



INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA "GENERAL MOSCONI"

## **TRABAJO DE INVESTIGACIÓN**

# **GAS NATURAL LICUADO**

*TECNOLOGÍA Y MERCADO*

**AUTOR: Jorge Marcelo Arias**

**Abril de 2006**

---

**ÍNDICE**

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b><i>i</i></b>
<b>DESARROLLO</b>	<b><i>0</i></b>
<b>Capítulo 1: Tecnología</b>	<b><i>1</i></b>
1.1 Gas natural	1
1.2 Gas Natural Licuado	1
1.2.1 ¿Qué es el Gas Natural Licuado (GNL)?	1
1.2.2 Diferencias técnicas entre GNL, GNS, GNC, gas licuado de petróleo y GTL (gas a líquido)	2
1.2.3 Procesos – etapas	3
1.2.4 Factores críticos para la instalación de una terminal de regasificación	11
1.2.5 Aspectos ambientales en el uso del gas y del GNL en particular	13
1.2.6 Seguridad	13
1.2.7 Análisis FODA sobre el GNL	15
<b>Capítulo 2: Mercados</b>	<b><i>17</i></b>
2.1 Evolución del consumo de combustibles	17
2.2 Crecimiento esperado para el gas (producción, transporte por gasoducto y GNL)	18
2.3 Actores involucrados en la cadena	18
2.4 Mercado actual y futuro de GNL	19
2.4.1 Países exportadores e importadores	19
2.4.2 Crecimiento de los intercambios por región	21
2.4.3 Evolución en el comercio de GNL	22
2.4.4 Exportaciones vs. Capacidades de licuefacción	23
2.4.5 Capacidad de licuefacción	24
2.4.6 Costos involucrados	25
2.4.7 Tipos de contratos y diversificación del abastecimiento	28
2.4.8 Perspectivas globales del GNL	28
2.4.9 Interrogantes sobre el comercio de GNL	29
2.4.10 Proyectos en América Latina	30
<b>Capítulo 3: ¿Argentina GNL?</b>	<b><i>32</i></b>
3.1 Infraestructura energética existente	32
3.2 Aspectos a considerar en caso de un proyecto de GNL en Argentina	32
3.2.1 Marco legal y jurídico	32
3.2.2 Ubicación de la planta regasificadora y del puerto de descarga	32
3.2.3 Necesidades y costos de proyecto de GNL	33
<b>CONCLUSIONES</b>	<b><i>36</i></b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b><i>38</i></b>
<b>ANEXOS</b>	<b><i>39</i></b>
<b>Anexo 1 - Fotos</b>	<b><i>39</i></b>
<b>Anexo 2 – Datos estadísticos y referencias legales – Argentina</b>	<b><i>41</i></b>
<b>Anexo 3 - Terminales de regasificación (Agosto de 2005)</b>	<b><i>43</i></b>

## **RESUMEN EJECUTIVO**

*El gas natural es el principal elemento de la matriz de energía interna de Argentina y se espera que su participación continúe en crecimiento en los próximos años.*

*El presente informe busca acercar a los encargados de tomar las decisiones políticas relacionadas con el desarrollo energético una alternativa para el abastecimiento gasífero que permita enfrentar la situación descripta.*

### **1. TECNOLOGÍA**

#### **Gas natural**

El gas natural es un hidrocarburo que puede encontrarse en yacimientos y cuyo componente esencial es metano.

Mundialmente, en 2003, el gas natural ocupaba el tercer lugar entre las fuentes de energía primaria con un 24% del total.

Los usos más comunes del gas natural son:

- *Aplicación Doméstica*
- *Aplicación Comercial*
- *Aplicación Industrial*
- *Cogeneración Termoeléctrica*

#### **Gas Natural Licuado (GNL)**

El GNL es gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción, que consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de  $-160^{\circ}\text{C}$  con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces. Esto permite transportar una cantidad importante de gas en buques llamados metaneros.

El GNL se halla en estado líquido mientras que el gas seco (que viaja por gasoducto) se encuentra en estado gaseoso.

#### **Etapas de la cadena de GNL**

Excluyendo la producción del gas, los procesos incluidos dentro de la cadena de GNL son:

##### **a. Licuefacción**

Es el proceso destinado a licuar el gas natural, y se realiza en módulos de procesamiento llamados *trenes*.

Los procesos involucrados son los siguientes:

a.1 Deshidratación: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos.

a.2 Tratamiento: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y otros componentes de azufre.

### a.3 Recuperación de azufre

Los procesos hasta aquí mencionados (a.1, a.2 y a.3) tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse. La licuefacción se completa con otros dos pasos:

a.4 Circuito de refrigeración: se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica.

Después de licuar el gas natural, éste es subenfriado antes de ser almacenado.

a.5 Almacenamiento del gas natural licuado: los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico y tanque exterior de hormigón pretensado entre los cuales existe un material aislante a fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente.

## **b. Transporte**

Se hace a través de buques llamados metaneros.

La mayoría de las capacidades de estos barcos varían entre 19 mil y 145 mil m<sup>3</sup> y su calado máximo es de 12 metros.

## **c. Regasificación**

Consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso a.4.

Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua de mar como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

## **d. Transporte y distribución**

El gas es presurizado e introducido a los gasoductos para su transporte.

## **Factores críticos para la instalación de una terminal de regasificación**

- **Localización y dimensionado de las terminales de GNL**

Se deben considerar localizaciones con calado, aguas resguardadas, suelo firme, espacio y agua relativamente cálida, en caso que se la vaya a utilizar para la revaporización.

Las plantas receptoras se diseñan para la demanda futura más que para la actual.

Entre la decisión de construir un tanque y su puesta en marcha pueden pasar más de 3 años (siendo uno de los parámetros de mayor plazo).

- **Descarga y almacenamiento de GNL**

Los brazos de descarga se dimensionan para descargar un barco en 12 horas.

## 2. MERCADOS

### Evolución del consumo de combustibles

El consumo de gas natural fue, junto con el de petróleo, el que más crecimiento experimentó en las últimas 3 décadas y según algunas proyecciones se espera que continúe con este ritmo.

En los últimos años el comercio mundial de GNL creció más que el gas comercializado por gasoducto.

### Actores involucrados en la cadena del GNL

- ✓ *Productores*
- ✓ *Exportadores de GNL*
- ✓ *Transportistas.*
- ✓ *Terminales de regasificación:*

### Mercado actual y evolución del GNL

Importadores	Exportadores
<ul style="list-style-type: none"><li>• Japón</li><li>• Corea</li><li>• Taiwán</li><li>• Francia</li><li>• EEUU</li><li>• España</li><li>•</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Indonesia</li><li>• Argelia</li><li>• Malasia</li><li>• Qatar</li><li>• Australia</li><li>• Trinidad y Tobago</li><li>• Emiratos Árabes Unidos</li><li>• Omán</li></ul>

En Latinoamérica, Chile es el único que licitó la construcción de una planta de regasificación para la recepción de GNL.

En la década 1993 – 2003 el comercio mundial 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.

La proporción del mercado a corto plazo sobre el total comercializado de GNL aumentó considerablemente en la última década: actualmente constituye un 10% del mercado total de GNL mientras que a comienzos de la década del '90 era sólo de 1,4%. Esto le aportó algo más de flexibilidad a los transportistas para ubicar sobrantes de algún destino en otro no demasiado lejano, y a las empresas para recurrir al combustible en función de requerimientos que excedan los planeados.

Según estimaciones de la EIA, el mercado de GNL, que actualmente representa cerca del 30% del gas intercambiado entre países, pasaría al 50% en el 2030.

### Costos involucrados

Hubo una importante reducción en el *costo de los cargueros* que se hizo efectiva en los últimos 10 años, pasando de alrededor de 260 MMU\$S a 170 MMU\$S en la actualidad, para una capacidad aproximada de 130.000 m<sup>3</sup>.

*El punto de indiferencia económica* entre un proyecto de GNL y un gasoducto se halla aproximadamente en 3000 km, por lo que el GNL parece conveniente para largas distancias.

Actualmente el mayor costo reside en el proceso de licuefacción. Se espera que con los desarrollos tecnológicos estos disminuyan en importante proporción, así como los de transporte (los segundos en términos de importancia) debido a la fabricación de buques de mayor capacidad.

### Análisis FODA sobre GNL

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"><li>• El gas es un combustible más limpio que el resto de los hidrocarburos como petróleo y carbón.</li><li>• Posibilidad de abastecimiento de países que no cuentan con reservas de gas natural y que se hallan a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos actuales.</li><li>• Diversificación del abastecimiento, sin la necesidad de depender exclusivamente de un país.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Es un negocio que implica muchos riesgos para los exportadores, que para acotarlos precisan de contratos a largo plazo.</li><li>• Cadena de abastecimiento extensa y compleja que precisa grandes responsabilidades en todos los eslabones.</li><li>• El tiempo entre que se firma un contrato y el cual se despacha el primer embarque puede llegar a ser de 5 años.</li><li>• Largo período de repago (mayor a 15 años).</li><li>• Se dificulta la participación de medianas empresas dejando todo en manos de los majors.</li></ul>

Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"><li>• Continuación de la tendencia en alza a consumir gas.</li><li>• Crecimiento del comercio del GNL, lo cual puede colaborar para ganar escala y por ende permitir la disminución de precios por el descenso de los costos.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Posiciones en contra de ambientalistas que pueden bloquear o demorar la construcción de terminales de regasificación en el país.</li><li>• Leyes que prohíban la instalación de terminales de regasificación.</li><li>• Creación de monopolios de grandes empresas. Sin embargo, por el momento parece poco probable por la diversificación de fuentes de exportación.</li></ul>

### 3. ¿ARGENTINA GNL?

Nuestro país tiene un mercado de gas consolidado donde este hidrocarburo ocupa el primer lugar en la matriz de oferta interna de energía primaria con el 50% del total, lo que implica que ya existe una infraestructura importante. De todas formas hay que aclarar que de importarse GNL habría que construir un gasoducto que lo transporte desde la planta de regasificación hasta los centros de consumo, como por ejemplo las centrales eléctricas.

Existen dos aspectos clave a considerar para la realización de un proyecto de GNL en nuestro país:

- **Marco legal y jurídico:** a nivel nacional existen normas relacionadas con hidrocarburos como las leyes: Ley 24.076 y 17.319. Sin embargo ninguna de ellas toca el tema del gas natural licuado.
- **Ubicación de la planta regasificadora y del puerto de descarga:** las terminales regasificadoras suelen ubicarse cerca del mar ya que lo usan como fluido intercambiador. El principal inconveniente consiste en la ubicación del puerto debido a la profundidad que se necesita para el atraque de los buques metaneros.

*En lo que se refiere a Argentina, lo desarrollado en el presente informe debería servir como base para saber qué aspectos habría que considerar con más detalle para un proyecto importación de GNL.*

*Luego habría que hacer los respectivos análisis para y comparaciones con otras opciones para ver cuál es la más adecuada a largo plazo.*

## **DESARROLLO**

### **Objetivo**

El presente informe analiza la tecnología del gas natural licuado, detallando tanto sus aspectos favorables como sus desventajas, y brinda información acerca del mercado actual y estimado para el futuro. El objetivo es que los encargados de tomar las decisiones políticas relacionadas con el desarrollo energético posean más opciones y fundamentos a la hora de buscar soluciones a los consumos crecientes de energía cuya producción tiene como elemento principal el gas natural.

### **Introducción**

En el primer capítulo se introduce el concepto de gas natural licuado, cuáles son sus características y sus aplicaciones más frecuentes. Se hace una breve comparación con el gas natural seco, el gas licuado de petróleo y el GTL (gas to liquid) y se brinda información sobre los procesos involucrados.

Posteriormente se dan las características del mercado actual, detallando los principales exportadores e importadores, el crecimiento en los últimos años y lo que se espera para el futuro.

El tercer capítulo plantea algunos de los interrogantes que habría que evaluar en caso de analizar la prefactibilidad de un proyecto de estas características para nuestro país.

Finalmente se establecen las conclusiones.



## Capítulo 1: Tecnología

### 1.1 Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo que puede encontrarse en yacimientos, sólo o en compañía de petróleo. En el primer caso se denomina gas libre mientras que el segundo se conoce como gas asociado. Sus componentes pueden variar según el yacimiento pero en general posee la siguiente composición:

Componente	Composición (%)	Estado natural
Metano (CH <sub>4</sub> )	95,08	Gas
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	2,14	Gas
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,29	gas licuable
Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,11	gas licuable
Pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,04	Líquido
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,01	Líquido
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	1,94	Gas
Gas carbónico (CO <sub>2</sub> )	0,39	Gas

Además, posee impurezas como helio, oxígeno y vapor de agua.

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

Densidad relativa: 0,65

Poder calorífico: 9,032 kcal/m<sup>3</sup>

Mundialmente, en 2003, el gas natural ocupaba el tercer lugar entre las fuentes de energía primaria con un 24% del total. Los primeros lugares eran ocupados por el petróleo y el carbón con 37% y 26,5%, respectivamente.

### 1.2 Gas Natural Licuado

#### 1.2.1 ¿Qué es el Gas Natural Licuado (GNL)?

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<sup>1</sup>.

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%.

<sup>1</sup> Fuente: British Petroleum  
(<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=3050032&contentId=3050057>)

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.

### **1.2.2 Diferencias técnicas entre GNL, GNS, GNC, gas licuado de petróleo y GTL (gas a líquido)**

Como se dijo previamente, el GNL y GNS (gas natural seco) poseen los mismos componentes químicos ya que son el mismo hidrocarburo (la mayoría es metano con un pequeño porcentaje de etano). La diferencia es el estado en que se encuentra cada uno: mientras que el segundo se halla seco (en estado gaseoso), el primero se halla en estado líquido, para lo cual se ha disminuido su temperatura (por ende, al mantenerse su presión igual a la atmosférica, su volumen es casi 600 veces inferior).

Los usos más comunes del gas natural son:

- *Aplicación doméstica:* en el hogar el gas se utiliza principalmente para la cocina, servicio de agua caliente y calefacción. También se emplea para el funcionamiento de lavadoras y secadoras de ropa, equipos de refrigeración, lavavajillas, neveras, incineradoras de basura, etc.
- *Aplicación Comercial:* similar al anterior pero en locales comerciales.
- *Aplicación Industrial:* los principales sectores industriales donde se propicia la utilización de gas son: Cerámica, vidrio, porcelana, textil, papel, y en especial, en la industria química donde además de fuente de calor es importante para la obtención de hidrógeno, amoníaco, metanol.
- *Cogeneración Termoeléctrica:* consiste en la producción simultánea de energía mecánica o eléctrica y de calor útil, obteniéndose los máximos beneficios cuando los consumos térmicos y eléctricos se encuentran físicamente próximos.

El GNC es también gas natural con la diferencia de que en lugar de cambiar su estado de gaseoso a líquido, se conserva como gas en tanques metálicos a una presión de alrededor 200 bar. Su aplicación es como combustible en vehículos de pasajeros o de carga y tiene como ventajas su costo inferior al gasoil y las naftas.

El gas licuado de petróleo consiste básicamente en propano y butano. Ambos se pueden obtener del gas natural mediante procesos que logren su condensación seguidos de destilación. Otra manera es mediante procesos de cracking llevados a cabo en refinerías.

A presión atmosférica y temperatura ambiente (1 atmósfera y 20°C), el gas licuado de petróleo se encuentra en estado gaseoso. Para obtener líquido a presión atmosférica, la temperatura del butano debe ser inferior a -0,5°C y la del propano a -42,2°C. En cambio, para obtener líquido a temperatura

ambiente, se debe someter al GLP a presión. Para el butano, la presión debe ser de más de 2 atmósferas. Para el propano, la presión debe ser de más de 8 atmósferas.

Generalmente se distribuye fraccionado en garrapas (butano) y cilindros (propano), aunque también existen redes de distribución por gasoducto. Se usa con fines domésticos (principalmente calefacción y cocina), a los que se suman las fuentes industriales a granel. En la Argentina el GLP es consumido en 4,5 millones de hogares, equivalente al 40% de la población.<sup>2</sup>

La tecnología de GTL se utiliza para la fabricación de naftas, gasoil y otros combustibles a partir de gas natural. La ventaja de los mismos por sobre los tradicionales es que poseen menos contaminantes y por ende producen menos polución.

### 1.2.3 Procesos – etapas

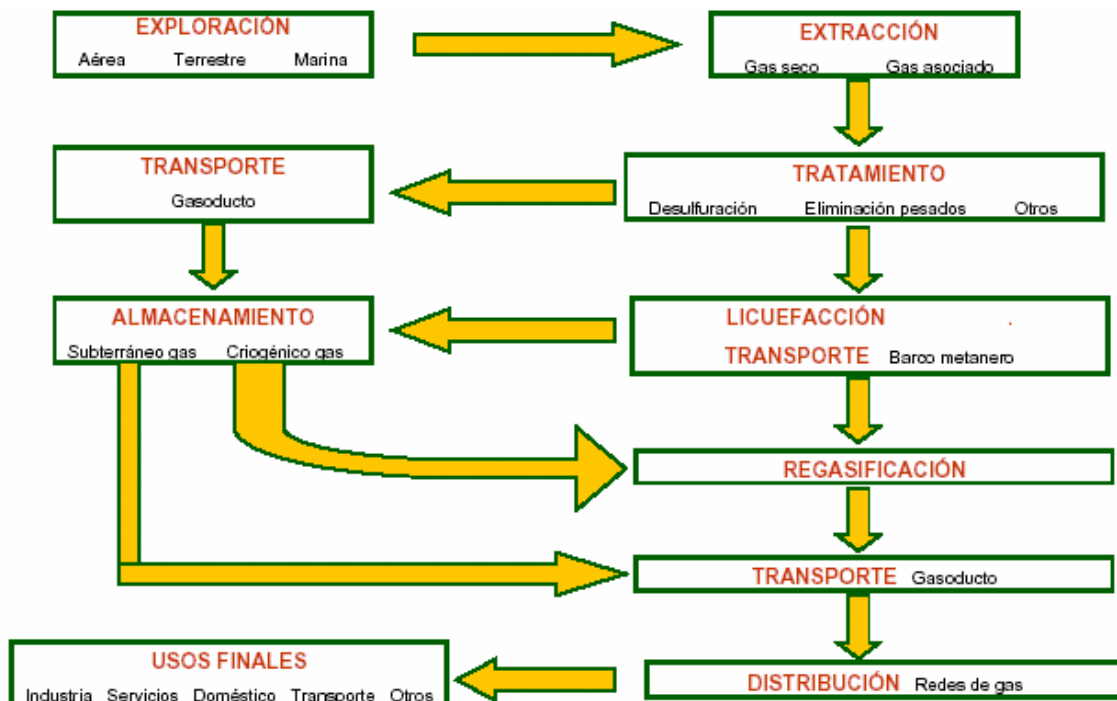


Ilustración 1 <sup>3</sup>

<sup>2</sup> Informe sobre la situación actual del GLP, Instituto argentino de la Energía, noviembre de 2002.

<sup>3</sup> Fuente: Comisión Nacional de Energía (España)

El siguiente esquema da una idea de cuáles son los costos de capital de los procesos que forman parte de la cadena de gas natural licuado, incluyendo la producción.

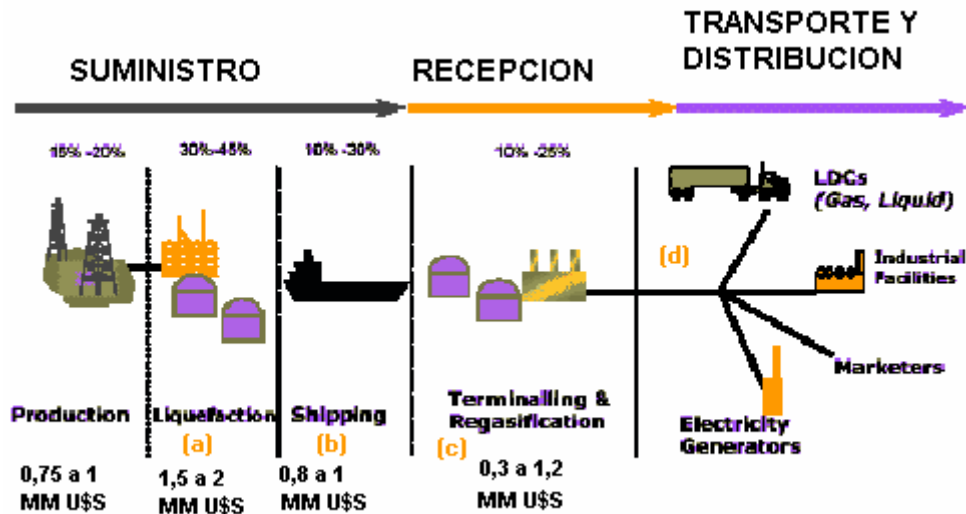


Ilustración 2

Excluyendo la producción del gas, los procesos dentro de la cadena de GNL son:

- a. Licuefacción
- b. Transporte
- c. Regasificación
- d. Transporte y distribución

### 1.2.3.a Licuefacción

Consiste en módulos de procesamiento llamados *trenes*. El tamaño de un tren depende de los compresores y su capacidad anual se expresa en millones de toneladas métricas (1T = 1336 m<sup>3</sup> aprox. de gas). Su capacidad ronda los 4MMT que equivale a procesar más de 14 millones de m<sup>3</sup> por día.

Aunque los principios de licuefacción no cambien mucho suelen variar los métodos usados para el ciclo de refrigeración. Uno de los más usados es el que emplea propano pre-enfriado por su bajo costo específico, eficiencia y flexibilidad. El calor extraído es llevado por el propano y mezcla de refrigerantes a un ambiente de agua o aire.

Hasta hace un tiempo se utilizaban turbinas de vapor para mover los compresores de refrigeración. El vapor que mueve las turbinas es posteriormente condensado, típicamente usando agua fría / fresca, que es, a su vez, la que permite extraer el calor del gas natural. El problema era la gran demanda de agua que precisaban.

En muchos diseños posteriores las turbinas de vapor fueron reemplazadas por turbinas de gas para el movimiento de los compresores. También se empezó a usar aire como refrigerante.

La nueva generación de plantas se va a ver beneficiada por la reducción en los costos debido a mejoramientos en el intercambio de calor.

Dado que la licuefacción del gas natural implica trabajar a temperaturas en el entorno de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ , es necesario eliminar cualquier componente susceptible de congelarse (agua, gases ácidos e hidrocarburos pesados) durante el proceso de enfriamiento y obstruir el circuito de éste o producir daños (corrosión, picaduras, etc.) así como compuestos que puedan resultar nocivos para la instalación, como es el caso del mercurio. También es necesario eliminar la presencia de compuestos que excedan el límite permitido por las especificaciones del gas comercial obtenido en el punto de recepción una vez vaporizado en GNL. Los procesos con tales fines son los siguientes:

### 1.2.3.a 1 Deshidratación

Se hace un proceso de deshidratación y filtrado para llevar el gas a valores inferiores a 1 ppm (partículas por millón). El proceso de glicol ha sido mejorado con el advenimiento de agentes azeotrópicos que permiten remover rastros de agua presentes en el mismo, permitiendo una deshidratación más completa y reduciendo las emisiones indeseadas de hidrocarburos aromáticos a la atmósfera.

Es decir, la deshidratación previene la formación de gases hidratados reduciendo la corrosión en las líneas de transmisión.

Los métodos más usados son:

- 1) *Enfriamiento directo*: el agua saturada contenida en el gas natural disminuye con el incremento de presión o la disminución de temperatura.
- 2) *Absorción de agua en glicoles*: se hace pasar el gas por un filtro de glicol, normalmente TEG, el cual se combina con el agua. La corriente de glicol debe ser recargada constantemente ya que algo de TEG podría reaccionar y formar moléculas no deseadas.
- 3) *Adsorción de agua por sólidos*

### 1.2.3.a 2 Tratamiento

El proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y otros componentes de azufre. El proceso incluye:

#### -Solventes

Útiles para tratar los gases ácidos. El  $\text{CO}_2$  se extrae al hacer pasar el gas por medio de corriente inversa de solución de mono-etanol-amina.

#### -Absorbentes

Como ser filtros moleculares. Son usados para remover los rastros de componentes de azufre. En el futuro el énfasis estará en reducir las reacciones como puede ser la formación de COS.

#### -Separación por destilación

El  $\text{CO}_2$  puede separarse usando el método de Ryan-Holmes, en el que se usa vapor de NGL (natural gas liquid) para suprimir el frío del  $\text{CO}_2$ . Es útil para recuperar grandes cantidades de  $\text{CO}_2$ .

-Procesos Redox

Se busca la oxidación de H<sub>2</sub>S para producir sulfuro elemental. Óxidos de metales como óxido de zinc han sido usados varios años en la industria petroquímica para desulfurización a temperaturas elevadas (300<sup>0</sup>C). Avances han extendido su aplicación a temperaturas ambiente, más comunes en el procesamiento del gas natural.

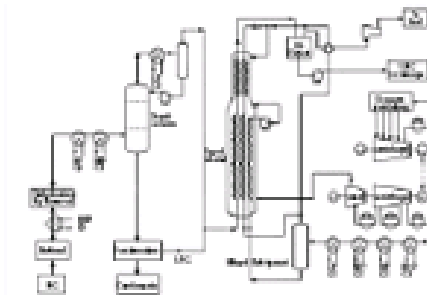
1.2.3.a 3 Recuperación de azufre

Un solvente remueve H<sub>2</sub>S, COS y otros componentes de azufre (y parte de CO<sub>2</sub>). El sulfuro elemental es recuperado del gas solvente de regeneración a partir de una combinación de los procesos Claus y Scot.

Los procesos hasta aquí mencionados (a.1, a.2 y a.3) tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse. La licuefacción se completa con otros dos pasos:

1.2.3.a 4 Circuito de refrigeración

El propósito de los ciclos de refrigeración es eliminar el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica. Uno de los procesos usados es el "C3/MR" de APCI (refrigeración por mezcla de fluidos refrigerantes y preenfriamiento con propano), el cual cuenta con una notable fiabilidad y experiencia gracias a las plantas construidas hasta la fecha.



**Ilustración 3**

Diagrama de proceso C3/MR de APCI.

Este proceso emplea dos circuitos de refrigeración. El primero emplea como fluido refrigerante propano y el segundo una mezcla de etano, propano, metano y nitrógeno obtenidos tras el fraccionamiento de los C<sub>2+</sub>. La composición de la mezcla de refrigerantes está en función de la composición del gas natural de entrada a la planta.

El gas natural, después de pasar por los sistemas de pretratamiento, es enfriado en el evaporador de propano. La presión del propano se ajusta de forma que se obtiene la menor temperatura posible en la corriente de gas natural sin que se formen condensaciones en la misma.

Posteriormente, el gas entra en el intercambiador criogénico principal, el cual refrigera el gas natural mediante un circuito cerrado de una mezcla de refrigerantes.

La corriente de refrigerantes es enfriada a la salida del compresor por agua de mar y posteriormente por propano en los evaporadores de alta, media y baja temperatura.

Después de licuar el gas natural, éste es subenfriado antes de ser almacenado. El gas natural licuado es parcialmente subenfriado de forma que se produzca la menor cantidad de vapor en el llenado de los tanques, seguido de una expansión a una presión ligeramente superior a la atmosférica. El flash gas generado durante la expansión, junto al gas procedente de la vaporización en los tanques, se utiliza como combustible para la alimentación de las turbinas de gas de la planta.

Si el gas natural contiene un alto contenido en nitrógeno, éste debe ser eliminado. Esta operación generalmente se realiza en la expansión final.

A continuación se presenta un esquema de una parte del proceso, donde se ubica el intercambiador criogénico principal: en él se produce la transferencia de calor desde el gas pretratado y la mezcla de refrigerantes. Luego, el gas, ya licuado, se dirige al tanque de almacenamiento.

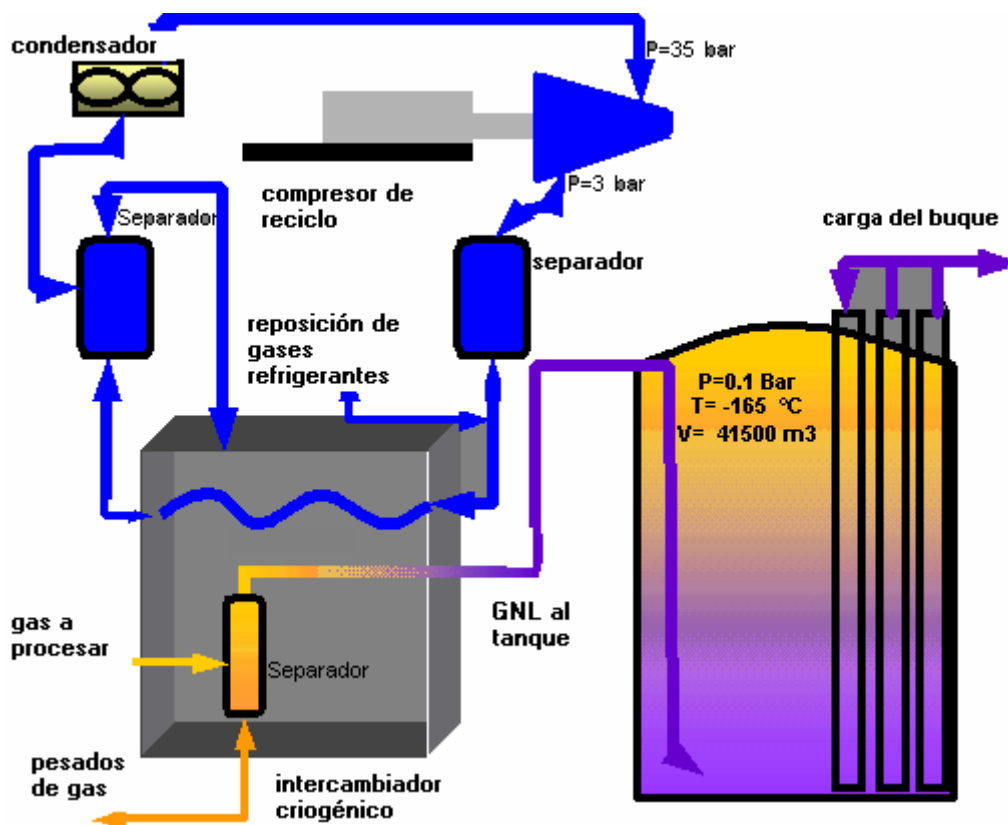


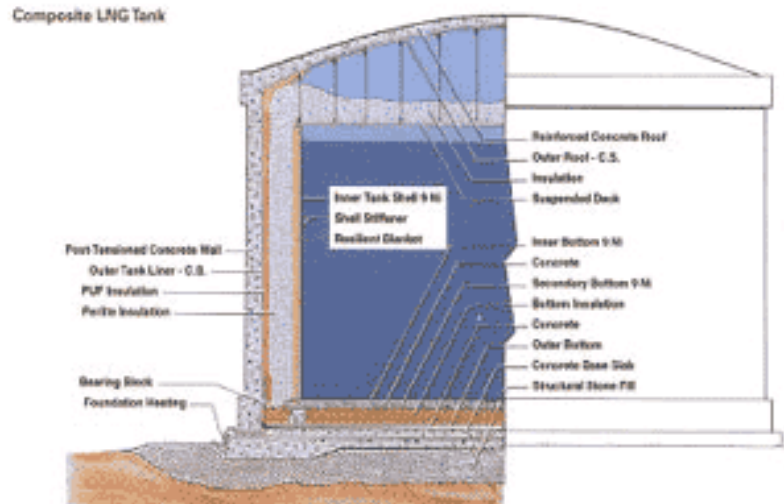
Ilustración 4

#### 1.2.3.a 4 Almacenamiento del gas natural licuado

Los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico (acero al 9% de Ni) y tanque exterior de hormigón pretensado. Este es capaz de contener una eventual fuga de GNL desde el tanque interior. Entre los dos tanques existe un material aislante, con el fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente. La losa de hormigón del fondo del depósito exterior está atravesada por una serie de tubos que contienen resistencias de calefacción, cuyo objeto es mantener el terreno a temperatura superior a la de congelación.



La tapa del depósito interior la constituye un techo suspendido de la cúpula del exterior por medio de tirantes. Este techo suspendido permite la comunicación entre los vapores presentes sobre la superficie del líquido y el gas contenido bajo la cúpula. El techo suspendido está aislado, por el lado cúpula, con una manta de fibra de vidrio.



**Ilustración 5**

Todas las conexiones de entrada y salida de líquido y gas del tanque, así como las conexiones auxiliares para nitrógeno y tomas de instrumentación, se hacen a través de la cúpula, con lo que se tiene una medida de seguridad pasiva consistente en evitar posibles fugas de GNL.

### 1.2.3.a 5 Pantalán de carga

Las líneas de carga, desde los tanques hasta los brazos, se dividen en tramos por medio de válvulas de mariposa motorizadas y mandadas por el sistema de enclavamientos de seguridad, de forma que en caso de detección de fugas de GNL se aísla automáticamente el tramo, limitando el volumen de aquella. Estas líneas se mantienen constantemente llenas de líquido, para evitar ciclos térmicos de calentamiento-enfriamiento.

Los tramos de tubería situados en la plataforma entre cada brazo y la línea común, se drenan de GNL y se inertizan con nitrógeno después de cada operación de carga. Para recoger el líquido drenado, en el nivel más bajo del atraque se ubicará un depósito de recogida de drenajes.

La compensación en el tanque de GNL del volumen libre dejado por el líquido que se bombea al buque, se hace por medio de la línea de retorno de vapores, que se conecta al barco por el correspondiente brazo de carga, criogénico, de diseño análogo al de los de líquido.

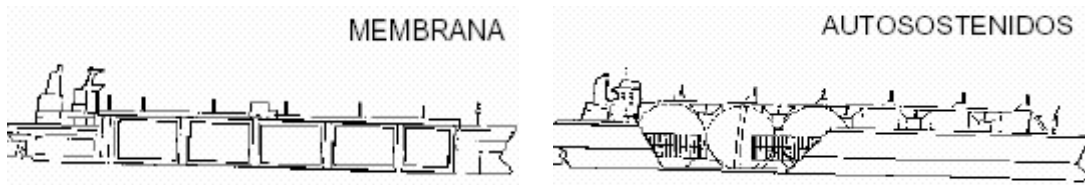


### 1.2.3.b Transporte

#### Características básicas de los buques metaneros

Son buques de casco doble que usan materiales especiales para aislamiento ya que deben mantener el gas a temperaturas de  $-160^{\circ}\text{C}$  a presión atmosférica. En función del aislamiento de los tanques se clasifican en:

- Diseño esférico autosostenido (MOSS): tiene depósitos independientes del barco. Representa el 52% de la flota mundial.
- Diseño de membrana: pared delgada estanca, utilizan la estructura del barco. 43% de la flota.



Los buques utilizan gas natural como propulsión, consumiendo de 0,15% a 0,30% del volumen transportado por día.

La mayoría de las capacidades de los barcos varían entre 19 mil y 145 mil  $\text{m}^3$ , estando los más comunes entre 125 y 140 mil  $\text{m}^3$  (58 y 65 mil toneladas). En la actualidad y hacia el futuro se prevé la utilización de buques cada vez más grandes de tal manera de reducir la influencia del costo de transporte.

En la actualidad, los valores máximos en lo que se refiere a características de los barcos son:

- ✓ Esloras = 300m
- ✓ Calados = 12m
- ✓ Manga = 43 m
- ✓ Velocidad = 21 nudos

Puede mencionarse que en 2003 había registrados en el mundo 151 buques<sup>4</sup> *metaneros* con las siguientes capacidades:

Capacidad ( $\text{m}^3$ )	Cantidad de buques
< 50000	16
50000 a 120000	15
> 120000	120

<sup>4</sup> Fuente: EIA

En un carguero moderno el sistema de almacenamiento consiste en dos barreras, líquidas y capas de aislamientos alternados entre sí. De esta manera, si ocurriese un daño en la primera barrera, la segunda evitaría una pérdida. Los espacios de aislación son permanentemente monitoreados para detectar cualquier caso de pérdida.

Una pequeña cantidad de GNL se deja evaporar durante el viaje con dos motivos: 1) mantener la temperatura del GNL y 2) usarlo como fuente de combustible para los motores del buque.

### 1.2.3.c Regasificación

Consiste en devolverle al gas natural el calor que le había sido removido durante el proceso de licuefacción.

Esquema de procesos en una terminal importadora de GNL

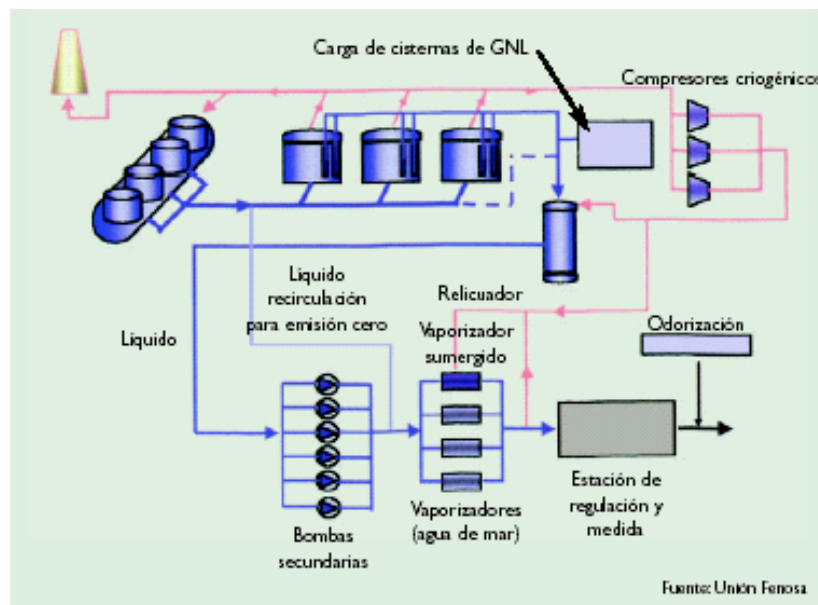


Ilustración 6

#### 1.2.3.c 1 Infraestructura portuaria

El embarcadero debe ser diseñado para atraque y descarga de buques metaneros. Los mismos son acomodados con botes remolcadores. Se debe poder descargar tanqueros con capacidades desde 70 hasta 145 mil m<sup>3</sup>, siendo estos últimos los que tendrán mayor incidencia en el comercio futuro.

#### 1.2.3.c 2 Recepción y almacenamiento de GNL

A lo largo del embarcadero se colocan los brazos de descarga que comunican los depósitos del buque con los tanques de almacenamiento. Luego de ser bombeado hasta estos últimos, operación que puede tardar alrededor de 12 horas, se almacena a una temperatura de 160<sup>o</sup>C bajo cero en tanques que miden cerca de 44 metros de altura y 73 metros de diámetro.

Estos tanques tienen doble pared: la primera es de acero al níquel para prevenir pérdidas de temperatura, mientras que la segunda es de concreto.

### 1.2.3.c 3 Vaporización

Cada tanque de almacenamiento posee tuberías que lo conectan con los vaporizadores. Estos últimos utilizan en la mayoría de los casos agua de mar, cuya temperatura es de 15<sup>0</sup>C, como fluido intercambiador.

Existen también algunos buques que cuentan con una estación regasificadora a bordo que permite entregar directamente el gas a tierra por gasoductos. La desventaja es que se necesitan mayores espacios de almacenamiento en tierra ya que recordemos que el gas natural ocupa 600 veces más volumen que su homónimo licuado. Además, hay que tener en cuenta que no todos los buques cuentan con esta posibilidad y que el tiempo necesario para hacer la descarga se ve incrementado. Las dimensiones del buque también son mayores para un determinado volumen de gas.

La ventaja es que no se precisa una planta regasificadora en tierra, ahorrándose ésta inversión.

### **1.2.3.d Transporte y distribución**

Por último, el gas es presurizado (suele inyectarse en el gasoducto a una presión de 80 bar) e introducido a las gasoductos para su transporte. No hay que hacer ningún proceso de descontaminación ya que el gas fue liberado de contaminantes previo a su licuefacción.

## **1.2.4 Factores críticos para la instalación de una terminal de regasificación**

En los párrafos precedentes se describió en qué consiste el proceso de regasificación. A continuación se presentan algunos criterios a considerar para el establecimiento y diseño de una terminal regasificadora.

### **1.2.4.1 Localización y dimensionado de las terminales de GNL**

La ubicación y la capacidad de la terminal son decisiones más complejas que la selección del esquema del proceso. Se deben considerar localizaciones con calado, aguas resguardadas, suelo firme, espacio y agua relativamente cálida en caso de usarla para revaporización.

Las plantas receptoras se diseñan para la demanda futura, más que para la actual, y el proyecto tiene que estar pensado para sucesivas ampliaciones en todos sus detalles: espacios, conexiones de espera, dimensión de líneas principales, etc.

Se debe optimizar el tamaño de los módulos ya que una excesiva atomización incrementa costes de tuberías, válvulas, etc.; mientras una excesiva concentración resta flexibilidad.

La parte de vaporización es muy modulable y fácil de ajustar al crecimiento de la demanda, pero el almacenamiento es difícil de modular ya que el tamaño mínimo de los tanques suele ser de 100 mil m<sup>3</sup>.

Entre la decisión de construir un tanque y su puesta en marcha pueden pasar más de 3 años (siendo uno de los parámetros de mayor plazo). Por otro lado un tanque no imprescindible supone un coste de inmovilización financiera. El dimensionado de los tanques suele estar ligado a los metaneros utilizados para el transporte. Cuando se emplean dos metaneros se acostumbra a dimensionar los tanques para garantizar el suministro durante dos intervalos de descarga y cuando se utiliza uno solo se reduce a 1,5. Otra regla habitual es que el tamaño del tanque sea por lo menos un 25% superior al del buque. Según la situación, una u otra condición será la que se use para definir el volumen del tanque.

#### **1.2.4.2 Descarga y almacenamiento de GNL**

Los brazos de descarga se dimensionan para descargar un barco en 12 horas. Las líneas que conectan los brazos de descarga con el tanque se mantienen frías cuando no están en operación, recirculando GNL desde las bombas de descarga de los tanques. Al irse llenando de líquido el tanque, los vapores desplazados retornan a los depósitos del metanero.

#### **1.2.4.3 Vaporización**

Para este proceso existen dos opciones:

- a) vaporizar a baja presión y después comprimir hasta la presión de exportación.
- b) Bombear el líquido hasta la presión de exportación y después vaporizar. Esta es la más económica y la más utilizada.

Los vaporizadores pueden ser:

- carcasa y tubos: el fluido de intercambio suele ser glicol para evitar su congelación. Son más baratos y ocupan poco espacio.
- Agua de mar: no se congelan. Bajo coste de operación pero caros. Requieren un costoso sistema de captación de agua de mar.
- Combustión sumergida: precio medio y mayores costes de operación.

#### **1.2.4.4 Recuperación de vapores**

Durante la descarga de metaneros, el vapor empujado fuera del tanque por el nuevo líquido vuelve al metanero. Para recuperar los vapores hay dos opciones:

- a) calentarlos en un intercambiador y a continuación comprimirlos en un compresor convencional.
- b) comprimirlos directamente en un compresor criogénico y después recondensarlos.

Los vapores no recuperados se pueden ventear o quemar en una antorcha. Ésta tiene problemas de coste, espacio e imagen. Además convierte el CH<sub>4</sub> en

CO<sub>2</sub>, con efecto invernadero, por eso es frecuente el venteo en altura. Hay que recordar que el metano afecta la capa de ozono.

### 1.2.5 Aspectos ambientales en el uso del gas y del GNL en particular

Según distintos informes el gas natural es un combustible menos contaminante que sus competidores sustitutos ya que su relación H/C es mayor y es el H el que provee el mayor poder calorífico.

El gas importado ya pasó por un proceso de descontaminación por lo que no es necesario hacerle un tratamiento especial luego de la regasificación, sino que sólo hay que presurizarlo para su inyección en el gasoducto.

Entre los puntos en contra figura el impacto que causaría la instalación de la planta regasificadora y su correspondiente muelle de descarga. En este sentido hay que aclarar que existen algunos antecedentes de accidentes que resultaron fatales. El más cercano fue el ocurrido en Argelia en el año 2004.

En principio podría decirse que el gas es un combustible menos contaminante que los otros hidrocarburos como fuel-oil por poseer menos cantidad de sulfuros y más cantidad de átomos de hidrógeno por cada carbono. Esto último reduce la producción de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, los proyectos han recibido muchas críticas de organizaciones ambientalistas.

Entre ellas figuran:

- la gran cantidad de metano que se ventea en las diferentes etapas, siendo el coeficiente de contribución al efecto invernadero del metano casi 22 veces superior al dióxido de carbono.
- la peligrosidad que representan los buques y las plantas de regasificación por la posibilidad de explosiones<sup>5</sup>.
- Las zonas que se ven afectadas (selvas, por ejemplo) en los países exportadores para llevar a cabo la extracción del hidrocarburo y en los importadores para las plantas de regasificación.

### 1.2.6 Seguridad

#### 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

<sup>5</sup> <http://www.concienciaplanetaria.org/gnl002.htm>

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.

### 1.2.7 Análisis FODA sobre el GNL

Se incorporan algunos elementos que serán descriptos con mayor profundidad en el siguiente capítulo como temas relativos al comercio.

<b>Fortalezas</b>	<b>Debilidades</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El gas es un combustible más limpio que el resto de los hidrocarburos como petróleo y carbón.</li> <li>• Posibilidad de abastecimiento de países que no cuentan con reservas de gas natural y que se hallan a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos actuales.</li> <li>• .Diversificación del abastecimiento, sin la necesidad de depender exclusivamente de un país.(1)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es un negocio que implica muchos riesgos para los exportadores que para acotarse precisan de contratos a largo plazo.</li> <li>• Cadena de abastecimiento extensa y compleja que precisa grandes responsabilidades en todos los eslabones.</li> <li>• El tiempo entre que se firma el contrato y el cual se despacha el primer embarque puede ser de 5 años.</li> <li>• Largo período de repago (mayor a 15 años).<sup>6</sup></li> <li>• Se dificulta la participación de medianas empresas dejando todo en manos de los majors.</li> </ul>

(1) La importación de GNL permitiría diversificar las fuentes de abastecimiento dado que hay varios países que se dedican a su exportación, entre ellos: Indonesia (el número 1), Argelia, Trinidad y Tobago, etc. A ellos podría agregarse Venezuela en un mediano plazo.

<b>Oportunidades</b>	<b>Amenazas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Continuación de la tendencia en alza a consumir gas.</li> <li>• Crecimiento del comercio del GNL, lo cual puede colaborar para ganar escala y por ende permitir la disminución de precios por el descenso de los costos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posiciones en contra de ambientalistas que pueden bloquear o demorar la construcción de terminales de regasificación en el país.</li> <li>• Leyes que prohíban la instalación de terminales de regasificación.</li> <li>• Creación de monopolios de grandes empresas. Sin embargo, por el momento parece poco probable por la diversificación de fuentes de exportación.</li> </ul>

<sup>6</sup> fuente: Australia LNG, Cross-Border Gas Trade Conference, Paris, IEA Headquarters.

El GNL es una opción para aprovechar las propiedades de combustible menos contaminante en comparación con los hidrocarburos tradicionales (petróleo, carbón) en diferentes puntos del planeta sin tener como impedimento la distancia. Como contrapunto están las grandes inversiones que hay que llevar a cabo y los tiempos asociados. En cuanto a la seguridad, debe asegurarse un sistema de control estricto ya que un accidente podría tener serias consecuencias.



## Capítulo 2: Mercados

Otro factor importante para caracterizar al gas natural licuado, además de las cuestiones tecnológicas, es el conocimiento de su mercado. Para ello se comenzará con una introducción a la situación del gas natural para luego entrar específicamente en lo que se refiere a GNL.

### 2.1 Evolución del consumo de combustibles<sup>7</sup>

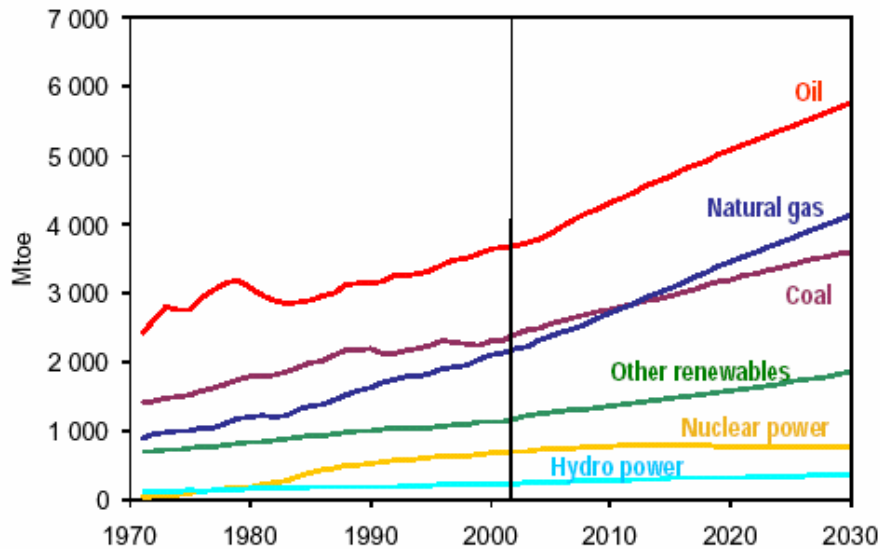
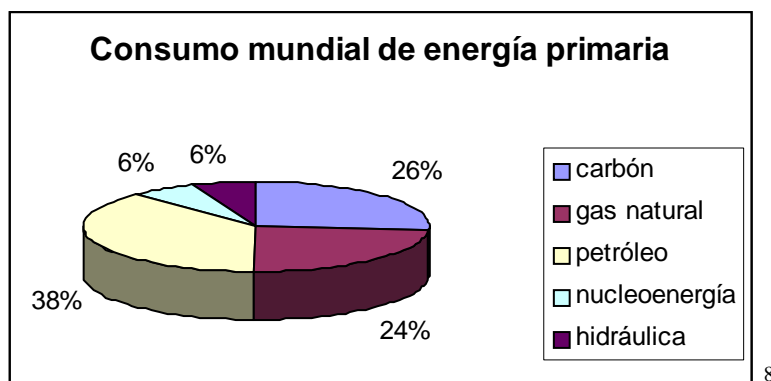


Ilustración 7

El consumo de gas natural fue, junto con el de petróleo, el que más crecimiento experimentó en las últimas 3 décadas y según algunas proyecciones se espera que continúe con este ritmo.



<sup>7</sup> Fuente: LNG in the world energy outlook, EIA, mayo 2005.

<sup>8</sup> Fuente: Informe Perspectiva - Secretaría de Energía de México - [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

Tipo	M tep
Carbón	2578
gas natural	2332
Petróleo	3637
Nucleoenergía	599
Hidráulica	595
<b>Total</b>	<b>9741</b>

tep: toneladas equivalentes de petróleo

## 2.2 Crecimiento esperado para el gas (producción, transporte por gasoducto y GNL)

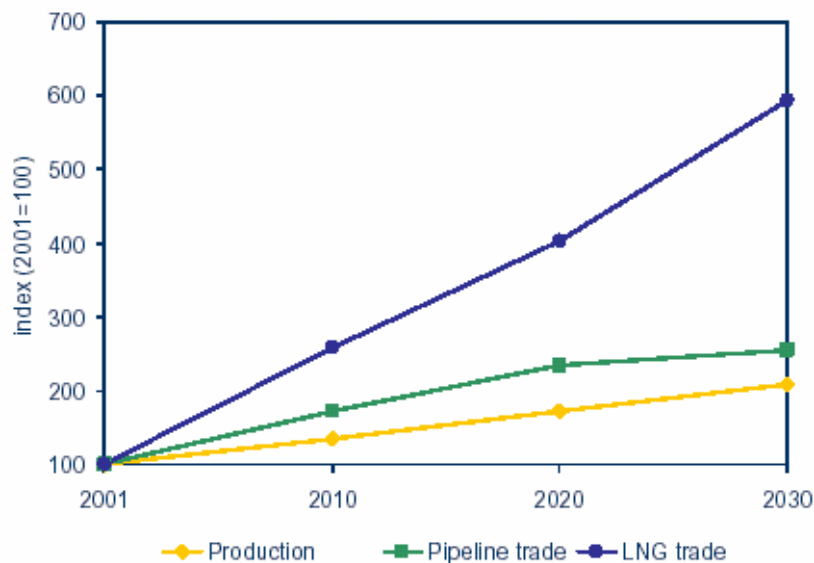


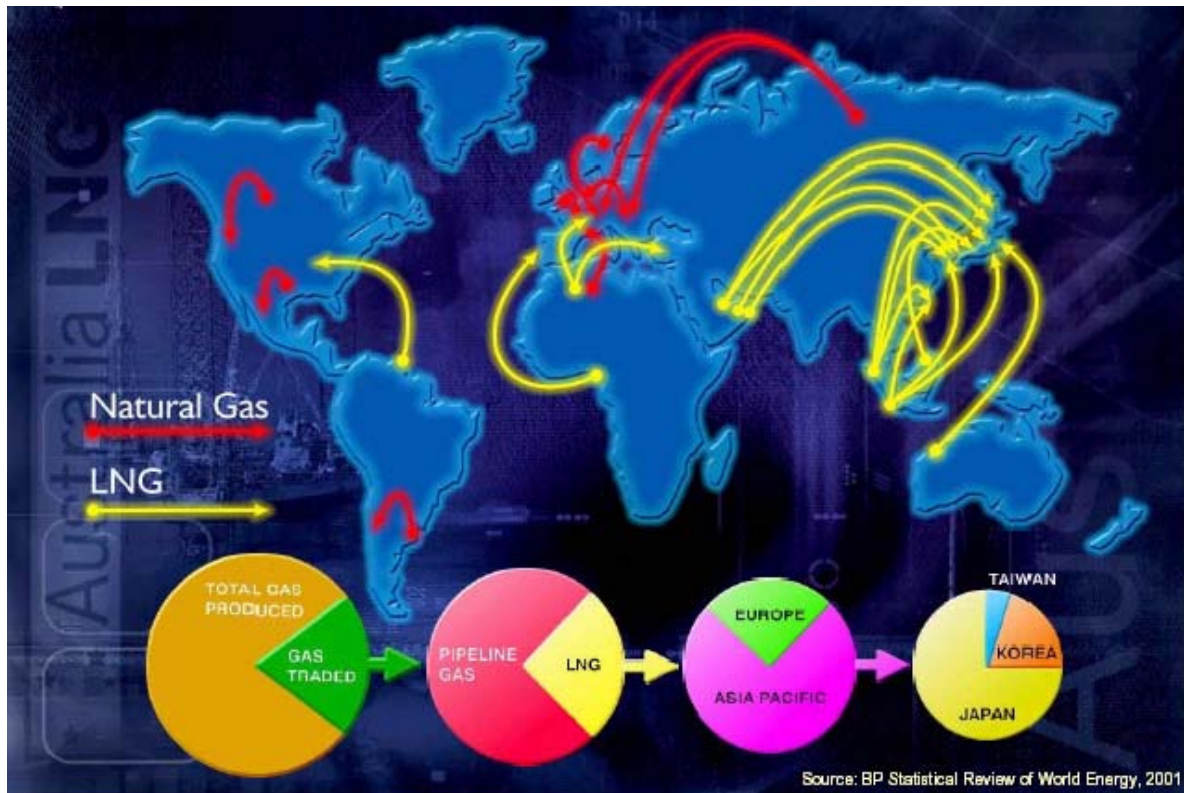
Ilustración 8

Dentro del gas se observa que en los últimos años el GNL creció más que el gas por gasoducto.

## 2.3 Actores involucrados en la cadena

- ✓ *Productores*: empresas de petróleo nacionales o privadas o asociación de las mismas.
- ✓ *Exportadores de GNL*: joint-ventures de empresas que explotan las instalaciones de licuefacción. En muchos casos estas empresas tienen acciones en las empresas importadoras.
- ✓ *Transporte*: pueden ser empresas independientes que establecen contratos de largo plazo para hacer las conexiones interoceánicas.
- ✓ *Terminales de regasificación*: gran variedad de empresas: compañías privadas / nacionales, operadores independientes, mayoristas, etc.

## 2.4 Mercado actual y futuro de GNL



9

Ilustración 9

### 2.4.1 Países exportadores e importadores

#### 2.4.1a Importadores

Japón, Corea y Taiwán concentran el 68% de la importación mundial de GNL. Japón es el principal importador mundial concentrando un 48% aunque el gas sólo representa un 12% de su matriz energética y un 66% es usado para generación. Su aprovisionamiento está diversificado combinando contratos a corto y largo plazo con varios países y posee 23 terminales de regasificación. Lo siguen Europa (28%), donde Francia es el principal, y EEUU (4%). España ha tenido un gran crecimiento gasífero y posee un mercado diversificado: 50% proviene de Argelia y otro 50% de Qatar, Omán, EAU, Libia, Trinidad y Tobago, Australia. En dicho país. Algunas terminales operan bajo control estatal y otras bajo un consorcio de empresas.

Reino Unido, India y China están construyendo sus primeras plantas.

En Latinoamérica, Chile acaba de llamar a licitación pública que fue ganada por British Gas para llevar adelante una terminal de regasificación a terminarse en 2009 y por el momento es el único que está llevando adelante un proyecto de esta índole.

<sup>9</sup> fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2001

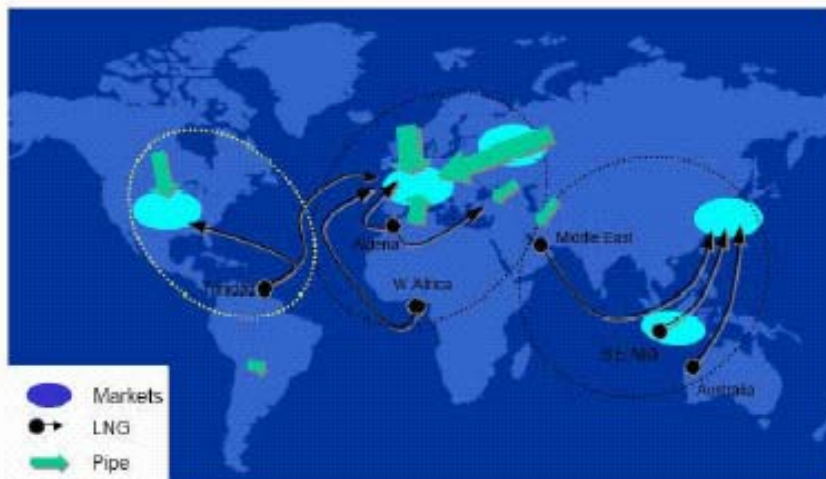
### 2.4.1b Exportadores

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.

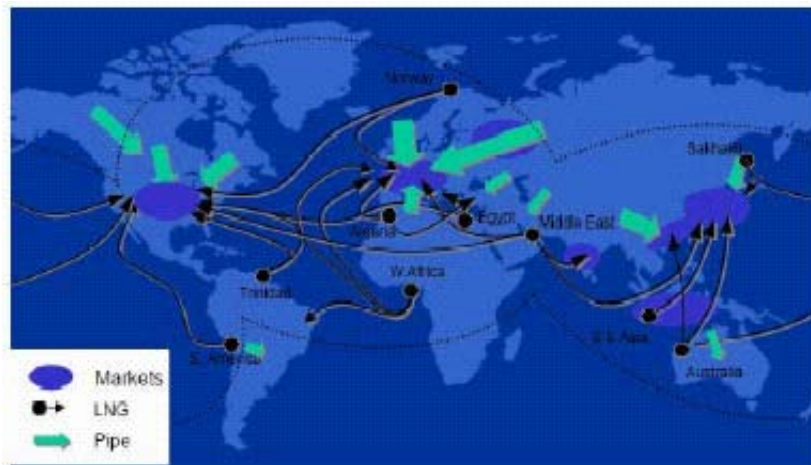
Existen nuevos proyectos que estarían en práctica a partir de 2007 como los de Rusia, Noruega y Egipto. También hay estudios potenciales en Irán, Angola, Venezuela, Bolivia (vía Perú o Chile) y Perú (en Camisea). Este último demandará una inversión de 1300 millones de dólares más la posibilidad de una inversión de 1200 para ampliar la capacidad. En principio fue pensada para una capacidad de 18 MMm<sup>3</sup> diarios.

En Trinidad y Tobago, principal exportador de América e importante abastecedor de EEUU, será puesta en marcha la mayor planta de licuefacción de gas natural del mundo por la firma Repsol-YPF, con una inversión de 1200 millones de dólares.

**Intercambios actuales**



**Estimaciones de intercambios futuros**



**Ilustraciones 10**<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Fuente: informe 2003 - EIA (Energy Information Administration) – EEUU. [www.eia.doe.gov.ar](http://www.eia.doe.gov.ar)

Al cuadro anterior hay que agregar las importaciones que llevará a cabo Chile, país que ya licitó la construcción de una terminal de regasificación y que fue ganada por la compañía británica BG.

El crecimiento del mercado a corto plazo permite mayor flexibilidad a los transportistas para enviar sus cargueros a diferentes sitios y a las empresas comercializadoras a enviar la mercadería desde las zonas que optimicen el sistema en cada momento. Sin embargo, no parece probable que se genere un mercado spot en el corto plazo como ocurre con el precio del petróleo. Esto se debe a que dado los riesgos envueltos en los proyectos éstos se llevan adelante luego de establecer contratos que sean a lo sumo a mediano plazo. A veces puede darse un mercado spot cuando se dan sobrantes.

## 2.4.2 Crecimiento de los intercambios por región

### 2.4.2.a Crecimiento de las importaciones por región

Asia pacífico: Japón, Corea, Taiwán.

Europa: España, Francia, Italia, Turquía, Bélgica, Grecia, Portugal.

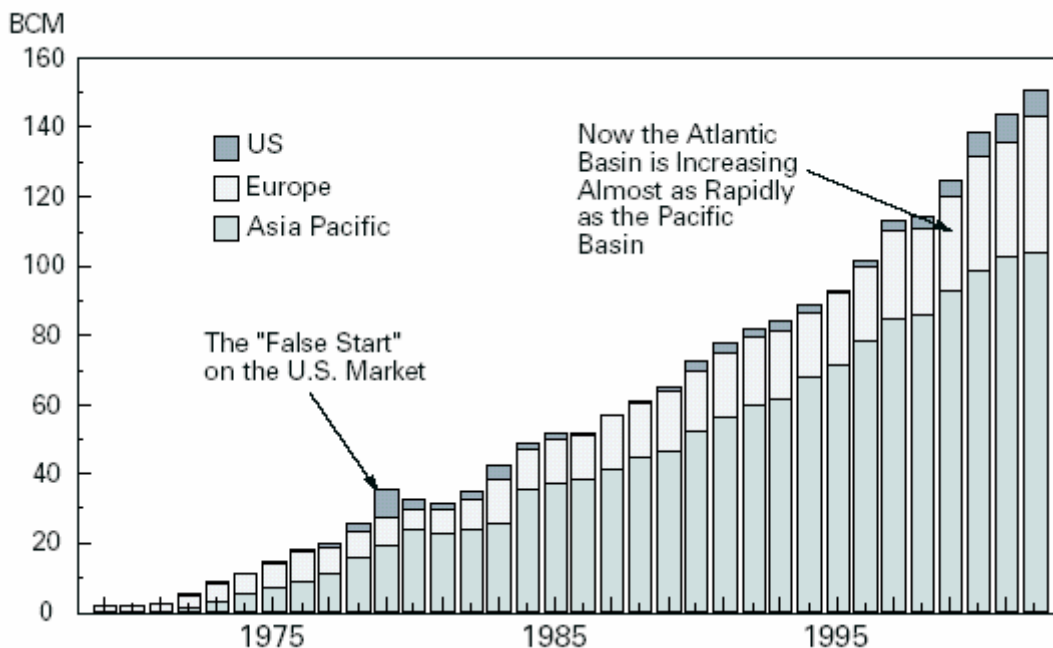


Ilustración 11<sup>11</sup>

### 2.4.2.b Crecimiento de las exportaciones por región

Cuenca del Pacífico: Indonesia, Malasia, Australia, Brunei, Alaska.

Oriente Medio: Qatar, Omán, Abu Dhabi.

Cuenca del Atlántico: Argelia, Nigeria, TyT, Libia.

<sup>11</sup> fuente: The Development of a Global LNG Market, JAMES T.JENSEN, Oxford Institute for Energy Studies, 2004

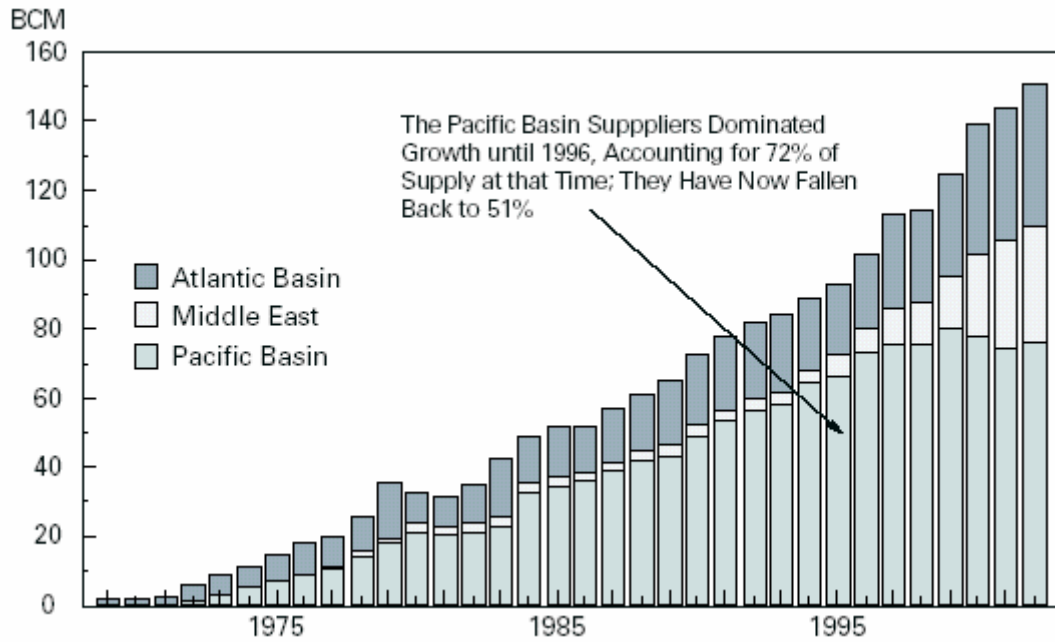


Ilustración 12

### 2.4.3 Evolución en el comercio de GNL

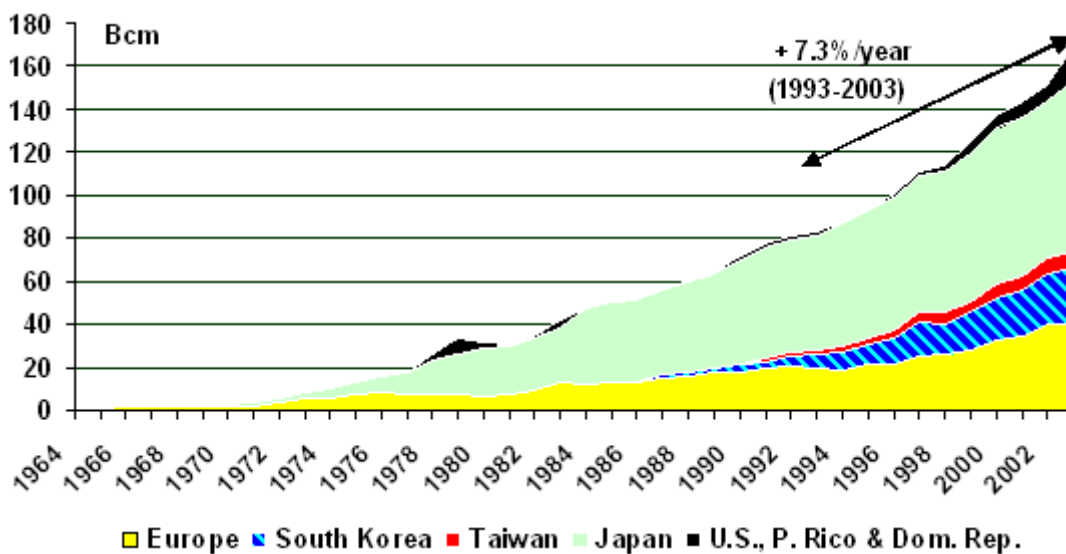


Ilustración 13

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.

El siguiente gráfico refleja la *evolución del mercado contractual y a corto plazo*. Se observa que la proporción del mercado a corto plazo sobre el total comercializado de GNL fue aumentó considerablemente en la última década.



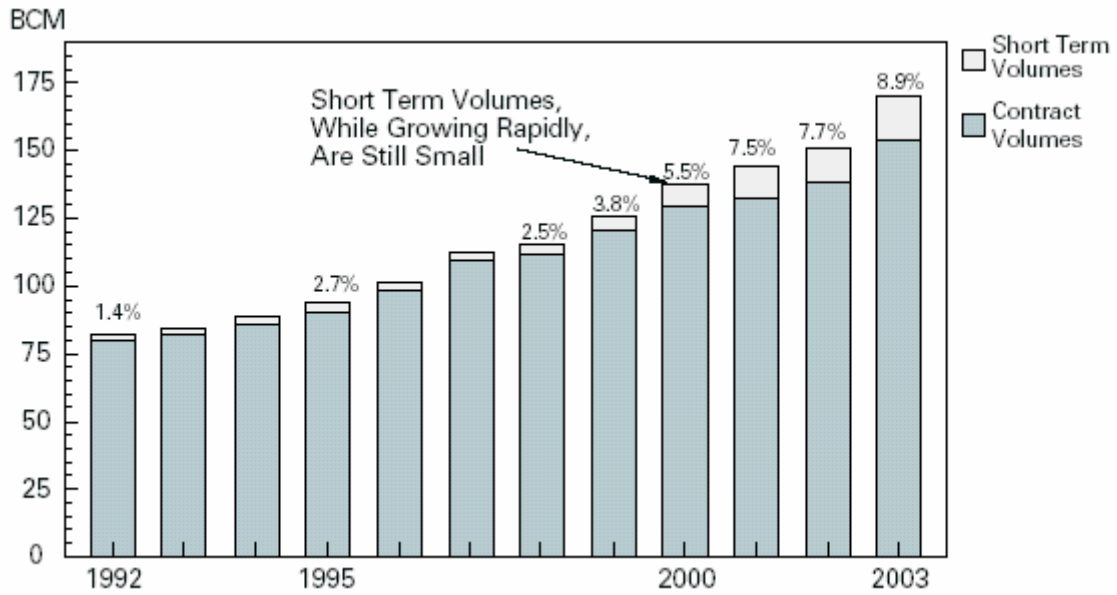


Ilustración 14

El anterior gráfico muestra el gran crecimiento que experimentó el mercado a corto plazo. En la actualidad (2005) este representa cerca de un 10% cuando era de 1,4% a comienzos de la década del '90.

Una ventaja en la importación de GNL es que al haber varios países dedicados a su venta, se puede lograr una diversificación del abastecimiento que no se podría hacer en el caso de gasoductos. No por ello hay que olvidar la conveniencia de tener a un proveedor serio que no produzca sorpresas que lleven al país a atravesar un período de desabastecimiento.

#### 2.4.4 Exportaciones vs. Capacidades de licuefacción

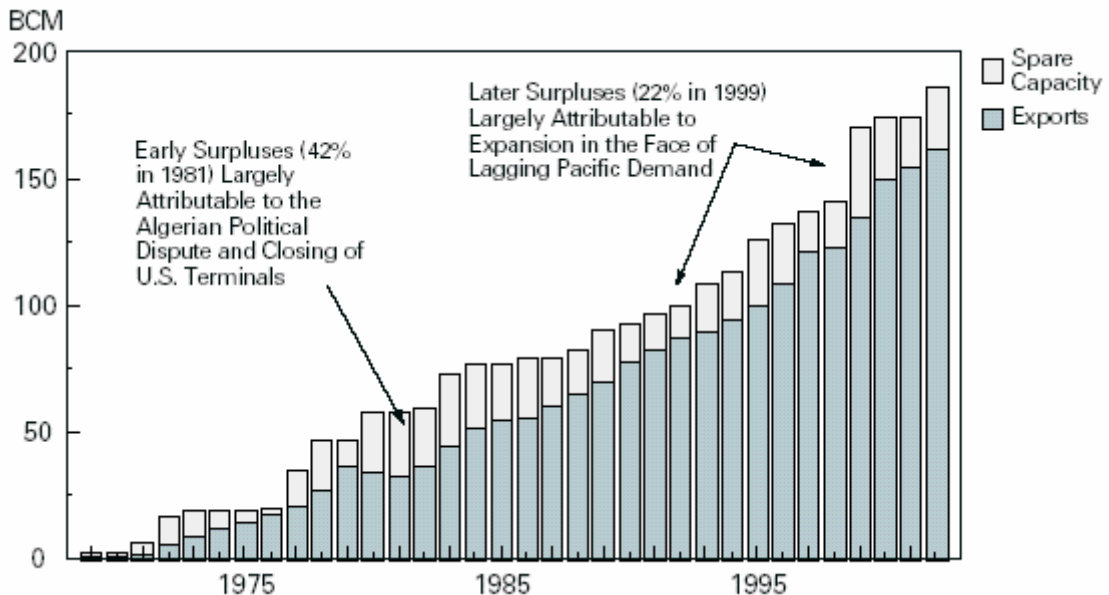


Ilustración 15

En color más claro aparece la capacidad sobrante de licuefacción. Se observa que la misma tiende a mantenerse constante. El aumento de las exportaciones se traduce en un posterior incremento de la capacidad sobrante de

licuefacción. Este delay puede deberse al tiempo de construcción de nuevas terminales de licuefacción, decisión que parece tomarse una vez que se firman los contratos de exportación. Por ejemplo, luego de 1999 la capacidad sobrante disminuyó hasta que en 2002 se produjo el aumento debido a la incorporación de nuevas centrales.

## 2.4.5 Capacidad de licuefacción

### 2.4.5.1 ¿Cómo se reparte la capacidad sobrante?

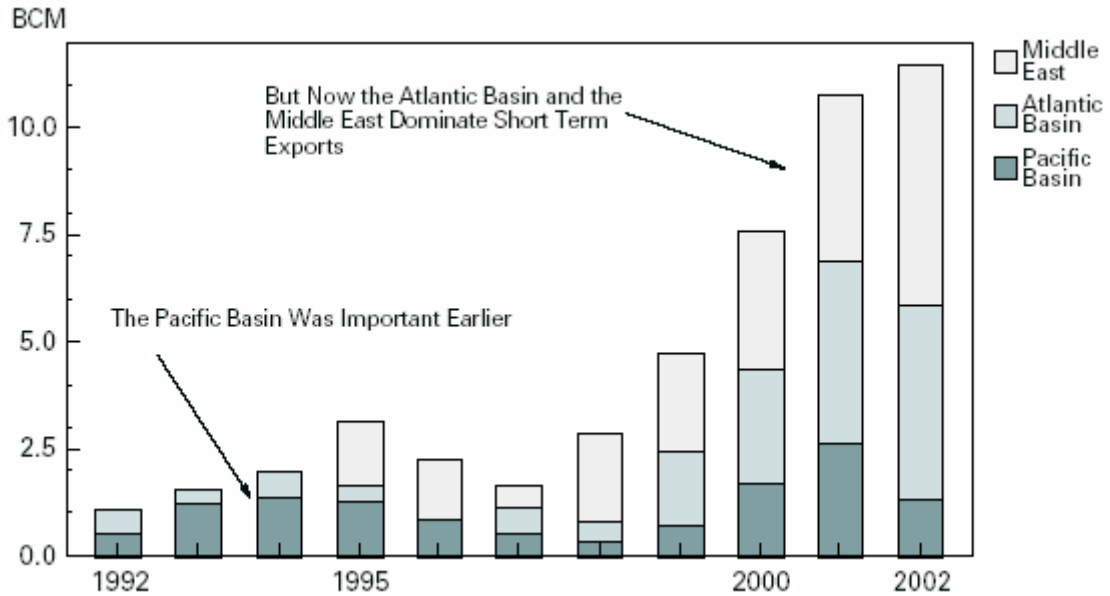


Ilustración 16

La mayor capacidad sobrante en Oriente medio hace que esta zona tenga más posibilidades de desarrollar un mercado a corto plazo o spot. Los países compradores que más se destacan en esta modalidad son EEUU, España, Corea y Japón.



### 2.4.5.2 Crecimiento esperado de la capacidad de licuefacción

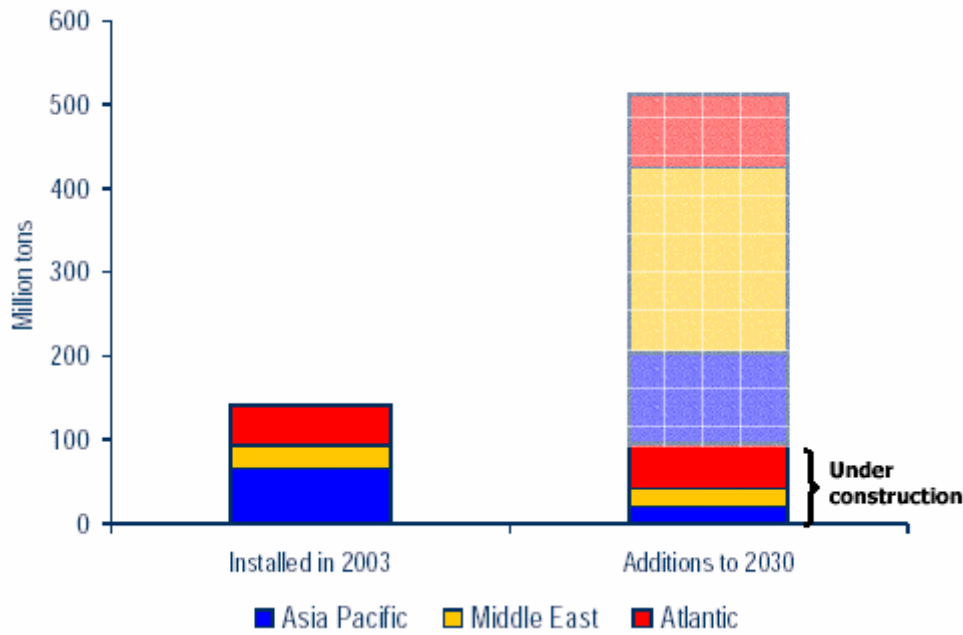


Ilustración 17

### 2.4.6 Costos involucrados

En la ilustración 2 se establece la cadena de GNL con los límites en que se mueven los costos representativos. Aquí se presenta la evolución de los costos involucrados y algunas comparaciones entre los mismos.

#### 2.4.6.1 Costos de los cargueros

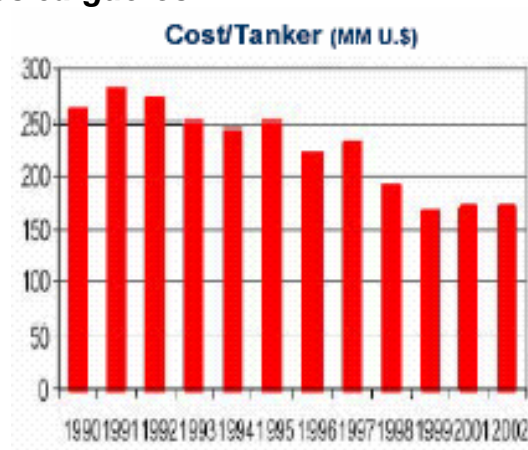
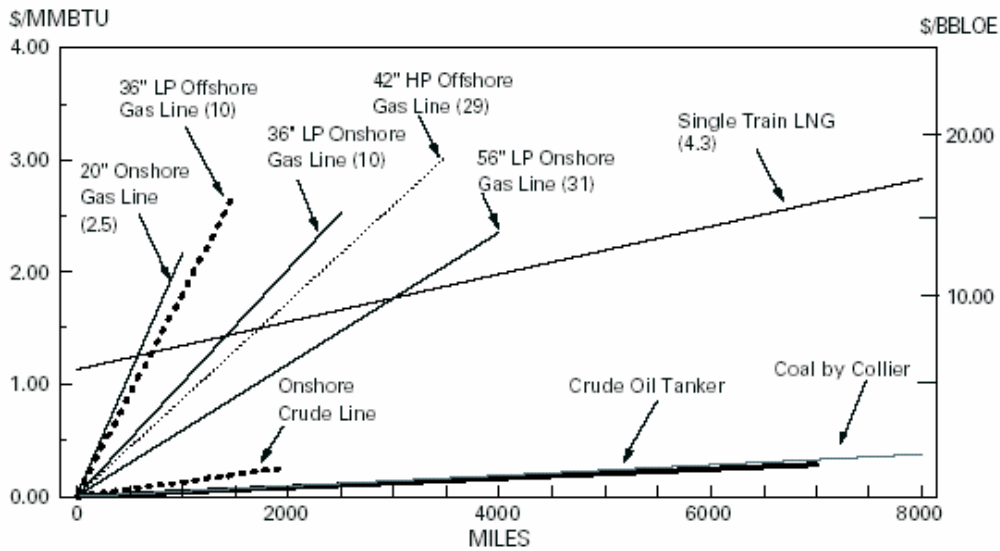


Ilustración 18

Se observa una importante reducción que se hizo efectiva en los últimos 10 años, pasando de alrededor de 260 MMU\$S a 170 MMU\$S, en la actualidad para una determinada capacidad que ronde lo 130000 m<sup>3</sup>.

### 2.4.6.2 Comparación entre el transporte de hidrocarburos por diferentes medios

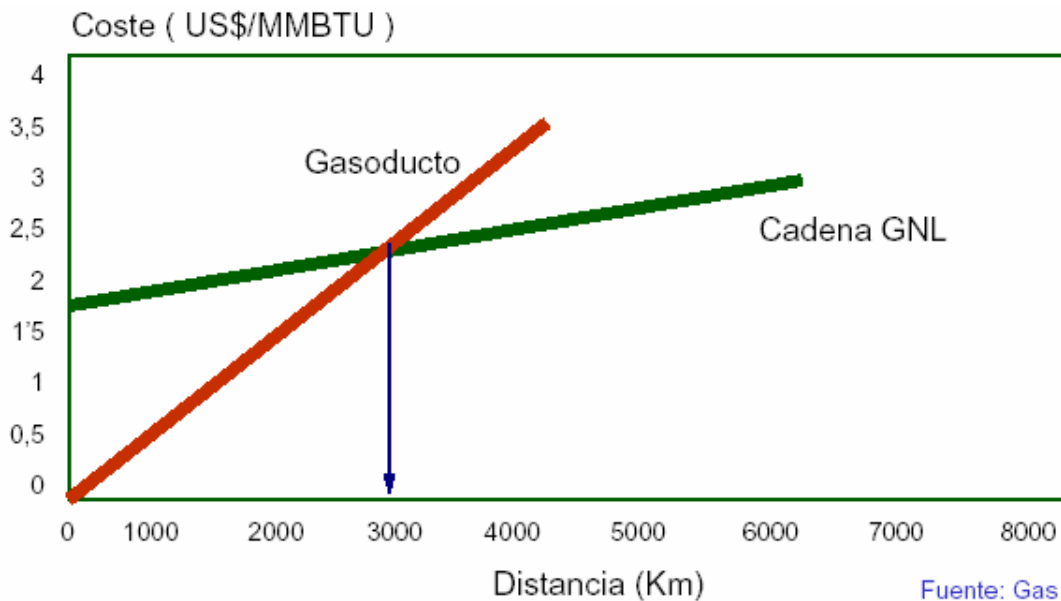


Note: Numbers in brackets show gas delivery capability in BCM

**Ilustración 19**

Se puede ver que el transporte de gas por buque es mucho más caro que el transporte de crudo. Esta es una de las razones por la cual se ve dificultado el mercado spot: no resulta económico tener un buque de GNL en el océano a la espera de recibir un pedido. A su vez se aprecian los diferentes puntos de indiferencia con gasoductos de diferente capacidad.

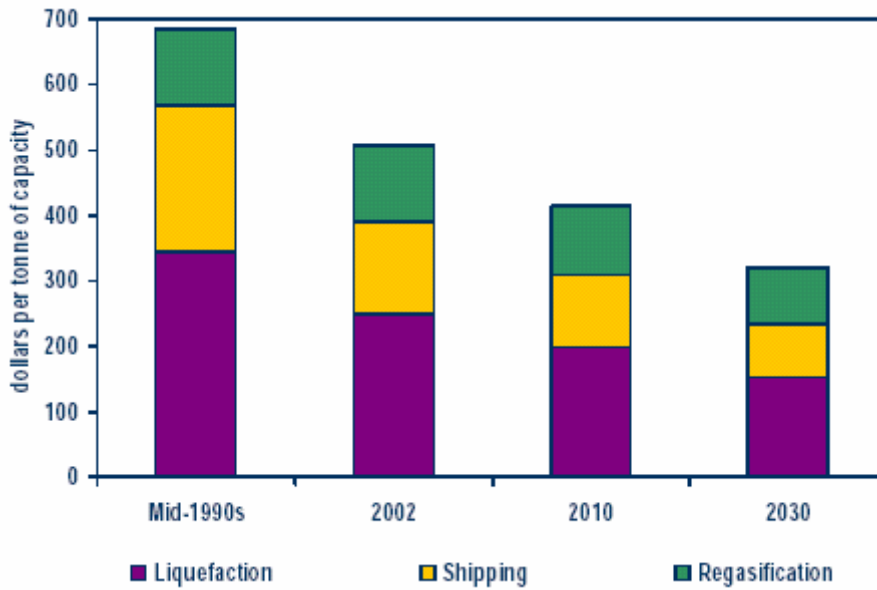
### 2.4.6.3 Punto de indiferencia económica entre GNL y gasoducto en función de la distancia



Fuente: Gas Natural

**Ilustración 20**

#### 2.4.6.4 Evolución esperada de los costos involucrados en los procesos



**Ilustración 21**

En el cuadro anterior no se consideran los costos de exploración y explotación. Actualmente el mayor costo reside en el proceso de licuefacción. Se espera que con los desarrollos tecnológicos estos disminuyan en importante proporción, así como los de transporte (los segundos en términos de importancia) debido a la fabricación de buques de mayor capacidad. Los costos de regasificación son los de menor peso y no se espera gran variación en los mismos. Considerando los tres anteriores, el costo total alcanza los 500 U\$S / ton y se espera reducirlo a 300 U\$S / ton para 2030. Para una capacidad actual de 4 MMT, la suma asciende a 2000 MMU\$S.

#### 2.4.6.5 Cashflow aproximado de los proyectos de GNL

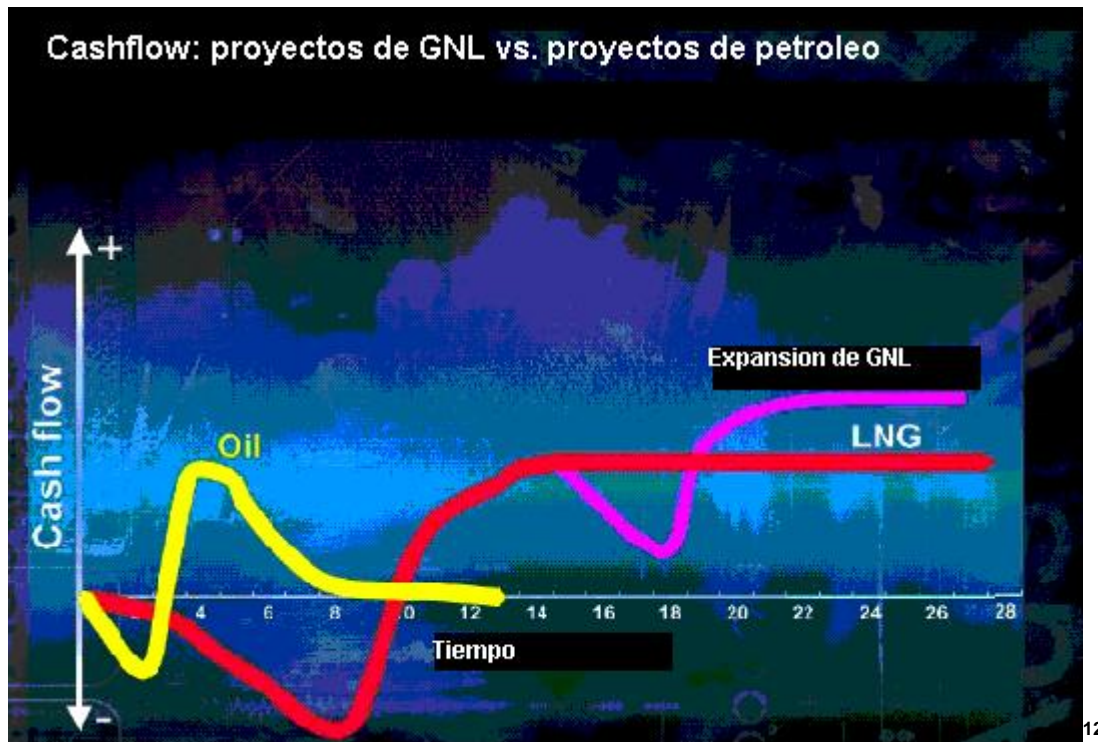


Ilustración 22

#### 2.4.7 Tipos de contratos y diversificación del abastecimiento

Hasta hace unos años casi la totalidad de los contratos de importación de GNL eran a largo plazo (mayor de 15 años), los buques se diseñaban a medida y los precios estaban acordados. Sin embargo, en los últimos tiempos hubo un fuerte crecimiento de la negociación a corto plazo que les brindó mayor flexibilidad a los compradores. Actualmente, cubre casi el 10% de los contratos. De todas formas, lo más probable es que el mercado a corto plazo esté más destinado a los países que ya tienen una historia en el tema, aunque si el mercado sigue creciendo este mercado puede expandirse.

Por el momento, más allá de las especulaciones sobre la importancia ascendente del comercio a corto plazo, las empresas no están convencidas de hacer inversiones en licuefacción sin antes establecer contratos a largo plazo.

#### 2.4.8 Perspectivas globales del GNL

Según estimaciones de EIA el mercado de GNL, que actualmente representa cerca del 30% del gas intercambiado entre países, pasaría al 50% en el 2030. Obviamente, la otra mitad sería a través de gasoductos internacionales.

<sup>12</sup> fuente: Australia LNG, Cross-Border Gas Trade Conference, Paris, IEA HeadQuarters.

#### **2.4.8.1 Actualidad y perspectivas del GN para los próximos años**

De los 60346 MMPCD de gas natural intercambiados entre países en 2003 el 27% se comercializó como GNL por buque, lo que suma alrededor de 5,8 TCF/año, experimentando un crecimiento anual de 1995 a 2003 de 7,8% vs. el 5,5% experimentado por los gasoductos.<sup>13</sup>

Para centro y Sudamérica la secretaría de energía mexicana prevé un aumento de 58% en la demanda de gas natural en el período 2003-2015.

La manera que se parece haber hallado para enfrentar los riesgos es la integración vertical (downstream). El problema es que no muchas empresas pueden pagar el costo de esta diversidad, razón por la cual parece más probable para las grandes compañías (majors) que suelen hacerlo a través de joint ventures. También existe la posibilidad de integración hacia arriba. Ambas se logran mediante la compra de acciones.

#### **2.4.9 Interrogantes sobre el comercio de GNL**

En base a datos de 2003, la capacidad de regasificación (15110 bcf – 15110 x 10<sup>9</sup> pies cúbicos) casi triplicaba a la de licuefacción (5440 bcf ). En construcción había 1687 bcf (regasificación) y 2226 bcf (licuefacción), muchas de los cuales se terminarán en 2006.

En principio, esta diferencia podría justificarse desde el punto de vista del crecimiento que va a tener el mercado debido a la necesidad de cubrir con las necesidades energéticas cada vez mayores y las distancias a las zonas donde se halla este hidrocarburo. No obstante, la principal razón parece ser las grandes variaciones estacionales que hacen que la capacidad supere al flujo real (throughput) hasta 3 veces<sup>14</sup>. Sin embargo, se hace necesario que se proporcione un impulso a las capacidades de licuado y transporte de tal manera que no se creen cuellos de botella que hagan que la demanda supere en gran medida a la oferta y por ende se produzca un aumento de precios.

Otra característica actual es que no hay establecido un mercado internacional del GNL, como es el caso del petróleo, sino que depende de los países origen y destino y de las fuentes de energía alternativa accesibles en los primeros, por lo que el precio no es algo que esté bien definido.

Otro interrogante es qué sucedería en caso de establecerse un mercado internacional de GNL y la posibilidad de que ocurra un aumento radical en el precio como sucedió con el petróleo. Esto es probable que se de si hay un aumento radical en el consumo como lo fue con el petróleo con el gran crecimiento de China. En setiembre de 2002 China firmó un contrato de abastecimiento de una terminal de regasificación con Indonesia por 25 años y sigue con políticas en ese sentido con el objeto de diversificar su matriz energética que tiene como principal protagonista al carbón

Vale aclarar que no fue sólo el crecimiento del consumo mundial (entre ellos el de China) lo que impulsó el crecimiento del petróleo sino la incapacidad (o poca voluntad) de los países productores de aumentar las cuotas o ritmos de producción a lo que se suma el hecho de que la capacidad de refinación

<sup>13</sup> Fuente: informe extraído de [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx) (Secretaría de Energía de México)

<sup>14</sup> fuente: EIA (Depto de Energía de EEUU / Energy Information Administration) – EEUU.  
[www.eia.doe.gov.ar](http://www.eia.doe.gov.ar)

mundial que es la que permite obtener los subproductos de mayor uso (naftas, combustibles pesados, etc.) está cerca de la saturación. En la actualidad la capacidad de licuefacción es bastante inferior a la de regasificación pero esto tiene que ver, como se dijo anteriormente, con los picos de abastecimiento pero las reservas son bastante prometedoras: 6200 TCF (tera cubic feet – $10^{12}$ -) vs. una producción mundial de 253000 MMPCD (millón de pies cúbicos por día) lo que daría un ratio R/P de 68 años.

En cuanto a la posibilidad de un monopolio o cartel, esto no parece muy factible dado que las reservas están más distribuidas. No obstante, es fundamental investigar las proyecciones que se manejan para el precio para no llevarse sorpresas como en Chile, donde el gobierno hizo proyecciones de precios en torno a los 4 dólares por millón de Btu para considerar rentable el proyecto y lograr la construcción de nuevas centrales de CC pero en la actualidad (ya realizada la licitación y ganada por British Gas) se ve que este valor puede duplicarse.

#### **2.4.10 Proyectos en América Latina**

##### *Licuefacción*

##### Perú<sup>15</sup> (en marcha)

Para el almacenamiento se construirán dos tanques, cada uno de ellos tendrá una capacidad de 110,000 m<sup>3</sup>, donde se mantendrá depositado el GNL hasta el momento de su embarque.

Se estima que el proyecto de exportación operará como mínimo unos 20 años. El objetivo es exportar entre 15 y 20 millones de metros cúbicos diarios de gas natural. La proyección de inversión acumulada del proyecto de exportación es de US\$ 3300 millones, donde US\$ 2150 se ejecutarán en el Perú (65% del total) para la construcción de la planta de licuefacción, almacenaje, infraestructura portuaria, perforación de pozos, ampliación de instalaciones en Camisea y del gaseoducto.

##### *Regasificación*

##### Chile<sup>16</sup> (en marcha)

Chile empezará a fines del 2006 la construcción de una proyectada planta de regasificación de gas natural licuado.

Esta planta, que demandaría una inversión de unos 400 millones de dólares y espera recibir barcos de hasta 165.000 m<sup>3</sup> de GNL., forma parte de un complejo que estará ubicado en la bahía de Quintero, en la costa central del país, y que comprende además un muelle de descarga y dos estanques de almacenamiento.

<sup>15</sup> Fuente: Informe quincenal de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (Perú), enero 2005.

<sup>16</sup> Fuentes: diarios on-line: <http://www.petroleo.com/>

La británica BG Group, que se adjudicó la fase final de la licitación de este proyecto, aseguró que el gas que suministrará a la planta lo traerá en barcos desde Nigeria o Guinea, donde también tiene negocios.

Este proyecto podría tomarse como base para elaborar uno de similares características en la Argentina.

### Brasil<sup>17</sup> (potencial)

El director financiero de Petrobras indicó el 19 de mayo de 2006 que la empresa pretende tener en Brasil dos plantas de GNL a partir de 2008, lo que exigirá inversiones de entre 200 millones y 300 millones de dólares, y añadió que aún estudia desde dónde importará el insumo. Entre las opciones se encuentran Angola, Argelia, Nigeria y Trinidad y Tobago.

---

<sup>17</sup> Fuentes: diarios on-line: <http://noticias.eluniversal.com> y <http://www.petroleo.com/>



## **Capítulo 3: ¿Argentina GNL?**

### **3.1 Infraestructura energética existente**

Más allá de las críticas que se puedan hacer al mercado gasífero argentino debido a la falta de exploración y de inversiones en los últimos años, no cabe duda que nuestro país tiene un mercado de gas consolidado donde este hidrocarburo ocupa el primer lugar en la matriz de oferta interna de energía primaria con el 50%, seguido del petróleo (38%), la energía hidráulica (4,6%) y la nuclear (3,3%)<sup>18</sup>. Además, alrededor del 53% de la energía demandada proviene de centrales térmicas, la mayoría de las cuales están alimentadas con gas (ya sean turbinas de gas –TG-, de vapor –TV- o de ciclo combinado –CC-). Esto implica que ya existe una infraestructura importante (aunque con debilidades en algunas zonas del país como el noreste) para el transporte, la distribución y el consumo de gas natural, por lo pronto en las zonas de mayor consumo.

De todas formas hay que aclarar que de importar GNL habría que construir un gasoducto que lo transporte desde la planta de regasificación hasta los centros de consumo, como por ejemplo las centrales eléctricas.

### **3.2 Aspectos a considerar en caso de un proyecto de GNL en Argentina**

#### **3.2.1 Marco legal y jurídico**

En primer lugar habría que investigar acerca de la existencia de regulaciones (nacionales, provinciales o municipales) en la zona donde se establezca el puerto y/o la terminal de regasificación. En caso de no existir habría que crear un marco legal que habilite y permita regular dichas actividades.

A nivel nacional existen normas relacionadas con hidrocarburos como las leyes: Ley 24.076 y 17.319.<sup>19</sup> Sin embargo ninguna de ellas toca el tema del gas natural licuado.

En cuanto a problemas de contaminación de aguas durante el transporte, este riesgo no existe dado que en caso de alguna fuga, el gas se evaporaría.

#### **3.2.2 Ubicación de la planta regasificadora y del puerto de descarga**

Antes que nada, vale aclarar que el puerto y la planta regasificadora no necesariamente deben estar localizados en el mismo sitio sino que pueden utilizarse camiones cisterna criogénicos (cuya temperatura debe ser usualmente menor a  $-73^{\circ}\text{C}$ , pero que en este caso debería ser de  $-160^{\circ}\text{C}$ ) que lleven el GNL desde los tanques de almacenamiento hasta las terminales. Sin embargo, el emplazamiento compartido parece ser la opción más económica y más sencilla y segura desde el punto de vista logístico ya que minimiza su manipuleo y por ende los costos. Además, las terminales regasificadoras

<sup>18</sup> fuente: Secretaría de Energía de Argentina. [energia.mecon.gov.ar/](http://energia.mecon.gov.ar/)

<sup>19</sup> Ver Anexo 2.



suelen ubicarse cerca del mar ya que una de las maneras de calentar el GNL para volverlo al estado gaseoso es haciéndolo circular por tuberías calentadas con agua de mar. La otra opción es usar aire.

De todas maneras, considero que el principal inconveniente consiste en la ubicación del puerto debido a la profundidad que se necesita para el atraque de los buques metaneros.

Considerando las características de los buques metaneros, principalmente el calado (que ronda los 12m como mínimo) se hace difícil encontrar en la Argentina un puerto donde puedan llegar este tipo de buques. Recordemos que el calado del puerto de Buenos Aires es de 32 pies (unos 9,8m) lo que permitiría el arribo de buques pequeños que dada la distancia a los principales suministros haría poco rentable el emprendimiento. La alternativa más viable sería el de Bahía Blanca por tratarse del único puerto de aguas profundas de Argentina, pero habría que analizar si es posible el arribo de buques de este tipo.

De lo contrario habría que buscar nuevas alternativas. Una de ellas podría ser la ubicación de un puerto como éste en Brasil (por ejemplo Santos, Río Grande do Sul o Paranagua) o Uruguay, desde donde salga el gasoducto hacia nuestro país. Claro que habría que analizar su situación con mayor detalle.

### **3.2.3 Necesidades y costos de proyecto de GNL**

#### **3.2.3.1 Necesidades**

- Necesidad de construcción de planta regasificadora cuya inversión puede estar entre 200 y 1500 U\$S según la capacidad de procesamiento.
- Necesidad de establecer un puerto en el cual se pueda hacer la descarga del buque metanero.

Necesidad de construcción de gasoductos desde la planta regasificadora hasta las zonas de consumo.

#### **3.2.3.2 ¿De qué dependen y a cuánto ascienden los costos?**

Los mismos van a surgir de la inversión y de los costos de compra, operación y mantenimiento.

La inversión va a depender de:

- la capacidad y locación de la planta gasificadora
- ídem con el puerto
- uso o no de camiones cisterna
- compra o no de buques metaneros
- el gasoducto que comunique la terminal con las zonas de consumo o red troncal de gasoductos: distancia y diámetro

Los costos de compra y operación incluyen:

- precio de adquisición del GNL
- costo de transporte (alquiler del buque)
- costos de regasificación

En primer lugar, conviene tener una idea de los precios del gas natural. A continuación se muestra una tabla con los precios promedio de gas natural en EEUU, lo que da un indicio sobre el precio internacional de este combustible.

Precios promedio estimados en boca de pozo <sup>20</sup>						
	Nov-05	Dic-05	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06
<b>Precio (U\$S per MMBtu)</b>	9.29	9.76	8.43	7.09	6.35	6.42

Aproximadamente los costos se reparten de la siguiente manera:

Concepto	U\$S / MMBTU
Licuefacción	1,10
Regasificación	0,4
Transporte	0,2 / 1000 Km.

Una decisión fundamental es ver quién se hace cargo de estos costos e inversiones. Podría ser un proyecto privado, público o compartido, siendo esta última opción la que parece más viable. En ese caso el Estado debería convocar a una licitación pública internacional y diagramar los pliegos buscando la mínima inversión, las máximas regalías u otro/s aspecto/s que considere apropiado/s. En Febrero de 2006 Chile llevó adelante una licitación para la construcción de una terminal regasificadora en el puerto de Quintero, a unos 100km de Santiago. La inversión total será de 400 millones de dólares y se espera recibir barcos de hasta 165.000 m<sup>3</sup> de GNL.

En el caso de las terminales de licuefacción el 60% de las mismas están bajo control estatal.<sup>21</sup>

Incluso, existe la posibilidad técnica de que Venezuela se incorpore al conjunto de países exportadores de GNL para lo cual precisaría construir una red logística para la explotación de gas y una terminal de licuefacción. Hay que tener en cuenta que en la actualidad este recurso está poco explotado, priorizándose la explotación de petróleo. Aunque Trinidad y Tobago ofreció el uso de su terminal para el procesamiento del gas venezolano, todavía no hay indicios claros de que esto se vaya a llevar a cabo.

### 3.2.3.3 ¿Cuánto influye el precio del gas (GNL vs. Gas seco vía Gasoducto) en el precio que llega a los diferentes usuarios? ¿Cómo influye el hecho de que el gas natural tenga amplia participación en la matriz energética de Argentina?

Lo más seguro es que como el precio del GNL va a ser superior al del gas seco vía gasoducto, los precios de gas natural comprimido (GNC), electricidad, gas para consumo y electricidad aumenten, repercutiendo en la industria y los hogares. Pero tampoco hay que olvidar que los precios del gas seco importado desde Bolivia también van a aumentar. En otras palabras, como el gas natural licuado va a conformar una parte del total de gas consumido, su precio influirá

<sup>20</sup> Fuente: Energy Information Administration, Office of Oil and Gas.  
<sup>21</sup> Informe elaborado por IEA (International Energy Agency). [www.iea.org/](http://www.iea.org/)

en un determinado porcentaje que va a depender de la proporción del mismo sobre el total consumido.

Paralelamente hay que destacar otro factor: más allá de la infraestructura existente en nuestro país que utiliza gas natural, éste no tiene mercados cautivos como puede ser la energía eléctrica donde tiene entre otros cautivos a la iluminación y los electrodomésticos, o la nafta y el gasoil que alimentan los motores de los automóviles. El gas natural tiene competidores que pueden usarse como bienes sustitutos como fuel oil (principalmente), gasoil o carbón. En el caso de consumidores flexibles como ser centrales de TG y CC, las cuales pueden funcionar indistintamente con gasoil o con gas, la elección va a pasar por un tema de costos. En caso que haya que hacer inversiones para cambio de tecnología habría que hacer un análisis de evolución de precios para ver qué abastecimiento es más conveniente.

## **CONCLUSIONES**

### **Conclusiones Generales**

A partir de los datos estadísticos reflejados en el presente informe se observa que el consumo de gas natural ha tenido un crecimiento importante en las últimas décadas principalmente por su aplicación en generación eléctrica (ver ilustr. 5). Muchos países se han volcado al consumo de este combustible con el fin de diversificar su matriz energética y no ser tan dependiente del petróleo como EEUU o del carbón (China).

Hace varios años la única alternativa posible o, al menos utilizada a gran escala, para el transporte del gas eran los gasoductos, lo que dificultaba la comercialización entre distintos continentes o países debido a complicaciones de construcción, problemas ambientales y costos muy elevados debido a las distancias. Esto hizo que tomara trascendencia el comercio de gas natural licuado que implica el transporte a través de buques diseñados para tal fin. Actualmente representa alrededor del 27% del gas comercializado entre países y a partir del 2000 el comercio internacional de GNL ha crecido a un ritmo superior al del gas por gasoductos (ver ilustr. 6). Según pronósticos elaborados por organismos como la IEA, se espera que para el 2030 se llegue al 50%.

Para ello hará falta la construcción de muchas centrales de licuefacción y regasificación. Esto se está llevando a cabo y también están las proyecciones a largo plazo (ver ilustr. 14).

Muchos países se han volcado a la construcción de terminales regasificadoras pero hay que tener en cuenta que los costos son considerables más allá de que han disminuido bastante. Esto hace que, a pesar del crecimiento en el mercado de corto plazo, los contratos a mediano plazo seguirán siendo la base del crecimiento por los riesgos que están implícitos para las empresas exportadoras.

Otras acciones que se han manifestado para disminuir la incidencia de este factor son las integraciones verticales y horizontales entre empresas dedicadas a este negocio.

### **Proyecto en Argentina**

A diferencia de lo que se da al ver la matriz energética promedio mundial, la Argentina tiene al gas natural como protagonista en la oferta interna de energía primaria con un 50% del total, seguido del petróleo (38%)<sup>22</sup>. Esta alta dependencia, sumada al hecho de las decrecientes reservas nacionales de gas, hace que se tengan que considerar opciones para el abastecimiento energético. En la actualidad el suministro de importación proviene de Bolivia, país con el cual se está en conversaciones debido a la nueva política de precios que adoptaría el gobierno electo a cargo del presidente Evo Morales. Sin embargo, los gasoductos existentes no permiten el suficiente flujo como para satisfacer las necesidades crecientes de nuestro país.

---

<sup>22</sup> Datos del 2004 – fuente: Secretaría de Energía.

Por eso es que es altamente probable la construcción de un nuevo gasoducto que además permita entrar a la red de gas natural al noreste de Argentina que actualmente no está interconectado.

Esta medida sería útil para el mediano plazo, pero surge la inquietud acerca de cómo será la situación una vez que Argentina se convierta en un importador neto de gas, posiblemente dentro de diez años. ¿Alcanzará el gas proveniente de Bolivia? En caso contrario, ¿qué opciones existen?

Últimamente se ha hablado mucho del Gasoducto del Sur, el cual tendría como extremos Caracas y Buenos Aires y se ha presentado como única alternativa sin considerar otras variantes.

A lo largo del presente informe se desarrollaron las características tecnológicas y comerciales del GNL. Éstas deberían servir como base para saber qué aspectos habría que considerar con más detalle, como por ejemplo los relacionados con el puerto, los marcos legales vigentes y la construcción de un gasoducto entre la terminal de regasificación y las zonas de consumo.

Una vez hechos los análisis de prefactibilidad de ambas opciones y de alguna otra que pudiese aparecer, y en caso de superar esta instancia, recién sería el momento de analizar cuál resultaría más viable en términos económicos y ambientales a largo plazo.

## **BIBLIOGRAFÍA**

### **Páginas Web consultadas** **Instituciones / empresas**

British Petroleum	<a href="http://www.bp.com">www.bp.com</a>
Energy Information Agency	<a href="http://www.eia.doe.gov">www.eia.doe.gov</a>
Cedigaz	<a href="http://www.cedigaz.org">www.cedigaz.org</a>
International Energy Agency	<a href="http://www.iea.org">www.iea.org</a>
Secretaría de Energía de Argentina	<a href="http://energia.mecon.gov.ar/">energia.mecon.gov.ar/</a>
Cámara de empresas argentinas de gas licuado	<a href="http://www.cegla.org.ar/el_glp/">http://www.cegla.org.ar/el_glp/</a>
Instituto Argentino del Petróleo y Gas	<a href="http://www.iapg.org.ar/">http://www.iapg.org.ar/</a>
Instituto argentino de la Energía (IAE)	<a href="http://www.iae.org.ar">www.iae.org.ar</a>

### **Impacto de los proyectos**

<http://lngwatch.com/race/projects.htm>  
<http://www.concienciaplanetaria.org/gnl003.htm>  
<http://www.concienciaplanetaria.org/gnl002.htm>

### **Buques**

<http://www.thedigitalship.com/powerpoints/norship05/lng/Trym%20Tveitnes,%20HOEGH.pdf>  
[www.singlebuoy.com](http://www.singlebuoy.com)

### **Otros artículos**

<http://www.gas-matters.com/PDFs/downloads/lngfocus.pdf> (Noviembre 2004)  
<http://www.gas-matters.com/PDFs/downloads/lngf.pdf> (Marzo 2005)  
[http://www.igu.org/database/2005/Keynote\\_2\\_George\\_Verberg.pdf](http://www.igu.org/database/2005/Keynote_2_George_Verberg.pdf)  
<http://www.agendaestrategica.com.ar/EstrategiaDetalles.asp?IdMaterial=676>  
[http://conferences.utcle.org/law/cle/conferences/archive/GP05/15\\_Crook\\_GP05\\_ses15\\_ppt.pdf](http://conferences.utcle.org/law/cle/conferences/archive/GP05/15_Crook_GP05_ses15_ppt.pdf) (ICF Consulting - octubre 2005 – EEUU)  
<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Petrotecnica/2003-3/Nuevasopciones.pdf>  
[http://www.soluzion.com/htdocs/areas/ingenieria/interes/articulos/licuefaccion\\_egipto.shtml](http://www.soluzion.com/htdocs/areas/ingenieria/interes/articulos/licuefaccion_egipto.shtml)

The Development of a Global LNG Market, JAMES T.JENSEN, Oxford Institute for Energy Studies, 2004

### **Bibliografía gráfica**

#### **Libros**

Natural Gas Engineering, Donald Katz, Mc Graw-Hill, 1990, EEUU.

#### **Revistas**

Ingeniería Química, año 34, n<sup>o</sup> 394, octubre 2002.  
Petroquímica petróleo, año 18, n<sup>o</sup> 160, 2000.  
Petroleum Economist, vol 71, n<sup>o</sup> 71, n03, marzo 2004.  
Petroleum Economist, vol 72, n<sup>o</sup> 71, n03, abril 2005.



## ANEXOS

### Anexo 1 - Fotos

#### Buques metaneros



#### Terminal de regasificación terrestre

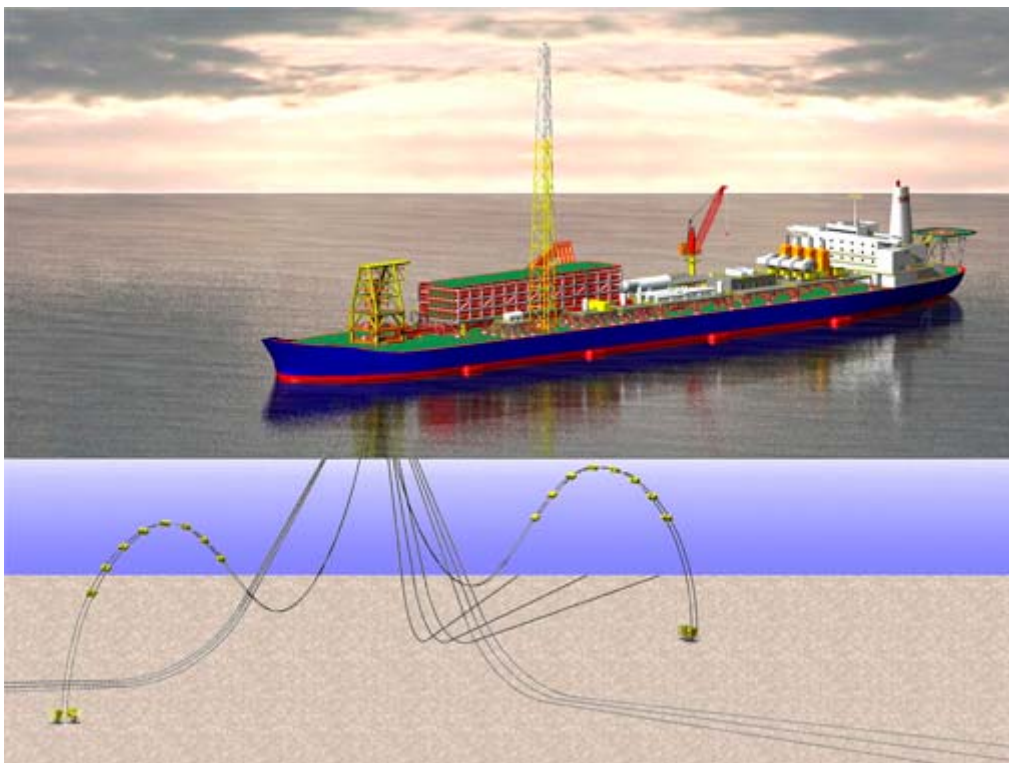




### Terminal de recepción offshore



El GNL es almacenado en su interior. La ventaja es que los buques no tienen que entrar al puerto.



En este caso el caso es vaporizado instantáneamente y luego almacenado en cavernas subterráneas como gas a alta presión.

## Anexo 2 – Datos estadísticos y referencias legales – Argentina

### Datos estadísticos

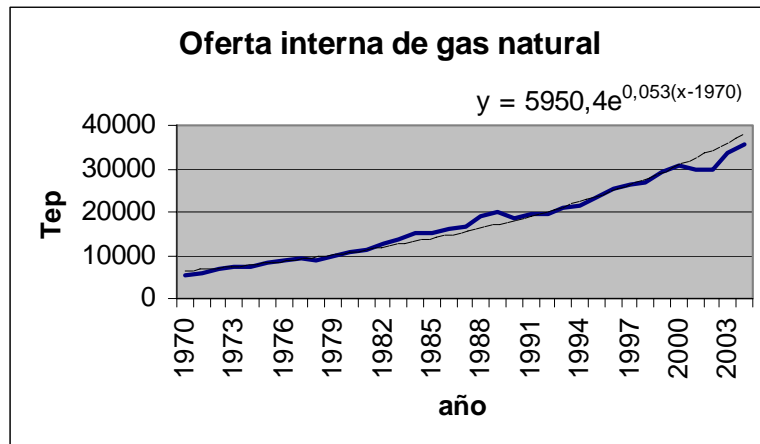
ENERGÍA PRIMARIA  
OFERTA INTERNA

(Valores en kTEP)

	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987
Energía Hidráulica	3.279	3.638	3.858	3.962	3.100	2.330	2.859	3.030	2.471	2.901	2.974	2.597	2.106	1.769	1.950	1.431	1.644	2.356
Nuclear	2.379	2.213	1.716	2.030	1.775	2.090	2.237	2.412	2.194	2.186	2.555	2.403	2.185	2.432	2.252	1.446	1.711	1.964
Gas Natural	35.685	33.588	29.884	29.901	30.744	29.510	26.619	26.246	25.603	23.314	21.576	20.746	19.605	19.592	16.530	20.237	18.994	16.376
Petróleo	27.191	26.066	25.010	26.692	26.731	26.361	27.901	26.857	24.510	23.330	24.094	25.144	25.130	23.425	23.429	22.819	22.072	21.556
Carbón Mineral	753	652	538	637	779	876	835	821	883	927	1.040	738	814	820	956	1.106	1.106	1.037
Leña	800	806	687	606	656	644	630	602	782	769	736	660	629	522	558	571	620	486
Bagazo	650	640	676	910	884	832	868	784	709	714	586	536	455	442	442	443	552	589
Otros Primarios	678	675	640	597	698	724	651	659	636	650	644	743	772	875	722	573	652	813
<b>Total</b>	<b>71.415</b>	<b>68.311</b>	<b>63.019</b>	<b>65.356</b>	<b>65.367</b>	<b>65.367</b>	<b>62.600</b>	<b>61.411</b>	<b>57.788</b>	<b>54.791</b>	<b>54.205</b>	<b>53.587</b>	<b>51.686</b>	<b>48.877</b>	<b>48.839</b>	<b>48.628</b>	<b>47.350</b>	<b>45.189</b>

23

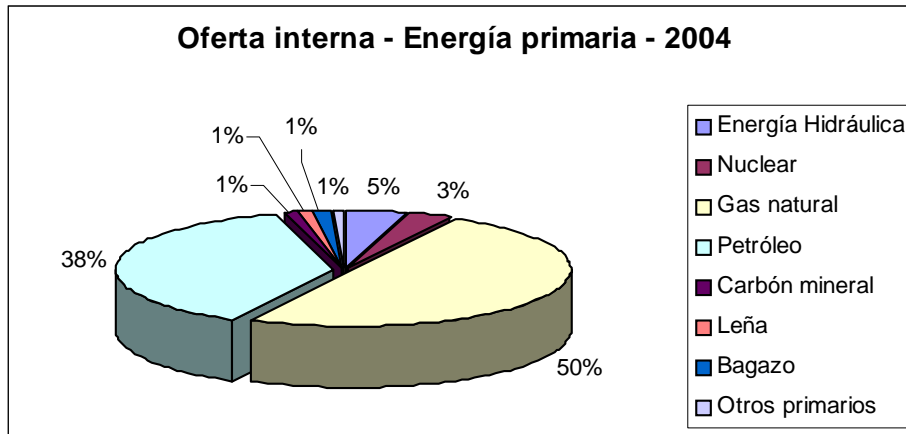
	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	1972	1971	1970
Energía Hidráulica	2.356	2.261	2.220	2.137	1.960	1.891	1.579	1.628	1.146	833	620	539	559	537	322	162	166	167
Nuclear	1.964	1.796	1.807	1.506	1.210	669	1.036	837	963	1.077	653	905	877	454	0	0	0	0
Gas Natural	16.376	16.127	15.322	14.914	13.894	12.542	11.362	10.652	9.515	8.726	9.026	8.823	8.281	7.406	7.535	6.674	5.791	5.356
Petróleo	21.556	21.962	23.345	24.067	24.677	25.869	26.830	26.766	25.779	25.115	25.159	23.454	22.296	23.938	24.266	23.873	23.702	21.761
Carbón Mineral	1.037	962	785	601	777	846	812	904	913	1.027	903	1.049	1.042	952	776	664	803	939
Leña	498	489	661	671	588	502	531	628	555	762	609	571	582	999	693	907	963	1.023
Bagazo	586	537	553	607	578	541	582	673	537	527	570	531	533	547	594	426	327	346
Otros Primarios	813	746	705	714	740	679	751	600	636	611	592	515	570	615	588	684	858	867
<b>Total</b>	<b>45.189</b>	<b>44.920</b>	<b>45.377</b>	<b>45.237</b>	<b>44.644</b>	<b>43.539</b>	<b>43.504</b>	<b>42.688</b>	<b>40.045</b>	<b>38.677</b>	<b>38.132</b>	<b>36.388</b>	<b>34.751</b>	<b>35.448</b>	<b>34.774</b>	<b>33.392</b>	<b>32.610</b>	<b>30.479</b>



El crecimiento en la oferta interna de gas natural puede ser aproximado por una curva exponencial lo que implica que año tras año se experimenta un crecimiento porcentual constante. Si se toman datos históricos a partir de 1970 el parámetro obtenido en Excel es de aproximadamente 5,3%. A menos que no ocurran cambios bruscos en las políticas energéticas se puede esperar que el mismo se mantenga. Este gráfico no trata de estimar con precisión cuál será el crecimiento en la oferta interna de gas natural ya que la misma se ve influida por muchas otras variables como ser crecimiento del PBI, demanda de gas, desarrollo de combustibles alternativos, precios, etc. Sin embargo, brinda una noción del crecimiento anual que podría esperarse en la oferta y que debería

<sup>23</sup> Fuente: Secretaría de Energía

lograrse con los abastecimientos internos e importaciones. Es en esta última donde entra la consideración del GNL.



### Marco legal

#### **Leyes 17.319 y 24.076**

##### **Ley 17.319**

Esta ley llamada “Ley de hidrocarburos” no establece nada acerca de la importación de gas natural licuado.

##### **Ley 24.076**

#### **III - Exportación e Importación de Gas Natural.**

**ARTICULO 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.

El silencio, en tal caso, implicará conformidad.

Los importadores y exportadores, deberán remitir al Ente Nacional Regulador del Gas una copia de los respectivos contratos.

### Anexo 3 - Terminales de regasificación (Agosto de 2005)<sup>24</sup>

Country	Terminal	Owner	Number of Storage Tanks	Storage Capacity (cubic meters)	Start-up Year	
<b>EUROPE</b>						
1	Belgium	Zeebrugge	Fluxys	3	261,000	1987
2	France	Fos-sur-Mer	Gaz de France	2	150,000	1972
3	France	Montoir-de-Bretagne	Gaz de France	2	360,000	1980
4	Greece	Revithoussa	DEPA	2	130,000	1999
5	Italy	Panigaglia	SNAM Rete Gas	2	100,000	1971
6	Portugal	Sines	Transgas	2	240,000	2003
7	Spain	Barcelona	Engas	4	240,000	1970
8	Spain	Huelva	Engas	3	160,000	1988
9	Spain	Cartagena	Engas	2	160,000	1989
10	Spain	Bilbao	Repsol, BPAmoco, Iberdrola, EVE	2	300,000	2003
11	Turkey	Marmara Ereglisi	Botas	3	255,000	1994
12	Turkey	Aliaga (Izmir)	Egegaz	2	280,000	2003
13	United Kingdom	Isle of Grain	Grain LNG Limited	4	200,000	2005
<b>ASIA</b>						
14	India	Dahej (Gujarat)	Petronet LNG Ltd	2	320,000	2004
15	Japan	Shin Minato	Sendai Gas	1	80,000	1997
16	Japan	Higashi Niigata	Tohoku Electric	8	720,000	1984
17	Japan	Futtsu	Tokyo Electric	8	860,000	1985
18	Japan	Sodegaura	Tokyo Electric, Tokyo Gas	35	2,660,000	1973
19	Japan	Higashi Ohgishima	Tokyo Electric	9	540,000	1984
20	Japan	Ohgishima	Tokyo Gas	3	600,000	1998
21	Japan	Negishi	Tokyo Gas, Tokyo Electric	16	1,250,000	1969
22	Japan	Sodeshi	Shimizu LNG - Shizuoka Gas	2	177,200	1996
23	Japan	Chita Kyodo	Chubu Electric, Toho Gas	4	300,000	1977
24	Japan	Chita LNG	Chita LNG - Chubu Electric, Toho Gas	7	640,000	1983
25	Japan	Yokkaichi LNG Centre	Toho Gas	4	320,000	1987
26	Japan	Yokkaichi Works	Chubu Electric	2	160,000	1991
27	Japan	Kawagoe	Chubu Electric	4	480,000	1997
28	Japan	Senboku I	Osaka Gas	4	180,000	1972

<sup>24</sup> Fuente: IEA 2003 Natural Gas Information, Gas Technology Institute's World LNG Source Book 2001, y actualizado a partir de los portales de: Gas Technology Institute; LNG Center, The LNG & GTL Portal.

Country	Terminal	Owner	Number of Storage Tanks	Storage Capacity (cubic meters)	Start-up Year	
29	Japan	Senboku II	Osaka Gas	18	1,510,000	1972
30	Japan	Himeji	Osaka Gas	7	520,000	1977
31	Japan	Himeji Joint	Osaka Gas, Kansai Electric	7	1,440,000	1984
32	Japan	Hatsukaichi*	Hiroshima Gas	1	170,000	1996
33	Japan	Yanai	Chuboku Electric	6	480,000	1990
34	Japan	Ohita	Ohita LNG - Kyushu Electric, Kyushu Oil, Ohita Gas	5	460,000	1990
35	Japan	Tobata	Kita Kyushu LNG - Kyushu Electric, Nippon Steel	8	480,000	1977
36	Japan	Fukuoka	Saibu Gas	2	70,000	1993
37	Japan	Kagoshima	Kagoshima Gas	1	36,000	1996
38	Japan	Chita Midorihama	Toho Gas	1	200,000	2001
39	South Korea	Pyeong Taek	Kogas	10	1,000,000	1986
40	South Korea	Incheon	Kogas	12	1,280,000	1996
41	South Korea	Tongyeong	Kogas	7	980,000	2002
42	South Korea	Gwangyang	POSCO	2	200,000	2005
43	Taiwan	Yung-An	CPC	6	430,000	1990
<b>NORTH AMERICA</b>						
44	United States	Everett	Distrigas/Tractebel	2	160,000	1971
45	United States	Cove Point	Dominion	5	370,000	2001
46	United States	Elba Island	Southern LNG	3	190,000	2002
47	United States	Lake Charles	CMS Energy	3	285,000	1982
48	United States	Gulf Gateway Energy Bridge	Exceletrate	0	0	2005
<b>SOUTH AMERICA</b>						
49	Dominican Republic	AES Los Mina	AES Corporation	1	160,000	2003
50	Puerto Rico	EcoElectrica	Edison Mission Energy, Gas Natural	2	160,000	2000