos de construcción demoran 3 años como se ve en la Tabla 5-3. A ello hay que sumarle el período de estudios ambientales, diseño y el proceso licitatorio.

Por ende, si se consideran 3 años para la construcción de la terminal y adaptación del área portuaria y de 2 a 3 años para la generación del marco regulatorio, la realización de los diferentes estudios de localización y ambientales y el proceso licitatorio, el Gobierno debería comenzar a impulsar este tema entre 2008 y 2009.

5.2. Análisis económico

5.2.1. Consideraciones

- El costo de GNL en puerto ya contempla el costo de regasificación y tiene en cuenta además el recupero de las inversiones por dicha planta.
- Se calcula el costo de transporte desde Bahía Blanca hasta GBA para que sumado al anterior totalice el costo de GNL en GBA. Para ello se utiliza la tarifa antes de la crisis pero dolarizada y ajustada a U\$S 2006 dado que se vio en el

estudio de la alternativa A1 que la misma era similar al cálculo realizado a través de las inversiones. Se usa la parte proporcional del costo desde la cuenca Neuquina (mediante NEUBA I o II) a GBA⁷¹.

- El costo anual se calcula como el producto del costo de GNL en GBA por el volumen anual de gas necesario.

Tramo	Longitud (km)
Neuquén-Cerri	580
Cerri-Bs. As.	650
Total	1230

Tabla 5-5. Longitudes de los tramos de gasoducto Neuba I y II⁷² y total para proporcionalizar la tarifa.

	\$/1000m3	U\$\$/Mbtu
Tarifa dolarizada y ajustada	\$ 62,33	\$ 0,56
Proporcional tramo Cerri-Bs As.	\$ 32,94	\$ 0,30

Tabla 5-6. Costo de transporte considerado para el tramo Cerri-Bs. As.

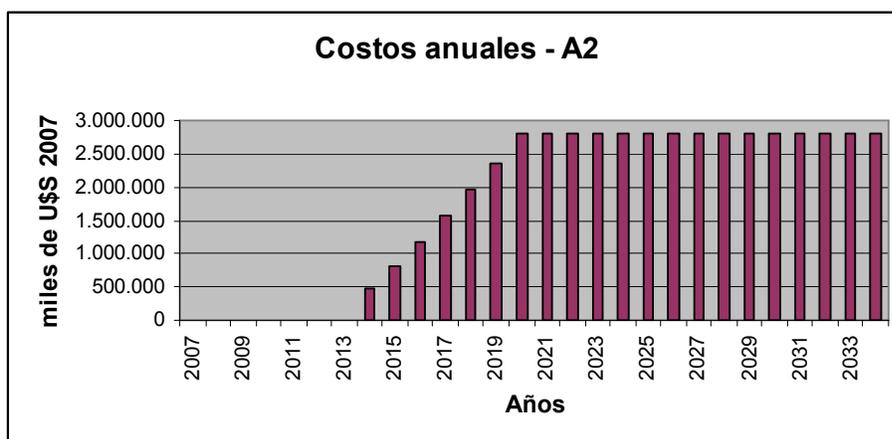


Gráfico 5-2. Evolución de los costos anuales de la Alternativa 2 (en miles de dólares de 2006)

⁷¹ Si bien se cuenta con costos de gasoductos los mismos varían considerablemente en función del diámetro, capacidad y terreno, razón por la que en este caso se prefiere recurrir a las tarifas vigentes aunque es probable que las mismas no se mantengan en el largo plazo.

⁷² Los dos gasoductos tienen recorridos similares así que se toman valores promedio.

Año	Importaciones a cubrir (Mm3/d)	Costo GNL en puerto (U\$S/Mbtu)	Costo GNL en GBA (U\$S/Mbtu)	Costo total anual (miles U\$S)
2007	0,0	8,91	9,20	-
2008	0,0	8,86	9,16	-
2009	0,0	8,34	8,64	-
2010	0,0	8,10	8,39	-
2011	0,0	7,64	7,94	-
2012	0,0	7,49	7,79	-
2013	0,0	7,34	7,64	-
2014	4,7	7,38	7,67	486.566
2015	8,0	7,31	7,60	825.753
2016	11,5	7,39	7,69	1.190.228
2017	15,0	7,61	7,91	1.599.992
2018	18,6	7,60	7,90	1.986.792
2019	22,4	7,61	7,91	2.392.783
2020	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2021	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2022	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2023	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2024	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2025	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2026	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2027	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2028	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2029	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2030	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2031	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2032	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2033	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2034	26,3	7,67	7,96	2.831.616
2035	26,3	7,67	7,96	2.831.616

Tabla 5-7. Evolución de costos e importaciones de la Alternativa 2 (en miles de U\$S 2006).

5.3. Marco Regulatorio

Al revisar todas las leyes, decretos y regulaciones vigentes de nuestro país se ve que no hay mención acerca del gas natural licuado.

De todas maneras habría que analizar qué rol ocuparía la terminal de GNL dentro de la Ley (si es que puede ser considerado sujeto). Podría ser considerado transportista desde que debe conectar un gasoducto a la red de transporte. Ahora bien, si sólo hace contratos con grandes usuarios podría considerarse un agente desregulado ya que no usaría la red de transporte.

En caso de querer llevar adelante algún tipo de regulación se pueden estudiar aquéllas existentes en otros países más avanzados en el desarrollo de esta actividad como EEUU o España, lo cual le podría ahorrar valioso tiempo además de hacer consultas sobre las experiencias en dichos países.

También hay que considerar que un proyecto de estas magnitudes podrá tener detractores por lo cual hará falta una ronda de negociaciones con diversos grupos, entre ellos ambientalistas y personas cercanas a la zona donde se construya la terminal.

En Latinoamérica la única experiencia en proceso se está dando en Chile. Vale la pena aclarar que aunque este país no ha elaborado un marco regulatorio para el GNL, sí posee un marco legal con reglas claras para las inversiones.

5.4. Aspectos cualitativos

+	-
Diversificación de la fuente de abastecimiento	Mayores costos de adquisición. Es probable que el GNL tienda hacia la “commoditización” con lo cual su precio se determine de forma global, respetando la división entre la cuenca Atlántica y del Pacífico.
Tendencia creciente, lo cual puede mejorar la tecnología aplicada y generar escala haciendo que los precios se mantengan relativamente estables	Posiciones en contra de ambientalistas que pueden bloquear o demorar la construcción de terminales de regasificación en el país.
Incorporación de una tecnología moderna que pueden ayudar a generar el desarrollo de la industria energética. Es una manera de estar ligado al crecimiento tecnológico así como en su momento se hizo al instalar la central nuclear.	Período de implementación de ampliaciones relativamente extenso (3 a 5 años)

El aspecto cualitativo más relevante es la diversificación de la fuente de abastecimiento dado que el GNL puede ser traído desde diferentes países.

Además, esta iniciativa permitiría al país estar al tanto de nuevas tecnologías que pueden generar la contratación de mayores profesionales o el interés de jóvenes dedicados a la ciencia aplicada.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que hay países en la región que están llevando a cabo proyectos de esta índole. A la iniciativa de Chile se ha sumado Brasil, país en el cual se están construyendo dos terminales de regasificación y tiene otras dos en estudio (Ver Anexo 3.5.7).

6. ALTERNATIVA 3

Surge de combinar las dos alternativas anteriores. En principio se había pensado en incluir escenarios con dos posibles localizaciones de la planta de regasificación donde una variante que se manejaba era la costa de Uruguay. En este caso, la opción más viable económicamente sería Montevideo, dado que existe un gasoducto que conecta esta ciudad con zonas cercanas a GBA. Sin embargo, este puerto tendría inconvenientes similares a Buenos Aires por cuestiones de calado.

Dado que este análisis implica mayor dedicación en cuanto a investigar los posibles puertos y obras a realizar se opta por hacer foco en el escenario que contempla la ubicación de la terminal en territorio nacional.

6.1. Análisis de obras

Se evalúa una alternativa que combina un contrato adicional con Bolivia para aprovechar la mayor capacidad en el GNOA como consecuencia de la menor inyección en la cuenca del Noroeste y una terminal de GNL localizada en la misma región que en la Alternativa 2 pero de menor capacidad.

Es decir que en lo que respecta a la mayor importación de gas de Bolivia, no se prevén obras de infraestructura adicionales a las ya puestas en marcha.

Respecto a la terminal de regasificación, además del tamaño también son variables la oportunidad de su puesta en marcha y las ampliaciones que pudieren preverse.

En este caso, se propone llevar a cabo la construcción en dos etapas.

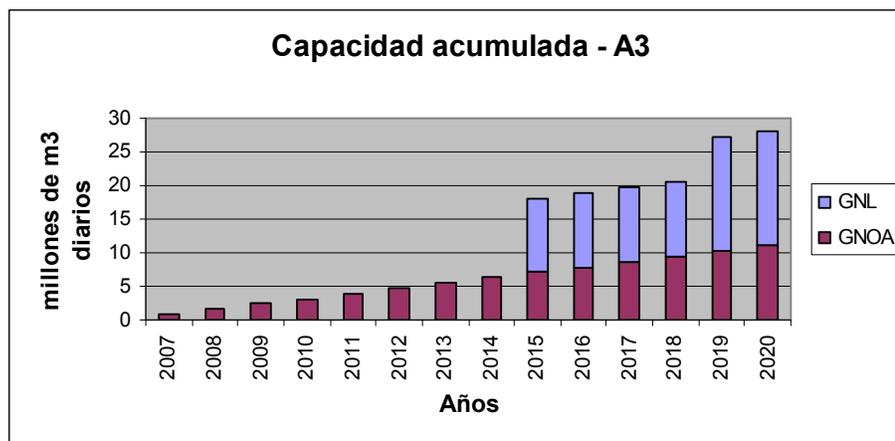


Gráfico 6-1. Evolución de la capacidad de abastecimiento de GN en la Alternativa 3.

Año	Importaciones a cubrir (Mm3/d)	Aumento de capacidad gasoducto del Norte (menor inyección)	GNL (planta Arg.)	Capacidad nominal adicional a lo planeado (Mm3/d)	Capacidad acumulada (Mm3/d)	Capacidad restante (Mm3/d)
2007	-	0,8	-	0,8	0,8	0,8
2008	-	0,8	-	0,8	1,6	1,6
2009	-	0,8	-	0,8	2,4	2,4
2010	-	0,8	-	0,8	3,2	3,2
2011	-	0,8	-	0,8	4	4
2012	-	0,8	-	0,8	4,7	4,7
2013	-	0,8	-	0,8	5,5	5,5
2014	4,7	0,8	-	0,8	6,3	1,6
2015	8	0,8	11	11,8	18,1	10,1
2016	11,5	0,8	-	0,8	18,9	7,5
2017	15	0,8	-	0,8	19,7	4,7
2018	18,6	0,8	-	0,8	20,5	1,9
2019	22,4	0,8	6	6,8	27,3	4,9
2020	26,3	0,8	-	0,8	28,1	1,8

Tabla 6-1. Aumentos de capacidad, evolución de la capacidad de abastecimiento de GN y capacidad restante en la Alternativa 3.

6.2. Análisis económico

Todas las consideraciones ya fueron planteadas en las alternativas anteriores por lo cual se puede pasar directamente a mostrar los costos en que se incurre.

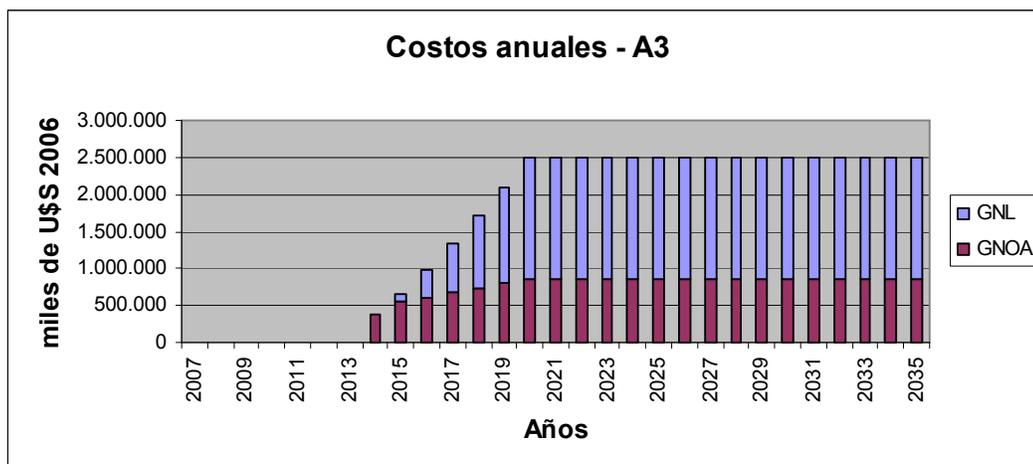


Gráfico 6-2. Evolución de los costos anuales de la Alternativa 3 (en miles de dólares de 2007)

Año	Importaciones a cubrir (Mm3/d)	Costo frontera (US\$/MBtu)	Volumen GNOA (Mm3/d)	Costo anual transporte por GNOA (US\$)	Volumen GNL (Mm3/d)	Costo GNL en GBA (US\$/MBtu)	Costo GN en GBA (miles US\$)	Costo GNL en GBA (miles US\$)	Costo total anual (miles US\$)
2007	0	5,00	-	-	-	9,20	-	-	-
2008	0	5,00	-	-	-	9,16	-	-	-
2009	0	5,00	-	-	-	8,64	-	-	-
2010	0	5,00	-	-	-	8,39	-	-	-
2011	0	5,00	-	-	-	7,94	-	-	-
2012	0	5,00	-	-	-	7,79	-	-	-
2013	0	5,00	-	-	-	7,64	-	-	-
2014	4,7	5,00	4,7	48.767.988	-	7,67	365.866	-	365.866
2015	8	5,00	7,1	74.042.143	0,9	7,60	555.477	93.814	649.291
2016	11,5	5,00	7,9	82.269.047	3,5	7,69	617.197	367.736	984.933
2017	15	5,00	8,7	90.495.952	6,3	7,91	678.917	669.541	1.348.457
2018	18,6	5,00	9,5	98.722.857	9,1	7,90	740.636	972.789	1.713.426
2019	22,4	5,00	10,3	106.949.761	12,1	7,91	802.356	1.292.860	2.095.217
2020	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2021	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2022	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2023	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2024	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2025	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2026	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2027	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2028	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2029	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2030	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2031	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2032	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2033	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2034	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869
2035	26,3	5,00	11,1	115.176.666	15,2	7,96	864.076	1.638.793	2.502.869

Tabla 6-2. Evolución de costos e importaciones de la Alternativa 3 (en miles de US\$ 2006).

6.3. Marco Regulatorio

Valen los mismos comentarios que para las anteriores alternativas dado que esta es una combinación de ellas.

6.4. Aspectos cualitativos

Se tienen los aspectos de las alternativas anteriores pero balanceados por una cuestión de los volúmenes que se importan a través de cada modo.

Es decir, se mantienen algunos aspectos favorables de la A2 como la diversificación de la fuente aunque en menor medida y, a su vez, se continúa aprovechando recursos de Bolivia a un precio inferior.

7. COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

A partir de los costos anuales de las diferentes alternativas se calculan los valores presentes de los mismos (VPC). Para cada uno de los casos se evalúa la relación beneficio-costos verificándose si agrega valor.

Valores presentes (U\$S)	A1	A2	A3
Beneficio (B)	\$ 14.234.320.297	\$ 14.234.320.297	\$ 14.234.320.297
Costos (C)	\$ 9.319.569.978	\$ 12.798.142.022	\$ 11.153.762.397
B/C	1,53	1,11	1,28

Tabla 7-1. Relación B-C para cada alternativa.

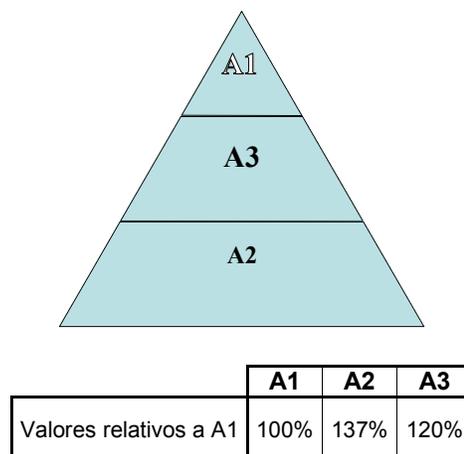
El hecho de que en todos los casos la relación B-C es mayor a 1 implica que, bajo los supuestos considerados, todas las propuestas de abastecimiento de gas natural podrían ser implementadas agregando valor a la sociedad.

Dado que los beneficios son iguales en todas, la mejor alternativa desde el punto de vista económico es la que tiene el menor costo actual.

En caso de darse el caso de beneficios distintos habría que llevar a cabo un análisis diferencial que considere el cociente entre ΔB y ΔC , donde los Δ corresponden a las diferencias entre beneficios y costos, respectivamente, de una alternativa con la que posea el menor costo. Si dicha relación es mayor a 1 quiere decir que esta última es mejor que la anterior. Luego, se hace la comparación con la alternativa restante y se sacan las conclusiones.

7.1. Ranking de alternativas

En función de los costos, el ranking de alternativas es el siguiente:



Si la decisión se hace en función de los costos el orden de prioridad lo tiene A1, seguida por A3 y A2.

En este análisis los beneficios se consideran iguales para los 3 casos dado que los aspectos no monetarios (cualitativos) que podían llegar a diferenciar las alternativas eran realmente difíciles de cuantificar. El beneficio de diversificación que caracteriza a las alternativas A2 y A3 es más importante en la primera de éstas porque se logra mayor independencia de Bolivia (hay que tener en cuenta que ya existen importaciones de ese país).

Un cálculo interesante a partir de lo anterior es analizar cuál es el valor de diversificar en alguna medida la fuente de abastecimiento. Esto se logra efectuando la diferencia, en valor absoluto, entre el costo de A1 y los obtenidos de las alternativas A2 y A3.

7.2. Valor de diversificación de la fuente de abastecimiento (VDF)

	A2	A3
VDF (U\$S)	\$ 3.478.572.044	\$ 1.834.192.419

Es decir que el costo presente de la opción de diversificar el abastecimiento varía entre 1800 MU\$S y 3500 MU\$S, según el grado de diversificación pretendido.

Diversificación de las importaciones en A2 y A3

Para tener una idea de la diversificación que producen estas alternativas se elaboran las siguientes tablas para cada una de ellas:

Año	Importaciones totales (adicionales + contratadas)	Importaciones GNL	% de diversificación total de importaciones	
			sobre total	sobre adicional ⁷³
2007	7,2	-	0%	0%
2008	13,1	-	0%	0%
2009	17,9	-	0%	0%
2010	18,6	-	0%	0%
2011	22,3	-	0%	0%
2012	25,7	-	0%	0%
2013	29,1	-	0%	0%
2014	32,4	4,7	14%	100%
2015	35,7	8	22%	100%
2016	39,2	11,5	29%	100%
2017	42,7	15	35%	100%
2018	46,3	18,6	40%	100%
2019	50,1	22,4	45%	100%
2020	54	26,3	49%	100%

Tabla 7-2. Diversificación en la A2.

⁷³ No considera el gas natural importado de Bolivia por el contrato actual.

Año	Importaciones totales (adicionales + contratadas)	Importaciones GNL	% de diversificación total de importaciones	
			sobre total	sobre adicional
2007	7,2	-	0%	0%
2008	13,1	-	0%	0%
2009	17,9	-	0%	0%
2010	18,6	-	0%	0%
2011	22,3	-	0%	0%
2012	25,7	-	0%	0%
2013	29,1	-	0%	0%
2014	32,4	-	0%	0%
2015	35,7	0,9	3%	11%
2016	39,2	3,5	9%	31%
2017	42,7	6,3	15%	42%
2018	46,3	9,1	20%	49%
2019	50,1	12,1	24%	54%
2020	54,0	15,2	28%	58%

Tabla 7-3. Diversificación en la A3.

La alternativa A2 permite que, de considerar las importaciones ya contratadas, en el año 2020 se logre una distribución equitativa de las importaciones, proviniendo éstas en un 50% de Bolivia y en otro 50% vía buques metaneros.

En el caso de la alternativa A3, si bien la importación de GNL es bastante menor, la misma roza un tercio del total importado, un valor nada despreciable.

8. BREVE ANÁLISIS DE IMPORTACIÓN DESDE VENEZUELA

El objetivo de este análisis es cuantificar el costo de transporte desde Venezuela para determinar su posible costo en city gate y así observar el grado de competitividad que tiene frente al resto de las alternativas desde el punto de vista económico. Este análisis no se tiene en cuenta en la comparación de alternativas para el período en estudio porque implica la realización de análisis de especialistas en diferentes áreas (civil, ambiental, legal entre otras) y decisiones políticas de varios países.

En la parte final del análisis se agregan factores cualitativos que convendrían ser analizados por los gobiernos de Sudamérica de seguir adelante con el Proyecto.

8.1. Datos estimativos sobre el Proyecto GASUR⁷⁴

El objetivo del Proyecto sería el de suplir fundamentalmente las necesidades de Argentina y Brasil e indirectamente (mediante la red de interconexión existente y posibles ampliaciones) a Uruguay, Paraguay y Chile.

Dado que este proyecto está en una etapa muy poco avanzada no existen datos oficiales respecto de las características técnicas y económicas del mismo. Por esta razón se utiliza fundamentalmente información periodística.

El único dato encontrado que hace referencia a la posible inauguración de este gasoducto menciona el año 2017 [Stefanini, 2007] en caso de comenzar con las obras en el 2010. Teniendo en cuenta que las necesidades adicionales de Argentina comienzan a partir de 2014/2015 sería necesario combinar esta alternativa con alguna otra o ampliar la producción nacional.

A continuación se muestra una de las trazas en estudio como para tener una idea de las zonas que atravesaría.

⁷⁴ Gasoducto del Sur



Ilustración 8-1. Traza posible del GASUR.
Fuente: Petrobras

8.2. Análisis económico

La metodología para el cálculo del transporte es similar a la empleada para el caso de Bolivia. El mayor interés reside en el costo por unidad de energía en que llegaría a Argentina, a fin de poder arribar a una conclusión al compararlo con las alternativas analizadas previamente.

Dado que el gasoducto en cuestión atravesaría varios países es difícil saber qué parte de la inversión (y por ende costos) se podría asignar a la Argentina. Por ello se utiliza un costo por unidad de longitud y diámetro de gasoducto que multiplicado por la longitud total y el diámetro con el que llegaría a nuestro país daría un aproximado de la inversión asignable.

Al estudiar las inversiones en gasoductos se vio que los valores más altos rondaban entre 30 y 40 U\$\$/pulg/m), a lo cual hay que adicionarle la inversión en compresión.

Para tener una idea, la inversión total para el GNEA es de aproximadamente 33 U\$\$/pulg/m. Si se considera que la dificultad del terreno es mucho mayor en el caso del GASUR y que precisaría mayor capacidad de compresión por las largas distancias se podría pensar en un valor cercano a los 40 U\$\$/pulg/m.

En este caso, por la magnitud de la obra se considera un período de repago de 25 años. La tasa de descuento y el porcentaje de costos variables sobre la inversión son los mismos que en el análisis de Bolivia.

Una diferencia en la metodología respecto al cálculo realizado para Bolivia es que aquí se incluyen dentro del costo de transporte el costo del gas inyectado adicional para

cubrir las pérdidas y los consumos de los compresores debido a que las pérdidas y los consumos en transporte (compresores) son mucho más importantes en este caso por la longitud del gasoducto.

Se puede considerar que las pérdidas varían proporcionalmente con la distancia. Si este valor es de 5% para los 1500 Km. del GNOA⁷⁵ que separan Salta de GBA se puede pensar que las pérdidas en el GASUR no serán inferiores a 25%. Entonces, el extra gas a inyectar se valora al precio en boca de pozo y se adiciona al costo anual en transporte para obtener un costo total anual. Este último se deduce en el volumen transportado (donde 27 m³ equivalen a 1 MBtu) para obtener el costo de transporte por unidad de energía.

Se establecen dos precios correspondientes a dos valores de flujos arribando a la Argentina:

- 25 Mm³/d: correspondientes a la oferta necesaria en 2017 más un adicional para enviar a Chile. Es decir que se considera que al existir un volumen adicional al necesario se está en condiciones de exportar una parte. Ese volumen sumado al considerado en la sección de exportaciones a Chile equivale aproximadamente al volumen exportado por Argentina en 2006 (16 Mm³/d).
- 40 Mm³/d: equivalente a la capacidad máxima que tendría la sección del gasoducto que llegue a Buenos Aires.

Como el costo anual es igual para cada año, el costo unitario desciende al aumentar el flujo hasta llegar a la máxima capacidad.

Inversión (U\$S /pulg/m)	40
Diámetro (pulg.)	30
Distancia (km)	10.000
Subtotal Inversión para Arg. (U\$S)	12.000.000.000
Imprevistos (10%)	1.200.000.000
Total Inversión para Arg.	13.200.000.000
<u>Recupero de capital</u>	
Plazo de recupero	25 años
Tasa de descuento real (en U\$S)	8%
Factor de recupero	0,0937
Recupero anual (U\$S) (1)	1.236.559.883
<u>Operación y Mantenimiento</u>	
5 % de la Inversión total (2)	660.000.000
Subtotal Costo anual de transporte (U\$S)	1.896.559.883
(1) + (2) + (3)	

Tabla 8-1. Subtotal costo anual en transporte.

⁷⁵ Gas retenido por TGN en el trayecto Salta-GBA.

	Volúmenes	
	mínimo	máximo
Volumen diario (Mm3/d)	25	40
Volumen anual (m3)	9.125.000.000	14.600.000.000
Pérdidas y consumo de compresores	25%	
Volumen de consumo y pérdidas (m3)	3.041.666.667	4.866.666.667
Costo anual del gas consumido en transp (U\$S) (3)	337.962.963	540.740.741
Total Costo anual de transporte (U\$S) (1) + (2)	2.234.522.846	2.437.300.624
Costo de transporte deducido en GN (U\$S / MBtu)	6,61	4,51
Precio de gas en boca de pozo (U\$S / MBtu)	2,50	
20 % de regalías	0,50	
Costo final (U\$S / MBtu)	9,61	7,51

Tabla 8-2. Costos deducidos en energía para dos flujos diarios.

Al obtener el costo de transporte deducido para ambos volúmenes se adiciona el precio del gas en boca de pozo (el cual también se utiliza para valuar el gas retenido) para llegar a un valor en city gate. En este caso no se tiene un valor acordado como en el caso de Bolivia así que se utiliza un valor similar al de este último. Es difícil saber en qué valor se va a establecer este precio. El último dato disponible fidedigno (Rodríguez Padilla, 2002) lo establecía en menos de 1 U\$S/MBtu (considerando regalías de 20%). Una manera de llegar a un precio sería mediante un netback⁷⁶ con el mercado estadounidense. Sin embargo, como se muestra en la Tabla 8-3 éste daría un precio muy poco competitivo al llegar a Buenos Aires, razón por la cual se utiliza un precio similar al resultante del netback para Bolivia (3 U\$S/MBtu incluyendo regalías).

⁷⁶ Este concepto se desarrolla para Bolivia en el Anexo I.3.3

Netback Venezuela	
Precio GNL en EEUU	8,00
Regasificación	0,50
Transporte A Puerto	-
Transporte Marítimo	1,16
Licuefacción	1,00
Transporte Gasoducto Venezuela	0,25
Total Costo	2,91
Precio boca de pozo	5,10

Tabla 8-3. Netback de gas venezolano en el mercado de EEUU (en U\$/MBtu).

Para los cálculos en la Tabla 8-3 se usan las mismas referencias que para el caso de Bolivia. Obviamente varían las distancias marítimas y de gasoducto yacimiento-puerto.

Se considera la distancia marítima considerada entre Trinidad y Tobago y la Terminal de GNL localizada en Baltimore (Cove Point). Para la longitud del gasoducto se toma la distancia entre Puerto Ordaz (punto de inicio de GASUR) y la costa del Océano Atlántico (250 km aproximadamente).

Este precio es comparable con el establecido en el contrato entre Bolivia y Argentina para el gas puesto en frontera.

De utilizarse el precio de la Tabla 8-2 (3 U\$/ MBtu) los resultados serían los siguientes.

	Para min. Vol.	Para máx. Vol.
Costo final (U\$ / MBtu)	12,41	10,31

Tabla 8-4. Costo final correspondiente para gas puesto en city gate Bs. As para ambos volúmenes.

En síntesis, se hace la comparación de precios con las alternativas anteriores y se concluye:

- En ninguno de los casos el precio city gate es más conveniente que el gas boliviano.
- Considerando un precio de boca de pozo de 3 U\$/MBtu, el gas venezolano puede ser competitivo frente al GNL una vez que el GASUR opere en su capacidad de diseño.
- Con un precio de gas en boca de pozo de 5 U\$/MBtu, el gas de Venezuela no es competitivo en precio frente al GNL.

8.3. Otros aspectos a tener en cuenta

8.3.1. Capacidad de producción

Existe la necesidad de que Venezuela aumente en forma conveniente su capacidad de producción de gas natural bruscamente.

8.3.2. Reservas de gas de Venezuela

- Suponiendo un flujo diario de 150 Mm³ a lo largo de 25 años se obtiene un consumo total de alrededor de 1400 mil millones de m³. Actualmente las reservas probadas de gas en Venezuela ascienden 4200 mil millones de m³ por lo que se ve un claro excedente aún considerando el consumo interno (durante 2005 fue de 29 mil millones de m³ y no tuvo tendencia creciente durante la última década) y exportaciones a países limítrofes.
- Si se supone un consumo promedio durante los próximos 30 años en Venezuela de 35 mil millones de m³ y las exportaciones actuales se llegaría a un volumen total de 2500 millones de m³, es decir algo más de la mitad de la reserva probada actualmente.
- Sin embargo, un punto clave es que sólo el 10% corresponden a gas no asociado. Es decir que la mayor parte de la producción estaría supeditada a la producción de petróleo.

8.3.3. Consideraciones ambientales

- Impacto ambiental en el desarrollo, construcción y operación de GASUR. Debemos recordar que este debe atravesar la Amazonia, área del planeta que ha sido considerada como el “Pulmón del Mundo”.
- La pluviometría en el Amazonia es un factor de alta importancia. Existen zonas donde en época de lluvia (8 meses al año) presentan un nivel de agua de hasta 12 metros de altura.
- La hidrografía es altamente complicada. No se han estudiado aún la cantidad de ríos, riachuelos, pantanos existentes en la Amazonia. ¿Para obviar gran parte de esta problemática, GASUR debe ser tendido por debajo de los lechos de los ríos?; ¿Todo el tendido de GASUR debe ser subterráneo?; ¿Aéreo?
- La picada o carretera de penetración para realizar las reparaciones y mantenimiento debe estar siempre operativa. La picada para instalación del gasoducto requiere de un ancho mínimo de 25 metros: 5 para el tubo y 10 a cada

lado del eje principal del tubo para futuros mantenimientos y como protección del gasoducto.

- Necesidad de que cada país por donde pase el gasoducto se haga responsable de llevar adelante un correcto mantenimiento.

En síntesis, no hay disponibilidad aún de estudios de factibilidad de este gasoducto.

9. OPCIONES DE FINANCIAMIENTO

Para llevar a cabo cualquiera de las alternativas A1 a A3 es necesario pensar en opciones de financiamiento. En este apartado no se da un esquema de cómo se debería financiar cada obra pero se comenta cómo se han llevado a cabo proyectos de infraestructura energética en la Argentina en tres momentos bien diferenciados.

Ello sirve como base para utilizar como opciones hacia el futuro.

9.1. Esquema anterior a la privatización del sector energético

Hasta principios de la década del 90 existía un plan director (obligatorio) para las empresas energéticas estatales donde a su vez cada una de ellas diseñaba su propio plan.

El financiamiento de los proyectos se realizaba fundamentalmente de las siguientes maneras:

- Recursos propios (tarifas): se dio en pocos casos, principalmente en períodos cortos entre otras cosas debido a cuestiones políticas e inflación, lo cual no permitía sostener tarifas que reditúen las inversiones.
- Fondos específicos nacionales de origen impositivo: los pagaban los usuarios en las facturas. Podían ser muy específicos (por ejemplo para el proyecto El Chocón-Cerros Colorados) o más generales (Fondo Nacional de la Energía Eléctrica). Luego, el Ministerio de Economía los asignaba a cada empresa.
- Préstamos de organismos multilaterales de crédito: entre ellos se destacan el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial (BM).
- Bancos internacionales
- Aportes del Tesoro Nacional: estos fondos eran no reintegrables y cubrían los faltantes.

Este esquema permitió la construcción de la infraestructura energética hasta 1992. Más allá de las críticas por algunas deficiencias en las obras que podían extenderlas más del tiempo previsto los resultados están a la vista. En lo que respecta al tema gasífero, se construyó la red de gasoductos que se utiliza actualmente. De hecho, dejando de lado los gasoductos de exportación que se han construido entre mediados de la década pasada y principios de ésta, no se han construido nuevos gasoductos troncales sino que se han ampliado los ya existentes mediante loops y aumento de compresión.

9.2. Esquema durante el período de privatización

La privatización de las empresas estatales se llevó a cabo bajo un esquema de tarifas retributivas que permitan las inversiones con rentabilidad razonable. Con ello el Estado se desentendió de la inversión en infraestructura energética ya que cada empresa debía manejar su expansión en función de las condiciones reinantes en el mercado de la oferta y la demanda.

Para llevar adelante las obras, se realizaban audiencias en las que participaban los beneficiarios (grandes usuarios del transporte y distribuidores) y los entes reguladores a cargo del Estado, donde estos últimos definían qué participación tendría cada uno en las inversiones.

Organizaciones como BID y BM disminuyeron notablemente su participación impulsando las inversiones con capitales privados a los cuales les podían brindar servicios financieros mediante agencias que como la Corporación Financiera Internacional.

En síntesis, las inversiones fueron netamente privadas utilizando capital propio y recursos autogenerados más un fuerte componente de deuda contraída en bancos u organismos internacionales.

9.3. Esquema actual

Es difícil definir el sistema actual dado que no hay claridad sobre la forma en que deben o pueden realizarse las inversiones en el campo energético.

Debido al congelamiento de las tarifas en algunos sectores, las empresas han reducido sus inversiones abruptamente desde la devaluación ocurrida a principios de 2002. Estos cinco años de crecimiento en la demanda no acompañada por un crecimiento de la oferta ha motivado una situación actual de crisis por lo cual el Gobierno ha decidido impulsar algunas obras para tratar de revertir esta situación.

Si bien el riesgo país actual es notablemente inferior al de un lustro atrás (300 puntos versus alrededor de 2000), lo cual le permitiría acceder a créditos a un costo accesible, una combinación de factores como: deudas pendientes con el Club de París, cuestiones a resolver respecto a la quita efectuada en la deuda por emisión de bonos y una relación poco fluida con el Fondo Monetario Internacional (FMI) sumados a las buenas recaudaciones impositivas en los últimos años han llevado a que el Gobierno considere la utilización de aportes del Tesoro Nacional como una de las principales herramientas para solventar las obras publicitadas. Entre ellas se destacan: Plan Federal de 500 kV, terminación de la central nuclear Atucha II y elevación de cota de la represa Yacretá.

En gran parte de las obras se usa un instrumento financiero conocido como fideicomiso, cuyo objetivo es crear un fondo alimentado por aportes y administrado por un

organismo específico con la misión de destinar partidas presupuestarias con fines determinados.

Lo que representa mayor interés desde el punto de vista de financiamiento es el origen de los aportes. Los mismos pueden provenir del Tesoro Nacional, de la órbita privada (principalmente de parte de los interesados directos), de entidades financieras o una combinación de las anteriores.

En el caso de la ampliación del transporte de gas natural, tal como dice el decreto 180/2004:

“El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos. se están utilizando aportes de las transportistas.”

9.4. Reflexiones

Si se analizan los tres esquemas descriptos se observa que hubieron dos momentos claramente definidos: uno caracterizado por un Estado activo tanto en la planificación como en búsqueda de fondos en organismos internacionales para llevar adelante las inversiones y otro en el cual el Estado cedió su rol planificador y gestor de financiamiento relegándose a una posición de control que no es motivo de discusión en el presente trabajo.

De lo que sí no hay duda es que en la actualidad no existe certeza sobre cuál es la forma mediante la cual han de desarrollarse las inversiones. Por un lado parece que se quiere retomar la participación activa en la gestión de las obras. La creación de ENARSA es una muestra de ello. Pero ¿existe realmente un plan sobre cómo se deben generar esos fondos?

Actualmente, los fondos se basan fundamentalmente en los superávits fiscales, pero ¿es sustentable en el largo plazo?

En caso que sea el Gobierno el que lleve adelante las obras de infraestructura ¿qué rol desempeñarán las empresas privadas?

Ante las anteriores preguntas se pueden ensayar diferentes respuestas que pueden depender de planteos económicos o ideológicos.

Sin embargo, en un mundo globalizado como el actual y donde la tecnología tiene cada vez más influencia en la energía no se puede dejar de lado a las grandes empresas ya que ellas son las que tienen la capacidad de invertir en un sector capital intensivo y con

períodos de maduración largos siempre y cuando se les asegure una razonable rentabilidad. Para que esto ocurra, a su vez, tiene que existir un marco regulatorio que asegure esta rentabilidad y que sea sustentable y cumplible por todas las partes en el tiempo.

Lo anterior no implica que el Estado abandone su rol de planificador y garante de los servicios básicos a la sociedad. Por lo tanto, puede impulsar obras que tal vez no sean tan atractivas económicamente en comparación con otras o en un momento determinado, para la cual debe contar con un respaldo financiero que probablemente no pueda sostenerse enteramente en sus reservas y resulte conveniente recurrir al apoyo de organismos internacionales.

Si se toma el caso de la terminal de regasificación en construcción en Chile, el Estado chileno tiene una participación en la sociedad accionaria que financia el proyecto de un 20% mediante la empresa ENAP. Otra cuestión importante que se da en este proyecto es la agrupación de un pool de empresas que serán a su vez compradores del gas regasificado. Éste es uno de los métodos mediante los cuales se puede generar confianza ya que los emprendedores del proyecto son a su vez clientes.

Para finalizar se puede decir que el financiamiento de grandes proyectos vinculados al sector público no es una cuestión tan simple como solicitar préstamos bancarios o emitir bonos de deuda. Es una tarea que debe ser convenientemente analizada en base a los diferentes proyectos que hay en danza e ir adecuándolo en función del método que genere mayores beneficios a la suma de los interesados.

V. CONCLUSIONES

Es indiscutible que el gas natural es el principal componente de la matriz energética argentina y es esperable que continúe ocupando esta posición en los próximos años.

Este rol no es nuevo ya que desde la década de 1960⁷⁷ su participación experimenta un crecimiento sostenido con algunos vaivenes propios de la coyuntura. Esto se ve acentuado por algunos hitos como el descubrimiento del gran yacimiento de Loma de La Lata (1977) y la incorporación de ciclos combinados durante los '90. Ambos motivan que el gas natural pase a ser el combustible preferido dentro del sector de generación eléctrica en reemplazo de otros como el fuel oil. Además, a principios de los '80 se incorpora un nuevo tipo de usuario dentro del consumo final: el gas natural comprimido (GNC), el cual pasa de ocupar un porcentaje del 3% en 1993 a un 9% e 2005, siendo el usuario de mayor crecimiento durante ese período.

La participación del GN continúa en alza durante la década pasada y principios de ésta, a pesar de la drástica reducción del consumo a partir de la crisis de 2001. Sin embargo, de 2003 en adelante la recuperación en las industrias y el congelamiento de las tarifas provocan una recuperación del consumo que comienza a verse limitado ya que la capacidad de producción y transporte de gas natural habrían llegado al límite de sus posibilidades.

Dado que el gas natural es el principal insumo dentro de este sector se lo ha escogido como foco de este análisis para determinar si se son necesarias las importaciones y en caso afirmativo, buscar propuestas para el abastecimiento futuro de este combustible en base a determinados supuestos. Entre ellos se destacan la participación constante del GN dentro del consumo total de energía y una proyección de este último basado en un escenario de crecimiento del PBI fundado en la historia pero adecuado a una realidad diferente, un mundo cada vez más globalizado con un crecimiento impulsado por nuevos actores con fuerte incidencia en la economía mundial como son China e India.

El período elegido para el análisis es 2007-2020, en función del cual se elaboran todas las proyecciones de precios y volúmenes a producir y a importar. Sin embargo, dado que se analizan proyectos caracterizados por una larga vida (20 a 25 años) es necesario extender este intervalo temporal hacia 2035, manteniendo invariante las condiciones del último año para el análisis económico.

Es cierto que en el período analizado podrían surgir nuevas tecnologías como el hidrógeno o biocombustibles que cambien algunos parámetros o variables dentro del estudio realizado. Sin embargo, el presente Proyecto se elabora bajo el paradigma que reina en la actualidad y que estimo que va a llevar varios años modificar radicalmente. Es decir, si bien es muy posible que en los próximos años los mercados empiecen a

⁷⁷ Primer dato disponible en la Secretaría de Energía.

incorporar nuevos agentes, el tiempo que tardarán en ocupar roles importantes es difícil de estimar así como los precios a los cuales ingresarán.

La primera conclusión del análisis es que no sólo es necesaria la importación sino que aún considerando la construcción del gasoducto del Noreste y las importaciones contratadas con Bolivia, se precisa diseñar un plan de abastecimiento a partir de 2015 y es en él en el cual se concentran las alternativas propuestas.

El análisis de costo-beneficio de las alternativas refleja que todas ellas agregan valor a la comunidad, razón por la cual se pasa a una siguiente instancia donde se hace un ranking de las mismas en función de la que origina el menor costo de abastecimiento en city gate Buenos Aires, punto tomado como referencia para el cálculo de los costos de transporte.

En el anterior ordenamiento de las alternativas se llega a la conclusión de que la mejor opción desde el punto de vista económico es, en caso de ser posible, un nuevo acuerdo con Bolivia. Previamente, se estudian las reservas de este país a fin de detectar si son suficientes para abastecer a la Argentina y a otros clientes como Brasil y probablemente a clientes internacionales mediante gas natural licuado (GNL).

En segundo y tercer plano asoman la alternativa de construcción de una terminal de regasificación para la importación de GNL y otra que contempla dicho proyecto en combinación con un nuevo contrato con Bolivia pero sin obras de ampliación de los gasoductos existentes sino el aprovechamiento de la capacidad sobrante que se proyecta para el gasoducto del Noroeste argentino (GNOA).

Dado que en el análisis anterior no se cuantifican aspectos cualitativos porque se estima que incluirían un fuerte componente de subjetividad, a partir de los resultados obtenidos se determina cuál sería el costo actualizado de la diversificación de la fuente de abastecimiento. Esto asume que el principal factor cualitativo que diferencia las alternativas es la diversificación y por ende se calcula el mismo como aquel beneficio con el cual las tres alternativas serían equivalentes. Obviamente que este costo que estaría dispuesto a pagar el Estado para tener el consecuente beneficio de diversificar el proveedor y generar así un menor riesgo de desabastecimiento es mayor en la segunda alternativa puesto que el volumen de GNL importado es considerablemente superior a la tercera (72% aprox.).

Otro de los beneficios no incluidos es la incidencia de los proyectos en la generación de empleo o favorecimiento de la industria nacional. Sin embargo, se cree que estos factores son un beneficio adicional para la alternativa 1 (importación desde Bolivia) dado que el hacer ampliaciones implicaría seguramente la construcción de tramos de gasoductos, los cuales pueden llevarse a cabo con la participación de industrias nacionales. Por otro lado, es muy probable que gran parte de los insumos utilizados para la construcción de terminales de regasificación sean de origen extranjero por la

tecnología que se requiere. En cuanto a la mano de obra, se estima que no habrá gran variación en la cantidad requerida de trabajadores.

Luego de la comparación de las alternativas sigue un breve análisis sobre el abastecimiento desde Venezuela mediante el llamado Gran Gasoducto del Sur (GASUR). La razón por la cual no se incorpora este proyecto dentro de la comparación previa es que de definirse este año la construcción del mismo podría demorar diez años mientras que las necesidades de Argentina se dan con anterioridad (2015). Además, al ser una obra que requiere la participación conjunta de por lo menos Venezuela, Brasil y Argentina hay varias cuestiones políticas por resolver. Otra duda es ver si Venezuela es capaz de aumentar su producción de gas natural a los previstos 140 millones de m³ diarios cuando actualmente su producción es marginal.

En base al estudio realizado puede preverse que en caso de ser factible el proyecto, el gas llegaría a un costo menos competitivo que los correspondientes a las alternativas analizadas. Sin embargo, puede ser una opción posible para un período posterior a 2020 o en caso en que a partir de 2008 o 2009 se vislumbre un horizonte de crecimiento en el consumo de gas superior al proyectado.

Un hecho a resaltar es que a pesar del énfasis puesto por el Gobierno en los beneficios que brindaría el Gasoducto del Noreste (GNEA), no considerarse que los problemas de abastecimiento estarán solucionados hacia el 2020.

Es necesario adoptar acciones que fomenten la exploración y la producción de GN en territorio argentino al mismo tiempo que comiencen a analizarse las otras alternativas de importación en función de la ponderación que se le otorgue a la diversificación y a la posibilidad o no de que puedan firmarse nuevos contratos con Bolivia.

Para hacer posible el crecimiento de la producción local el Estado tendrá que revisar la estrategia a utilizar para motorizar las inversiones requeridas. Actualmente, está vigente un marco regulatorio donde las actividades mencionadas quedan a cargo de las empresas contratistas bajo precios desregulados. Sin embargo, esta normativa no parece estar aplicándose ya que una porción importante de los precios están regulados.

Por esta razón, la definición de la estrategia va a involucrar la revisión del marco regulatorio existente. Si el Gobierno quiere hacer todas las inversiones por su cuenta tendrá que hacer modificaciones y como segundo paso analizar de qué manera se va a nutrir de los recursos monetarios necesarios para tal fin.

Los aportes privados no deberían ser desestimados ya que las inversiones de capital a realizar son fuertemente intensivas y difícilmente pueden ser afrontadas por el Estado en su totalidad. Pero justamente por esta razón y el largo período de repago asociado, es necesario que se establezcan reglas claras y, además, se respeten ya que la confianza es una condición indispensable para la inversión privada de largo plazo.

Finalmente, el Estado debe asumir toda su responsabilidad en este tema. Ese es, tal vez, uno de los factores principales por el cual la actividad exploratoria comenzó a decrecer a fines de la década pasada más allá de que las condiciones tarifarias hacían que el negocio fuese rentable. El Estado tiene a cargo un rol de control que debe ejercer pero paralelamente es necesario que desarrolle una planificación indicativa a fin de detectar futuros requerimientos en base a ello promover a través de las empresas el desarrollo de este Sector vital para el futuro del país sin descartar, en el caso que lo crea conveniente, su participación directa en el mismo.

VI. BIBLIOGRAFÍA

Libros

- ❖ Baca Urbina, G. 2005. *Fundamentos de Ingeniería Económica*. Mc Graw Hill. (3^o Edición). ISBN 970-10-4016-3.
- ❖ *Commodity Prices Forecasting*. Studying Paper. Apunte provisto por la Cátedra de Proyectos de Inversión en 2006. ITBA University. Argentina.
- ❖ Fontaine, E. 1994. *Evaluación Social de Proyectos*. Ediciones Universidad Católica de Chile. (10^o Edición). ISBN 956-14-0119-3.
- ❖ García, R. 2004. *Inferencia Estadística y Diseño de Experimentos*. Eudeba. ISBN 950-23-1295-3.
- ❖ Hanke, J. 1996. *Pronósticos en los negocios*. Prentice Hall. ISBN 0-205-16005-0.
- ❖ Sullivan William, G. 2004. *Ingeniería Económica de DeGarmo*. Pearson Prentice Hall. (12^o Edición). ISBN 970-26-0529-6.

Publicaciones y Artículos de revistas

- ❖ Carlos Ormachea. El Gasoducto del Noreste Argentino. Junio-Julio 2004. Proyecto Energético. año 21. n^o 68. IAE Gral Mosconi. Páginas 14-15.
- ❖ Gas Natural Ban: más clientes y menos ganancias. Mayo 2005. Tecnoil. año 26. n^o 267. Páginas 30-31.
- ❖ Hacia un nuevo paradigma energético. Mayo 2005. Tecnoil. año 26. n^o 267. Páginas 32-38.
- ❖ Jensen, James T. 2004. *The Development of a Global LNG Market*. Oxford Institute for Energy Studies. ISBN 1-901795-33-0. (formato electrónico).
- ❖ Lucioni, L. 2004. *La inversión para la provisión de servicios públicos y su financiamiento en América Latina y el Caribe: evolución reciente, situación actual y políticas*. Serie Macroeconomía de Desarrollo. CEPAL. ISBN: 92-1-322590-3. (formato electrónico).
- ❖ Oil & Gas Journal. 2004. Databook. Ed Penwell.

- ❖ Rodríguez Padilla, V. 2002. *Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá*. CEPAL. ISBN 92-1-321960-1. (formato electrónico).
- ❖ Siguen las controversias por las tarifas de gas. Mayo 2005. *Tecnoil*. año 26. n^o 267. Páginas 26-27.
- ❖ Tinker, S. 2003. *Introducción al GNL*. Bureau of Economic Geology. University of Texas. (formato electrónico).
- ❖ Una obra básica para las industrias del norte argentino. Octubre 2005. *Tecnoil*. año 27. n^o 272. Páginas 54-59.

Informes

- ❖ Annual Energy Outlook 2006. EIA
- ❖ Anuario Estadístico Sector Energético Argentino. 2005. IAE Gral. Mosconi.
- ❖ Balance Energético Nacional (BEN). 2006. Serie 1960-2005. Secretaría de Energía de la República Argentina
- ❖ BP Statistical Review of World Energy. 2007. BP
- ❖ Informes anuales 1997-2005. ENARGAS
- ❖ Emisión de deuda argentina en abril de 2007. Ministerio de Economía. Subsecretaría de Finanzas. Consultada el 10/07/2007:
http://www.mecon.gov.ar/finanzas/download/comunicado_resultado_bonar_x_12-04-07.pdf
- ❖ Informes diarios, mensuales y anuales. CAMMESA
- ❖ José Antonio Ruiz. 2006. Mercado de Gas Natural en Chile. Informe de la Comisión Nacional de Energía. Chile.
- ❖ LNG Shipping. 2002. Shell Gas & Power:
http://www.shell.com/static/shellgasandpower-en/downloads/our_brochures/lngshipping.pdf
- ❖ Proyecto de GNL en la Zona central. Pontificia Universidad Católica de Chile.
http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page565.htm

- ❖ Reservas no descubiertas en la Argentina. 2000. Consultada en mayo de 2007. United Status Geological Service (USGS):
<http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/regions/reg6/r6arge.pdf>
- ❖ Resumen de precios de gas en boca de pozo en el Mercado Electrónico del Gas S.A. Consultada en junio de 2007. Cinética Consultores:
<http://www.cineticaconsultores.com.ar/gas.php>
- ❖ Serie histórica de la Tasa Libor a 12 meses 1997-2007. Banco de Costa Rica. Consultada en junio de 2007:
<http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/fmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20347>

Artículos periodísticos en la web

- ❖ Andrés Matas Axpe. 14/07/2006. ¿Cuánto cuesta un gasoducto? Diario Soberanía. Venezuela.: http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2370.htm
- ❖ Arranca Proyecto del Gasoducto Noreste Argentino con U\$S 1.940 millones de inversión. 27/03/2007. Embajada de Bolivia:
http://www.embajadadebolivia.com.ar/not06_2007.htm
- ❖ Brasil y Chile avanzan para abastecerse de GNL. 23/06/2006. Los Tiempos:
http://www.lostiempos.com/noticias/23-06-06/23_06_06_eco1.php
- ❖ Petrobras estuda mais quatro projetos de gás. 27/03/2007. Diario O Globo:
<http://globo.com/Noticias/Negocios/0,,MUL14727-5600,00.html>
- ❖ Roberto Stefanini. 12/01/2007. América: el Gran Gasoducto del Sur y la interconexión energética. Equilibri.net.:
http://www.equilibri.net/articulo/5898/America_el_Gran_Gasoducto_del_Sur_y_la_interconexion_energetica
- ❖ Sabrina Lorenzi. 28/06/2007. Electrosul, Gestor digital de informaciones:
http://www.eletrosul.gov.br/gdi/gdi/cl_pesquisa.php?pg=cl_abre&cd=gfohYZ5_AVfhk

Normativas legales y contratos

- ❖ Ley 17319 “Ley de Hidrocarburos”
- ❖ Ley 24076 “Ley del Gas”

- ❖ Resolución 208/2004
- ❖ Resolución 599/2007
- ❖ Decreto 180/2004 y 181/2004
- ❖ Decreto 1182/2004
- ❖ Decreto 267/2007
- ❖ Contrato de compra-venta de gas natural entre Bolivia y Argentina. Octubre 2006:
http://www.ypfb.gov.bo/Contratos/ENARSA_YPFB.pdf.

Páginas Web de instituciones

- ❖ British Petroleum (BP)
www.bp.com/
- ❖ Energy Information Administration (EIA)
www.eia.doe.gov/
- ❖ International Energy Agency (IEA)
www.iea.org/
- ❖ Secretaría de Energía de la República Argentina
energia3.mecon.gov.ar/
- ❖ Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)
www.enargas.gov.ar/
- ❖ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)
www.cammesa.com.ar/
- ❖ Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE)
www.iae.org.ar/
- ❖ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPyG)
www.iapg.org.ar/
- ❖ Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE)
www.ceare.org/
- ❖ Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
www.olade.org.ec/

- ❖ Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A.
www.megsa.com.ar/
- ❖ Transportadora Gas del Norte S.A.
www.tgn.com.ar/
- ❖ Transportadora Gas del Norte S.A.
www.tgs.com.ar/
- ❖ Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC)
www.indec.mecon.ar/
- ❖ Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Bolivia
www.hidrocarburos.gov.bo
- ❖ Instituto Nacional de Estadísticas de Bolivia (INE)
www.ine.gov.bo/
- ❖ Society of Petroleum Engineers
www.spe.org/
- ❖ Ministerio de Economía y Producción de la República Argentina
www.mecon.gov.ar/
- ❖ Comisión Nacional de Energía de Chile
www.cne.cl/
- ❖ ENAP
www.enap.cl/
- ❖ Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
www.iadb.org/
- ❖ Consejo Portuario Argentino
<http://www.consejoportuario.com.ar/puertos.aspx?id=25>

VII. ANEXOS

1. ANEXO 1

1.1. Información energética de algunos países⁷⁸

Energía Primaria (MTep)	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	52,4	56,0	55,8	58,1	57,5	58,9	57,7	54,3	58,7	62,2	66,8
Australia	98,4	101,2	105,2	108,1	110,5	111,2	113,4	116,6	116,3	117,6	118,7
Canadá	275,2	285,7	285,5	282,6	284,2	289,8	289,9	296,7	302,8	311,4	317,5
Alemania	333,1	344,0	337,8	334,5	328,5	330,5	336,2	330,1	332,1	330,7	324,0
EEUU	2119,7	2190,5	2207,6	2222,0	2260,3	2312,0	2258,4	2291,1	2298,6	2344,7	2336,6
México	111,7	116,0	122,2	128,2	131,7	135,8	135,3	135,3	140,4	143,8	147,2
Perú	10,9	11,1	10,9	11,3	11,7	11,9	11,7	11,8	11,7	12,4	12,8
España	100,5	104,8	111,7	118,1	122,7	129,2	133,0	134,7	141,2	145,5	147,4
Rusia	668,1	647,2	610,9	611,4	621,1	636,0	637,5	646,6	656,9	670,5	679,6
Holanda	82,7	85,2	84,7	84,5	83,2	86,4	88,3	89,0	90,4	93,1	94,7
China	916,4	965,1	960,9	916,9	934,1	966,7	1000,0	1057,8	1228,7	1423,5	1554

Nota: Los datos correspondientes a la Argentina son algo menores que los que figuran en la Secretaría de Energía. Sin embargo son útiles a nivel comparativo entre los países.

⁷⁸ Fuente: BP Statistical Review of World Energy. 2006. British Petroleum.

Análisis del abastecimiento gasífero de Argentina hasta el año 2020

Consumo de GN (MTep)	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	22,4	25,7	23,7	25,3	26,9	27,6	25,8	25,1	28,7	31,5	33,7
Australia	16,9	17,2	17,8	18,6	19,3	19,8	20,3	20,9	21,7	21,0	21,3
Canadá	66,6	70,8	69,6	70,5	69,0	68,9	68,7	71,0	76,5	76,9	75,9
Alemania	61,8	69,4	65,7	66,2	66,6	66,0	68,8	68,6	71,0	71,3	71,3
EEUU	529,5	539,2	542,1	533,0	534,8	555,8	532,4	549,1	533,8	535,3	525,8
México	23,3	23,7	26,8	29,4	31,0	32,0	32,4	35,4	38,0	40,3	41,2
Perú	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,7	1,3
España	6,9	7,7	10,2	10,9	12,4	14,0	15,1	17,3	19,6	22,7	26,8
Rusia	313,6	315,3	290,8	302,7	301,8	313,1	309,3	322,8	326,1	333,6	336,2
Holanda	31,4	34,6	32,5	32,1	31,5	32,5	32,5	32,6	33,4	34,1	32,8
China	14,4	14,9	15,8	16,4	17,3	19,8	22,2	23,7	27,6	32,4	39,0

Porcentaje de Gas en Energía Primaria	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	43%	46%	42%	44%	47%	47%	45%	46%	49%	51%	50%
Australia	17%	17%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	19%	18%	18%
Canadá	24%	25%	24%	25%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	24%
Alemania	19%	20%	19%	20%	20%	20%	20%	21%	21%	22%	22%
EEUU	25%	25%	25%	24%	24%	24%	24%	24%	23%	23%	23%
México	21%	20%	22%	23%	24%	24%	24%	26%	27%	28%	28%
Perú	3%	3%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	4%	6%	10%
España	7%	7%	9%	9%	10%	11%	11%	13%	14%	16%	18%
Rusia	47%	49%	48%	50%	49%	49%	49%	50%	50%	50%	49%
Holanda	38%	41%	38%	38%	38%	38%	37%	37%	37%	37%	35%
China	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%

Porcentaje de Petróleo en Energía Primaria	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	37%	36%	38%	38%	37%	34%	33%	31%	30%	30%	30%
Australia	36%	35%	35%	34%	34%	34%	34%	33%	33%	33%	33%
Canadá	29%	29%	30%	31%	31%	30%	31%	31%	32%	32%	32%
Alemania	41%	40%	40%	41%	40%	39%	39%	39%	38%	37%	38%
EEUU	38%	38%	38%	39%	39%	39%	40%	39%	40%	40%	40%
México	66%	65%	65%	65%	63%	63%	63%	60%	60%	59%	60%
Perú	66%	67%	67%	65%	64%	62%	60%	58%	56%	58%	50%
España	56%	56%	56%	56%	56%	54%	55%	55%	53%	53%	53%
Rusia	22%	20%	21%	20%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Holanda	46%	44%	47%	47%	49%	48%	49%	49%	49%	50%	52%
China	17%	18%	20%	21%	22%	23%	23%	23%	22%	22%	21%

Porcentaje de Carbón en Energía Primaria	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	2%	2%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Australia	42%	42%	43%	44%	43%	43%	44%	45%	44%	45%	44%
Canadá	9%	9%	9%	10%	10%	10%	11%	10%	10%	10%	10%
Alemania	27%	26%	26%	25%	24%	26%	25%	26%	26%	26%	25%
EEUU	24%	24%	24%	25%	24%	25%	24%	24%	24%	24%	25%
México	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	4%
Perú	4%	3%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	4%	5%	5%
España	18%	15%	16%	15%	17%	17%	15%	16%	15%	14%	15%
Rusia	18%	18%	17%	16%	17%	17%	17%	16%	17%	16%	16%
Holanda	12%	11%	11%	11%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	9%
China	76%	76%	73%	71%	70%	69%	68%	67%	69%	69%	70%

Análisis del abastecimiento gasífero de Argentina hasta el año 2020

Porcentaje de Energía Nuclear en Energía Primaria	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%	2%	3%	3%	2%
Australia	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Canadá	8%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%
Alemania	10%	11%	11%	11%	12%	12%	12%	11%	11%	11%	11%
EEUU	8%	7%	7%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
México	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	2%	2%	1%	2%
Perú	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
España	12%	12%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	10%	10%	9%
Rusia	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Holanda	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
China	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%

Porcentaje de Energía Hidráulica en Energía Primaria	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Argentina	12%	9%	11%	10%	9%	11%	15%	15%	13%	11%	12%
Australia	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Canadá	28%	28%	28%	27%	27%	28%	26%	27%	25%	25%	26%
Alemania	2%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
EEUU	3%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%
México	6%	6%	5%	4%	6%	6%	5%	4%	3%	4%	4%
Perú	27%	27%	28%	27%	28%	31%	34%	35%	36%	32%	34%
España	5%	9%	8%	7%	6%	6%	7%	4%	7%	5%	4%
Rusia	6%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	6%
Holanda	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
China	5%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	6%	6%

1.2. Participaciones y demandas por sector

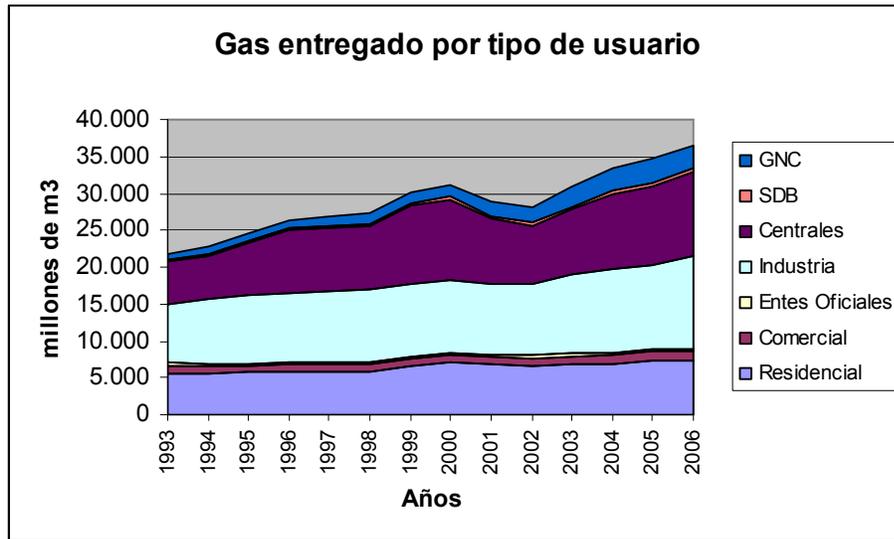


Gráfico 1-1. Gas entregado por tipo de usuario en el período 1993-2006.

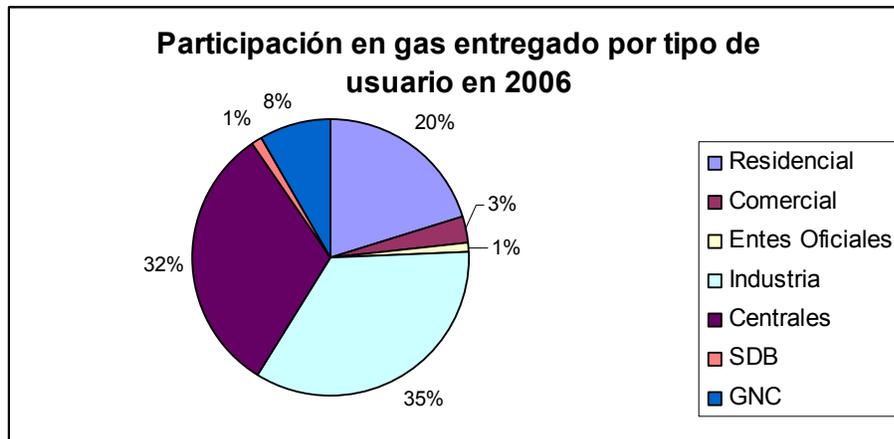


Gráfico 1-2. Gas entregado por tipo de usuario en 2006.

1.3. Algunas reglamentaciones de interés

- Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos)

Art. 3° — “El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2°, teniendo como **objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.**”

Art. 31°.- “Todo **concesionario de explotación está obligado a efectuar**, dentro de plazos razonables, las **inversiones** que sean **necesarias para la ejecución de los trabajos...**” [...] “...asegurando la máxima producción de hidrocarburos

compatible con la **explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.**”

- Ley 24.076

Art. 3º.- “**Quedan autorizadas las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa.**”

“**Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.**”

Art. 9º.- “**Son sujetos activos de la industria del gas natural los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que contraten directamente con el productor de gas natural.**”

Art. 10. — A los efectos de la presente ley se considera **productor** a toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional disponiendo libremente del mismo.

Art. 11. — Se considera **transportista** a toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.

Art. 12. — Se considera **distribuidor** al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada.

Art. 14. — Se considera **comercializador** a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.

Art. 16. — Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud —de acuerdo a la calificación que establezca el Ente Nacional Regulador del Gas—, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener del ente la correspondiente autorización de dicha construcción, extensión o ampliación.

Más allá de la existencia de varias leyes y regulaciones, el cumplimiento de varias de ellas es dudoso. Entre ellos se pueden citar los siguientes artículos vinculados a la rentabilidad de las empresas.

Art. 2. — g) Propender a que el **precio de suministro de gas** natural a la industria sea **equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.**

Art. 39. — A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las **tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:**

a) Que dicha **rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;**

b) Que guarde **relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.**

Art. 42. — **Cada cinco (5) años el Ente Nacional Regulador del Gas revisará el sistema de ajuste de tarifas.** Dicha revisión deberá ser efectuada de conformidad con lo establecido por los artículos 38 y 39 y fijará nuevas tarifas máximas de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 39 de la presente ley.

2. ANEXO 2

2.1. Modelos de regresión para el CITE

Se muestran las variables utilizadas en los diferentes modelos donde Y es la variable explicada y las X_i son las explicativas ensayadas.

	Y	X1	X2	X3
Año	CITE t (kTep)	CITE t-1 (kTep)	PBI (millones \$ 1993)	Población (millones)
1980	41.460	40.999	207.015	27,80
1981	40.821	41.460	195.790	28,21
1982	40.937	40.821	189.606	28,62
1983	42.366	40.937	197.402	29,03
1984	43.435	42.366	201.348	29,46
1985	41.435	43.435	187.355	29,89
1986	43.482	41.435	200.728	30,32
1987	45.948	43.482	205.928	30,77
1988	46.988	45.948	202.028	31,21
1989	45.076	46.988	188.014	31,67
1990	44.580	45.076	184.572	32,13
1991	46.265	44.580	204.097	32,60
1992	48.088	46.265	223.703	32,94
1993	50.197	48.088	236.505	33,29
1994	51.212	50.197	250.308	33,64
1995	52.429	51.212	243.186	33,99
1996	54.475	52.429	256.626	34,35
1997	56.919	54.475	277.441	34,71
1998	58.147	56.919	288.123	35,08
1999	59.846	58.147	278.369	35,45
2000	59.831	59.846	276.173	35,82
2001	56.393	59.831	263.997	36,20
2002	54.914	56.393	235.236	36,58
2003	59.849	54.914	256.024	36,97
2004	64.577	59.849	279.141	37,25
2005	65.122	64.577	304.764	37,61

Tabla 2-1. Variables consideradas en los modelos de regresión y valores históricos en el período 1980-2005.⁷⁹

Los resultados estadísticos más representativos obtenidos al ensayar los diferentes modelos se presentan a continuación.

⁷⁹ Fuentes: Secretaría de Energía con elaboración propia (CITE) e INDEC (población y PBI).

Modelo	R ²	S ²	DET
X2 X3	0,973645007	1.699.702	0,266775592
X1 X2 X3	0,976201515	1.604.591	0,015183403
X1 X2	0,959906617	2.585.726	0,147567388
X1 X3	0,951535354	3.125.610	0,104900806
X1	0,940098441	3.702.239	1
X3	0,906228246	5.795.600	1
X2	0,901091106	6.113.103	1

Tabla 2-2. Resultados de los modelos econométricos evaluados.

El segundo modelo (resaltado en rojo) se descarta dado que el DET inferior a 1 implica que hay un alto grado de multicolinealidad entre las variables. Es decir hay correlación indeseada entre dos variables que lleva a comportamientos erróneos.

Entonces se analizan los modelos 1 y 3 (resaltados en verde) por ser los que poseen mejores indicadores R² y S².

Al ensayar las proyecciones con ambos modelos se calculan las variaciones porcentuales en el total período a fin de obtener la elasticidad CITE-PBI.

Modelo X2 X3 / Tasa equivalente anual 2006-2020	
CITE	2,60%
PBI	3,63%
Elasticidad CITE-PBI	0,71

Modelo X1 X2 / Tasa equivalente anual 2006-2020	
CITE	3,85%
PBI	3,63%
Elasticidad CITE-PBI	1,06

Se opta por el Modelo X1 X2 dado que se había exigido la condición de que la elasticidad fuese mayor a 1 por lo explicado en el cuerpo del trabajo.

2.2. Condiciones para lograr el aumento en la producción

Si bien existe potencial en las reservas para generar el aumento de producción propuesto será necesaria la combinación de algunos factores para que la misma se lleve a cabo.

La cuestión principal está ligada a las inversiones para lo cual será necesario un incremento en los precios de gas en boca de pozo ya que para los mismos no se está cumpliendo la desregulación indicada en la Ley.

Si bien el gas no es actualmente un commodity, sí existen marcadores de precio a nivel regional. En el caso de Argentina, tiene un vecino (Bolivia) que posee las mayores reservas de la región. Por ende, el precio al cual vende este país puede ser usado como

referencia por lo menos en un mediano plazo. Lo que sí es seguro es que Argentina no puede estar al margen de los precios en la región.

Por esta razón se esquematiza un incremento en el precio de gas en boca de pozo a fin de justificar que ésta es una de las maneras para aumentar las reservas y la producción.

Se parte de un precio promedio actual y se hace un primer ajuste hacia el precio actual del mercado electrónico del gas (segmento no regulado). Finalmente se tiende al precio del contrato de compra-venta con Bolivia⁸⁰.

El concepto debería ser que el gas llegue a city gate Buenos Aires con el mismo precio desde las diferentes cuencas convirtiéndose en una especie de Hubb, por la importancia de esta demanda.



Gráfico 2-1. Esquema de evolución probable para el precio en boca de pozo.

El anterior gráfico es sólo a términos de ejemplificar la necesidad de que exista una recomposición del precio de gas en boca de pozo en forma gradual pero no es fruto de un estudio específico.

Otra cuestión a considerar es el tema de las inversiones en transporte, necesarias para que el gas producido llegue a los centros de consumo.

Si se toma como referencia la tabla de producción se puede planear cuál debería ser la inyección en función de un coeficiente técnico. Dicho coeficiente se obtiene de una regresión entre la producción y la inyección de gas en el período 1993-2003, lo que da un valor de 0,76 con un coeficiente R^2 de casi 1.

A su vez, al realizar las inversiones hay que tener en cuenta el factor de estacionalidad.

⁸⁰ Puede ser un poco menor en función del costo de transporte interno.

Se analiza la estacionalidad en el período 1998-2000 para dejar de lado los años en que comenzó la crisis ya que pueden inducir comportamientos extraños debido a los cortes de gas en las industrias y otros consumidores.

En el caso de la cuenca neuquina, al haber 3 gasoductos se decide trabajarlo como si fuese un gran gasoducto a fin de no hacer suposiciones respecto de cómo se divide la capacidad de cada uno ya que a los fines prácticos todos tienen como punto destino el área metropolitana que es la que representa el mayor porcentaje de consumo.

	Neuquina	Austral	Noroeste	Golfo San Jorge
Coefficiente de estacionalidad promedio	1,24	1,10	1,10	1,10

Tabla 2-3. Coeficientes de estacionalidad promedio invierno por cuenca .

El coeficiente de estacionalidad calculado es un promedio durante los meses de invierno.

A continuación se muestra cuál debería ser la inyección en m3 diarios por cuenca que se corresponden con los volúmenes de producción. Se recuerda que dichos volúmenes serían los máximos esperables (estacionalidad alta).

Las cuencas de mayor interés son la Austral y San Jorge dado que son las que presentan producción creciente.

En millones de m3 diarios

Año Cuenca	Inyección c/est		
	Austral (1)	Golfo San Jorge (2)	(1) + (2)
2007	24,6	10,3	34,9
2008	26,8	10,6	37,4
2009	29,0	11,0	40,0
2010	31,2	11,3	42,6
2011	33,4	11,7	45,1
2012	35,7	12,0	47,7
2013	37,9	12,4	50,2
2014	40,1	12,7	52,8
2015	42,3	13,1	55,3
2016	44,5	13,4	57,9
2017	46,7	13,8	60,5
2018	48,9	14,1	63,0
2019	51,1	14,4	65,6
2020	53,3	14,8	68,1

Tabla 2-4. Proyección de gas inyectado durante el invierno en caso de o haber restricciones de transporte.

El gasoducto que transporta el gas procedente de estas cuencas es el San Martín cuya capacidad actual es de 28,2 Mm3/d. Es decir que si el sistema estuviese funcionando sin

restricciones en la inyección ya estaría faltando una capacidad de casi 7 Mm³/d los días de mayor demanda.

De hecho, si se analiza el transporte de este gasoducto durante el último año, el promedio de transporte por día es igual a la capacidad, lo cual da indicios de que existe una saturación.

Resumiendo, las inversiones en exploración e inyección son dos cuestiones a resolver para que la producción pueda darse de la manera sugerida en el trabajo.

2.3. Ajuste del volumen de importación

Se deja de lado los consumo en yacimiento, inyección en formación y retenido en planta. Se deja de lado el venteo dado que la oferta calculada con la método BEN también lo deja de lado (entra dentro de la categoría de gas no aprovechado).

La proyección de estos valores se simplifica asumiendo un porcentaje de estos conceptos constante en el período. Para ello se estudian los valores de estos conceptos en el período 1993-2003 y se adopta un porcentaje respecto de la diferencia entre producción y venteo.

En millones de m³ diarios

Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Prod - venteo (1)	65,3	66,7	74,6	85,2	96,2	102,4	113,5	120,8	124,0	123,2	136,4
Consumo en yacimiento (2)	4,4	4,7	5,1	6,7	7,7	8,7	9,2	9,8	10,2	10,5	10,8
Inyección a formación (3)	2,7	1,7	3,4	6,9	10,4	9,9	6,4	7,0	8,8	8,8	7,8
Retenido en planta (4)	0,7	1,0	0,7	0,7	1,0	0,8	1,4	1,9	3,4	4,0	4,8
(2)+(3)+(4)	7,8	7,4	9,2	14,3	19,1	19,4	17,0	18,7	22,4	23,2	23,3
(2)+(3)+(4) / (1)	12%	11%	12%	17%	20%	19%	15%	15%	18%	19%	17%

Tabla 2-5. Datos para realizar la corrección a las importaciones necesarias.⁸¹

Asemejando (1) a las importaciones se puede decir que en promedio las importaciones necesarias son un 85% del valor calculado en un principio. A este nuevo concepto se lo denomina **importaciones necesarias corregidas**.

⁸¹ Fuente: informes anuales de ENARGAS desde 1993 a 2003.

2.4. Proyección de precios de GN y combustibles

2.4.1. Precios de Gas Natural

En el desarrollo del trabajo se muestran proyecciones de precios en valores reales a una fecha dada. En este caso se muestran los valores nominales, junto con los valores de inflación que fueron usados en el trabajo para pasar a valores reales.

En US\$ nominales

Año	Unión Europea (CIF)	UK Heren NBP index	USA Henry Hub	USA wellhead price	Canada Alberta
1985	3,83				
1986	3,65				
1987	2,59				
1988	2,36				
1989	2,09		1,70		
1990	2,82		1,64	1,75	1,05
1991	3,18		1,49	1,66	0,89
1992	2,76		1,77	1,75	0,98
1993	2,53		2,12	2,08	1,69
1994	2,24		1,92	1,92	1,45
1995	2,37		1,69	1,57	0,89
1996	2,43	1,85	2,76	2,24	1,12
1997	2,65	2,03	2,53	2,42	1,36
1998	2,26	1,92	2,08	2,09	1,42
1999	1,80	1,64	2,27	2,20	2,00
2000	3,25	2,68	4,23	3,62	3,75
2001	4,15	3,22	4,07	4,07	3,61
2002	3,46	2,58	3,33	3,05	2,57
2003	4,40	3,26	5,63	5,08	4,83
2004	4,56	4,69	5,85	5,63	5,03
2005	6,28	6,69	8,79	7,51	7,25

Tabla 2-6. Proyección de precios de gas natural en diferentes mercados (en US\$ nominales).

Los anteriores corresponde a los precios en diferentes mercados internacionales que se grafican en el trabajo. A continuación se muestran el precio wellhead y las cotas inferior y superior utilizadas para estimar el precio en la Región sudamericana.

Año	wellhead	WH - prom	GNL en USA	Inflación anual	Inflación acumulada (desde 2006)
2007	7,00	6,32	7,38	2,2%	2,2%
2008	7,07	6,39	7,48	1,8%	4,1%
2009	6,61	5,93	7,06	1,8%	6,0%
2010	6,40	5,71	6,92	1,8%	7,8%
2011	6,03	5,35	6,54	1,8%	9,8%
2012	5,96	5,27	6,49	1,8%	11,8%
2013	5,87	5,19	6,44	1,7%	13,7%
2014	6,01	5,33	6,58	1,7%	15,6%
2015	6,04	5,35	6,61	1,7%	17,5%
2016	6,27	5,58	6,83	1,8%	19,6%
2017	6,63	5,95	7,22	1,8%	21,8%
2018	6,64	5,96	7,34	1,8%	24,0%
2019	6,69	6,01	7,49	1,9%	26,3%
2020	6,93	6,24	7,70	1,8%	28,6%

Tabla 2-7. Proyección de cota inferior y superior para los precios de GN en diferentes mercados (en U\$S nominales) y valores de inflación acumulada usados en el Proyecto para obtener U\$S 2006.

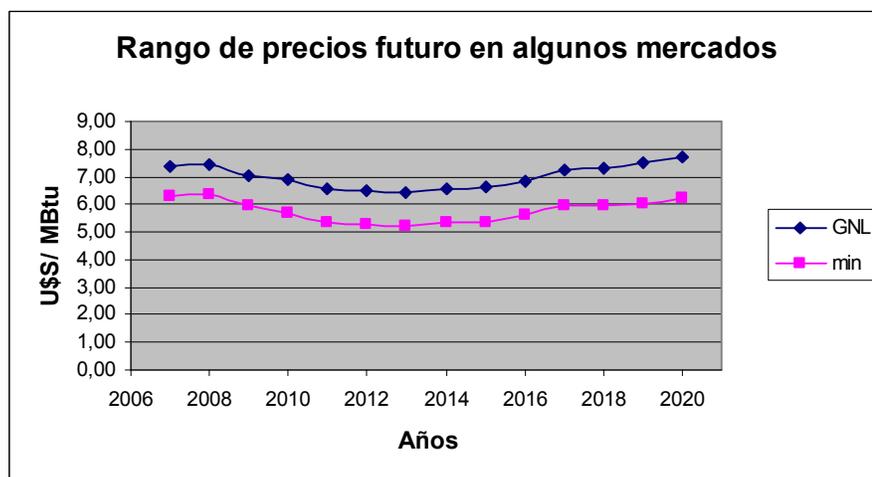


Gráfico 2-2. Proyección del rango de precios de GN para diferentes mercados (en U\$S nominales). El precio mínimo se toma como referencia para el mercado regional sudamericano.

Por último, los precios de GNL en EEUU y Argentina.

En US\$ nominales

Año	GNL en EEUU	GNL en Arg.
2006	7,24	8,92
2007	7,38	9,11
2008	7,48	9,23
2009	7,06	8,84
2010	6,92	8,73
2011	6,54	8,39
2012	6,49	8,37
2013	6,44	8,35
2014	6,58	8,53
2015	6,61	8,59
2016	6,83	8,84
2017	7,22	9,27
2018	7,34	9,43
2019	7,49	9,61
2020	7,70	9,86

Gráfico 2-3. Proyección de precios de GNL en EEUU y Argentina (en US\$ nominales)

2.4.2. Estudio de la proyección de precios de GN en EEUU

El objetivo de este análisis es tratar de explicar la disminución en el precio del GN en boca de pozo en EEUU para los primeros años de la década entrante. La razón por la que se analiza este precio es que tiene una correlación importante con el precio del GNL en EEUU, el cual puede tomarse como referencia para la cuenca del Atlántico que sería aquella que represente interés para la Argentina.

Podría utilizarse el precio en el Henry Hub, el cual suele tomarse como referencia; sin embargo se opta por el anterior dado que se contaba con una serie de tiempo mensual de mayor extensión. De todas formas el precio HH y el de boca de pozo están fuertemente vinculados y la diferencia en general se debe al costo de transporte.

El método que se aplica es el **Mean Reversion**. Básicamente, lo que hace es hacer tender el precio del GN al promedio histórico. Para dejar de lado los efectos inflacionarios dentro del precio se trabaja a valores reales correspondientes a dólares de 2005. Luego se utilizan los valores proyectados de inflación (se usan los utilizados por EIA para su propia proyección) para pasar a valores nominales.

Para los cálculos se asume la inflación anual en el último día del año y la mensual en el último día del mes y el precio de cada mes se toma concentrado al inicio de cada mes para los pasajes a de valores reales a nominales y viceversa.

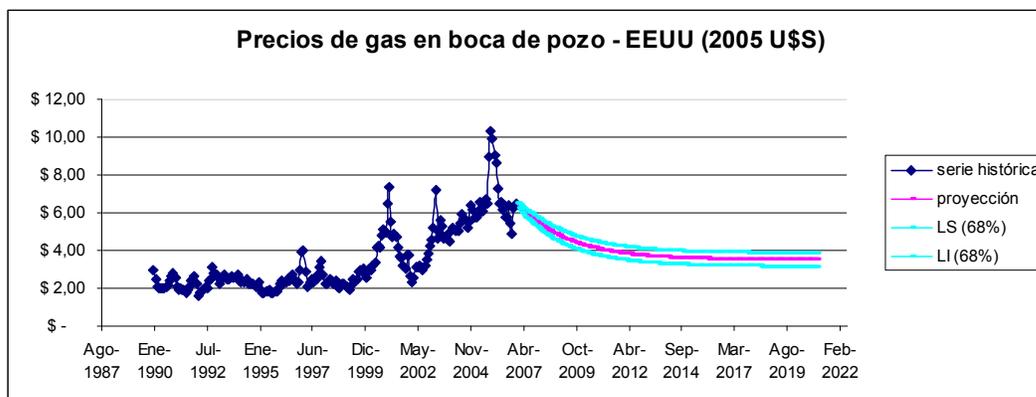


Gráfico 2-4. Proyección de precios de gas en boca de pozo en EEUU en dólares de 2005 mediante un mean reversion.

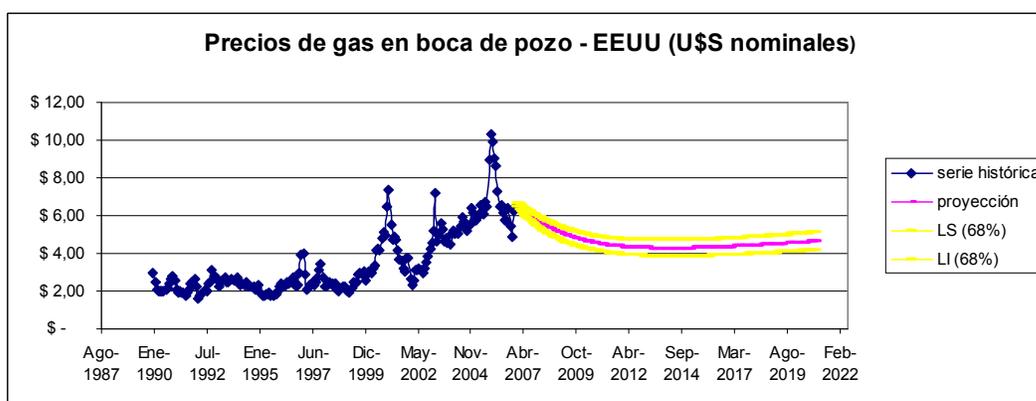


Gráfico 2-5. Proyección de precios de gas en boca de pozo en EEUU en dólares nominales

Como se ve en los gráficos se considera también un intervalo de confianza del 68% equivalente a un $\pm 1\sigma$ (desvío estándar).

El comportamiento obtenido es similar al proyectado por la EIA. La diferencia radica en el valor medio de estabilización donde el mismo es de 5 U\$S 2005 mientras que en el estudio propio se considera 3,52 U\$S 2005. Esta diferencia puede deberse a que los analistas estén afectando el valor de estabilización por un coeficiente basado en el crecimiento de la demanda de este recurso y en la disminución de las reservas. Otra opción es que estén tomando como media histórica aquella correspondiente al precio de GNL que gira alrededor de esa cifra.

La debilidad de este método es que inevitablemente va a perder precisión

De todas maneras el método empleado permite explicar el comportamiento mencionado en un principio aunque sea desde un punto de vista cualitativo.

2.4.3. Precios de combustibles líquidos

Regresión entre precios históricos de WTI y gasoil

En primer lugar se muestran los resultados de las correlaciones ensayadas entre crudo WTI y gasoil, fuel oil en forma separada.

Posteriormente se muestra una tabla resumen con los precios en dólares nominales (los valores se muestran durante el desarrollo del informe).

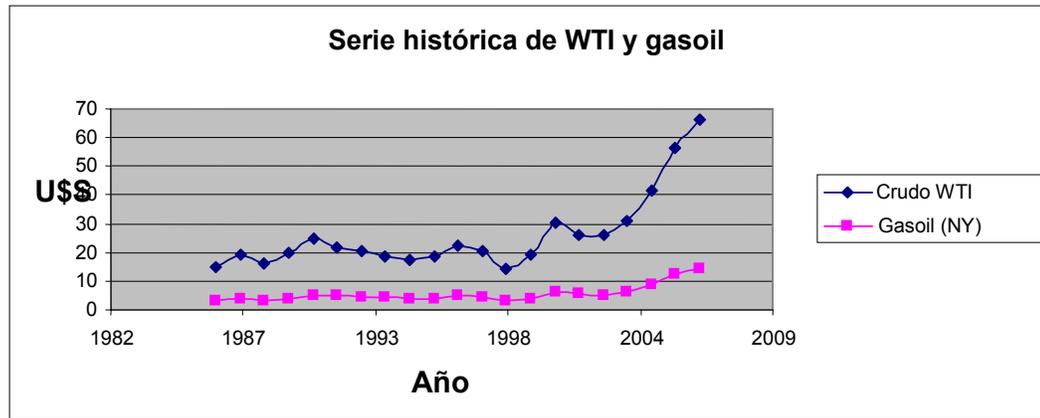


Gráfico 2-6. Serie histórica de precios de crudo WTI y gasoil NY.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,997
Coefficiente de determinación R ²	0,995
R ² ajustado	0,994
Error típico	0,220
Observaciones	21

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>
Intercepción	-0,261745129	0,106440454	-2,459075651	0,023693844
Variable X 1	0,218702627	0,003662242	59,71822976	4,3461E-23

Regresión entre WTI y fuel oil

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,988
Coefficiente de determinación R ²	0,975
R ² ajustado	0,973
Error típico	0,277
Observaciones	14

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>
Intercepción	0,612556361	0,162581301	3,76769258	0,002683047
Variable X 1	0,108163996	0,004964584	21,78712108	5,12373E-11

Los valores de probabilidad representan el valor P de los coeficientes en el ensayo de la hipótesis nula de que ambos son nulos. El complemento a 1 multiplicado por 100 informa el intervalo de confianza del valor del coeficiente.

Esto, sumado a los altos coeficientes de determinación indica un buen ajuste.

Precios en dólares nominales

Año	Crudo WTI	Gasoil (NY)	Fuel oil (NY)	GNL en Bs. As.
2007	74,01	15,92	8,62	9,11
2008	69,95	15,04	8,18	9,23
2009	66,58	14,30	7,81	8,84
2010	63,91	13,72	7,53	8,73
2011	61,93	13,28	7,31	8,39
2012	60,65	13,00	7,17	8,37
2013	60,06	12,87	7,11	8,35
2014	60,17	12,90	7,12	8,53
2015	60,98	13,07	7,21	8,59
2016	62,48	13,40	7,37	8,84
2017	64,67	13,88	7,61	9,27
2018	67,57	14,52	7,92	9,43
2019	71,15	15,30	8,31	9,61
2020	75,43	16,24	8,77	9,86

Tabla 2-8. Proyección de precios de combustibles alternativos y comparación con precio de GNL en Bs. As (en U\$S nominales).

3. ANEXO 3

3.1. Distribución geográfica de la demanda

En el siguiente gráfico se muestra la importancia diferencial que tienen las distribuidoras en función del área donde prestan servicios. Se destacan Metrogas y Ban que concentran un 35% del gas entregado por los distribuidores. Estas dos empresas distribuyen gas natural en Buenos Aires y sus alrededores.

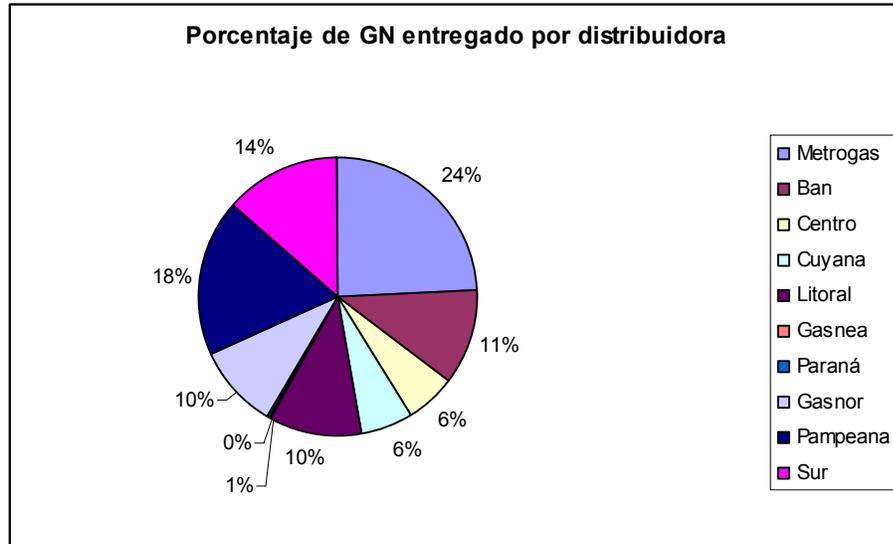


Gráfico 3-1. Porcentaje de GN entregado por distribuidora en 2006.

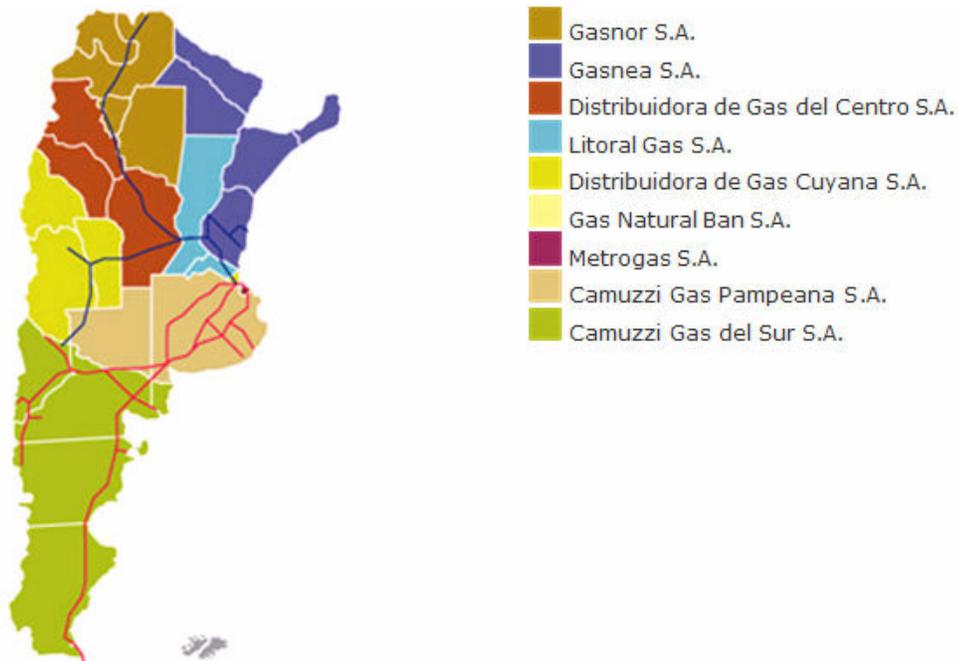


Ilustración 3-1. Área geográfica correspondiente a cada distribuidora.

En el anterior mapa prácticamente no se distinguen dado que abarcan un área muy pequeña en comparación con el resto, razón por la cual se amplía la zona de GBA.

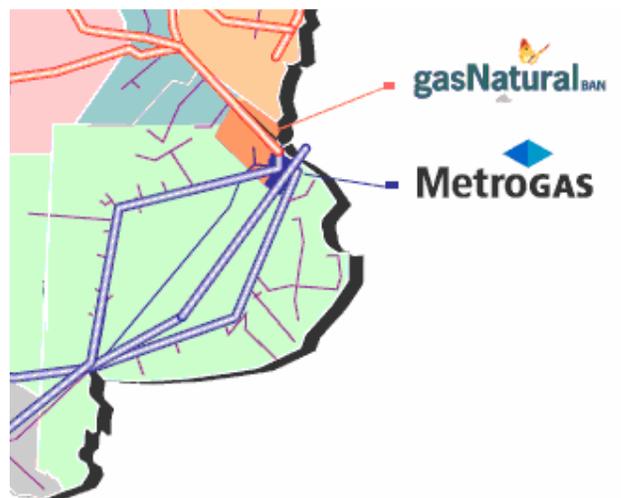


Ilustración 3-2. Distribuidoras que operan en city gate Buenos Aires.

De lo anterior se deduce que la ciudad de Buenos Aires y alrededores concentra más del 35% de la demanda de gas natural abastecida por las distribuidoras.

A continuación se muestra la tabla con los consumos satisfechos por las distribuidoras durante 2006.

Distribuidora	Volumen anual (mil m3)
Metrogas	8.912.146
Ban	3.942.901
Centro	2.059.434
Cuyana	2.246.066
Litoral	3.811.849
Gasnea	183.959
Paraná	56.848
Gasnor	3.537.508
Pampeana	6.673.909
Sur	4.957.206
Total	36.381.826

Tabla 3-1. Volumen entregado por las distribuidoras en 2006.

3.2. Tasa Libor a 12 meses

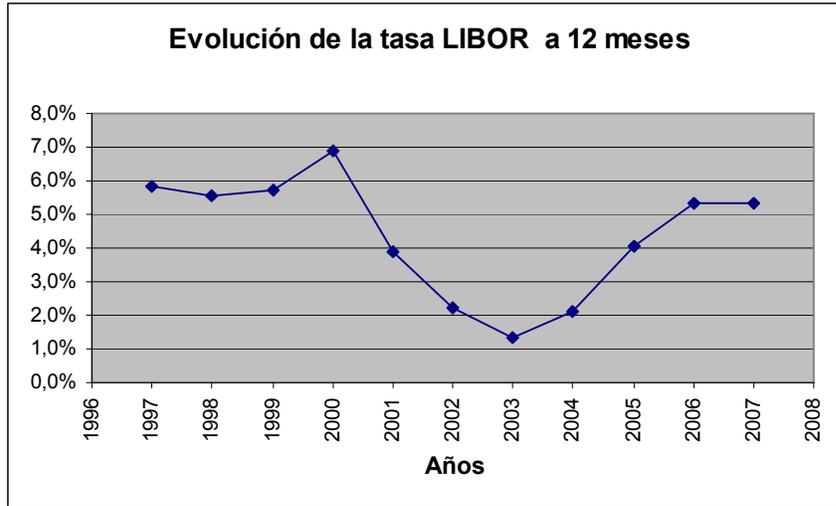


Gráfico 3-2. Evolución de la tasa LIBOR a 12 meses en el período 1997-2007.

Año	Promedio anual
1997	5,8%
1998	5,6%
1999	5,7%
2000	6,9%
2001	3,9%
2002	2,2%
2003	1,4%
2004	2,1%
2005	4,0%
2006	5,3%
2007	5,3%

Tabla 3-2. Promedio anual de la tasa LIBOR a 12 meses en el período 1997-2007. Para 2007 se consideran los valores hasta el 6 de julio.

3.3. Análisis de reservas de Bolivia

Se hace una proyección de las reservas bolivianas (probadas y probables) para un escenario en el que sólo se supone extracción de GN (incorporación nula de reservas no descubiertas).

El objetivo es ver tener una idea del horizonte de reservas de Bolivia en el lapso 2007-2040 para ver si sería factible la firma de un nuevo contrato de abastecimiento de gas natural con el vecino país a partir de 2017.

Se hacen las siguientes consideraciones en lo que respecta a los consumos de gas boliviano:

Destino de GN de Bolivia	Período	Demanda (Mm3/d)	Justificado en período	Justificado en volumen
Bolivia	2007-2040	3,5	SI	SI
Brasil	hasta 2009	30	SI	SI
	a partir de 2010	40	NO	SI
GNL	a partir de 2015	30	NO	NO

Tabla 3-3. Demandas asignadas a Bolivia hacia el futuro.

La justificación tiene que ver con la existencia de alguna fuente que mencione el concepto de tiempo o cantidad.

El consumo interno de Bolivia se obtiene de proyecciones realizadas por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Bolivia en 2003 hasta 2020 y se extrapola el mismo valor hacia 2020.

Brasil actualmente está importando la cantidad indicada pero hay indicios de que puede aumentar esta cantidad. En todo caso es una proyección más pesimista para el horizonte de reservas bolivianas.

El proyecto de GNL es lo más incierto en la actualidad. Permanentemente se escucha hablar de proyectos de GNL pero parece difícil que estos puedan llevarse a cabo en el corto-mediano plazo por dos cuestiones:

- Bolivia no tiene salida al mar. Por ende debería negociar con Chile, Perú o en última instancia con Paraguay para poder utilizar un puerto. En el caso de Chile hay disputas nacionalistas que lo hacen difícil de prever. Perú está llevando a cabo el Proyecto Camisea por lo que el gas de Bolivia parecería ser la competencia, por lo menos en el corto plazo. En cuanto a Paraguay no se tiene conocimiento de negociaciones. Sin embargo, al igual que en el caso de Brasil se opta por aumentar la exigencia a las reservas bolivianas pensando en que se va a realizar un proyecto de licuefacción en 2015 con una magnitud de 20 Mm3 diarios, una cantidad similar a la de Camisea.
- Precio de netback: este sería el precio que percibiría Bolivia en caso de exportar GNL a los EEUU. A continuación se muestra cómo se realiza este tipo de análisis y se propone un resultado posible para el precio de gas en boca de pozo en Bolivia como consecuencia de este análisis.

Netback Bolivia	
Precio GNL en EEUU	8,00
Regasificación ⁸²	0,50
Transporte a puerto	-
Transporte marítimo	2,57
Licuefacción	1,00
Transporte gasoducto Bolivia	0,72
Total Costo	4,79
Precio boca de pozo	3,21

Tabla 3-4. Netback para Bolivia.

El precio de GNL en EEUU surge de tomar un valor promedio de la proyección realizada por EIA. No se considera transporte a puerto dado que no se conoce el punto de marcación del precio de GNL. En caso de ser Henry Hubb habría que adicionar el costo desde el puerto al Hubb.

El transporte marítimo surge de considerar del producto entre el costo por MBtu y km y la distancia entre un potencial puerto de Bolivia en el Pacífico y California⁸³.

$$\text{Costo}_{\text{transporte marítimo}} = 7,8 \text{ mil}_{\text{km}} \times 0,33 \frac{\text{US\$}}{\text{MBtu.mil}_{\text{km}}}$$

Para el transporte en gasoducto dentro de Bolivia se considera un costo de 0,8 US/MBtu.mil km⁸⁴.

Continuando con las demandas a considerar en el análisis de reservas bolivianas; en lo que respecta a Argentina, se consideran los volúmenes totales proyectados.

Reservas de Bolivia en mil millones de m3 (12/2005)	
Probadas ⁸⁵	740
Probables ⁸⁶	622,6
Totales	1362,6

Tabla 3-5. Último dato de reservas probadas y probables de Bolivia correspondiente a diciembre de 2005.

⁸² Scott Tinker, 2003. (Ídem con el costo de licuefacción)

⁸³ 1 milla náutica = 1,8520 km. Fuente: http://www.correodelsur.net/2002/0521/w_sumario3.shtml

⁸⁴ Jensen, 2004. (Se considera un gasoducto de 36 pulgadas.)

⁸⁵ BP Statistical Review 2006

⁸⁶ Instituto Nacional de Estadística de Bolivia (se asume igual valor de reservas probables que en 01/2005)

Año	Reservas totales de Bolivia	Demandas consideradas					
	Probadas + Probables	Bolivia	Argentina (contrato 2006)	Argentina (contratos adicionales)	Brasil	GNL	Total
2006	1346,1	3,5	2,1	0,0	11,0		16,5
2007	1328,8	3,5	2,8	0,0	11,0		17,3
2008	1308,5	3,5	5,8	0,0	11,0		20,3
2009	1288,3	3,5	5,8	0,0	11,0		20,3
2010	1260,0	3,5	10,1	0,0	14,6		28,2
2011	1231,8	3,5	10,1	0,0	14,6		28,2
2012	1203,6	3,5	10,1	0,0	14,6		28,2
2013	1175,4	3,5	10,1	0,0	14,6		28,2
2014	1142,7	3,5	10,1	4,5	14,6		32,7
2015	1102,6	3,5	10,1	4,6	14,6	7,3	40,1
2016	1062,4	3,5	10,1	4,7	14,6	7,3	40,2
2017	1020,2	3,5	10,1	6,6	14,6	7,3	42,1
2018	976,2	3,5	10,1	8,6	14,6	7,3	44,1
2019	930,5	3,5	10,1	10,1	14,6	7,3	45,6
2020	884,8	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2021	839,0	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2022	793,3	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2023	747,5	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2024	701,8	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2025	656,0	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2026	610,3	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2027	564,6	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2028	518,8	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2029	473,1	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2030	427,3	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2031	381,6	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2032	335,8	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2033	290,1	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2034	244,3	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2035	198,6	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2036	152,8	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2037	107,1	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2038	61,3	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2039	15,6	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7
2040	-30,2	3,5	10,1	10,2	14,6	7,3	45,7

Tabla 3-6. Evolución estimada de las reservas y producción de Bolivia hasta 2040.

Se observa que en 2025 se acabarían las reservas probadas actuales y debería comenzarse a utilizar las probables. Parece una fecha razonable para que las reservas probables ya hayan sido traspasadas a la categoría de probadas.

En cuanto a la duración de las reservas totales, éstas parecerían agotarse en el 2040. Teniendo en cuenta que este escenario es exigente dado que se consideran proyectos que aún no han sido evaluados (como el de GNL) y que no supone la incorporación de nuevas reservas no descubiertas, se puede pensar que Bolivia estaría en condiciones de abastecer las demandas consideradas en el plazo estudiado.

Por ello, desde el punto de vista técnico se puede afirmar que la alternativa donde las importaciones argentinas son cubiertas totalmente por Bolivia es factible. Restaría analizar las posibilidades de Bolivia para transformar dichas reservas en producción. Actualmente este es el cuello de botella dado que implica realizar fuertes inversiones a un ritmo acelerado. Sin embargo, se cree que si existe demanda asegurada y un precio rentable no debería haber mayores inconvenientes para que estos proyectos se lleven adelante dado que habrá inversores interesados.

3.4. Costos de transporte a GBA

A continuación se hace una comparación con las tarifas de transporte (no se incluyen impuestos pero sí fideicomisos) que rigen para el gas producido en las cuencas nacionales para ver el grado de diferencias.

Existen 2 fideicomisos en el cual uno es 0,8 x tarifa mientras que el otro representa 3,8 veces la tarifa. Es decir que la tarifa de transporte ajustada es 5,6 veces la tarifa vigente (se pesificaron las tarifas vigentes antes de la devaluación).

Desde	Tarifa (\$/1000m3)	Fideicomiso (\$/1000m3)	Tarifa ajustada (\$/ 1000 m3)	Total (U\$S/MBtu)	Empresa
Salta	24,13	111,00	135,13	1,26	TGN
Neuquén	18,25	83,93	102,18	0,95	TGN
Neuquén	18,31	84,23	102,54	0,96	TGS
Tierra del Fuego	30,96	142,42	173,38	1,62	TGS
Santa Cruz	28,47	130,96	159,43	1,49	TGS
Chubut	19,79	91,03	110,82	1,03	TGS

Tabla 3-7. Tarifas de transporte vigentes en Argentina sin y con fideicomisos (I y II).

Se hace la equivalencia en US/MBtu para facilitar la comparación con el valor obtenido anteriormente. Para ello se considera una tasa de cambio de 1 U\$S = 3 AR\$. La tarifa más representativa sería la de Salta por encontrarse cerca de Bolivia.

Se concluye que el valor calculado para Bolivia es más representativo en el largo plazo que las tarifas actuales ya que éstas están algo distorsionadas. De hecho, de haberse dolarizado las tarifas de transporte la correspondiente a Salta sería de

$1,26 / 5,6 \times 3 = 0,68$ U\$S/MBtu que llevada a dólares de 2006 (inflación de 12% entre 2002 y 2006 en dólares) totalizaría 0,76 U\$S 2006/MBtu, un valor más cercano al calculado. La diferencias podrían deberse a las simplificaciones en la estimación de los costos y a posibles aumentos en las inversiones necesarias respecto al momento en que se hicieron las obras en los gasoductos nacionales como el GNOA.

3.5. Conceptos de GNL

3.5.1. Definición

El gas natural seco (estrictamente se llama así al gas que sólo posee metano) es extraído de los yacimientos de hidrocarburos y se transporta a los centros de consumo a través de gasoductos. El GNL es gas natural que es sometido a un proceso de licuefacción durante el cual se lo lleva a una temperatura aproximada de -160°C .

El GNL es inodoro, incoloro, no tóxico, su densidad relativa (respecto al agua) es 0,45 y sólo se quema si entra en contacto con aire a concentraciones de 5 a 15%.

Al licuar el gas natural y obtener GNL, se logra reducir su volumen en 600 veces, con el objeto de poder transportar una cantidad importante de gas en buques llamados metaneros.

Por lo general, el transporte se realiza desde países que cuentan con importantes reservas de excedentes a países que carecen de yacimientos o bien que precisan fuentes de energía adicionales para cubrir su demanda interna.

3.5.2. Etapas en la cadena de valor

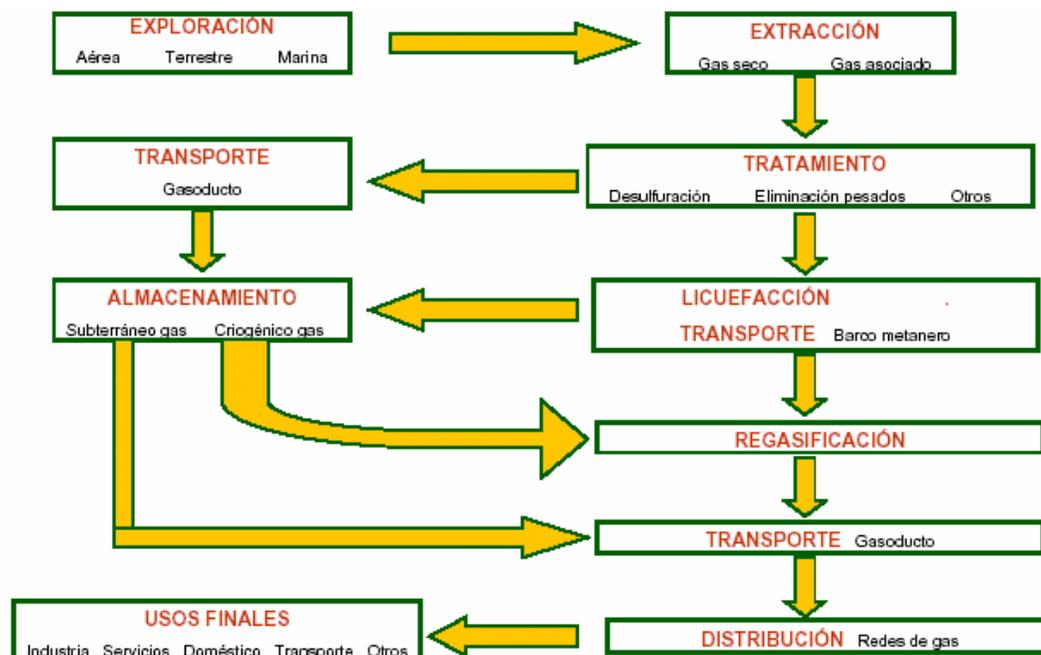


Ilustración 3-3. Etapas en la cadena de valor de GNL.

3.5.3. Mercado

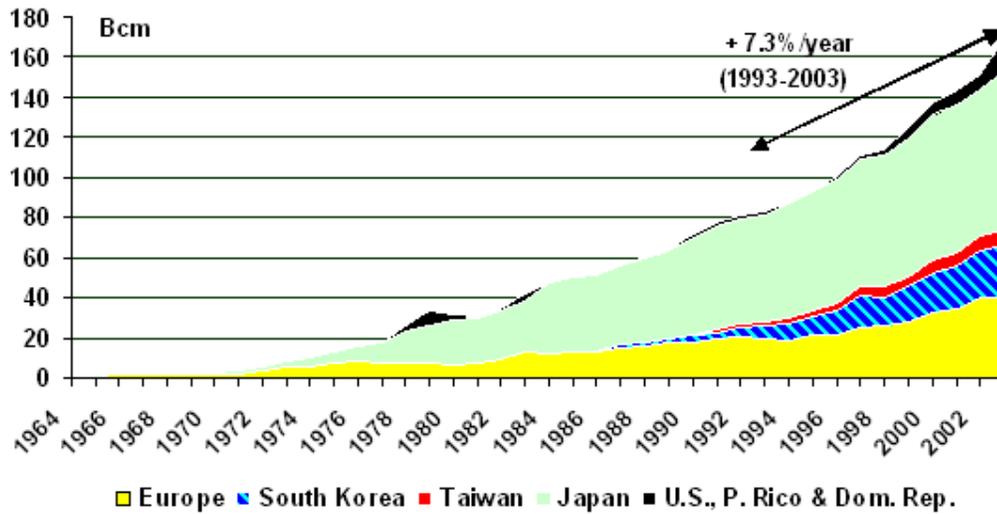


Gráfico 3-3. Evolución del mercado de GNL hasta 2002,

En la década 1993–2003 el comercio de GNL creció un 7,3% y si la tendencia continúa, en menos de 30 años se igualarán los mercados internacionales por gasoducto y de GNL.

Los países más representativos del mercado global de GNL son:

Importadores	Exportadores
• Japón	• Indonesia
• Corea	• Argelia
• Taiwán	• Malasia
• Francia	• Qatar
• EEUU	• Australia
• España	• Trinidad y Tobago
	• Emiratos Árabes Unidos
	• Omán

Tabla 3-8. Importadores y exportadores más representativos del mercado mundial de GNL.

Indonesia ocupa el primer lugar dentro de los exportadores con el 21% del total. Oriente medio posee un 23%, destacándose Qatar, y el Atlántico un 29%. En este último aparece Argelia que ocupa el puesto 2 a nivel mundial. El tercer puesto es ocupado por Malasia.

Lo siguen Europa (28%), donde Francia es el principal, y EEUU (4%).

Japón, Corea y Taiwán concentran el 68% de la importación mundial de GNL.

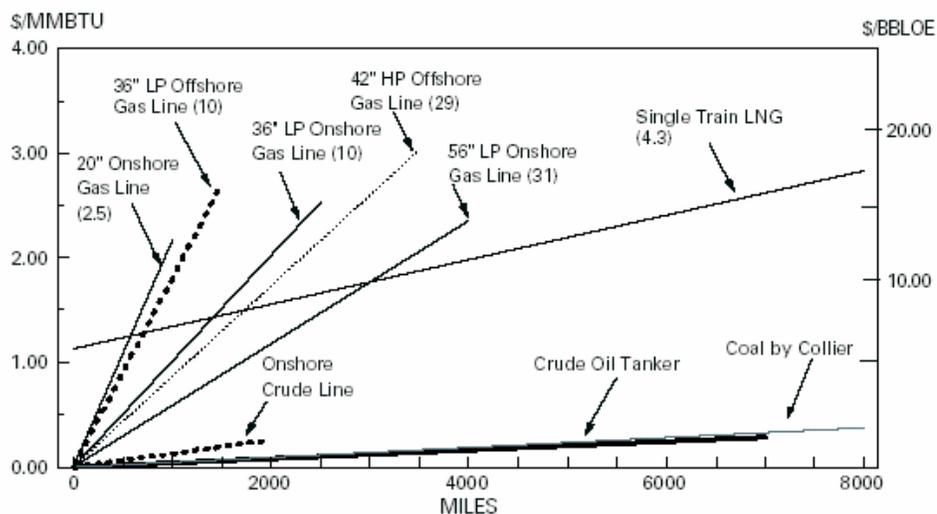
3.5.4. Costos

Se muestran los costos aproximados (en 2001) a lo largo de la cadena de valor.



Ilustración 3-4. Costos aproximados en la cadena de valor de GNL.

Se agrega la comparación de costos de transporte para el caso de GNL (single train LNG) y gasoductos (gas line).



Note: Numbers in brackets show gas delivery capability in BCM

Gráfico 3-4. Costos de transporte de GNL por buque y gasoducto y de crudo.

En el primer caso se observa una pendiente de alrededor 1US/MBtu cada 3.500 millas (5.600 km). A ello hay que agregarle un costo fijo de 1 dólar por unidad energética. Si se considera una distancia promedio de 3.000 millas (4.800 km) por ser el punto de indiferencia entre ambos tipos de gas se puede llegar a un costo total variable aproximado. En rigor ésta última parte del costo podría disminuir con la distancia.

De lo anterior resulta:

$$\text{Costo_transporte} = \frac{1\text{U}\$/\text{MBtu}}{5600\text{km}} + \frac{1\text{U}\$/\text{MBtu}}{4800\text{km}} = \frac{0,37\text{U}\$}{1000\text{km} \times \text{MBtu}}$$

En el trabajo se utiliza un costo unitario de transporte de 0,33 asumiendo una disminución en los costos proyectada por varias instituciones a partir del uso de buques de mayor capacidad y considerando el hecho de que las distancias en la práctica serían mayores (incidencia en el segundo término).

3.5.5. Proceso de regasificación

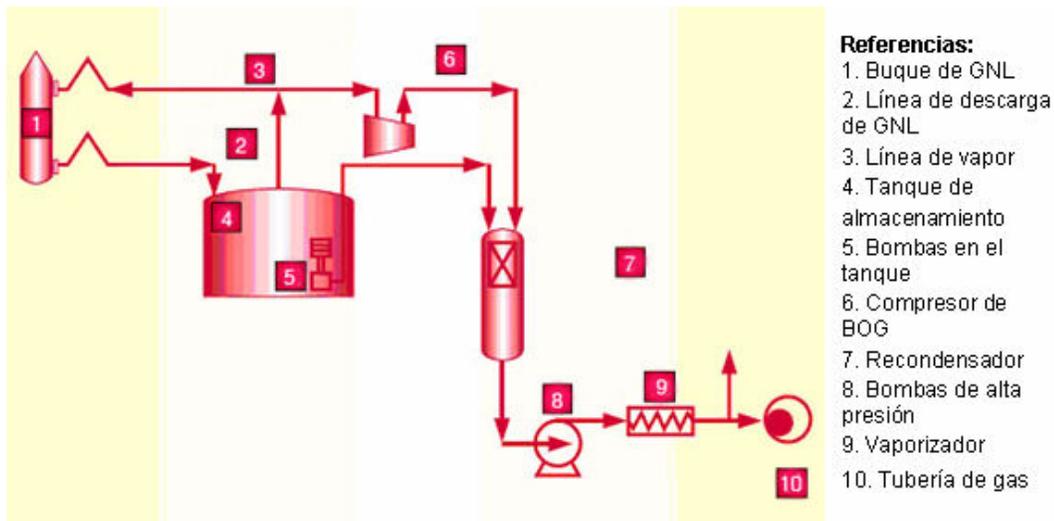


Ilustración 3-5. Proceso de regasificación a realizar en la terminal diseñada para tal fin.

Antes del ingreso a tuberías existe un proceso llamado odorización que consiste en agregarle olor al gas para poder detectar pérdidas.

3.5.6. Seguridad en la operación

Riesgos

El gas natural (el metano) no es tóxico, sin embargo, al igual que cualquier otro material gaseoso que no sea el aire o el oxígeno, el gas natural vaporizado de GNL puede causar asfixia debido a la falta de oxígeno cuando se extiende en forma concentrada en áreas cerradas y sin ventilación.

Los límites superiores e inferiores de inflamabilidad (rango en que puede inflamarse) del metano, el componente dominante del vapor de GNL, son del 5 y 15 por ciento. El riesgo de que el GNL explote no es probable. En su forma líquida el GNL no puede explotar dentro de los tanques de almacenamiento debido a que se almacena a -160°C y a

presión atmosférica. No puede haber explosión sin presión, confinamiento o nubes de vapor altamente obstruidas.

Medidas

Los cuatro requerimientos para obtener seguridad: contención primaria, contención secundaria, sistemas de seguridad y la distancia de separación se aplican a lo largo de la cadena de valor de GNL, desde su producción, licuefacción y transporte hasta su almacenamiento y regasificación.

Más allá de cualquier consideración rutinaria sobre los riesgos industriales, el GNL presenta consideraciones de seguridad específicas. En el caso de que ocurriera un derrame accidental de GNL, la zona de seguridad que rodea la instalación protege a la población vecina de daños personales y daños a la propiedad. El único caso de un accidente con consecuencias para el público ocurrió en Cleveland, Ohio en 1944.

En el curso de las últimas cuatro décadas, el incremento en el uso de GNL en el mundo conllevó un número de tecnologías y prácticas que se utilizarán en los Estados Unidos y Norte América conforme se vaya expandiendo la industria de GNL en la región.

Organizaciones tal como la Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO), Gas Processors Association (GPA) y el National Fire Protection Association (NFPA) publican guías basadas en las mejores prácticas de la industria.

3.5.7. Proyectos de regasificación en Sudamérica

Chile

El liderazgo y coordinación del proyecto Gas Natural Licuado fue encomendado a ENAP por el Presidente Ricardo Lagos el 6 de mayo de 2004⁸⁷.

El Gas Natural Licuado llegará a Chile por vía marítima a una terminal de regasificación que se instalará en la bahía de Quintero (Quinta Región), a partir de la cual se almacenará y regasificará para luego ser entregado a los consumidores en las regiones de la Zona Central del país, suministrando gran parte de la energía que requiere Chile y que hoy importa desde Argentina.

Una vez terminado el proceso de licitación, el consorcio de empresas que impulsa en Chile el Proyecto de GNL seleccionó a la compañía inglesa British Gas (BG) para la fase de negociación exclusiva de los contratos del proyecto, referidos al suministro de GNL y a la construcción de una terminal para la recepción y almacenamiento del GNL,

⁸⁷ Proyecto de GNL en la Zona central. Nd. Pontificia Universidad Católica de Chile
ENAP: http://www.enap.cl/opensite_20051005222716.asp?link=OpenSite y
http://www.enap.cl/opensite_det_20070602110511.asp

además de la planta para su regasificación y las instalaciones básicas para su entrega a las redes de distribución, ubicadas en la Zona Central del país.

A través de los contratos finales a ser suscritos, Chile asegurará el suministro de GNL por 20 años a partir de la fecha en que se ponga en servicio el terminal en la bahía de Quintero.

El Proyecto de GNL tendrá un costo de U\$S 940 millones y una vez puesto en funcionamiento, proveerá de gas natural al país a precios competitivos y en forma permanente, ya sea para alimentar centrales eléctricas de ciclo combinado, calderas industriales y consumos comerciales y residenciales, a través de Metrogas, Energas y GasValpo.

Endesa, Metrogas y ENAP han comprometido una demanda a firme inicial de 6,5 millones de metros cúbicos de gas natural por día, la cual incluye volúmenes que serán proveídos a GasValpo y Energas.

Inicialmente la terminal de regasificación de GNL Quintero tendrá una capacidad de producción en base continua de 10 millones de metros cúbicos de gas natural por día y una capacidad máxima de 15 millones de metros cúbicos por día en períodos de alta demanda del combustible.

La capacidad total de almacenamiento de la planta será de 334 mil metros cúbicos de GNL (equivalente a 206 millones de metros cúbicos de gas natural), contenidos en dos estanques de 160 mil metros cúbicos cada uno y un estanque de 14 mil metros cúbicos, que entrarán en operaciones en forma secuencial.

El muelle tendrá una longitud de 1.600 metros y permitirá recibir barcos con capacidad de 120.000 a 180.000 metros cúbicos de GNL. Cinco brazos en el muelle permitirán descargar un barco en alrededor de 12 horas.

Cuando la terminal de regasificación de GNL Quintero esté operativa permitirá satisfacer alrededor del 40% de la demanda total de gas natural de Chile

A continuación se muestra la macro localización de la terminal.



Ilustración 3-6. Mapa de Chile. Permite tener una idea de la localización de la Terminal de regasificación en construcción.

Brasil

Actualmente hay dos proyectos en construcción en Baía de Guanabara (Estado de Rio de Janeiro) y en Pecém (Ceará) con capacidades de 7 y 14 millones de m³ diarios, respectivamente⁸⁸.

Además, el director de Gas y Energía de la empresa Petrobrás afirmó que hay otros cuatro proyectos en estudio, todavía en una etapa inicial que se localizarían en: San

⁸⁸ Fuentes: 1) Petrobras estuda mais quatro projetos de gás. 27/03/2007. Diário O Globo
2) Brasil y Chile avanzan para abastecerse de GNL. 23/06/2006. Los Tiempos.

Francisco del Sur (al norte de Santa Catarina), Suave (Pernambuco), San Luis (Maranhão) y Aratu (Bahía). Los primeros dos son los que tienen más chances de ser llevados a cabo debido a que los puertos de esas costas cumplirían con las restricciones de calado. De todas maneras, no figuran dentro del presupuesto de la empresa estatal brasilera para gas y energía de los próximos tres años.

A continuación se añade un mapa de Brasil para tener una idea de la localización de las terminales de regasificación.

Se observa que las dos plantas en construcción (en los estados de Río de Janeiro y Ceará) se encuentran al sudeste y al noreste, respectivamente.

Las otras dos centrales que tendrían más posibilidades (Santa Catarina y Pernambuco) llevarían gas al Sur y al Noreste.

El Sudeste de Brasil es la zona más industrializada del país y por ende donde se concentra la mayor parte del consumo de este combustible. Por otro lado, el Noreste está aislado y se abastece de sus propias reservas que son inferiores a las del Sudeste, existiendo problemas para abastecer la demanda.

Los proyectos ya aprobados estarían programados para entrar en funcionamiento entre 2008 y 2009.



Ilustración 3-7. Mapa de Brasil. Permite tener una idea acerca de la localización de las terminales de regasificación en construcción y en estudio.

Uruguay

Petrobrás está evaluando la construcción de una terminal de regasificación en Uruguay que podría abastecer este mercado e incluso podría exportar parte de este gas a la Argentina⁸⁹.

Hasta el momento no hay precisiones sobre la capacidad que tendría ni su localización.

3.6. Puerto de Bahía Blanca⁹⁰

El Puerto de **Bahía Blanca** se encuentra ubicado en el sur de la Provincia de Buenos Aires, a 650 Km. de la ciudad de Buenos Aires, Capital Federal de la Argentina, en un lugar de privilegio con relación a importantes centros de producción y consumo del interior del país.

El complejo portuario pertenece al Partido de Bahía Blanca, cuya cabecera, la ciudad del mismo nombre, constituye un núcleo de gran eficiencia de servicios generales. Una infraestructura con abundancia y calidad de recursos humanos y tecnológicos, caracteriza a este conglomerado urbano que resulta vital en lo administrativo, financiero, comercial e industrial de una vasta región.

Es el único puerto de aguas profundas del país, ideal para las operaciones con **supergraneleros y grandes buquetanques**.



Ilustración 3-8. Radio de distancias desde el puerto de Bahía Blanca.

⁸⁹ Electrosul, Gestor digital de informaciones, 28/06/2007

⁹⁰ Fuente: <http://www.puertobahiablanca.com/index2.html>

3.6.1. Canal de acceso

La vía de acceso al área portuaria Bahía Blanca, está constituida por un canal, recientemente profundizado, de 190 m. de ancho de solera y 97 km. de longitud, el cual permite la navegación de buques con un calado máximo de 45'. Posee un moderno sistema de balizamiento, integrado por sesenta y nueve boyas luminosas alimentadas por energía solar, que le otorga muy buenas condiciones de seguridad para la navegación nocturna. La navegación se encuentra permanentemente monitoreada por el VTS, lo que brinda mayor seguridad para la navegación.

3.6.2. Puerto Galván

Con el fin de aislar las cargas peligrosas del resto de las instalaciones portuarias, se construyó en el extremo oeste de Puerto Galván la Posta para Inflamables, compuesta por dos sitios de atraque de similares características. El sitio N° 1, destinado a la operación de combustibles líquidos por parte de las empresas petroleras y soda cáustica producida por la firma INDUPA S.A., y el sitio N° 2 asignado a la operación con productos gaseosos y petroquímicos por parte de las empresas del polo petroquímico Bahía Blanca y Transportadora de Gas del Sur. Ambos sitios están equipados con brazos cargadores de combustible que permiten operaciones más ágiles y seguras.

El puerto posee también otros muelles, los sitios 1, 4, 7, 8, 9, 10 y 11, los que por su longitud, profundidad o ubicación no pueden desarrollar operaciones de manipuleo de mercadería, pero si prestan su utilidad como amarradero de embarcaciones de servicio.

Todos los sitios del puerto cuentan con servicio de agua potable y de agua contra incendio, conectados a una red presurizada por bombeo y abastecida por depósitos que en conjunto permiten almacenar 1.050 m³.

De haber espacio disponible sería la mejor opción disponer el muelle en este puerto. Esto sería el próximo paso de un análisis de prefactibilidad o factibilidad.

Por el momento se resalta las cualidades del puerto del Bahía Blanca en lo que respecta a tránsito de grandes buques y manejo de cargas combustibles, puntualmente en el puerto Galván.

PUERTO GALVAN								
Terminal	Especialidad	Muelles		Almacenaje		Equipo de Manipuleo		Recepción Ferroviaria
		Nombre	Longitud y profundidad	Tipo	Capacidad	Tipo	Capacidad	
MEGA	Propano	Mega	270 m x 45'	Tanque	70000 m3	5	2000 m3/h	No
	Butano	Brazos						
	Gasolina	Tanque	30000 m3	Cargadores	1000 m3/h			
Moreno	Cereales, Subproductos y Aceites	Sitio 1	140 m x 25'	Cubierto	1890 m2	Cinta Transporte	1600t/h	Si
		Sitio 2-3	270 m x 38'	Celda	100000 t			
		Sitio 4	69 m x 25'	Tanque	40000 m3	Silo	20000 t	
Terminal 5, 6 y 7	Mercadería en gral	Sitio 5	252 m x 29'	Cubierto	2700 m2	2 Guinches Eléctricos y 2 Grúas M—viles	35 t x 16 m	Si
Pto. Galván		Sitio 6	120 m x 27'	Abierto	3600 m2		20 t	
		Sitio 7	68 m x 20'	Abierto	13000 m2		5 t	
Posta para inflamables	Combustibles	Posta 1	372 m x 40'	Tanque Soda Cáustica	7000 m3	11	Variable a c/producto	No
	Líquidos Gaseosos					Brazos		
	Petroquímicos					Cargadores		

Tabla 3-9. Características relevantes del Puerto Galván (Bahía Blanca)

Como se observa, en este puerto desarrolla sus actividades la empresa Mega S.A. de la cual se presenta información dado que existen algunas similitudes con un proyecto de terminal de GNL.

MEGA S.A. es una sociedad integrada por Repsol-YPF, Petrobras y Dow.

El objetivo industrial de Compañía Mega es la recuperación y fraccionamiento de los componentes pesados del gas natural.

La Planta de Cangrejales — Bahía Blanca es una planta fraccionadora de mezcla de componentes pesados del gas natural (LGN), que llegan desde Neuquén, la misma se encuentra ubicada dentro de la jurisdicción del Puerto de Bahía Blanca, ocupando un **predio de 45 hectáreas** aproximadamente en la zona denominada Cangrejales.

A los líquidos recuperados del gas natural o LGN se lo fracciona en los siguientes productos:

- Etano (fase gaseosa)
- Propano (fase líquida)
- Butano (fase líquida)
- Gasolina (fase líquida)

Esta planta cuenta con almacenamiento refrigerado para propano y butano a -43°C y -8° C, respectivamente, en **tres tanques con una capacidad de 35.000 m3 cada uno.**

Asimismo cuenta con dos tanques de techo flotante de 15.000 m³ de capacidad cada uno para el almacenamiento de la gasolina.

Para el despacho de los restantes productos (butano, propano y gasolina), Mega S.A. ha construido un muelle adyacente a la planta, de 270 metros de longitud, que permite el atraque de **buques de hasta 230 metros de eslora**.

4. ANEXO 4

4.1. Factores de conversión⁹¹

Natural gas and Liquefied natural gas From	To					
	billion cubic metres NG	billion cubic feet NG	million tonnes oil equivalent	million tonnes LNG	trillion British thermal units	million barrels oil equivalent
	Multiply by					
1 billion cubic metres NG	1	35.3	0.90	0.73	36	6.29
1 billion cubic feet NG	0.028	1	0.026	0.021	1.03	0.18
1 million tonnes oil equivalent	1.111	39.2	1	0.805	40.4	7.33
1 million tonnes LNG	1.38	48.7	1.23	1	52.0	8.68
1 trillion British thermal units	0.028	0.98	0.025	0.02	1	0.17
1 million barrels oil equivalent	0.16	5.61	0.14	0.12	5.8	1

Units

1 metric tonne = 2204.62lb
 = 1.1023 short tons
 1 kilolitre = 6.2898 barrels
 1 kilolitre = 1 cubic metre
 1 kilocalorie (kcal) = 4.187kJ = 3.968Btu
 1 kilojoule (kJ) = 0.239kcal = 0.948Btu
 1 British thermal unit (Btu) = 0.252kcal
 = 1.055kJ

⁹¹ Fuente: British Petroleum (BP)

4.2. Poderes caloríficos⁹²

FUENTE	DENSIDAD	PODER CALORIFICO INFERIOR		PODER CALORIFICO SUPERIOR		FACTOR DE CONVERSION A kep (sobre PCI)		
	Kg/lt	kcal/lt	kcal/kg	kcal/lt	kcal/kg	lt a kep	kg a kep	kWh a kep
Carbón Mineral (importado)	-	-	7.200	-	7.500	-	0,72	
Coque	-	-	6.800	-	7.500	-	0,68	
Petróleo Crudo	0,885	8.850	10.000	9.293	10.500	-	1	
Aeronaftas	0,709	7.374	10.400	8.012	11.300	0,7374	1,04	
Naftas	0,735	7.607	10.350	8.232	11.200	0,7607	1,035	
Kerosene y Comb. Jets	0,808	8.322	10.300	8.945	11.070	0,8322	1,03	
Gas Oil	0,845	8.619	10.200	9.211	10.900	0,8619	1,02	
Diesel Oil	0,88	8.800	10.000	9.416	10.700	0,88	1	
Fuel Oil	0,945	9.261	9.800	9.923	10.500	0,9261	0,98	
Mezcla 70-30	0,91	8.995	9.885	9.638	10.591	0,8995	0,988	
Carbón Residual	1	-	7.600	-	7.900	-	0,76	
Gas Residual de Petróleo	-	8.500/m3	-	9.000/m3	-	0,8500 de m3		
Gas Natural	-	8.300/m3	-	9.300/m3	-	0,8300 de m3		
Propano	0,508	5.588	11.000	6.102	12.013	-	1,1	
Butano	0,567	6.180	10.900	6.735	11.878	-	1,09	
Gas Licuado	0,537	-	10.950	6.418	11.951	-	1,095	
Leña Blanda	-	-	1.840	-	2.940	-	0,184	
Leña Dura	-	-	2.300	-	3.500	-	0,23	
Carbón de Leña	-	-	6.500	-	7.500	-	0,65	
Marlo de Maíz	-	-	2.300	-	3.000	-	0,23	
Cáscara de Arroz	-	-	2.300	-	3.000	-	0,23	
Bagazo	-	-	1.500	-	2.000	-	0,15	
Aserrín	-	-	1.800	-	1.995	-	0,18	
Otros Residuos Vegetales	-	-	1.760	-	2.310	-	0,176	
Papeles	-	-	1.620	-	1.796	-	0,162	
Alcohol de Quemar	0,789	6.080	-	6.400	-	0,608		
Gas de Alto Horno de C. de Leña	-	950/m3	-	1.055/m3	-	0,095 de m3		
Etano	1,27	14.413/m3	11.350	15.746	12.399	1,4413	1,135	
Metanol	0,8	3.818	4.773	4.345	5.431	0,3818	0,477	
Etanol	0,794	5.082	6.400	5.633	7.092	0,5082	0,64	
Electricidad	-	-	860 kcal/kWh	-	-	-	-	0,086

⁹² Secretaría de Energía: <http://energia.mecon.gov.ar/Electricidad/boletines/quinquenales/1991-1995/TABLA%20DE%20CONVERSIONES%20ENERGETICAS.html>