

Las nuevas opciones de suministro de gas (gasoductos, GNL y GTL)

y los desafíos para reducir costos

En los últimos veinte años, el costo del transporte por gasoducto (*off shore* u *on shore*), y el costo del suministro de GNL ha descendido en forma significativa.

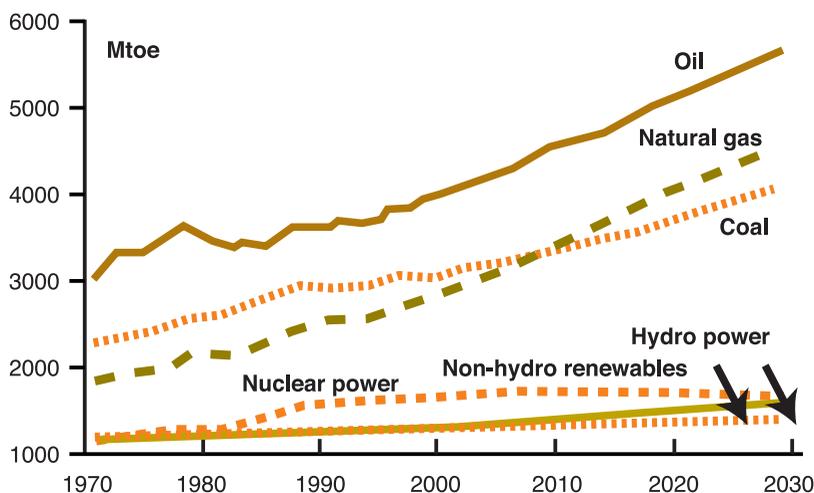
El trabajo *The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, LNG and GTL)* elaborado por Sylvie Cornot-Gandolphe, Olivier Appert y Ralf Dickel, International Energy Agency; Marie-Françoise Chabrelie, CEDIGAZ y Alexandre Rojey, Institut Français du Pétrole y CEDIGAZ, presentado en la 22ª Conferencia Mundial de Gas que tuvo lugar en Tokyo, Japón, a principios de este mes, analiza la reducción de costos en el transporte de gas y GNL, la necesidad imperiosa de contar con nuevas tecnologías como el GTL, y además muestra una comparación de costos entre las tres opciones: GNL, gasoductos y GTL. También, analiza las perspectivas a largo plazo del comercio del gas natural y las opciones que existen por región.

Por razones de espacio presentamos un resumen del mismo con las conclusiones y las figuras que conforman el trabajo ya que tienen una muy buena información. La versión completa en inglés podrá consultarse en la Biblioteca del IAPG (www.iapg.org.ar).

La explotación mundial de recursos gasíferos requiere de grandes inversiones en instalaciones de producción e infraestructura para el transporte de gas desde las regiones con grandes reservas de bajo costo hasta las áreas densamente pobladas con una creciente demanda.

Es probable que aumente la proporción de transporte en costos totales de suministro mientras se alargue la cadena de suministro con el agotamiento de las reservas ubicadas en los mercados más cercanos. Será necesaria la reducción en el precio del transporte para facilitar el traslado de las enormes reservas de los países proveedores a los grandes mercados de

Figura 1 • Demanda primaria de energía mundial



Fuente: IEA

gas. En los últimos veinte años, el costo del transporte por gasoducto *off shore* u *on shore*, y el costo del suministro de GNL ha descendido en forma significativa. Aún queda un significativo potencial para lograr la reducción de los costos en el transporte a través de la tecnología de gasoductos a alta presión, los sistemas de gasoductos en aguas profundas, las plantas de GNL más eficientes y los *carriers* de mayor tamaño. La tecnología innovadora abrirá oportunidades para la explotación de recursos que la tecnología actual no puede afrontar. El avance sostenido de la tecnología *gas-to-liquids* (GTL) podría permitir el desarrollo de algunas reservas consideradas en la actualidad como “perdidas”, debido a su reducido tamaño y a su gran distancia de los mercados.

El trabajo “*The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, LNG and GTL)*” analiza la reducción de costos en el transporte de gas y GNL, la necesidad imperiosa de contar con nuevas tecnologías como la GTL, y además muestra una comparación de costos entre las tres opciones: GNL, gasoductos y GTL. También, analiza las perspectivas a largo plazo del comercio del gas natural y las opciones que existen por región.

Este trabajo, cuya versión completa en inglés podrá consultarse en la Biblioteca del IAPG (www.iapg.org.ar) está conformado por los siguientes capítulos:

1. Los proyectos de gas a largo plazo

- 1.1 Crecimiento del consumo de gas
- 1.2 Reservas de gas abundantes en crecimiento
- 1.3 Crecientes desequilibrios entre oferta y demanda

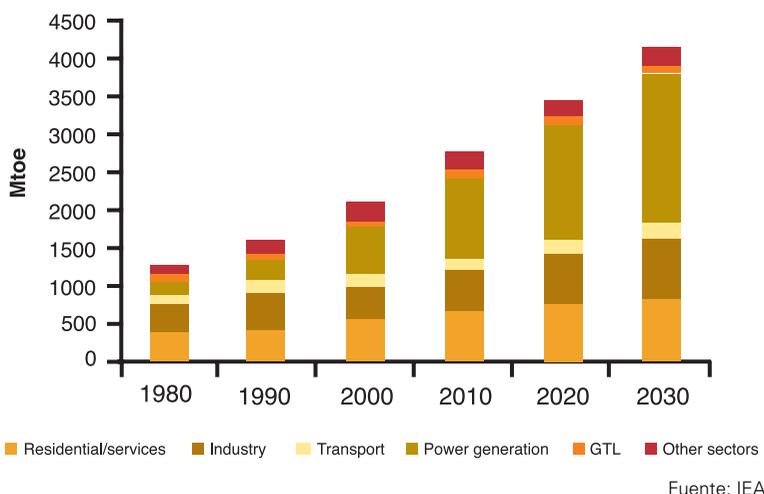
2. Comercio internacional de gas

- 2.1 El crecimiento del comercio internacional de gas
- 2.2 GNL versus gasoductos

3. Aspectos económicos de los gasoductos y el transporte de GNL

- 3.1 Aspecto económico del transporte

Figura 2 • Demanda mundial de gas natural por sector



- vía gasoductos
- 3.2 Aspecto económico del GNL

4. Reducción de costos en gasoductos

5. Perspectivas de costos del GNL

- 5.1 Reducción del costo de *liquefaction*
- 5.2 Unidades FPSO
- 5.3 Costos de transporte
- 5.4 Costos de regasificación

6. GNL versus gasoductos

- 6.1 Gasoductos indicativos y costos del GNL a utilización máxima
- 6.2 Influencia de los factores de mercado y financiamiento
- 6.3 Factores geográficos y políticos

7. Nuevas tecnologías

- 7.1 GNC e hidratos
- 7.2 Tecnología *Gas-to-Liquids*

Tabla 1 • Reservas probadas de gas natural en el mundo

	Volumen (10 ¹² m ³)	% total mundial
América del Norte	6,9	3,9
América Latina	8,0	4,5
Europa	7,8	4,4
Ex Unión Soviética	55,9	31,5
África	13,1	7,4
Medio Oriente	70,7	39,8
Asia-Oceanía	15,2	8,5
Total mundial	177,6	

Fuente: CEDIGAZ

Tabla 2 • Reducción de costos en la cadena del GNL (Proyecto de GNL en el Medio Oriente y en el Lejano Oriente)

US\$/millón Btu

	Costo estimado Principios 1990s	Costo estimado Principios 2000s
Costos de desarrollo <i>Upstream</i>	0,5 - 0,8	0,5 - 0,8
Licuación	1,3 - 1,4	1,0 - 1,1
Transporte (Buque tanque de GNL)	1,2 - 1,3	0,9 - 1,0
Regasificación	0,5 - 0,6	0,4 - 0,5
Costo total	3,5 - 4,1	2,8 - 3,4

Fuente: TotalFinaElf, Gaz de France y Cedigaz, WEC, 2001

Tabla 3 • **Grandes gasoductos de larga distancia planificados o en estudio (on shore y off shore)**

Ruta/gasoducto	Capacidad (10 ⁹ m ³ /año)	Longitud (km)	Costo estimado (Miles de M US\$)
África a Europa			
Libia a Italia (GreenStream)	8	570	
Argelia a Cerdeña (Italia)	8	1470	
Argelia a España (Medgas)	8	747	
Nigeria-Niger-Argelia-Europa (Trans-Saharan)	18	4000	
FSU a Europa			
North TransGas	Hasta 30		
Yamal-Europe II	2 x 33	4107	
Turkmenistán-Turquía-Europa	28	3000 - 4500	3.5 - 5
FSU a Asia			
Cuenca Irkutsk (Kovikta)-China -Corea del Sur	Cerca de 35	4000 a 5000	15 - 20
Sakhalin – China (Shenyang)	10	2420	4
Isla Sakhalin – Japón (via Niigata o a través de la costa pacífica a Tokio)	8		
Siberia Occidental-Xinjiang-Shanghai	30	1870	4
Turkmenistán-China (Xinjiang/Shanghai)	25	2150	5
Turkmenistán – Pakistán (via Afganistán)	15	1500	1,9
Kazajistán – China (Shanghai)	25	3370	5
Medio Oriente a Europa			
Irak – Turquía	15 - 20	1383	
Medio Oriente a Asia			
Irán a India vía Pakistán	18-20	3300	5
Qatar – Pakistán (GUSA)	16,5	1600	3,5
África (intrarregional)			
Mozambique – Sudáfrica (Proyecto Pande)	1,5	905	0,7 - 1,0
Gasoduc. África Occid. (Nigeria-Ghana-Togo-Benin)		3400	4
Medio Oriente (intrarregional)			
Qatar-Abu-Dhabi-Dubai (Proyecto Dolphin)	21 (1º fase)	1600	
Sudeste de Asia (nacional e intrarregional)			
Gasoduc. China Occid. (Xianjiang a Shanghai)	12,4	2400	
Sumatra del Sur Indonesia-Singapur	3,7	500	
Golfo de Tailandia-Malasia peninsular-Singapur-Sumatra-Java		2000 - 2500	

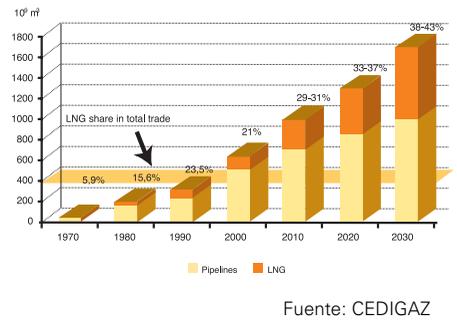
Fuente: CEDIGAZ

Conclusión

En los próximos años, la reducción en el costo de suministro será aún más vital que nunca en los mer-

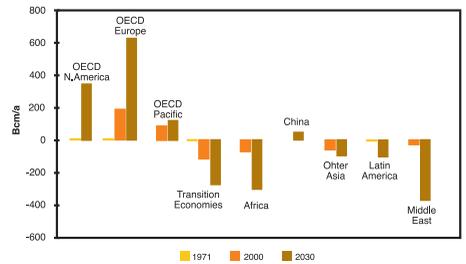
cados altamente competitivos de exportaciones que están por delante. El desarrollo de los mercados gasíferos y el nuevo entorno liberalizado signi-

Figura 3 • **Perspectivas del comercio internacional de gas**



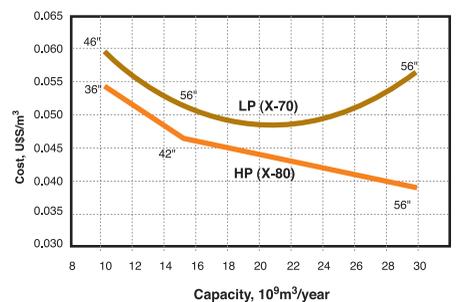
Fuente: CEDIGAZ

Figura 4 • **Comercio interregional de gas**



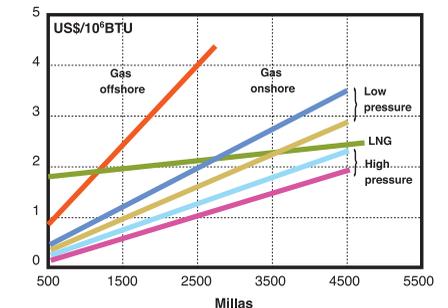
Fuente: IEA

Figura 5 • **Costo de transporte para grandes cantidades de gas a grandes distancias**



Fuente: IFP

Figura 6 • **Competencia entre ductos y el GNL para una capacidad de 30 10¹⁰ m³/año**



Fuente: ENI

fica que algunas veces se van a preferir proyectos pequeños con creci-

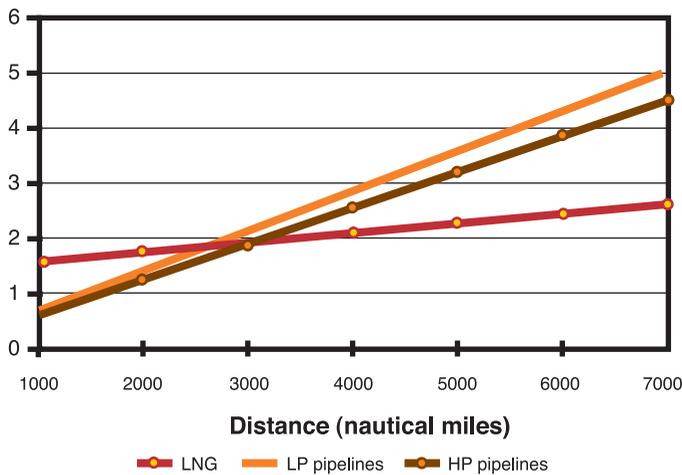
Tabla 4 • Comparación económica:
proceso Liquefin vs C3/MR

	C3/MR	Liquefin	Liquefin vs. C3/MR
Costo de Equipos (millones US\$)	129,8	112,1	-13,6%
Equipos instalados (millones US\$)	259,7	258,2	-12,7%
Capacidad (10 ⁶ ton/año)	3,85	4,48	+16,4%
Inversión específica	76,6	57,6	-25%
Inversión total	868	823	-5%
Inversión específica total	225	184	-18%

Fuente: IFP

**El trabajo completo
puede consultarse
en la Biblioteca del IAPG**
www.iapg.org.ar

Figura 7 • Competencia entre ductos y el GNL para una capacidad de 1 10¹⁰ m³/año (Millones US\$/ Btu)

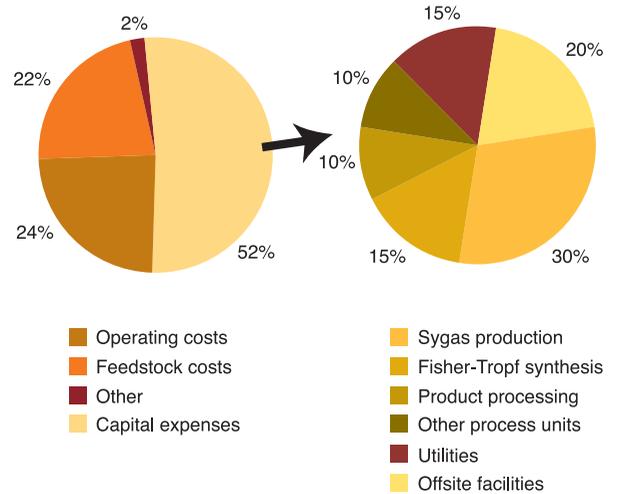


Fuente: IFP.

miento en vez de proyectos de gran envergadura que podrían beneficiar a las economías de escala, pero que no encajarán en el desarrollo de los mercados gasíferos. Por lo tanto, muy a menudo, cuando exista competencia entre los gasoductos y GNL, esta segunda opción será la preferida, gracias a su flexibilidad. Sin embargo, una gran parte del comercio transnacional sólo podrá ser factible a través de gasoductos de larga distancia.

Aún se espera una mayor reducción del costo en el transporte de gas y GNL y, en particular, para aquellos gasoductos HP de larga distancia. Esto debería permitir un espectacular desarrollo del comercio de gas entre distintas naciones. Sin embargo, la industria cada vez más continúa buscando la manera de monetizar las reservas remotas (GTL), mientras se re-

Figura 8 • Apertura de costo del GTL



Nota: Gráfico basado en una planta de 30.000 bbl/d con ubicación costera. El costo nivelado es US\$ 18/bbl de la producción.

Fuente: Foster Wheeler Energy Ltd, citado en Ghaemmaghami and Clarke (2001).

ducen los costos de transporte. Mientras los proyectos de gas continúen sujetos a los precios, volúmenes y riesgos regulatorios, una cooperación más estrecha entre las distintas partes tendrá que ser más que nunca un prerequisite para poder llevar a cabo los proyectos. ■■■