

---

**FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS  
DE REMUNERACIÓN**

---

*Informe Preliminar*

*Preparado para:*

***COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)***

***en el marco del Convenio ANH-FEN No 01/07 de 2007***

*Preparado por:*

***Consorcio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS***

***Mayo 2010***

# INDICE

<b>FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN.....</b>	<b>1</b>
1. DEFINICIÓN DEL PORTAFOLIO DE OPCIONES DE INFRAESTRUCTURA .....	5
1.1. INTRODUCCION .....	5
1.2. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN .....	5
1.2.1. ¿QUE ES EL GNL?.....	5
1.2.2. ASPECTOS TÉCNICOS GENERALES .....	6
1.2.2.1. LICUEFACCIÓN .....	7
1.2.2.2. TRANSPORTE .....	9
1.2.2.3. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN ‘ON SHORE’ .....	12
1.2.2.4. REGASIFICACIÓN <i>OFFSHORE</i> .....	29
1.3. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO .....	39
1.3.1. INTRODUCCION .....	39
1.3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	39
1.3.2.1. DISEÑO DE TANQUE DE CONTENCIÓN SIMPLE A NIVEL DEL SUELO:	39
1.3.2.2. TANQUE DE CONTENCIÓN DOBLE .....	42
1.3.2.3. TANQUES DE CONTENCIÓN TOTAL - A NIVEL DEL SUELO.....	45
1.3.2.4. TANQUES DE CONTENCIÓN TOTAL- EN FOSA O CON TERRAPLÉN ..	48
1.3.2.5. TANQUES TIPO MEMBRANA EN TIERRA .....	50
1.3.2.6. TANQUES DE HORMIGÓN CRIOGENIZADO .....	53
1.3.2.7. REFERENCIAS.....	55
1.3.3. COMPARACIÓN DE LOS TIPOS DE TANQUES. CONCLUSIONES .....	55
CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE TANQUES.....	57
1.4. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL .....	64
1.4.1. CARACTERÍSTICAS.....	64
1.4.1.1. ALMACENAMIENTO EN YACIMIENTOS AGOTADOS DE GAS Y	
PETRÓLEO.....	64
1.4.1.2. ALMACENAMIENTO EN ACUIFEROS .....	65
1.4.1.3. ALMACENAMIENTO EN DOMOS SALINOS .....	66
1.4.1.4. ALMACENAMIENTO EN CAVERNA EN ROCA.....	68
1.4.1.5. ALMACENAMIENTO EN MINAS ABANDONADAS.....	68
1.4.1.6. COSTOS COMPARATIVOS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE	
ALMACENAMIENTO .....	69
YACIMIENTOS AGOTADOS .....	69
ACUÍFEROS .....	69
CAVIDADES SALINAS .....	70

1.4.2.	EVOLUCION Y TENDENCIAS .....	70
1.4.2.1.	EN EL MUNDO .....	70
1.4.2.2	EVOLUCIÓN Y TENDENCIA EN EUROPA .....	73
1.4.2.3	EVOLUCIÓN Y TENDENCIA EN EE.UU. ....	75
1.4.2.4	EVOLUCIÓN Y TENDENCIA EN ESPAÑA.....	78
1.4.3.	ALMACENAMIENTO DE GAS EN YACIMIENTOS AGOTADOS.....	83
1.4.3.1.	CONSIDERACIONES GENERALES .....	83
1.4.3.2.	ESTUDIOS CONCEPTUALES .....	84
1.5.	PLANTAS DE PEAK-SHAVING DE GAS NATURAL LICUADO .....	86
1.5.1.	ORÍGENES DE LAS PLANTAS DE DE PEAK-SHAVING DE GNL.....	86
1.5.1.1.	ESTADOS UNIDOS .....	87
	ALMACENAMIENTO DE GNL .....	87
	PLANTAS DE PROPANO AIRE VS ALMACENAMIENTO DE GNL .....	91
1.5.1.2.	EN ESPAÑA .....	91
1.5.1.3.	EN ARGENTINA .....	93
1.5.2.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS INSTALACIONES DE UNA PLANTA DE "PEAK SHAVING" DE GNL.....	95
1.5.2.1.	OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE PEAK SHAVING.....	97
1.5.2.2.	COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	98
1.5.2.3.	REQUISITOS MÍNIMOS DE DISTRIBUCIÓN .....	98
1.6.	PLANTA DE PEAK SHAVING DE GAS NATURAL SINTÉTICO (PROPANO AIRE) 99	
1.6.1.	DESCRIPCIÓN .....	99
1.6.2.	EL PROPANO AIRE EN EL MERCADO DE GAS NATURAL .....	102
1.6.3.	PLANTAS DE PROPANO-AIRE DE METROGAS CHILE.....	103
1.6.3.1.	DESCRIPCIÓN .....	103
1.6.3.2.	COSTOS .....	107
1.6.3.3.	COSTOS DE UNA PLANTA DE PROPANO AIRE BASADOS EN LOS DATOS DE METROGAS CHILE .....	107
1.6.4.	PLANTA DE PROPANO-AIRE EN ARGENTINA.....	109
1.6.5.	COSTOS DE UNA PIPA BASADOS EN LOS DATOS DE AESA (ARGENTINA) 115	
1.7.	PLANTAS DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC).....	118
1.7.1.	DESCRIPCION .....	118
1.7.2.	COMPETIVIDAD DEL GNC CON EL GLP.....	120
1.8.	VISITAS REALIZADAS A ARGENTINA Y CHILE .....	121
1.8.1.	INTRODUCCION .....	121
1.8.2.	PLANTA DE PROPANO AIRE – LA MATANZA .....	121
1.8.3.	INSTALACIONES DEL BARCO REGASIFICADOR .....	122
1.8.4.	PLANTA DE PEAK SHAVING DE GAS NATURAL BAN .....	125

1.8.5.	VISITA A METROGAS (CHILE) .....	127
1.8.5.1.	PLANTA DE PROPANO AIRE MAIPÚ .....	127
1.8.5.2.	PLANTA DE PEÑALBA .....	128
1.8.6.	PLANTA DE REGASIFICACIÓN QUINTERO .....	129
1.9.	CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTOS.....	135
1.9.1.	INTRODUCCIÓN .....	135
1.9.2.	CONSIDERACIONES SOBRE COSTOS DE GASODUCTO .....	135
1.9.3.	PRECIOS DE LOOPS EN ARGENTINA AÑO 2005 .....	138
1.9.4.	COSTOS DE GASODUCTOS EN BRASIL ESTIMADOS POR PETROBRAS ..	139
1.9.5.	INFORMES DEL U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. PROYECTOS ENTRE USA-CANADA Y USA-MEXICO .....	140
1.9.6.	PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL MUNDO. OIL & GAS JOURNAL .....	143
1.10.	COMPARACION DE ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS .....	145
1.10.1.	PLANTA DE REGASIFICACIÓN .....	145
1.10.2.	BARCO REGASIFICADOR .....	146
1.10.3.	ALMACENAMIENTOS NATURALES.....	147
1.10.4.	PLANTAS DE 'PEAK SHAVING' DE GNL .....	148
1.10.5.	PLANTA DE 'PEAK SHAVING' DE PROPANO AIRE.....	149
1.10.6.	PLANTAS DE GAS NATURAL COMPRIMIDO .....	150
1.10.7.	ALMACENAMIENTO EN EL GASODUCTO O 'LINE PACK' .....	151
1.10.8.	TABLA COMPARATIVA DE CAPEX Y OPEX.....	152
1.11.	UNIDADES .....	153
1.11.1.	DEFINICIÓN DE UNIDADES .....	153
1.11.2.	GLOSARIO .....	153
1.11.3.	EQUIVALENCIAS .....	153
2.	METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN ECONÓMICA DE CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS Y PARA LA DETERMINACIÓN DE SU VIABILIDAD DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO Y ECONÓMICO.....	154
2.1.	INTRODUCCIÓN.....	154
2.1.1.	CLASIFICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS Y OPERATIVAS DE CONFIABILIDAD .....	154
2.1.2.	MODELO DE CONFIABILIDAD.....	155
2.2.	ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS MÁS EFICIENTES DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO Y ECONÓMICO.....	156
2.2.1.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL NIVEL ACEPTABLE DE RESTRICCIONES DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONÓMICO	156
2.2.2.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE OFERTA Y DEMANDA DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA .....	158

---

2.2.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA .....	162
2.2.4. EJEMPLO SIMPLE DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA COSTO-BENEFICIO PARA DETERMINAR LA CONFIABILIDAD ÓPTIMA .....	165
3. PROPUESTAS REGULATORIAS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA E INCLUSIÓN DE LOS MECANISMOS DE REMUNERACIÓN EN LA FÓRMULA TARIFARIA	168
3.1. INFRAESTRUCTURA DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO .....	169
3.1.1 INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACIÓN .....	170
3.1.2. INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN .....	178
3.1.3. INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE .....	178
3.2. INFRAESTRUCTURA DE CONFIABILIDAD.....	180
3.2.1 ALMACENAMIENTOS: FORMACIONES NATURALES, PLANTA DE 'PEAK SHAVING', PLANTA DE PROPANO AIRE Y SUMINISTRO DE GNC. ....	182
3.2.2 REDUNDANCIA EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS .....	183
3.2.3 REDUNDANCIA EN EL TRANSPORTE .....	183
3.2.4 MANEJO OPERATIVO Y UTILIZACIÓN COORDINADA DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS .....	184
3.2.5 DISMINUCIÓN DE FALLAS EN LA INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE .....	186
3.3. PROPUESTAS REGULATORIAS VINCULADAS A LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO .....	186
3.3.1 REGULACIONES REFERIDAS A LA GESTIÓN DE LOS CONTRATOS DE GAS .....	187
3.3.2 REVISIÓN DE ASPECTOS REGULATORIOS QUE INCIDEN SOBRE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE CONFIABILIDAD .....	189

## 1. DEFINICIÓN DEL PORTAFOLIO DE OPCIONES DE INFRAESTRUCTURA

### 1.1. INTRODUCCION

Tal como se describe en la Sección 2, existen diferentes soluciones tecnológicas y operativas que permiten enfrentar las situaciones de interrupción o restricción en el suministro de gas natural.

Las alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema se pueden clasificar de la siguiente manera: a) Almacenamientos, b) Redundancia en el abastecimiento de gas, c) Redundancia en el transporte de gas, d) Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos y e) Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural.

A los efectos de poder evaluar posteriormente la viabilidad técnica y económica de las distintas alternativas de confiabilidad, se desarrolla a continuación la descripción detallada de las siguientes opciones de infraestructura que forman parte de las alternativas de confiabilidad anteriormente mencionadas:

- Plantas de Regasificación
- Almacenamientos de Gas Natural Licuado (GNL)
- Almacenamientos subterráneos de Gas Natural (GN)
- Plantas de *peak shaving* de GNL
- Plantas de *peak shaving* de Gas Natural Sintético (GNS)
- Plantas de Gas Natural Comprimido (GNC)
- Gasoductos

### 1.2. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

#### 1.2.1. ¿QUE ES EL GNL?

El GNL es gas natural en estado líquido, sometido a una temperatura de entre -166°C y -157°C, a una presión ligeramente superior a la atmosférica y con eliminación de compuestos no deseados (Hg, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, agua e hidrocarburos pesados). Mediante este proceso el volumen del gas natural disminuye 600 veces.

Los volúmenes de GNL se expresan en metros cúbicos (m<sup>3</sup>) o en toneladas. Su densidad se ubica entre 430 y 470 kg/m<sup>3</sup>. Un millón de toneladas por año (1 MTPA) de GNL representa entre 3,56 y 3,98 MMm<sup>3</sup>/día (125,7 MMpc/día y 140,5 MMpc/día).

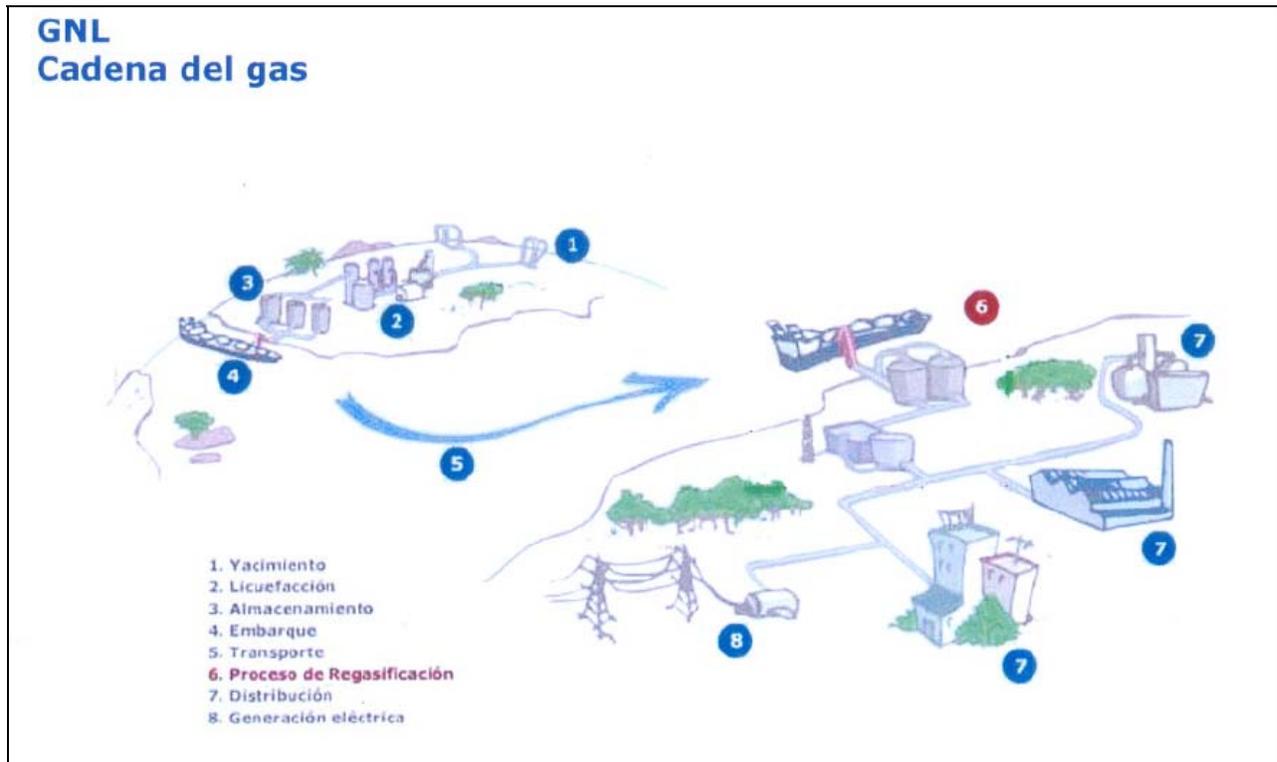
Pueden establecerse las siguientes equivalencias con el gas natural ("GN"):

Relación volumétrica:  $1\text{m}^3 \text{GNL} = 21,8 \text{ MMBtu GN}$

Equivalencia energética:  $1 \text{ MTPA GNL} = 49,2 \text{ TBtu GN}$

En cuanto a la cadena de suministro de GNL, el gas natural procedente de los yacimientos es transportado por ducto hasta una planta de licuefacción donde es procesado para su conversión en GNL. El GNL es almacenado hasta el momento de su embarque y transportado por barcos metaneros hasta el mercado consumidor, donde se ubica la planta de regasificación. Completado el proceso, el gas natural resultante se transporta y distribuye por gasoductos a los centros de consumo.

El diagrama siguiente muestra la estructura de la cadena de GNL.



**Fig. 1 - La Cadena del GNL**

### 1.2.2. ASPECTOS TÉCNICOS GENERALES

El costo total de la cadena de valor de GNL -desde el reservorio hasta su recepción por el usuario- tiene cinco componentes principales:

- *Producción:* desde el reservorio hasta la planta de GNL, incluyendo el procesamiento del gas y los gasoductos asociados
- *Licuefacción:* tratamiento del gas, licuefacción, recuperación de líquidos y condensados, carga y almacenamiento de GNL

- *Transporte*: por barco, desde la planta de licuefacción hasta la terminal de regasificación
- *Regasificación*: descarga, almacenamiento, regasificación e inyección en ramales de distribución
- *Distribución* a usuarios finales: a la salida de la planta de regasificación, el gas es inyectado en el sistema de transporte y distribución para llegar a los usuarios finales

Las etapas de “producción” y de “distribución a usuarios finales” son comunes a todas las tecnologías de suministro de gas natural. A continuación se provee una descripción de los aspectos técnicos y de la estructura de costos estándares para las etapas de “licuefacción”, “transporte” y “regasificación”.

### 1.2.2.1. Licuefacción

Una planta de licuefacción puede describirse como un refrigerador gigante que toma el gas natural a temperatura ambiente y lo enfría a una temperatura de entre  $-166^{\circ}\text{C}$  y  $-157^{\circ}\text{C}$ , transformándolo en gas líquido a presión atmosférica. Los procesos para la licuefacción utilizan el efecto Joule-Thompson por el cual el gas primero es comprimido y luego sometido a un enfriamiento por expansión a través de una válvula.

Si bien existen diversos procesos mediante los cuales el gas puede ser licuado, más del 90% de la capacidad instalada en el mundo utiliza un proceso bajo licencia de *Air Products and Chemicals, Inc.*, conocido como “refrigerante mixto y pre-enfriado con propano” (C3/MR). Un diseño anterior, utilizado en la planta *Cook Inlet*, Alaska -el proceso “cascada”- fue utilizado en la planta de GNL de Trinidad y Tobago. Este proceso tiene licencia de *ConocoPhillips*. El aumento en la complejidad de los recursos de gas *offshore* (costa afuera) ha generado un renovado interés en otras alternativas diferentes al proceso C3/MR.

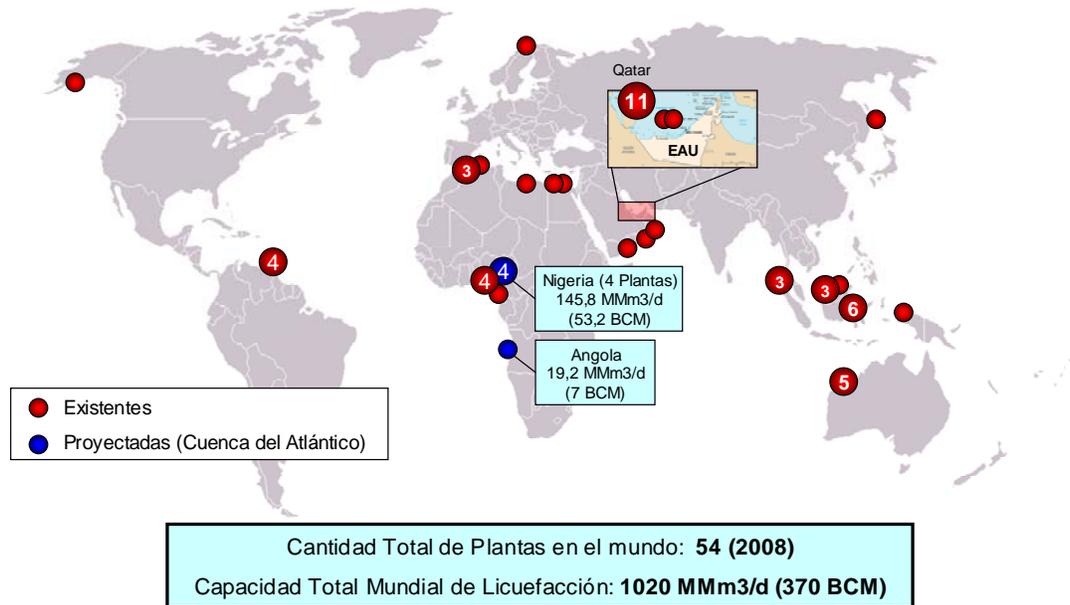
Las plantas de licuefacción vienen en módulos denominados “trenes”. El tamaño de cada tren está limitado por la tecnología del compresor. Los primeros tamaños de los trenes estaban limitados -generalmente a 2 millones de toneladas por año por tren (7,5 MMm<sup>3</sup>/d – 265 MMpc/d - de gas natural)- por los compresores disponibles en ese momento, y podían requerir hasta tres trenes de ese tamaño para justificar una nueva planta de licuefacción. Sin embargo, algunas mejoras recientes en los compresores han hecho posible diseñar trenes mucho más grandes. Mientras que los mayores trenes en general son de 4 millones de toneladas anuales (15 MMm<sup>3</sup>/d – 530 MMpc/d), existe una cantidad de trenes en etapa de planificación que excederán ese nivel. Qatar está considerando la posibilidad de trenes de 7,5 millones de toneladas. Los trenes de mayor capacidad se ven beneficiados por las economías de escala y actualmente es posible justificar una nueva planta de licuefacción con un solo tren de mayor capacidad.

- Plantas de licuefacción en el mundo

A diciembre de 2008 existían en el mundo 54 plantas de licuefacción con una capacidad total de licuefacción de 370 BCM/año (1020 MMm<sup>3</sup>/d – 36,02 Bpc/d – 13,1 Tpc/año), exportando

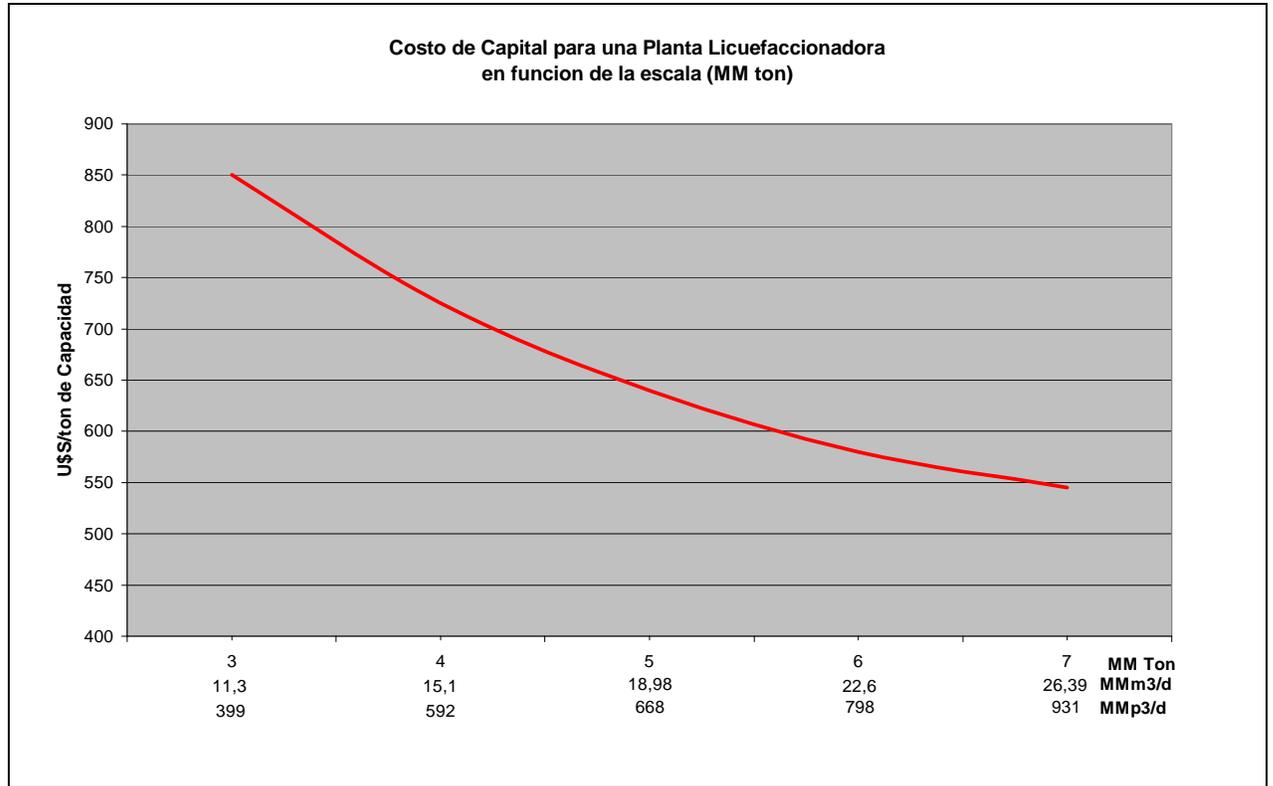
226 BCM/año (7,98 Tpc), o sea se comercializa el 61% de la capacidad existente. La capacidad de producción por cada tren se ha incrementado en los últimos tiempos de 0,5 a 1 millón de toneladas por año para las plantas existentes y se estima que las plantas nuevas lograrán entre 1 a 5 millones de toneladas por año. Esta tendencia ha sido seguida por el incremento en la capacidad de almacenaje por tanque que pasó de 40.000 metros cúbicos a 200.000 metros cúbicos. La construcción de una planta de licuefacción que produce 8,2 millones de toneladas al año (390 Bpc/) de GNL implica una inversión de entre 2,500 y 3,500 millones de US\$. Cincuenta por ciento del costo se aplica a los trenes y 25% a almacenaje y carga.

### PLANTAS LICUEFACCIONADORAS EN EL MUNDO



**Fig. 2 – Plantas de licuefacción en el mundo**

La siguiente figura muestra el efecto en escala para costos típicos del año 2008.



**Fig. 3 – Costo de capital para una planta de licuefacción. Fuente: Jensen**

Debe recordarse que la licuefacción es una actividad intensiva en consumo de energía, por lo que entre un 8% y 9% del gas natural recibido es utilizado como combustible en la misma planta.

#### 1.2.2.2. Transporte

El transporte ultramar de GNL se realiza en embarcaciones de casco doble, especialmente acondicionadas. El GNL requiere un tanque de contención fuertemente aislado en su casco externo para preservar las temperaturas criogénicas de sus cargas. A través de los años se han desarrollado diferentes diseños de tanques, pero hay tres principales que dominan actualmente la flota de GNL. Dos de ellos (los sistemas *Gaz Transport* y *Technigaz*) son diseños del “tipo membrana”, en los cuales una membrana de invar<sup>1</sup> actúa de contención y aislamiento del casco exterior. El tercer tipo (el sistema *Moss Rosenberg*) utiliza tanques aislados esféricos hechos de aleación de aluminio. Los tanques *Moss* son fácilmente

<sup>1</sup> El invar, también llamado FeNi36, elinvar o nivarox, es una aleación de hierro (64%) y níquel (36%) con muy poco carbono y algo de cromo.

reconocibles por la parte superior de las esferas sobresaliendo sobre la superficie de la cubierta del buque. La mayoría de los barcos de GNL (52%) usan los tanques Moss.



**Fig. 4 - Forma típica de buques metaneros “tipo membrana” (izq.) y Moss (der.)**

Los tanques de GNL son mucho más costosos que los tanques de petróleo de dimensiones similares. El hecho de que la densidad del GNL sea aproximadamente la mitad que la del petróleo crudo requiere un buque más grande para transportar una determinada cantidad de energía. A ello se suma el costo de los sofisticados sistemas de contención y aislamiento. Por lo tanto, el GNL siempre será considerablemente más caro de transportar que el petróleo. Esto sugiere que si la competencia petróleo-gas influye finalmente en los precios del gas natural y que si el Medio Oriente se transforma en la reserva marginal del mundo para ambos recursos energéticos, Estados Unidos y el continente americano estarán en desventaja competitiva respecto de Europa y Japón en lo que hace al gas en relación al petróleo.

Los costos del transporte por buques-tanque han disminuido significativamente en los últimos años. Mientras que una parte de la disminución se puede atribuir a las economías de escala (a medida que los buques-tanques incrementan su capacidad), la principal razón de la reducción ha sido la creciente competencia entre los astilleros por construir estas sofisticadas naves y la caída general en los precios de los barcos. En 1991, el precio de un buque tanque recién construido de 125.000 m<sup>3</sup> (una capacidad habitual para la época) estaba en el orden de US\$ 280 millones. En 2001, el tamaño de los tanques había aumentado pero el costo de un buque recién construido de una capacidad de 125.000 m<sup>3</sup> había disminuido a US\$ 165 millones. En el año 2009, se estima que el capital total para un buque de 145.000 m<sup>3</sup> (Atlantic LNG y Nigeria LNG) de US\$ 250 millones y de US\$ 380 millones para un buque de 210.000 m<sup>3</sup> (Qatar Gas).

En 1990, el costo de entrega de GNL desde Argelia hasta la Costa del Golfo de los Estados Unidos en un buque de 125.000 m<sup>3</sup> era aproximadamente US\$ 1.29/MMBtu (millón de Btu). En 2001, la capacidad típica de los barcos había aumentado a 138.000 m<sup>3</sup>. El buque con mayor capacidad podía transportar algo más de GNL en la misma distancia a un costo reducido de US\$ 0.84/MMBtu. Actualmente el costo de transporte por barco desde Trinidad & Tobago a Buenos Aires se estima en 1,19 U\$/MMBTU y 1,24 U\$/MMBTU desde Nigeria (4400 millas

náuticas), para un barco de 145.000 m<sup>3</sup> y 1,54 U\$/MMBTU para un abrco de 210.000 m<sup>3</sup> desde Qatar (8500 millas).

La tabla siguiente muestra la composición de la flota de buques para el año 2008.

**Tabla 1 – Composición de la flota de buques**

De 130.001 a 150.000 m <sup>3</sup>	57,7%
De 100.000 a 130.000 m <sup>3</sup>	18,9%
De 150.001 a 250.000 m <sup>3</sup>	12,5%
Menor a 100.000 m <sup>3</sup>	10,7%
Mayor a 250.000 m <sup>3</sup>	0,4%

El tamaño máximo de los buques de GNL tiende a ser definido de acuerdo con las limitaciones de calado de las terminales de recepción. Pero la tendencia a recorrer trayectos más largos (que favorece a barcos más grandes) y el creciente interés en terminales de regasificación *offshore* hacen posible pensar en buques mucho más grandes. Un buque de 250.000 m<sup>3</sup> reduce los costos de transporte en alrededor de 14% en el trayecto Argelia/Costa del Golfo de Estados Unidos.

El transporte por barco implica el 10%-30% de los costos de la cadena del GNL. Históricamente los barcos han sido de propiedad de los productores de GNL. En el año 2008, 214 barcos estaban operativos y se encontraban otros 100 bajo construcción o ya encargados para ser entregados entre los años 2008-2012.

El costo promedio de un barco de GNL con una capacidad promedio de 145.000 metros cúbicos es de aproximadamente US\$ 250 millones (estimado año 2008). Los barcos de mayor envergadura que se construyen en la actualidad alcanzan los 250.000 metros cúbicos de capacidad de transporte. En promedio las dimensiones estándar para 145.000 m<sup>3</sup> son 274 metros de longitud, 42 metros de ancho y 10 metros de casco sumergido.

Estas dimensiones, particularmente el ancho, impactan sobre la posibilidad de navegar el Canal de Panamá, aislando los mercados de GNL del Atlántico y del Pacífico. Está previsto que la ampliación del canal, esperada para el año 2014 permitirá el paso de barcos de hasta 55 metros de ancho. Actualmente las máximas dimensiones admitidas para que un barco transite el canal son las siguientes:

- Longitud: 294.1 m (965 ft)
- Ancho: 32.3 m (106 ft)
- Draft: 12.0 m (39.5 ft)

- Altura: 57.91 m (190 ft) medida desde el waterline al punto más alto del buque

La tarifa de transporte se expresa en dólares por millón de Btu y se calcula de acuerdo con la distancia y el tiempo insumido en el traslado.

Finalmente, es importante considerar que para mantener el GNL en su estado de enfriamiento es necesario evaporar parte del gas transportado a una relación de 0,15% - 0,25% por día de viaje donde avanza a razón de 480 millas náuticas. Por ejemplo, en el transporte de GNL desde el Golfo Persa hasta Japón (aprox. 7000 millas náuticas) se consume el 3,6% de la carga.

### 1.2.2.3. Plantas de Regasificación 'on shore'

- Aspectos Técnicos

A fin de aproximarnos a la tecnología y estructura de costos de las plantas de regasificación, en esta sección se describe una terminal de regasificación *onshore* (en tierra) típica, con una capacidad de rendimiento nominal de 14 MMm<sup>3</sup>/d (millones de metros cúbicos por día) (aproximadamente equivalente a 500 MMpcd – millones de pies cúbicos por día).

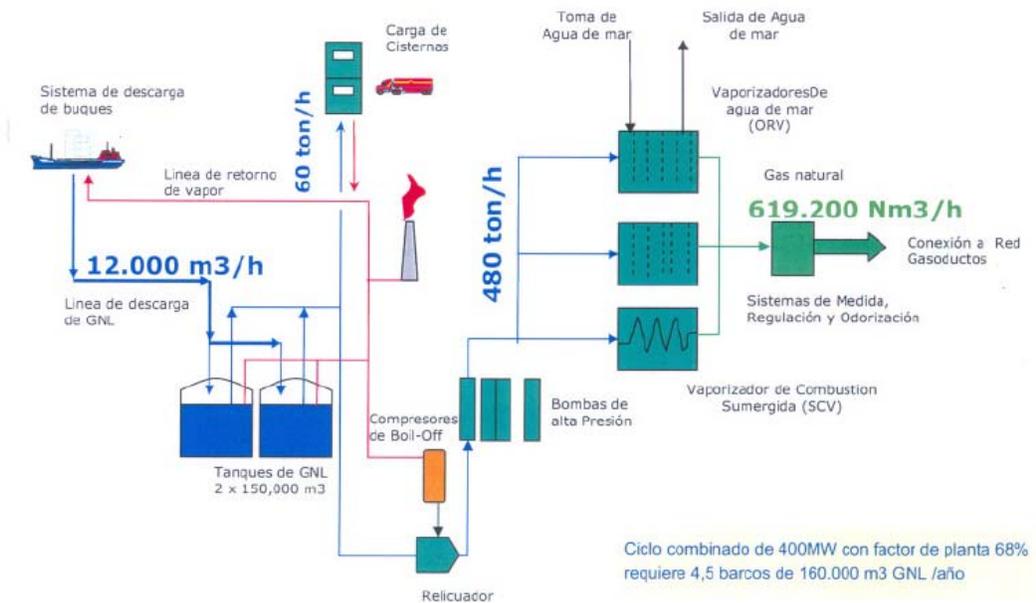
Las terminales de recepción y de vaporización típicas consisten de cuatro componentes principales:

- Terminal Portuaria con muelles, amarras y brazos de descarga;
- Sector de Almacenamiento de GNL incluyendo tanques, tubería y contención secundaria;
- Sector de Vaporización y Despacho de Gas Natural Vaporizador que incluye los vaporizadores, bombas de GNL, recondensadores para el recupero del gas de Boil Off, junto con medidores de despacho de gas
- Sector de soporte que consiste en los sistemas de control y mantenimiento, sistemas contra incendios; quema de gas y venteo, suministro de energía eléctrica, servicios (aire, agua, nitrógeno), etc.

La terminal propuesta está diseñada para descargar un buque tanque de GNL de 140.000 m<sup>3</sup> por vez, pero podrá recibir buques de hasta 160.000 m<sup>3</sup>. El muelle propuesto se debería diseñar para atracar, amarrar y descargar en forma segura barcos de GNL de diversos tipos y dimensiones.

La figura siguiente muestra el esquema de una terminal de regasificación típica.

## Terminal de Regasificación Esquema Típico

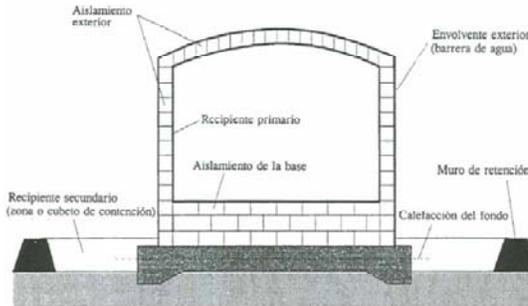


**Fig. 5 - Terminal de regasificación**

El GNL es descargado del buque a la costa a través de brazos criogénicos diseñados para compensar la variación de las posiciones relativas del buque y del muelle. Básicamente, estos son los mismos brazos utilizados en la planta de licuefacción para cargar el barco. Los brazos de descarga de GNL contienen sofisticados sellos, especialmente en las placas giratorias. Se trata de tecnologías bien conocidas, aunque solo unos pocos las proveen. Son productos que deben encargarse con mucha anticipación, debido a la metalurgia y los sellos. El tiempo normal de entrega es de 12 meses. En general se proveen cuatro brazos de 16 pulgadas de diámetro: dos para GNL, uno para la combinación GNL/vapor y uno para la línea de vapor. La terminal generalmente utilizará todos los brazos de descarga cuando esté descargando buques. Algunos buques no necesitan el uso de todos los brazos.

La próxima figura muestra los distintos tipos de tanques de almacenamiento según su modo de contención. En el Anexo Almacenamiento de Gas Licuado se describen detalladamente las diferentes tecnologías usadas con sus características y limitaciones.

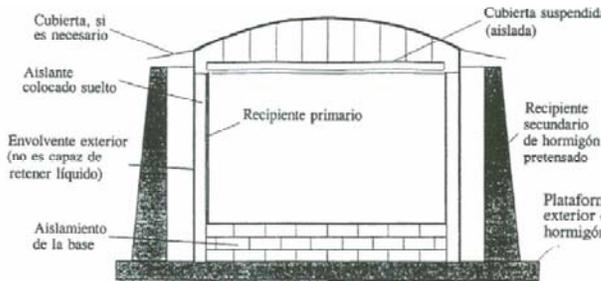
**Tanques de contención simple**



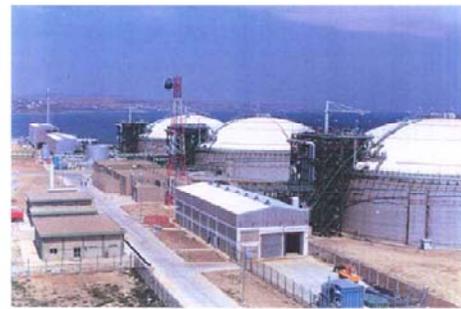
**Tanques de contención simple**



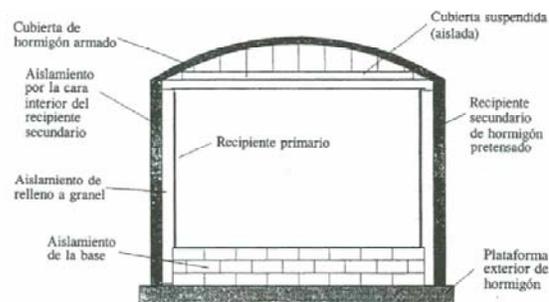
**Tanques de contención doble**



**Tanques de contención doble**



**Tanques de contención total**



**Tanques de contención total**



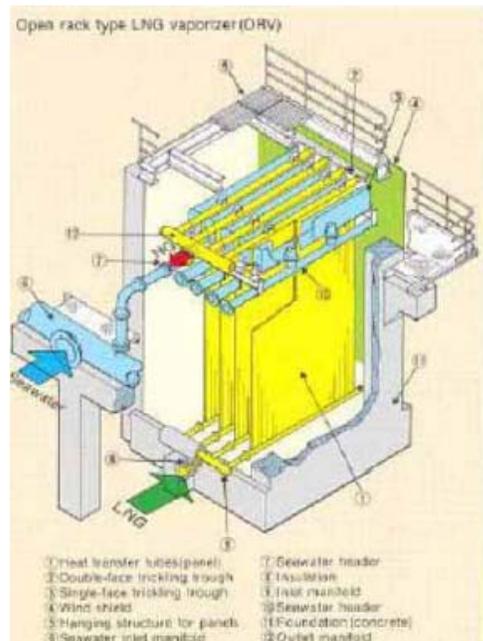
**Fig. 6 - Tipos de estanques**

Completada la descarga, el GNL residual se limpia de los brazos de descarga mediante gas nitrógeno. Las líneas de transferencia de GNL entre la terminal portuaria y el tanque se ubican nuevamente en modo de recirculación del GNL para asegurar que se mantenga la temperatura fría. Durante la etapa de descarga, mientras se bombea el GNL dentro de los tanques de almacenamiento, se genera una importante cantidad de vapor (Boil of Gas-BOG). Una parte del vapor se devuelve al buque para reemplazar el volumen de GNL que ha sido descargado. El remanente de los vapores es presurizado mediante compresores centrífugos e

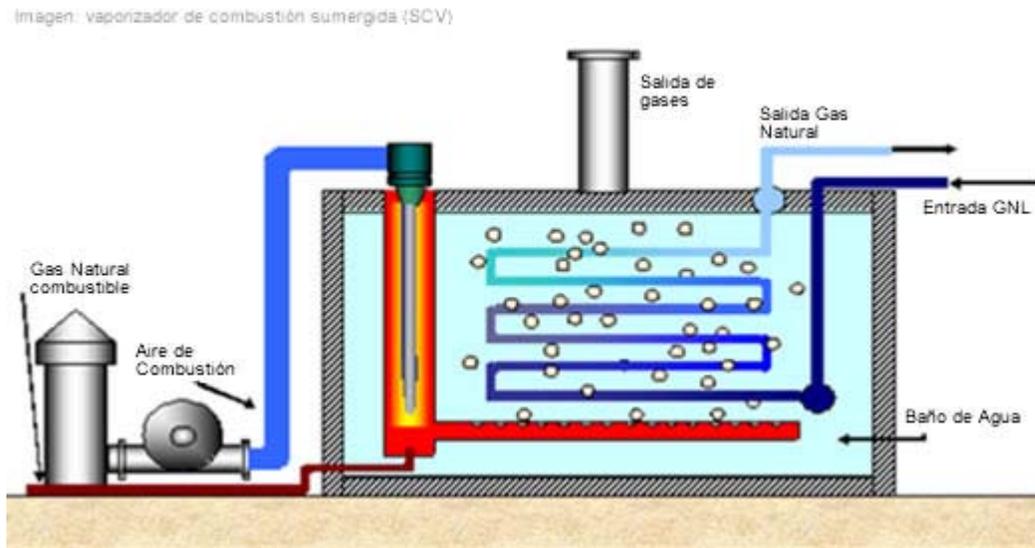
inyectados en la corriente de GNL luego de ser recondensados. Normalmente, el vapor recuperado también es utilizado en cualquier área que requiera combustible.

Es usual que en la segunda etapa haya bombas para llevar la presión de los líquidos hasta la presión de la tubería (generalmente por encima de 1.000 psi) antes de que el GNL entre en los vaporizadores. Los vaporizadores son esencialmente grandes recipientes de agua que inyectan calor al GNL. Existen diferentes diseños de vaporizadores, incluyendo el tipo “de combustión sumergida” mediante el cual un tubo en forma de serpentina de GNL es sumergido en el agua en el área de vertedero por encima del canal de escape de los quemadores naturales de gas. Estos vaporizadores requieren una cantidad limitada de estructura de agua, pero consumen una parte de GNL como combustible y crean emisiones Nox. Los vaporizadores de arranque abierto (“ORV”) toman agua de mar como fuente de calor. El agua es devuelta al mar a una temperatura que es aproximadamente tres grados centígrados más fría que la temperatura de ingreso. Los vaporizadores de arranque abierto no crean ninguna emisión adicional Nox. Sin embargo, las grandes cantidades de agua de mar necesarias para vaporizar el GNL pueden crear cuestiones ambientales, requiriendo en algunos casos el uso de un circuito cerrado mediante el cual el agua de mar es entibiada por el aire del ambiente antes de ser recirculada nuevamente a los vaporizadores. Tales procedimientos tienden a ser más caros que el simple ORV. La consulta con las autoridades ambientales y la revisión de los costos eléctricos de las bombas (comparados con el costo del GNL utilizado como combustible) ayudarán a la determinación del diseño apropiado del vaporizador.

En las siguientes figuras se muestran los diferentes tipos de vaporizadores (ORV y SCV).



**Fig. 7 - Vaporizadores ORV**



**Fig. 8 - Vaporizadores SCV**

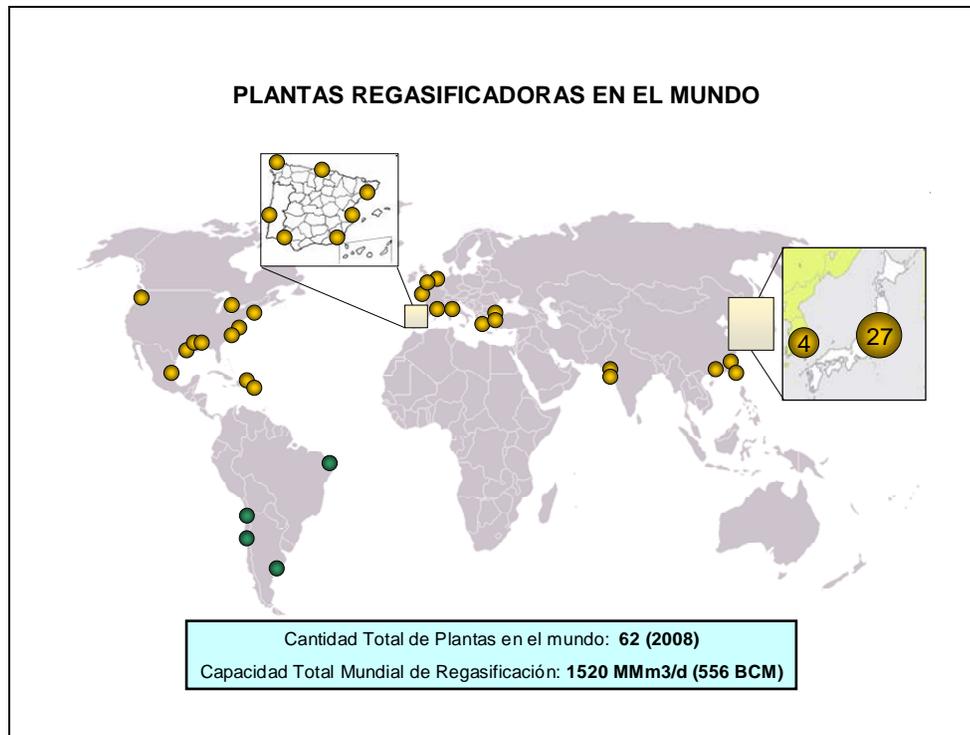
El gas producido por los vaporizadores es testeado, medido y despachado al sistema de gasoductos. Las plantas seguramente contarán con un sistema tradicional de medición Unidad LACT con múltiples tubos de medición para permitir el rango y la previsión de tubos adicionales para una futura expansión. Se utiliza un cromatógrafo de gas dentro del predio de medición para determinar el valor calorífico del gas.

Dado que un pequeño volumen de GNL dentro de los tanques de almacenamiento "hierve" debido a la temperatura gradiente del ambiente, el gas generado es recolectado y

comprimido antes de ser inyectado en la corriente presurizada de GNL para recondensarse a líquido. Esto elimina la necesidad de grandes compresores para presurizar el gas “en estado de ebullición” y lo descarga en una tubería de alta presión de salida. El gas en ebullición generado dentro de la terminal o el gas destellante asociado con la descarga de GNL se maneja así como una operación normal de la planta. El vapor es venteadado únicamente si las condiciones lo indican.

### Plantas de regasificación en el mundo

A diciembre de 2008 existían en el mundo 62 plantas regasificadoras con una capacidad total de regasificación de 556 BCM/año (1520 MMm<sup>3</sup>/d – 53,7 Bpc/d – 19,5 TCP/año), importando 226 BCM/año (7,98 TCP), o sea se importa el 40.6% de la capacidad existente.



**Fig. 9 - Plantas de regasificación en el mundo (2008)**

- Estructura de costos

Según se refleja en la siguiente tabla, el costo de la terminal descrita más arriba costaba hasta fines del año 2009 aproximadamente US\$ 700 millones. A estos costos debería adicionarse entre un 20 y un 30% en caso de que la planta se ubique en una zona de alta sismicidad.

**Tabla 2 - Costo de capital estimado para una planta de regasificación típica**

<b>TERMINAL DE REGASIFICACION DE 500 MMpcs/d COSTO DE CAPITAL ESTIMADO (2009 MMU\$S )</b>	
<b>Componente</b>	<b>Costo</b>
Pre-EPC y Costo de Propietario	100
Dos tanques contenedores simples de 165.000 m3	150
Equipos y Materiales a granel	150
Construccion Indirectos	60
Oficina central del Contratista EPC y otros costos	90
Instalaciones Portuarias	100
Preparacion y estabilizacion del sitio	50
<b>Total</b>	<b>700</b>

- Tiempos de construcción de una planta de regasificación

Los tiempos necesarios desde el inicio de los estudios hasta la puesta en marcha de una planta de regasificación son extensos, y en general el tiempo total puede estimarse en unos 5 años, si bien el tiempo efectivo de construcción es de aproximadamente 3 años.

La figura siguiente muestra un cronograma típico del desarrollo de un proyecto de terminal de regasificación 'on shore'.



### **Plantas de Regasificación *on shore* en México**

De acuerdo con la información publicada por la Secretaría de Energía de México<sup>2</sup>, para el período 2006-2015 se prevé un aumento de la demanda interna de gas natural del 3,9% anual, mientras que en periodos anteriores la tasa de crecimiento había superado el 5% anual. De esta manera, para 2015 la demanda estimada de gas natural alcanzaría un volumen de 245 MMm<sup>3</sup>/d (8,65 Bpc).

Por el lado de la oferta interna, se estima que en 2015 se llegará a una producción de 172 MMm<sup>3</sup>/d (6 Bpc). Las importaciones de gas natural crecerán hasta alcanzar un volumen de 80 MMm<sup>3</sup>/d (2,8 Bpc), del cual el 65% provendrá del GNL.

Con el propósito de incrementar la oferta de gas natural y de complementar la producción nacional, el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 impulsó la instalación de terminales de almacenamiento y regasificación de GNL en el Golfo y en el Pacífico. En 2002 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) recibió 5 solicitudes de autorización para la instalación de terminales de regasificación (Marathon, Sempra, Shell Baja, Shell Altamira y Chevron). En abril de 2003 se otorgó el permiso a Marathon (luego cancelado) y en julio de 2003 se otorgaron dos permisos para Shell. En noviembre de 2004 la CRE publicó las normas técnicas para la operación de proyectos de GNL.

La figura siguiente muestra los proyectos de terminales de regasificación en México.

---

<sup>2</sup> "Prospectiva del mercado de gas natural 2006-2015", Secretaría de Energía, México, 2007.

---



**Fig. 11 - Proyectos de plantas de regasificación en México**

La planta de regasificación de Altamira, ubicada en la costa del Golfo de México, comenzó a operar en octubre de 2006. El primer cargamento aportó 138.000 m<sup>3</sup> de GNL proveniente de Nigeria, a través del buque metanero Gracilis de la empresa Shell. La construcción de la terminal de Altamira requirió una inversión de US\$ 440 millones y fue desarrollada por el consorcio Shell Gas / Total Gaz / Mitsui Co, que resultó adjudicatario de una licitación realizada por la CFE (empresa estatal de electricidad). Estos operadores tienen un contrato con la empresa estatal de electricidad CFE por 15 años para suministrar y comercializar hasta 14 MMm<sup>3</sup>/d (500 MMpc/d) de gas regasificado. La obra incluyó las instalaciones marítimas para la descarga de los buques de GNL, dos tanques con capacidad de almacenamiento de 150.000 m<sup>3</sup> de GNL cada uno, instalaciones para la regasificación y un sistema de transporte en las condiciones requeridas en los puntos de entrega. El precio del GNL está basado en Henry Hub más un cargo fijo. Hasta agosto de 2007 la planta había recibido 11 cargamentos.

La terminal de regasificación Energía Costa Azul (ECA) de la empresa Sempra, ubicada en Ensenada sobre el litoral Pacífico, inició sus operaciones en 2008. La capacidad total de la planta se estima que será de 28 MMm<sup>3</sup>/d (1 Bpc) para 2012. El gas será destinado a satisfacer la demanda de centrales eléctricas ubicadas en Baja California, algunas industrias y distribuidoras. La inversión, inicialmente estimada en US\$ 760 millones fue revaluada en US\$ 875 millones.

La planta de Manzanillo, también sobre la costa del Pacífico, comenzaría a operar en 2011. Es un proyecto encabezado por la CFE, que promediará un consumo de 10 MMm<sup>3</sup>/d en 2011 para llegar posteriormente a 14 MMm<sup>3</sup>/d (500 MMpc/d). La inversión estimada es de US\$

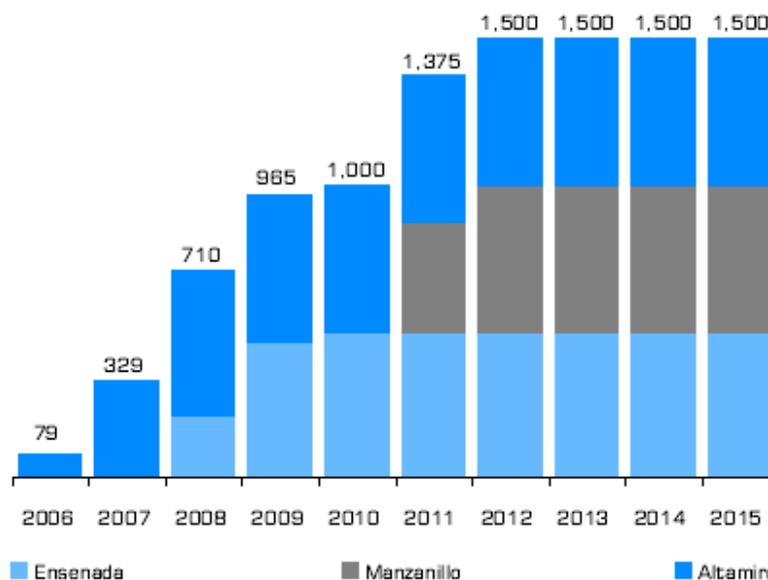
430 millones. La CFE llamó a licitación para el suministro de gas natural, con base en un precio máximo de 91% del índice Henry Hub. La adjudicación resultó en favor de Repsol CG, que ofreció tres centavos de dólar por debajo de ese techo. El contrato de suministro firmado en septiembre de 2007 prevé la provisión de un volumen de gas natural de hasta 14 MMm<sup>3</sup>/d (500 MMpcd) durante un periodo de 15 años, entregados en forma escalada: en 2011, 90 MMpcd; en 2012, 180 MMpcd; en 2013, 360 MMpcd; en 2014, 400 MMpcd y a partir de 2015, 500 MMpcd. El suministro provendrá de la planta de licuefacción actualmente en construcción situada en Pampa Melchorita, Perú, y está destinado a abastecer a las centrales eléctricas de la zona centro occidental de México.

El proyecto Lázaro Cárdenas, ubicado en Michoacán (litoral Pacífico), es liderado por Gstream de México S.A. (propiedad de Repsol). Están previstos tres tanques de almacenamiento equivalentes a una capacidad de 480.000 m<sup>3</sup> de GNL. Se podrán recibir de buques de entre 65.000 y 215.000 m<sup>3</sup>. Como en el caso de Manzanillo, el GNL provendría de Perú.

El consorcio formado por El Paso y DKRW proyecta una terminal de regasificación en Puerto Libertad, Sonora. Se ha completado la ingeniería preliminar y se han obtenido los permisos ambientales. Una vez contratado el suministro de GNL en la cuenca del Pacífico, se solicitarán las autorizaciones definitivas a la CRE. El proyecto incluye tres tanques con capacidad total de 540.000 m<sup>3</sup> y un gasoducto de 760 km a lo largo de Sonora.

En general, los proyectos sobre la costa del Pacífico tienen mayor demanda pero menor acceso a fuentes de suministro, mientras que los proyectos sobre el Golfo de México tienen más alternativas de provisión pero menor demanda.

La figura siguiente muestra las proyecciones elaboradas por la Secretaría de Energía de México respecto de las importaciones de GNL para el período 2006-2015.



**Fig. 12 - Proyectos de plantas de regasificación en México**

### **Planta de regasificación en Chile Central (Quinteros)**

Chile se vio seriamente afectado por las restricciones impuestas a sus importaciones de gas natural desde Argentina a partir de la crisis de abastecimiento de 2004. Además del incremento sostenido de las restricciones durante los períodos invernales de los años subsiguientes, el precio del gas natural argentino para el mercado chileno, que en el año 2003 llegaba a Santiago a aproximadamente 2.5 US\$/MMBtu continuó aumentando hasta alcanzar los 6 US\$/MMBtu en el año 2006. Ante las dificultades políticas y técnicas para obtener un suministro alternativo vía gasoducto desde Bolivia o Perú, en mayo de 2004 el gobierno chileno encargó a la petrolera estatal ENAP el liderazgo del proyecto de importación de GNL. La decisión del gobierno chileno fue respaldada por el sector privado, que en los últimos 8 años había hecho inversiones por US\$ 5,000 millones en relación con el suministro de gas natural.

ENAP inició los primeros estudios de viabilidad del proyecto, mediante la contratación de asesores de prestigio internacional en la industria del GNL. Se contrataron 5 consultorías para abordar los aspectos técnicos, comerciales, financieros, legales y ambientales del proyecto.

La participación del sector eléctrico privado quedó condicionada a que el gobierno emitiera una modificación regulatoria, por la cual las empresas de electricidad pudieran pasar a tarifas los mayores costos del suministro de GNL. El 19 de mayo de 2005, se publicó la Ley 20.018 que modificó la Ley Eléctrica, permitiendo una mayor amplitud de la banda para fijar el precio regulado y un aumento de tarifas que facilitara el traspaso de los costos del gas a las tarifas reguladas. Se formó así un grupo desarrollador denominado GNL Chile, liderado por ENAP e integrado por la distribuidora Metrogas S.A. y la empresa de electricidad Endesa Chile.

En septiembre de 2006 la Comisión Nacional de Energía (CNE), en respuesta a una solicitud de GNL Chile, validó el modelo de negocio acordado entre los promotores del proyecto. Esta ratificación del gobierno aseguró a los promotores la libertad para administrar la capacidad de la terminal y para adoptar un esquema tarifario que remunerara el esfuerzo y riesgo asumido por los iniciadores.

La construcción de la terminal de regasificación en Bahía Quintero para el suministro de GNL a Chile es actualmente un proyecto en ejecución. Chile cuenta con un suministro temprano desde junio de 2009 (comienzo parcial de las operaciones) y se espera que alcance su capacidad plena en abril de 2010 (operación plena). Desde la decisión en mayo de 2004 hasta la finalización del proyecto habrán transcurrido 6 años.

Las etapas seguidas para la implementación del proyecto fueron las siguientes:

(i) *Evaluación de la viabilidad del proyecto.*

Desde el inicio se contrataron consultorías para el análisis de viabilidad del proyecto. El análisis de viabilidad incluyó los siguientes aspectos:

- Relación del proyecto con el mercado global de GNL. Algunos de los consultores plantearon que el abastecimiento a la costa del Pacífico sería distinto del de la costa del Atlántico. Mientras que en el Atlántico los principales suministradores serían Argelia, Nigeria, Qatar, Libia y Trinidad & Tobago; el abastecimiento a la costa del Pacífico se haría con las mismas reservas que abastecen el mercado de Japón y Corea del Sur.
- Tipo de suministro. El tipo de suministro podía variar desde una contratación inflexible con entrega firme de GNL hasta un suministro interrumpible con mayor flexibilidad.
- Planta de regasificación. Ubicación y características. Diseño de los estanques (impacto del tamaño de los barcos y sobrecapacidad necesaria). Capacidad de almacenamiento.
- Proceso de contratación: se consideraron las alternativas de negociación o licitación.
- Potenciales interesados. Además de considerar las alternativas teóricas, se hizo un sondeo de los posibles interesados.
  - Para el suministro de GNL: Nigeria (Shell, BG, Total y ENI), Guinea Ecuatorial (BG), Medio Oriente (improbable por distancia), Brunei (Shell o Mitsubishi), Indonesia (dependiendo de la renegociación de contratos vigentes), Malasia (probables excedentes en los meses de abril a septiembre), Australia (dependiendo de la finalización de contratos con Japón en 2009), Rusia (Sakhalin, competiría con la demanda de la costa Oeste de Estados Unidos), Qatar (alternativa según proyectos Qatargas

- III, RasGas II), Perú (Camisea, condicionado al suministro a México y Estados Unidos)
- Para el transporte marítimo: Perú, 1 barco de 80.000 m<sup>3</sup> y 38 viajes; Nigeria, 2 barcos de 160.000 m<sup>3</sup> y 9 viajes cada uno; Australia, 3 barcos de 125.000 m<sup>3</sup> y 8 viajes cada uno; Indonesia, Malasia, Brunei: 3 barcos de 140.000 m<sup>3</sup> y 7 viajes cada uno.
  - Niveles de precios. Existía mucha incertidumbre en los precios, especialmente en la componente del commodity. Los costos de transporte marítimo y regasificación son más predecibles. Ciertos productores, como Nigeria, son tomadores de precio y adaptan su precio FOB para acceder a los mercados. Finalmente se adoptó el valor máximo de dos ajustes de precios: a) Henry Hub y b) un valor asociado al precio Brent del petróleo en el mercado europeo.

(ii) *Pool Agreement*

El proyecto puesto bajo el liderazgo de ENAP contó con el respaldo de empresas privadas cuyos intereses dependen de la provisión de gas natural. Era necesario constituir una demanda agregada (grupo de compradores) que diera viabilidad al proyecto. La terminal de regasificación tendría una capacidad para 10 MMm<sup>3</sup>/d (350 MMpc/d) y cada uno de los interesados tenía una expectativa de demanda no mayor a los 3 MMm<sup>3</sup>/d (106 MMpc/d).

El 7 de abril de 2005 ENAP, Endesa y Metrogas suscribieron un Acuerdo de Desarrollo que sentó las bases del Pool Agreement formalizado el 20 de junio de 2005. En el Pool Agreement las partes acordaron llevar adelante un proceso de licitación y se establecieron penalidades para la compañía que desistiera de participar del proyecto una vez recibida una oferta aceptable.

Las principales cuestiones que debieron negociar los integrantes del Pool con relación al proceso de ejecución del proyecto fueron las siguientes: definición del proceso y de los plazos; elección de liderazgos y del esquema de negociación frente a los oferentes; riesgos y compromisos que asumiría cada parte; definición de las condiciones precedentes para proceder a la adjudicación del proyecto (permisos, aprobaciones societarias, cierre financiero); diseño de la terminal de regasificación y aprobación de la tecnología; esquema de participación en la propiedad de la terminal y financiamiento; acuerdo respecto del contrato de suministro de GNL y de la oferta ganadora.

Asimismo, fue necesario acordar ciertos aspectos esenciales que regirían durante la vigencia del contrato de suministro de GNL: las responsabilidades cruzadas (riesgo de volumen, incumplimiento de un miembro, etc.) y los mecanismos para la expansión de la terminal.

Los tres integrantes del pool (ENAP, Endesa, Metrogas) participan en un tercio del volumen del GNL a importar (0,57 MTPA ó 2,2 MMm<sup>3</sup>/d – 78 MMpc/d - cada uno) y de la capacidad de regasificación comprometida (0,83 MTPA ó 3,2 MMm<sup>3</sup>/d – 113 MMpc/d). De este modo, toda la capacidad de la planta está contratada (9,6 MMm<sup>3</sup>/d – 340 MMpc/d).

---

(iii) *Licitación y adjudicación*

En junio de 2005 se lanzó la primera etapa de la licitación, que consistió en invitar a las empresas a presentar sus conceptos para el desarrollo del GNL en Chile. Se invitaron empresas internacionales y también locales para la planta de regasificación (Gasco, Copec, Oxiquim). En agosto de 2005 las empresas presentaron sus propuestas no vinculantes. Con estas presentaciones se elaboró una lista corta de participantes que pasaron a la segunda etapa de licitación, en la cual debían presentarse las ofertas de proyecto en firme.

Los participantes seleccionados para el suministro de GNL fueron Repsol, ConocoPhillips y British Petroleum. Para la terminal de regasificación, Suez/Oxiquim, Gasco/Ultramar y Copec. La propuesta de Suez/Oxiquim estaba referida a barcos de regasificación y no al sistema de tanques onshore. Una sola empresa presentó una propuesta integrada de suministro de GNL y participación en la terminal de regasificación: British Gas.

Tras la presentación de las ofertas vinculantes a fines de enero de 2006 (solamente presentaron ofertas Repsol, British Gas y Suez/Oxiquim), se seleccionó la oferta de negocio integrado presentada por British Gas, con quien se pasó a negociar en exclusividad.

La variable de adjudicación fue el suministro de GNL, en tanto la construcción de la terminal no resultaba un factor crítico. A través de su oferta, British Gas se comprometió a entregar el GNL que le fuera nominado –salvo fuerza mayor- sin necesidad de predeterminedar su procedencia ni de sujetarse a un proyecto. La contratación sería DES, en tanto British Gas se ocuparía del transporte. También se comprometió a participar de la propiedad de la planta de regasificación.

Es decir, Chile no contrató un suministro punto a punto. Los proyectos de importación de GNL asociados a un proyecto de licuefacción específico están sujetos a un *take or pay*. En este caso se prefirió un precio más alto, pero con la flexibilidad que otorgaba el portfolio del oferente.

El proceso de licitación reveló escaso interés de los potenciales proveedores. Se recibió una sola oferta integrada y sin condiciones precedentes. A pesar de los sondeos y apoyos políticos iniciales, se manifestó una oferta restringida y un consumo saturado por los mercados de Europa y Asia. Los potenciales oferentes no ofrecían verdaderas garantías y en muchos casos las ofertas estuvieron condicionadas a la terminación de determinadas plantas en otros lugares del mundo. Por otro lado, la escala de consumo de Chile no justificaba la implementación de un nuevo proyecto de licuefacción.

(iv) *Negociación de contratos y detalles de ingeniería*

Desde la adjudicación a British Gas en febrero de 2006 hasta la decisión final de inversión emitida en mayo de 2007, se negociaron los contratos y se definieron los detalles de ingeniería.

Se constituyeron dos sociedades: (i) GNL Chile S.A. para la compra del GNL, constituida en un 33% por cada uno de los integrantes del Pool; y (ii) GNL Quintero S.A. como

propietaria de los activos de la terminal de regasificación, con una participación del 40% de British Gas y de 20% para cada uno de los integrantes del Pool.

La sociedad comercializadora está vinculada con la propietaria de la terminal mediante un contrato de regasificación. A su vez, la comercializadora negoció un contrato de compra DES (GNL y transporte) con British Gas y un contrato de venta con los integrantes del pool de compradores.

En cuanto al precio del contrato de suministro con British Gas, la negociación estuvo siempre referida al precio Henry Hub con un valor piso relacionado con el valor del crudo en Europa (Brentd). Las demás ofertas también tomaron como referencia el Henry Hub, con variaciones desde un componente totalmente variable hasta un componente fijo y otro variable (ej.: 0,95 HH ó 0,8 HH más 2 US\$/MMBtu). El contrato no tiene *take or pay*, los barcos deben pedirse con 7 meses de anticipación. Pueden cancelarse embarques, pero se aplica una multa que varía en función de la fecha de cancelación.

Por su parte, la propietaria de la terminal está vinculada por un contrato EPC (ingeniería, suministro y construcción) con Chicago Bridge & Iron, y tiene compromisos financieros con los bancos que realizaron el Project Finance.

La ingeniería básica del proyecto de planta de regasificación ya había sido realizada por el consultor contratado. En esta etapa se elaboró la ingeniería de detalle que culminó en el contrato EPC. (Hay aproximadamente diez empresas de ingeniería en el mundo que controlan el 75% de los proyectos de GNL).

(v) *Construcción y comienzo de operaciones*

Con todos los contratos cerrados, en mayo de 2007 se emitió la “Final Investment Decision” que dio comienzo a la construcción de la terminal de regasificación.

En junio de 2009 comenzaron parcialmente las operaciones (4,8 MMm<sup>3</sup>/d – 170 MMpc/d). El Fast-track consistió en realizar operaciones en el muelle, antes de la disponibilidad de los tanques. Cuando el barco llega, comienza a descargar a la velocidad de inyección de gas con un tiempo total en muelle de unos 10 días. La operación en este período es más cara y menos flexible que con los tanques, cuando podrá descargarse el buque en sólo medio día.

Esta opción equivale –en cuanto a plazos de disponibilidad- a la implementación de la modalidad de regasificación en barcos y fue preferida teniendo en cuenta las características de proyecto de largo plazo que representa la terminal de regasificación tradicional.

Para abril de este año (2010) estaría terminado el primer tanque (permitiendo la operación con 9,6 MMm<sup>3</sup>/d – 340 MMpc/d) y en junio del este mismo año el proyecto completo (dos tanques).

La terminal de regasificación está ubicada en Bahía de Quintero, a 160 km al Noroeste de Santiago de Chile. Los terrenos fueron cedidos por ENAP. La capacidad de regasificación inicial es de 9,6 MMm<sup>3</sup>/d (340 MMpc/d), con posibilidad de expansión hasta 19 MMm<sup>3</sup>/d (670 MMpc/d). El almacenamiento se realiza en dos estanques de contención plena de 160.000 m<sup>3</sup>

brutos con posibilidad de expansión a un tanque adicional. Hay además un tanque pequeño de contención simple de 10.000 m<sup>3</sup>, que servirá para la realización del Fast-track en el muelle. El muelle tiene un sitio de atraque y 1.500 m de longitud, permitiendo la llegada de distintos tipos de barcos metaneros de entre 120.000 y 180.000 m<sup>3</sup>, con posibilidad de ampliación hasta 265.000 m<sup>3</sup>. Para la descarga de los buques hay tres brazos de descarga y un brazo híbrido con retorno, así como dos cañerías criogénicas hasta los estanques. La planta cuenta con dos vaporizadores ORV y un vaporizador de respaldo. Pueden instalarse hasta dos vaporizadores adicionales. El diseño se realizó en base a NFPA 59<sup>a</sup> (estricto estándar para producción, almacenamiento y manipulación de GNL). Los estanques de contención total cuentan con aisladores sísmicos y el muelle está diseñado para soportar los efectos de un tsunami. La salida de planta se hace por el gasoducto a Santiago, que requiere una extensión desde Quillota a Quinteros de 24 km.

El costo de la terminal previsto en 400 MMUS\$ resultó significativamente mayor que el proyectado inicialmente (más de 700 MMUS\$), debido básicamente a: la contratación de un suministro flexible de GNL que obligó a un diseño más exigente para la recepción de distintos tipos de buques; el diseño sísmico; la incorporación del Fast track; los aumentos significativos en los materiales (cobre, níquel, acero); la gran demanda de equipos y servicios de GNL por la proliferación de proyectos; las empresas de EPC no participan de licitaciones salvo que se les pague el costo de preparación de la oferta; los contratistas exigen mayores precios para cubrir todo tipo de riesgos.

### **Planta de Regasificación en República Dominicana**

República Dominicana cuenta con la primera planta de regasificación en operación en América Latina. El primer cargamento de GNL fue recibido en febrero de 2003. AES Corporation invirtió US\$ 400 millones para la construcción de una terminal de regasificación, un gasoducto y una central de ciclo combinado de 300 MW en las afueras de Santo Domingo.

El suministro del GNL se realiza desde la Cuenca Atlántica con aproximadamente 1,5 a 2 MMm<sup>3</sup>/d (53 a 70 MMpc/d). En el futuro se espera que la planta también suministre gas para la central de AES de 210 MW ubicada en Las Minas. Igual que en el caso de Chile, el suministro no está atado a un proyecto de licuefacción, sino que es provisto por British Petroleum desde diversas fuentes.



**Fig. 13 - Planta de regasificación Andrés en República Dominicana**

#### 1.2.2.4. Regasificación *offshore*

La alternativa de los barcos regasificadores es una de las tecnologías propuestas para la regasificación *offshore* y la única entre éstas que se encuentra en operación desde 2005.

El concepto de terminales *offshore* surgió para responder a las siguientes desventajas que presenta la regasificación en tierra:

- Impactos ambientales
- Percepción de que el GNL plantea problemas de seguridad, mientras que de otro modo la actividad de regasificación queda englobada dentro de la actividad marítima en general.
- Dificultades para determinar la ubicación ideal. Los lugares más atractivos desde el punto de vista comercial son los lugares con mayor densidad de población y oposición a este tipo de instalaciones.

En el caso de Estados Unidos, las terminales *offshore* se encuentran bajo jurisdicción de la Guardia Costera (*US Coast Guard*) y no de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), lo cual representa una ventaja adicional desde el punto de vista regulatorio. La *US Coast Guard* es menos burocrática y la aprobación de los proyectos no excede a un año, mientras que ante la FERC se requieren al menos 18 meses.

Las variables diferenciales a considerar para la implementación de la regasificación *offshore* son: la profundidad de las aguas, los vientos y corrientes marinas, el sistema de descarga de la terminal y las necesidades de almacenamiento.

Hay dos posibilidades básicas de instalaciones de regasificación *offshore*: fijas o no fijas. La *plataforma* es una instalación fija; se crea una isla para construir la terminal. Hasta los

25 metros de profundidad se utilizan grandes estructuras de hormigón apoyadas en el fondo del mar (GBS - *gravity based structure*). A mayores profundidades se utilizan estructuras de acero tipo "jacket", que descansan sobre cuatro patas. En general estas plataformas están pensadas como adaptaciones de estructuras existentes, utilizadas en la explotación *offshore* de hidrocarburos. Las GBS tienen menores limitaciones de espacio y mejores soluciones para el almacenamiento; son totalmente autónomas en cuanto a operación e instalaciones. Las dificultades están dadas por la necesidad de realizar atraques y transferencia de GNL en mar abierto.

En las figuras siguientes se muestran dos tipos de plataformas fijas (GBS y tipo "jacket").



Fig. 14 - Regasificación *offshore*. Plataforma GBS.

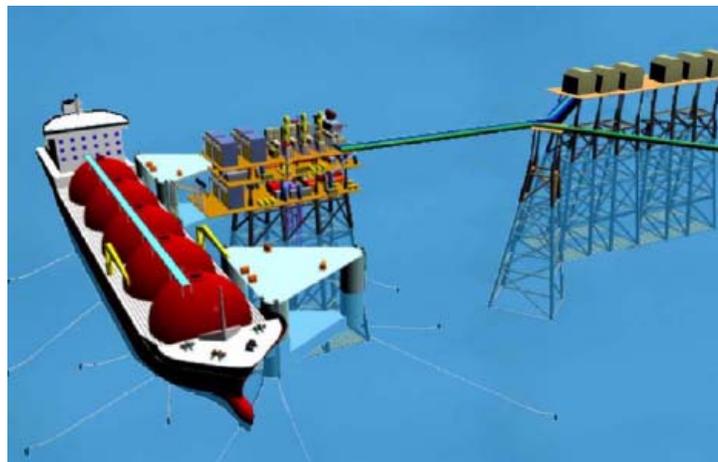
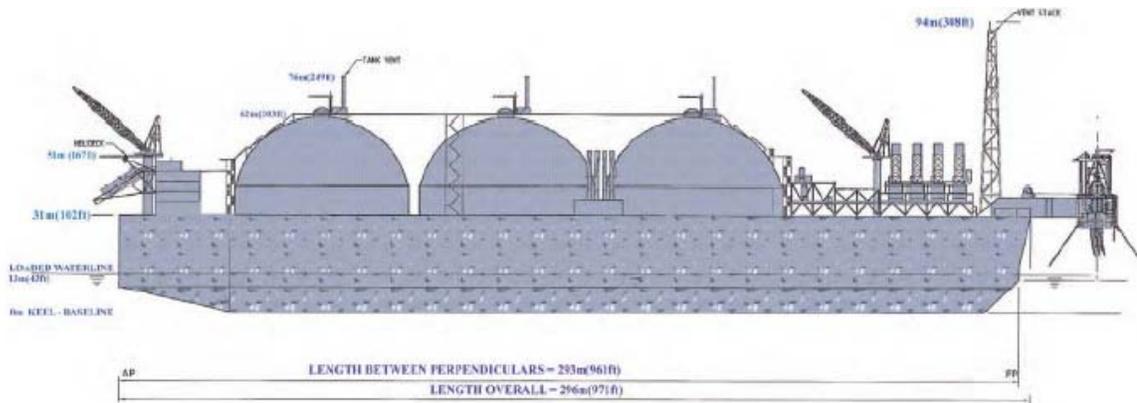


Fig. 15 - Regasificación *offshore*. Plataforma tipo "jacket".

También se ha diseñado una tecnología no-fija que está sujeta al fondo del mar por un único punto, que constituye el eje de giro (“weathervanning”). El carácter flotante le permite una mejor reacción frente al viento y las corrientes marinas. Puede estar construida en hormigón o en acero y se puede instalar en lugares de gran profundidad. La terminal flotante es abastecida por buques que transportan el GNL desde las terminales de exportación. Como en el caso de las plataformas, es necesario realizar la transferencia de GNL en mar abierto.

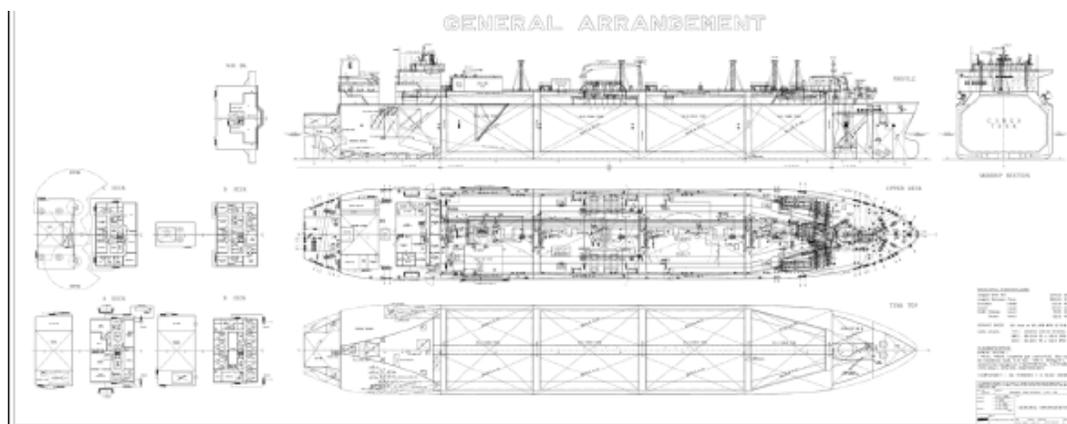
La siguiente figura muestra un esquema de terminal de regasificación flotante (FSRU).



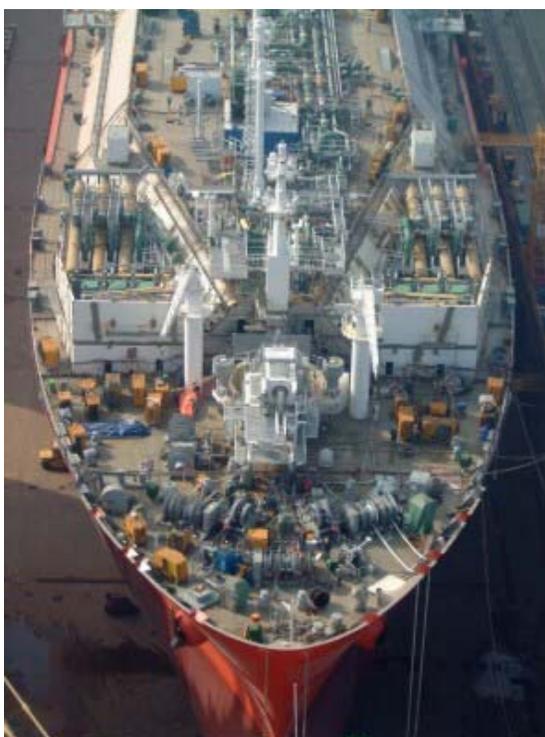
**Fig. 16 - Regasificación *offshore*. Terminal flotante (FSRU).**

El buque regasificador (FSRU) es una instalación no fija para la regasificación offshore. Es un buque metanero al que se le añaden bombas secundarias y vaporizadores. Estas instalaciones permiten que el buque descargue el GNL regasificado directamente a un gasoducto submarino. La descarga de gas tiene lugar a través de una monoboya sumergida y no puede ser continua (atraque y desatraque). Puede combinarse con almacenamiento. Es una tecnología operativamente costosa, porque deja parado un barco durante el tiempo de descarga e inutilizados los vaporizadores durante el viaje.

Las figuras siguientes ilustran la tecnología de regasificación en barco.



**Fig. 17 – Diseño de un buque regasificador**



**Fig. 18 - Regasificación en barco**

El primer barco capaz de realizar el proceso de regasificación a bordo fue acondicionado en 2004 y pertenece a la flota de la empresa estadounidense *Exmar Offshore*.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> La empresa Exmar cuenta con los siguientes buques regasificadores :

Fue utilizado por primera vez en la terminal *offshore* del Gulf Gateway, operada por *Excelerate Energy*. El primer cargamento llegó a Gulf Gateway el 17 de marzo de 2005 y completó su descarga el 30 de marzo de 2005. Esta tecnología se mostró especialmente resistente al paso de los huracanes Katrina y Rita.

Desde 2005 una empresa estatal india está realizando gestiones para tener el servicio de la empresa Exmar. En 2006 Woodside ofreció el servicio de regasificación en barco a California, con entrega a 22 millas de la costa, directamente a un gasoducto submarino.

Actualmente los buques regasificadores tienen un diseño de 138.000 m<sup>3</sup>, pero se están diseñando de 200.000 m<sup>3</sup>.

Además de las *plataformas*, las *terminales flotantes* y los *buques regasificadores*, se han propuesto otras variantes tecnológicas que apuntan a mitigar los inconvenientes que presenta la transferencia de GNL entre dos estructuras independientes, con gran movimiento relativo por encontrarse en mar abierto.

La tabla siguiente presenta las características de cada una de las tecnologías básicas descritas.

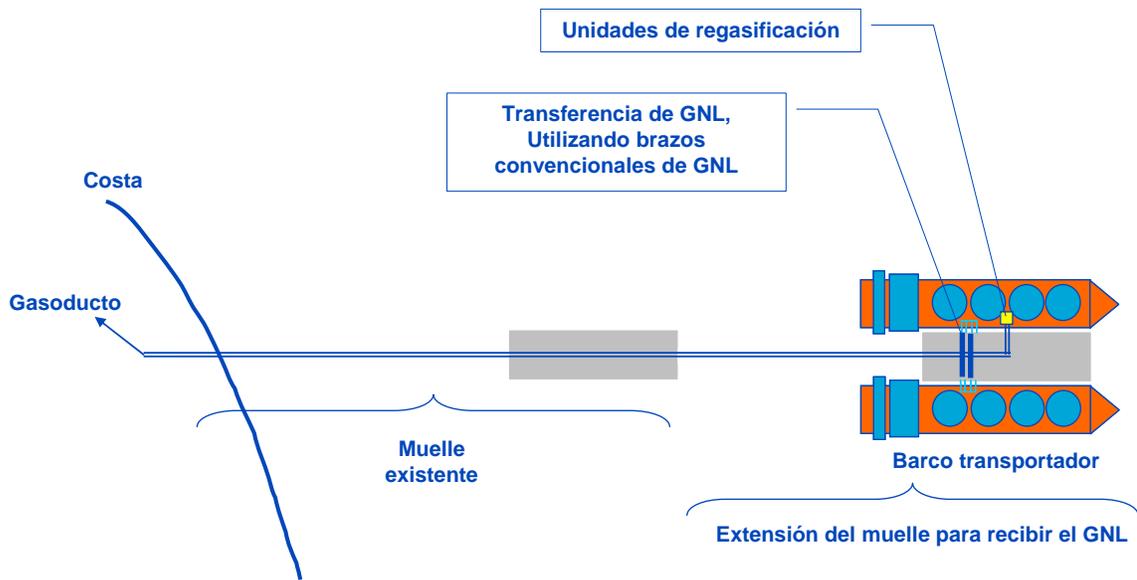
**Tabla 3 – Tecnologías. (Fuente: Utilis Energy)**

	<b>GBS</b>	<b>Plataforma tipo “jacket”</b>	<b>FSRU Sujeto al fondo del mar</b>	<b>Barco regasificador FRU/FSRU</b>
Ventaja	Estructura de hormigón	Instalación existente	Opera en grandes profundidades	No hay instalación fija a la vista
Desventaja	Opera en profundidades menores	Sin capacidad de almacenamiento	Sistema de descarga a mar abierto	Requiere tecnología especializada
Costo	US\$ 650 MM	US\$ 400-800 MM	US\$ 400-800 MM	US\$ 200 MM
Entrada en operación	2-3 años	1,5 años	3 años	2-2,5 años

- 
- Excelsior - 138,000 cbm (2004) - Charter para Excelerate Energy
  - Excellence - 138,000 cbm (2005) - Charter para Excelerate Energy - construido por Exmar y administrado por Under Tecto
  - DSME Hull 2237 – 138,000 cbm (2007) - Charter a Excelerate Energy
-

### La solución tecnológica de regasificación *offshore* propuesta por Suez Energy International a Chile

Estratégicamente, Chile decidió hacer una terminal de regasificación en tierra. Sin embargo, para solucionar el riesgo de desabastecimiento en el corto plazo, en ocasión del proceso de licitación (finalmente adjudicado a British Gas Group), Suez Energy International presentó un proyecto de unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU), conforme al siguiente esquema.



**Fig. 19 – Esquema de la solución flotante propuesta por Suez Energy International**

El costo informado era de aproximadamente US\$ 75 millones, incluyendo el muelle que sería utilizado para la terminal de regasificación en tierra. El plazo de implementación sería de 17 meses. El cuello de botella estaría dado en la construcción del muelle. La capacidad de almacenamiento sería de 125.000 m<sup>3</sup>. La capacidad de descarga (*sendout*) se estimó en 7,92 MMm<sup>3</sup>/día (280 MMpc/día).

Conforme se describirá en la sección correspondiente a los proyectos en marcha en América Latina, Brasil utilizará la tecnología de buques regasificadores que operarán a modo de terminales flotantes.

### La solución tecnológica de regasificación *offshore* de Argentina

RYPF y ENARSA S.A. decidieron encarar una solución para la falta de producción de gas natural durante el período invernal 2008, mediante el alquiler de un barco regasificador con almacenamiento (FSRU), que fue atracado en el puerto de la empresa MEGA (RYPF, Petrobras y Dow Chemical) y utilizar un esquema de abastecimiento mediante barcos metaneros provenientes en general de Trinidad Tobago.

El puerto de Mega esta localizado en el sur de la provincia de Buenos Aires en la cercanías a la ciudad de Bahía Blanca, es un puerto de reciente construcción (2001), que recibe barcos propaneros de hasta 75.000 m<sup>3</sup>. Presenta un canal de acceso de 45 pies de calado, y tiene cinco brazos refrigerados para la carga de propano, butano y gasolina. Se adaptó la terminal portuaria, mediante la colocación de un brazo de descarga presurizado de gas natural, que permite la descarga de 8 MMm<sup>3</sup>/d (280 MMpc/día) a una presión que puede llegar a más de 100 bar. Este gasoducto se conecta a un ramal de abastecimiento de gas natural de la empresa Profertil y de allí revirtiendo el flujo ingresa al sistema troncal de gas natural de Transportadora de Gas del Sur (TGS) hacia Buenos Aires.



**Fig. 20 – Planta Mega**



**Fig. 21 – Puerto Mega**



**Fig. 22 – Puerto Mega**

### **Proyectos de Plantas de Regasificación en Brasil**

El objetivo de Brasil de reducir su dependencia del gas de Bolivia hasta que se logre el desarrollo de las reservas propias de gas en la región Sudeste, incluye la instalación de al menos dos terminales de regasificación, frente a Río de Janeiro (Bahía de Guanabara) y en Ceará (Pecem). También se está proyectando una tercera terminal en la zona de Porto Alegre.

Los proyectos de GNL son liderados por la petrolera estatal Petrobras y contempla la compraventa spot de GNL con destino al mercado brasileño a través de barcos de regasificación. La tecnología seleccionada por Petrobras es la de buques regasificadores (buques metaneros especialmente acondicionados) que operarán como terminales flotantes. En

principio los buques permanecerán anclados frente a los centros de consumo y serán abastecidos por charters de GNL, pero se incluye la posibilidad de que los mismos barcos regasificadores sean relocalizados o efectúen el transporte de GNL.

En abril de 2007 Golar LNG de Noruega ganó las dos licitaciones celebradas por Petrobras para la contratación (alquiler) de dos barcos regasificadores (el Golar Spirit y el Golar Winter). Los dos buques están siendo reacondicionados para prestar el servicio de regasificación a bordo. Los trabajos de acondicionamiento del Golar Spirit habían comenzado antes de que se supiera cuál sería el destino del barco, lo cual colocó a Golar en ventaja al momento de la licitación.

El suministro a través del Golar Spirit comenzó en el segundo trimestre de 2008 y el correspondiente al Golar Winter en el segundo trimestre de 2009. El contrato es por 10 años, con opción de Petrobras para extenderlo por 5 años más. El valor del contrato de alquiler de ambos buques por el período inicial de 10 años es de aproximadamente US\$ 860 millones.



**Fig. 23 - Ubicación estratégica de Brasil para la captura del mercado spot de GNL en el Atlántico**

La terminal frente a Río es exclusivamente para suministro interrumpible a las centrales termoeléctricas (UTES Barbosa Lima, Sobrinho, Leonel Brizola, Mario Lago). Un ducto de 16 kilómetros vinculará el muelle con el sistema de transporte de la región Sudeste de Brasil.

La terminal de Pecem presta servicio interrumpible a las usinas TermoFortaleza, TermoCeará y UTE Jesús Soares Pereira, pero también tendrá una rampa para suministro firme a ciertas industrias de la región Nordeste de Brasil. El buque permanecerá atracado durante todo el año y estará ligado a tierra firme mediante un ducto de 18 kilómetros.

En cuanto a las fuentes de abastecimiento, a principios de 2007 Petrobras firmó un memorando de entendimiento con Nigeria para la provisión de GNL. En mayo, una misión de ejecutivos de Petrobras viajó a Qatar, Trinidad y Tobago, y Argelia para visitar proyectos de GNL y buscar proveedores alternativos. Como resultado, Petrobras y la compañía argelina Sonatreh firmaron un principio de acuerdo para la venta de GNL. Se trata de “master agreements” (acuerdos marco) sin especificación de precios ni volúmenes.

La característica del proyecto brasileño es que Brasil no quiere contratar un suministro en firme, sino en forma interrumpible, según el despacho hidroeléctrico. La estación seca en Brasil, con mayor uso de centrales termoeléctricas es entre octubre y mayo, período en que la demanda internacional de GNL es menor por coincidir con el verano del hemisferio norte.

El impulso inicial del proyecto estuvo dado por la Resolución No. 4 del Consejo Nacional de Política Económica (CNPE) del 21 de noviembre de 2006, que consideró “*prioritaria y de emergencia*” la instalación de los proyectos de GNL en Brasil. Los estudios ambientales para la terminal de Río fueron aprobados en marzo de 2007. Para atender a todos los aspectos técnicos del proyecto se contrataron 5 consultorías. Solamente en estudios ambientales vinculados al proyecto de la Bahía de Guanabara, Petrobras invirtió R\$ 2,3 millones. La terminal de Pecem fue dispensada de licencia ambiental previa, por tratarse de un puerto en operación ya licenciado. La licencia de instalación será otorgada por el Ibama (Instituto Brasileiro do Medio Ambiente).

La viabilidad económica del negocio de GNL tiene garantías gubernamentales a través de la Portaria No. 42 del Ministerio de Minas y Energía del 1ro. de marzo de 2007, que fija los criterios de reajuste tarifario en las licitaciones de energía eléctrica, incluyendo índices de cotización internacional de insumos, como el US Gulf Coast Waterborne y el NYMEX (Henry Hub Natural Gas Future Contracts – NG1).

---

## **1.3. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO**

### **1.3.1. INTRODUCCION**

Los tipos generales más comunes de tanques de almacenamiento de GNL consisten en los Tanques de Contención Simple, Contención Doble, Contención Total y en Tierra de Tipo Membrana. Asimismo, se han construido tanques exteriores de tipo membrana en Francia y Corea del Sur, y así como también varios tanques de hormigón pretensado (PC-PC) que se encuentran actualmente en funcionamiento.

### **1.3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

#### **1.3.2.1. Diseño de Tanque de Contención Simple a Nivel del Suelo:**

- **General**

El tanque de contención simple, también conocido como tanque simple convencional, es un tanque con pared doble de acero construido de forma tal que sólo la pared interior del tanque, la cual está en contacto con el GNL, tenga las propiedades mecánicas requeridas para contener el líquido criogénico. La pared exterior del tanque de acero al carbono tiene las funciones primordiales de contener vapor cálido de metano, dar soporte a la cubierta superior de acero y tolerar vientos y cargas normales y externas, además de funciones adicionales tales como actuar como contenedor de aislamiento. Los tanques de contención simple normalmente se diseñan, construyen y prueban de conformidad con las Normas API 620, Apéndice Q. Estas normas permiten que la carga de la prueba hidráulica del tanque interior se limite al 125% de la carga de líquido establecida por diseño. El tanque de contención simple debe estar rodeado de un dique bajo o pared de contención para retener cualquier posible derrame de GNL o la ruptura del contenedor de líquido interno primario.

En todo el mundo, aproximadamente 2/3 de los tanques de GNL son del tipo simple convencional, entre ellos casi todos los tanques en funcionamiento en América del Norte y más del 50% de los tanques en funcionamiento en Japón. Las estadísticas de seguridad de estos tanques arrojan excelentes resultados. Los tanques de contención simple son adecuados para aquellos sitios relativamente alejados de centros poblados y lugares donde sabe con certeza que no estarán sujetos a peligros externos de importancia. Este tipo de tanque, que consiste de una cubierta superior de acero con forma de domo y un piso de aislamiento suspendido, resulta apropiado para soportar presiones internas de diseño cercanas a los valores atmosféricos. El límite práctico superior para la presión interna de diseño es de ~180 milibares, mientras que la presión de diseño normal oscila aproximadamente entre 100 y 140 milibares.

La construcción del tanque de contención simple resulta más económica si se efectúa a nivel del suelo. Se puede construir una plataforma adecuada de material granular compactado para preparar una losa base de hormigón reforzado extendida como una carpeta continua o una

---

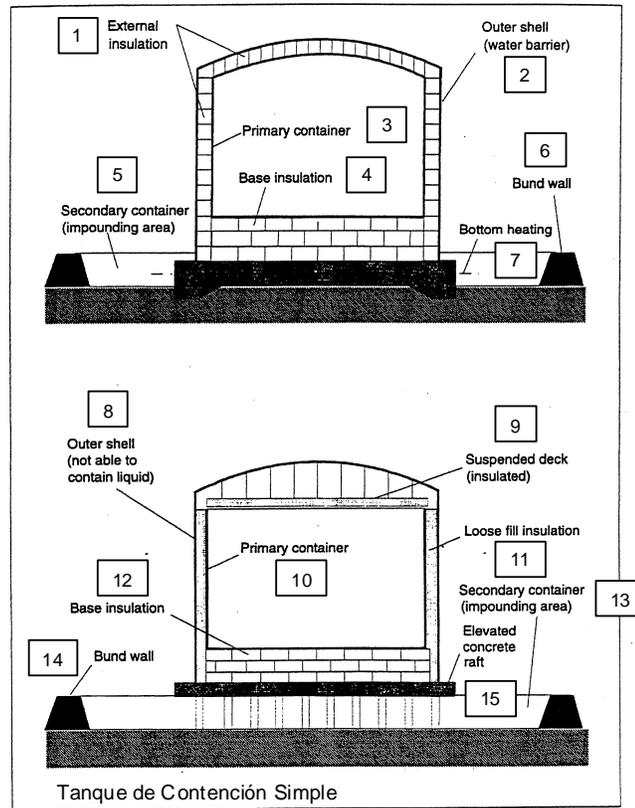
pared con forma de anillo que contenga un relleno compactado seleccionado en su interior. Alternativamente, la losa base se construye a partir de un cabezal de pilotes sobre una cimentación piloteada. La losa base contiene conductores y bobinas para un sistema de calentamiento eléctrico en la cimentación. Los tanques de gran capacidad o diámetro que requieren cimentaciones piloteadas para limitar y controlar su asentamiento actualmente se construyen “a nivel del suelo” con un sistema de calentamiento en el cabezal de pilotes. La mayoría de los tanques de menor tamaño con cimentaciones piloteadas han sido construidos con un cabezal de pilotes elevado, lo que elimina la necesidad de un sistema de calentamiento eléctrico en la cimentación. Los tanques hechos con 9% de níquel con capacidades de hasta 160.000 m<sup>3</sup> se han vuelto comunes en la actualidad y además se están considerando capacidades aun mayores. En los casos en que los diámetros son grandes, es decir, de más de 70 m, resulta poco práctico retirar la alfombra de arena temporaria que se utiliza para la construcción de la losa de hormigón de forma prolija y apropiada. Esto también ocurre con respecto a los tanques de contención doble y total.

- **Descripción**

Se diseña y construye un contenedor principal único y, generalmente, una coraza externa, de manera que sólo el contenedor principal debe cumplir con los requerimientos de ductilidad a baja temperatura para almacenamiento del producto.

La coraza externa (si hubiese) de un tanque de almacenamiento de contención simple se utiliza principalmente para la retención y la protección del aislamiento, y para contener la presión de gas depurado, pero no para contener el líquido refrigerado en caso de fugas en el contenedor principal.

Los tanques superficiales de contención simple deberán estar rodeados por una pared de contención que contenga las fugas. La figura siguiente muestra ejemplos de tanques de contención simple.



**Fig. 24 – Tanque de contención simple**

- 1.- Aislamiento Externo.
- 2.- Coraza externa (Barrera de Agua).
- 3.- Contenedor principal.
- 4.- Aislamiento de base.
- 5.- Contenedor secundario (Zona de Contención).
- 6.- Pared de contención.
- 7.- Sistema de calefacción en la parte inferior.
- 8.- Coraza externa (incapaz de contener líquido).
- 9.- Cubierta suspendida (aislada)
- 10.- Contenedor principal.
- 11.- Aislante a granel.
- 12.- Aislamiento de base.
- 13.- Contenedor secundario (Zona de Contención)
- 14.- Pared de contención.
- 15.- Balsa elevada de hormigón.

▪ **Ventajas**

Los tanques de GNL de Contención Simple o convencionales constituyen la opción de almacenamiento de más bajo costo y más rápida para un sitio determinado. La tecnología de estos tanques es reconocida y empleada en todo el mundo, y las estadísticas globales de seguridad son inmejorables.

- **Desventajas**

Requieren de espacio adicional (en comparación con los tanques de Contención Doble, Total o en Tierra) dado que se los debe rodear en su totalidad con un dique con la capacidad de retener el contenido de los tanques completamente llenos. El espacio mínimo entre los tanques de conformidad con la norma NFPA 59A es de aproximadamente  $1,5 \times D$  desde el exterior hasta el exterior de la pared exterior del tanque o  $2,5 \times D$  desde la línea central de un tanque hasta la línea central del otro si se utiliza un dique de 15 a 17 pies de altura.

El tanque exterior de acero es susceptible de sufrir daños por proyectiles que puedan arrojar explosiones cercanas u otras causas. Si el contenido completo del contenedor primario interior (el tanque interior hecho con 9% de níquel) se derramara en el área del dique de contención, se formaría una gran nube de vapor que podría generar un importante incendio. Los diques de contención deben ser capaces de retener 110% del volumen completo de almacenamiento según la norma CFR 193. Por su parte, la norma NFPA 59A establece que el dique debe estar diseñado para resistir un terremoto SSE [terremoto de interrupción segura], estando vacío y un terremoto OBE [terremoto de base operativa] estando lleno. El razonamiento aquí es que el contenedor primario puede fallar durante un terremoto SSE y que una réplica del terremoto puede ser equivalente a uno OBE.

- **Cronograma**

Se calcula que el tiempo de construcción/diseño programado sin considerar la preparación del sitio pero teniendo en cuenta las pruebas hidráulicas y la purga del sistema puede ser de 24 a 26 meses. Si se trata de varios tanques en un mismo sitio, se deberán sumar 2 meses más por cada tanque adicional. La construcción de una cimentación piloteada puede prolongar el cronograma general aproximadamente 6 meses.

### **1.3.2.2. Tanque de Contención Doble**

El tanque de contención doble es el diseño que se emplea en la terminal de GNL Mamara Ereglisi de BOTAS y también en la terminal EcoElectrica en Puerto Rico. Conceptualmente, contención doble significa que se proporciona una pared cerrada de contención secundaria para retener el GNL en el caso de que se produzca una pérdida en el tanque interior, pero sin capacidad para contener el vapor. El tanque cuenta con un tanque interior confeccionado con 9% de níquel, un tanque exterior y cubierta superior de acero al carbono y una pared de contención de hormigón postensado que se encuentra integralmente anexo a la losa base de hormigón. Si se aísla la pared de contención secundaria cerca de la unión entre la losa base y la pared y además se la protege con un revestimiento con níquel al 9%, el fondo exterior o secundario puede requerir una construcción de acero-níquel 9% en lugar del acero carbono que se emplea para los tanques de contención simple. El diseño y la

---

construcción del tanque típicamente se basan en la norma API 620, Apéndice Q, incluida la prueba hidráulica. La pared de contención secundaria y la cimentación pueden construirse de conformidad con los códigos de diseño de hormigón ACI 318 o BS 8110.

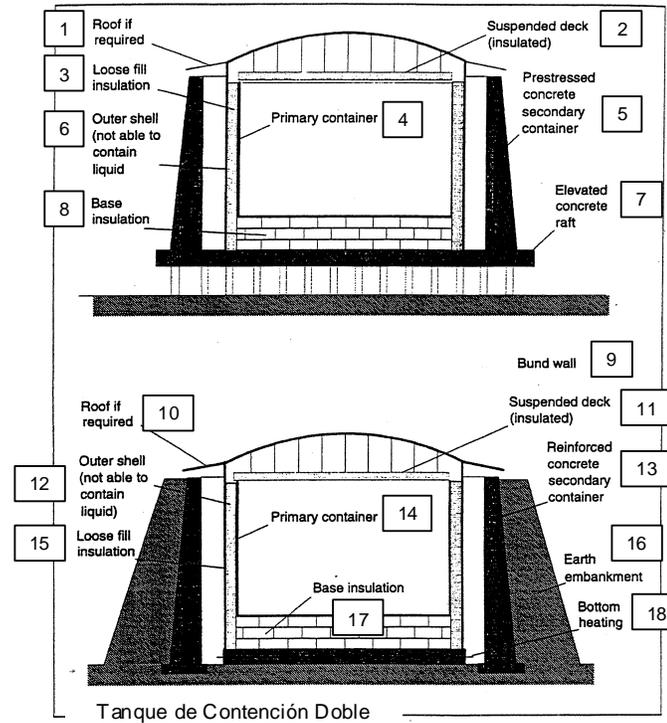
- **Descripción**

Los tanques de contención doble se diseñan y construyen de manera que tanto el contenedor principal interno autosuficiente y el contenedor secundario logren contener, independiente el uno del otro, el líquido refrigerado almacenado. Para reducir el charco del líquido que se filtra, el contenedor secundario deberá ubicarse a una distancia máxima de 6 metros del contenedor principal.

El contenedor principal contiene el líquido refrigerado bajo condiciones normales de funcionamiento. El segundo contenedor tiene por objetivo contener las eventuales pérdidas de líquido refrigerado, pero no el vapor resultante de dichas pérdidas.

La figura siguiente muestra ejemplos de tanques de contención doble. No debe inferirse de dicha figura que el segundo contenedor deba tener, necesariamente, la misma altura que el primero.

---



**Fig. 25 – Tanque de contención doble.**

1. – Cubierta superior, de ser necesaria.
2. – Cubierta suspendida (aislada).
3. – Aislante a granel.
4. – Contenedor principal.
5. – Contenedor secundario de hormigón pretensado.
6. – Coraza externa (incapaz de contener líquido).
7. – Balsa elevada de hormigón.
8. – Aislamiento de base.
9. – Pared de contención.
10. – Cubierta superior, en caso de ser necesaria.
11. – Cubierta suspendida (aislada).
12. – Coraza externa (incapaz de contener líquido).
13. – Contenedor secundario de hormigón reforzado.
14. – Contenedor principal.
15. – Aislante a granel.
16. – Terraplén de tierra.
17. – Aislamiento de base.
18. – Sistema de calefacción en la parte inferior.

- **Ventajas**

Existen dos posibles ventajas del diseño de los tanques de Contención Dobles.

1. Si la pared de contención secundaria de hormigón se encuentra cerca de la pared de acero exterior del tanque (por ejemplo, dentro de 10 pies de distancia), el espacio necesario en comparación con el que precisa un tanque de contención simple se reduce considerablemente. El espacio entre tanque puede ser de aproximadamente  $1,65 \times d$  desde la línea central de uno a la línea central del otro. Cuando resultan aplicables las normas 49 CFR 193, la pared de contención de hormigón debe ser capaz de contener 110% de la capacidad líquida máxima (alto – corte alto) del tanque interior.

2. Otra posible ventaja que tienen estos tanques en comparación con los tanques de contención total exteriores de hormigón consiste en el potencial que con respecto a la secuencia de construcción. Luego de que se construye la losa base de hormigón, los tanques de acero interior y exterior, incluido todo su aislamiento, el contratista del tanque puede erigirlos y someterlos a pruebas mediante las mismas técnicas y los mismos procedimientos que se emplean para un tanque simple convencional. Luego de que se finaliza el tanque de metal, el subcontratista puede terminar la construcción y el postensado de la pared de contención secundaria de hormigón. El contenedor de GNL (tanque) se completa mecánicamente en aproximadamente 2 años en lugar de los 3 años que se requieren para el tanque de contención total.

- **Desventajas**

El tanque de Contención Doble, debido a su alta pared de contención secundaria de hormigón postensado, brinda buena protección contra el impacto de proyectiles externos. Sin embargo, la cubierta superior de acero es tan susceptible a peligros externos como el tanque de Contención Simple. La pared de contención limita el tamaño de incendios de charco como se indicó anteriormente. Probablemente sea necesario un sistema de rociadores en la cubierta superior para protegerlo de situaciones de incendio provocadas por causas externas.

- **Cronograma**

La duración aproximada es de 30 meses incluida la pared de contención secundaria, pero sin tomar en cuenta las mejoras del suelo descritas. El programa de mejora del suelo, que incluye la sobrecarga del suelo (precarga) y la instalación de columnas de piedra, tiene un plazo de construcción aproximado de 6 meses.

### 1.3.2.3. Tanques de Contención Total - a nivel del suelo

- **General**

Los tanques de Contención Total, que constan de un tanque interior compuesto por un 9% cubierta superior de hormigón reforzado y base de losa, se han construido y continúan siendo construidos en instalaciones ubicadas en Europa, Medio Oriente y en varias instalaciones en

Asia. En la actualidad, aproximadamente un 13% de los tanques de GNL en servicio son tanques de contención total. Este porcentaje aumentará con la asignación de varios proyectos nuevos. Debido a una propuesta expansiva y por su participación en los proyectos de plantas de licuefacción sujetas a contratos llave en mano, este tipo de tanque es el que cuenta con el cronograma más detallado y la más amplia información sobre costos actuales.

La práctica actual consiste en diseñar y construir tanques de Contención Total a nivel del suelo de conformidad con las recomendaciones conceptuales previstas en la Norma Inglesa BS 7777-1993. El tanque interior está diseñado y construido de conformidad con lo previsto por el Apéndice Q de la norma API 620. La norma API 620 no contiene disposiciones relacionadas con el diseño y construcción de tanques (exteriores) de hormigón, la norma BS fue sancionada específicamente para este tipo de tanque.

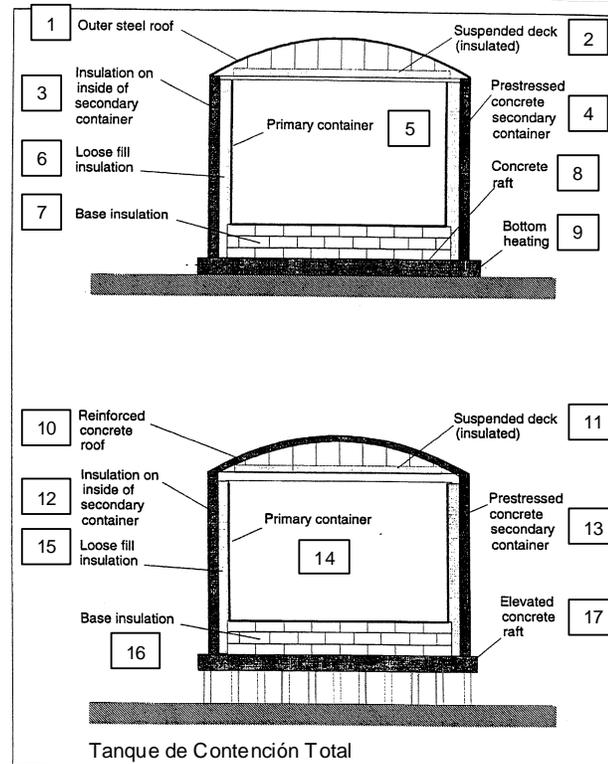
La Norma BS 7777 estipula que el tanque interior compuesto en un 9% por níquel sea sometido a una prueba hidráulica con el agua de prueba al nivel máximo de líquido conforme al diseño, el cual se convertirá en la norma de diseño aplicable al espesor de la cubierta del tanque interior y a los cimientos del tanque. Para la prueba de agua de altura total de líquido según el diseño, la carga de agua más el peso del tanque excede en un 200% la operación normal con carga completa.

- **Descripción**

Los tanques se diseñan y construyen de manera que tanto el contenedor principal autosuficiente y el contenedor secundario logren contener, independiente el uno del otro, el líquido refrigerado almacenado y, en uno de ellos, el vapor. El segundo contenedor puede estar a 1 ó 2 metros de distancia del primero.

El contenedor principal contiene el líquido refrigerado bajo condiciones normales de funcionamiento. El segundo contenedor sostiene el techo externo. Asimismo, el segundo contenedor deberá ser capaz de contener el líquido refrigerado y controlar la ventilación del vapor resultante de la pérdida de producto luego de un suceso creíble.

La figura siguiente muestra ejemplos de tanques de contención total.



**Fig. 26 – Tanque de contención total.**

1. – Cubierta superior externa de acero.
2. – Cubierta suspendida (aislada).
3. – Aislamiento en el interior del contenedor secundario.
4. – Contenedor secundario de hormigón pretensado.
5. – Contenedor principal.
6. – Aislante a granel.
7. – Aislamiento de base.
8. – Balsa de hormigón.
9. – Sistema de calefacción en la parte inferior.
10. – Cubierta superior de hormigón reforzado.
11. – Cubierta suspendida (aislada).
12. – Aislamiento en el interior del contenedor secundario.
13. – Contenedor secundario de hormigón pretensado.
14. – Contenedor principal.
15. – Aislante a granel.
16. – Aislamiento de base.
17. – Balsa elevada de hormigón.

### 1.3.2.4. Tanques de Contención Total- en fosa o con terraplén

En forma alternativa, los tanques de Contención Total han sido total o parcialmente construidos en una fosa de hormigón. Las terminales de recepción ubicadas en Zeebrugge, Bélgica, y en Revythousa, Grecia, son algunos ejemplos. Estos tanques contienen cubiertas superiores de hormigón reforzado con revestimiento de acero.

Otra variante son los tanques de Contención Total tipo terraplén construidos en Malasia y Australia. En un principio, estos tanques fueron clasificados como de contención doble ya que contienen cubiertas superiores únicamente de acero. Sin embargo, actualmente se los clasifica como tanques de contención total porque la cubierta superior se encuentra sujeta a la pared exterior del tanque de hormigón reforzado, lo que proporciona contención total del líquido y de los vapores en caso de pérdida o derrame.

La totalidad de diseños de tanques de contención total en fosa o con terraplén mencionados con anterioridad fueron diseñados cuando una falla catastrófica en el sellado del tanque interior era considerada por algunas compañías propietarias/operadoras como una proyección de diseño creíble. De acuerdo con pruebas exhaustivas, este tipo de falla ha dejado de considerarse creíble y así lo estipula la norma BS 7777. Asimismo, cuestiones específicas de seguridad en el sitio fueron factores que influenciaron el diseño de estos tanques.

La eliminación de la proyección de ruptura total del sellado como fundamento para el diseño creíble reduce el costo total de los diseños de contención total en comparación con los descriptos anteriormente.

- **Cambios significativos en códigos que afectan los diseños de contención total**

Los comités europeos que elaboran normas sobre tanques (BS 7777 y EN TC 265) han analizado su posición anterior respecto de las pruebas hidráulicas en tanques de GNL y, actualmente, adoptaron los mismos principios previstos en el Apéndice Q de la norma API 620. Estas revisiones han sido formalizadas mediante las normas BS EN 1473 (el equivalente CEN de la norma NFPA 59A) y PD 7777 que en realidad es una modificación a la norma BS 7777. El comité CEN TC 265, que se encuentra en las últimas etapas del desarrollo de una norma integral de diseño/construcción de tanques, también ha adoptado el método de la prueba hidráulica previsto por la norma API 620-Q.

La totalidad de los tanques de contención total conocidos actualmente en construcción (excepto el tercer tanque para la planta de NLNG-Nigeria Liquefied Natural Gas Limited-) o propuestos en plantas de licuefacción o terminales de recepción fuera de Japón, son actualmente diseñados y construidos de conformidad con los requerimientos de pruebas hidráulicas previstos en la norma API 620-Q o equivalentes.

- **Ventajas**

El diseño de Contención Total proporciona resistencia intrínseca contra muchas de las fuentes externas consideradas comúnmente peligrosas en las terminales de recepción o plantas

---

de licuefacción de GNL. La pared y la cubierta superior de hormigón pueden ser diseñadas para prevenir la penetración o un alto nivel de corrosión como consecuencia de impactos de proyectiles. Es resistente a los efectos provocados por el calor irradiado en caso de incendios de charcos de GNL y proporciona una demora significativa ante el acaecimiento de cualquier debilidad estructural de las partes reforzadas.

Asimismo, la cubierta superior de hormigón brinda una protección efectiva contra posibles derrames de GNL sobre la misma. Los efectos del choque frío sobre la cubierta superior causarían grietas localizadas en la parte externa de la cubierta superior; sin embargo, el derrame no dañará la integridad de contención de vapor del tanque. En caso de que la plataforma de la cubierta superior se construya con un enrejado abierto y se provean los medios para distribuir cualquier pérdida o derrame menor para que no se forme un charco grande de GNL, el GNL derramado se vaporizará rápidamente cuando entre en contacto con la cubierta superior de hormigón y, en todo caso, antes de alcanzar el suelo.

Debido a las cualidades de seguridad inherentes al tanque exterior de hormigón, no se necesitará un sistema completo de drenaje y de rociadores contra incendio en la cubierta superior, y puede minimizarse o eliminarse la necesidad de un sistema de drenaje y recolección de derrames de GNL. La explosión del tanque no se considera una posibilidad real (conforme lo estipulado en la norma EN 1473), ya que la cubierta superior de hormigón reforzado con revestimiento de acero está diseñada para evitar la penetración ante la posibilidad real de impacto de un proyectil.

Asimismo, la utilización de una cubierta superior de hormigón reforzado construida sobre una cubierta superior interior revestida de acero permite la utilización de una presión interna de diseño de aproximadamente el doble de la permitida para el diseño de cubierta de acero solamente. Comúnmente diseñamos el sistema de descarga y almacenamiento para una presión interna de diseño de 290 mbar cuando el tanque contiene una cubierta superior de hormigón. Esta presión más elevada se ajusta mejor a las presiones de GNL saturadas del buque tanque y, asimismo, deviene en costos de proceso inferiores en tuberías y equipos.

Los tanques de Contención Total han sido construidos, y aún pueden serlo, en Atlantic LNG, Trinidad, con cubiertas superiores de acero solamente. En este caso, las restricciones en torno a la presión interna coinciden con las de un tanque de contención simple.

Con relación al contenedor primario de líquido del tanque interior, no hay diferencia, es decir, no hay ninguna ventaja en materia de seguridad en comparación con un tanque de contención simple. El tanque interior que contiene un 9% de níquel está diseñado y construido conforme lo previsto por la norma API 620-Q, sin perjuicio del concepto de contención secundaria.

#### ▪ **Espacio y Uso del Terreno**

En un diseño de contención total (y también en un diseño en tierra), el “dique” es la pared exterior del tanque. Por lo tanto, según la norma NFPA-59A, el espacio mínimo requerido es  $d/2$  de un extremo a otro de la pared de hormigón, donde  $d$ , en éste caso, es el diámetro exterior del tanque externo. El espacio existente entre una línea central y la otra es, entonces,

1,5 x d, como mínimo. Sin embargo, la ventaja del espacio, cuando es necesaria, se ve contrarrestada por mayores costos de instalación y mayor tiempo de ejecución (aproximadamente 12 meses más), comparado con un diseño de contención simple.

- **Desventajas**

Si bien el tanque externo de hormigón cuenta con características de seguridad propias, también constituye una estructura de hormigón de gran escala. Un tanque de 100.000 m<sup>3</sup> requiere, aproximadamente, 10.000 m<sup>3</sup> de hormigón por tanque para las paredes, el techo y las losas de base. Si el tanque se construye en una fosa, se estima que el hormigón necesario para las paredes y la base es equivalente, como mínimo, a la cantidad necesaria para construir el tanque. El diseño y la prueba hidrostática del tanque, si se lo construye de conformidad con la Norma BS 7777, requiere que el tanque interno sea sometido a dicha prueba al máximo nivel de líquido conforme al diseño, lo que da como resultado que la carga de cimentación total de la prueba sea mayor al 200% de la carga de servicio con el tanque lleno de GNL.

- **Cronograma (en tanques a nivel del suelo)**

Para un tanque de Contención Total superficial, el tiempo total de ejecución se estima entre 31 a 37 meses desde el momento de la adjudicación del contrato, sin considerar la preparación del lugar, pre-carga e instalación de pilotes para una cimentación sobre pilotes. El menor tiempo de ejecución conocido hasta ahora para un único tanque de 120.000 m<sup>3</sup> construido en platea sobre roca (no sobre pilotes) es de 31 meses. La cimentación sobre pilotes podría extender 6 meses más el cronograma total de ejecución en el caso de tanques grandes.

### **1.3.2.5. Tanques Tipo Membrana en Tierra**

- **General**

Se han construido tanques tipo membrana en tierra en terminales receptoras de Japón, diversas áreas de Taiwán y en la empresa KOGAS en Corea del Sur. Este tipo de tanque representa aproximadamente el 17% de los tanques de GNL en servicio en el mundo. Cabe destacar que si bien los tanques en tierra son muy comunes en Japón, en dicho país los tanques tradicionales todavía proveen más de ½ de la capacidad de almacenamiento del país, generalmente en la misma terminal, y se siguen construyendo tanques tradicionales de contención simple.

El diseño y la construcción de tanques de almacenamiento de GNL en tierra constituyen tecnología exclusiva protegida por derechos de propiedad industrial. No existen publicaciones de Códigos o Normas de uso internacional fuera de Japón y, por lo tanto, los diseñadores y constructores de este tipo de tanque se encuentran generalmente obligados a recurrir a fuentes o tecnología japonesa únicamente.

El espacio mínimo requerido entre tanques en tierra está especificado en la “Práctica Recomendada para el Almacenamiento en Tierra de GNL” de Japón, de marzo de 1979. Dicha Práctica establece que el espacio mínimo entre los tanques es de 0,5 x d, donde d es el

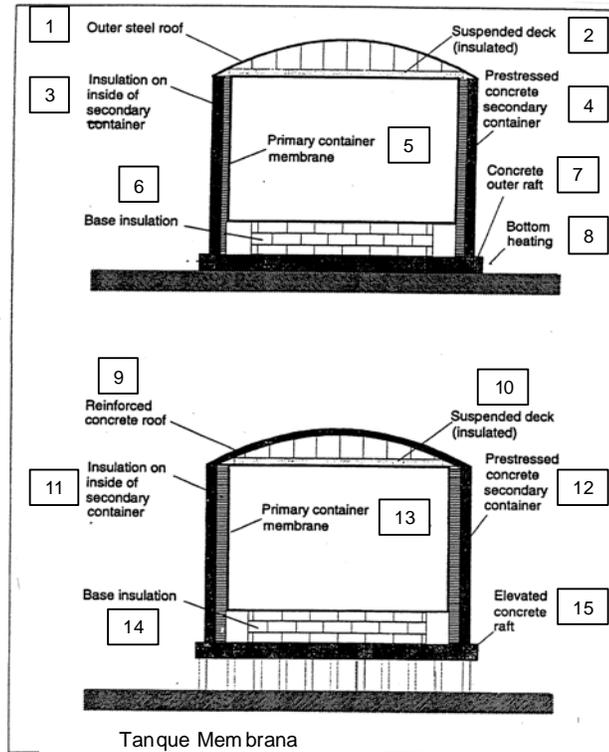
diámetro exterior de la pared de retención de hormigón. El requisito del espacio es idéntico al espacio mínimo de los tanques de contención total.

- **Descripción**

Los tanques tipo membrana deben diseñarse y construirse de forma tal que el contenedor principal, constituido por una membrana, sea capaz de contener el gas licuado y su vapor bajo condiciones normales de funcionamiento. El contenedor secundario de hormigón, que soporta al primero, deberá ser capaz de contener todo el gas licuado del primer contenedor y la ventilación controlada del vapor resultante de las pérdidas de producto del tanque interior.

El vapor del contenedor principal está contenido por una funda de techo de acero que forma, junto con la membrana, una contención integral hermética. La acción del gas licuado sobre el contenedor principal (la membrana metálica) se transfiere directamente al contenedor secundario de hormigón pretensado a través del aislamiento de carga.

La figura siguiente muestra ejemplos de tanques de membrana.



**Fig. 27 – Tanque membrana**

1. – Cubierta superior externa de acero.
2. – Cubierta suspendida (aislada).
3. – Aislamiento en el interior del contenedor secundario.
4. – Contenedor secundario de hormigón pretensado.
5. – Membrana del contenedor principal.
6. – Aislamiento de base.
7. – Balsa externa de hormigón.
8. – Sistema de calefacción en la parte inferior.
9. – Cubierta superior de hormigón reforzado.
10. – Cubierta suspendida (aislada).
11. – Aislamiento en el interior del contenedor secundario.
12. – Contenedor secundario de hormigón pretensado.
13. – Membrana del contenedor principal.
14. – Aislamiento de base.
15. – Balsa elevada de hormigón.

▪ **Ventajas**

Dado que éste concepto de almacenamiento es intrínsecamente seguro frente a posibles fugas de GNL, y la consecuente formación de nubes de vapor, su uso es recomendable en zonas de gran densidad de población, con altos niveles de tráfico aéreo y marítimo como, por ejemplo, la Bahía de Tokio. Los tanques pueden ubicarse a una menor distancia que la que se permitiría para tanques tradicionales de contención simple, los que requieren diques de contención. Esto representa una ventaja en lugares donde el espacio es limitado y constituye una de las principales razones que justifican los altos costos que conlleva la construcción de este tipo de tanques de almacenamiento. Una ventaja adicional en zonas de alta densidad de población es el menor impacto visual, dado que los tanques se entremezclan con las construcciones aledañas y reducen el factor miedo de la población local.

- **Desventajas**

La decisión de realizar este tipo de tanque requiere, primero, un conocimiento geotécnico muy detallado del lugar y de las condiciones subterráneas del suelo. El diseño y la construcción de la pared freática es tecnología exclusiva y puede no estar disponible para su uso en un sitio remoto. Existe un mayor riesgo de demora en la construcción y de incremento de costos causados por oleadas de mareas de tormenta que pueden ocasionar la inundación del lugar. Es posible que sea necesario rellenar el lugar donde va a ubicarse el tanque a fin de alcanzar el nivel de suelo necesario para el tanque para asegurarse de que las fluctuaciones de aguas subterráneas causadas por cambios en la marea no superen el nivel del suelo.

Se debe diseñar e instalar un sistema de calefacción por debajo de la parte inferior del tanque y por fuera de sus paredes para controlar el congelamiento del suelo. Aún con la instalación de un sistema de calefacción por fuera de la pared del tanque, la tasa de hervor será aproximadamente el doble de la tasa de hervor de un diseño de contención simple o total.

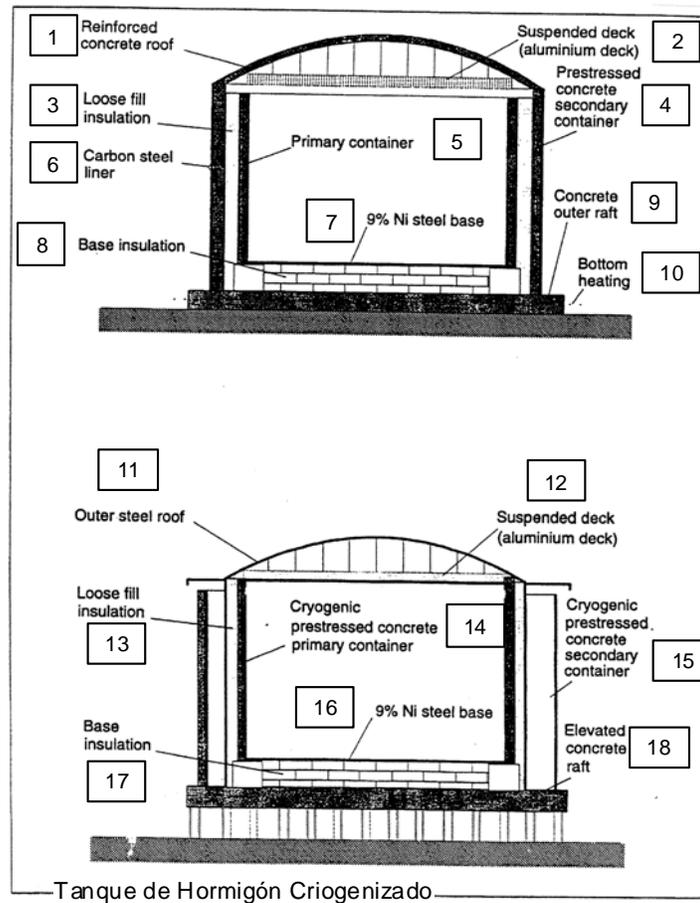
- **Cronograma**

El tiempo de duración publicado para la construcción de tanques en tierra con capacidad de entre 100.000 m<sup>3</sup> y 120.000 m<sup>3</sup> es de 42 a 46 meses. Adelantamos que se necesitará un periodo de desarrollo adicional de 6 meses para cuestiones de diseño y de construcción. Se han construido tanques de hasta 200.000 m<sup>3</sup> (1.258.000 barriles) con tiempos de ejecución de hasta 5 años.

### **1.3.2.6. Tanques de hormigón criogenizado**

Los tanques de hormigón criogenizado son tanques de contención doble o tanques de contención total. Para este tipo de tanques, las paredes de los contenedores principal y secundario son de hormigón pretensado.

La figura siguiente muestra ejemplos de tanques de hormigón criogenizado.



**Fig. 28 – Tanque de hormigón criogenizado**

1. – Cubierta superior de hormigón reforzado.
2. – Cubierta suspendida (cubierta de aluminio).
3. – Aislante a granel.
4. – Contenedor secundario de hormigón pretensado.
5. – Contenedor principal.
6. – Revestimiento de acero al carbono.
7. – Base de acero con 9% de níquel.
8. – Aislamiento de base.
9. – Balsa externa de hormigón.
10. – Sistema de calefacción en la parte inferior.
11. – Cubierta superior externa de acero.
12. – Cubierta suspendida (cubierta de aluminio).
13. – Aislante a granel.

14. – Contenedor criogénico principal de hormigón pretensado.
15. – Contenedor criogénico secundario de hormigón pretensado.
16. – Base de acero con 9% de níquel.
17. – Aislamiento de base.
18. – Balsa elevada de hormigón.

### 1.3.2.7. Referencias

- PC/ Tanques PC – Contención Total, según los comercializa SKANSKA-Kvaerner

Los tanques interiores y exteriores de hormigón pretensado, como los tanques PRE-CARGA criogénicos, se evalúan y explican en “Evaluación de Tanques de Contención Total de GNL con tanques interiores y exteriores de hormigón pretensado (según los comercializa SKANSKA)”.

- EcoElectrica

Ubicación de una terminal de importación bajo suelo blando y alto riesgo sísmico, GASTECH 96, Viena, Austria, por Kenneth A. Koye (Enron), Charles P. Gupton (Dames & Moore) y Luke Scorsone (PDM).

- Diseño y Construcción de tanques superficiales

Por N. Sam Kumar, Hydrocarbon Asia, Julio/Agosto 2001.

### 1.3.3. COMPARACIÓN DE LOS TIPOS DE TANQUES. CONCLUSIONES

Las tablas siguientes comparan las características de los distintos tanques.

**Tabla 4 – Comparación de tanques**

COMPARACIÓN DE LOS TIPOS DE TANQUES					
	Contención Simple	Contención Doble	Contención Total	Membrana	Hormigón Criogenizado
<b>Relación de Costos</b>	1	1,5	1,7	3	1,6
<b>Tiempo de Construcción en meses</b>	22 a 25	30	31 a 37	42 a 48	33 a 36
<b>Mínima distancia entre centros</b>	2,5 d	0,6 a 1,75 d	1,5 d	1,5 d	1,5 d
<b>Máxima presión de diseño (mbar)</b>	180	200	290	300	300
<b>Tasa diaria de revaporización (%volumen/día)</b>	0,05	0,05	0,05	0,1	0,05
<i>Fuente: Granherne</i>					

**Tabla 5 – Comparación cualitativa de los tipos de tanques**

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<b>Tanque de Contención Simple</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor Costo</li> <li>• Menor tiempo de Construcción</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor área de Implantación</li> <li>• Debe estar alejado de centros poblacionales.</li> <li>• Fuerte Impacto Visual</li> <li>• Nivel mas bajo de seguridad</li> <li>• Mayor área para formación de nubes de vapor en caso de fuga (área del dique)</li> <li>• Tecnología de poco uso actualmente</li> </ul>
<b>Tanque de Contención doble</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo Intermedio</li> <li>• Tiempo de Construcción Intermedio</li> <li>• Área de implantación menor que el tipo anterior</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuerte Impacto visual</li> <li>• Nivel bajo de seguridad por su poca capacidad de contención de vapores en caso de ruptura del tanque interno.</li> <li>• Tecnología de uso poco difundida</li> </ul>
<b>Tanque de Contención Total</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor nivel de seguridad debido a su diseño, especialmente en zonas de alta propensión a los sismos.</li> <li>• La pared de concreto minimiza el riesgo de fuga de GNL al exterior.</li> <li>• Las prácticas internacionales promueven la construcción de este tipo de tanques.</li> <li>• La resistencia del concreto a la corrosión, al fuego y a impactos y sus bajos costos de mantenimiento, hacen de este tipo de tanque adecuado para servicio criogénico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo inicial mayor a los tanques de tipo contención simple. Sin embargo, hay ahorros importantes de mantenimiento en el mediano plazo.</li> </ul>
<b>Tanque de Contención total con Membrana</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor Impacto Visual</li> <li>• Mayor capacidad de almacenamiento de GNL</li> <li>• Ofrecen mayor seguridad de contención de líquidos es caso de fuga.</li> <li>• Menor vulnerabilidad a vientos fuertes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor costo de construcción y mantenimiento.</li> <li>• Mayor consumo de energía.</li> </ul>

### **Criterios a considerar para la selección de tanques**

- **Confiabilidad:** consiste en la evaluación de la durabilidad del sistema y su resistencia, así como también la sensibilidad a sufrir daños en su integridad física causado por agentes externos que representan peligros potenciales. De igual forma, se refiere a su disponibilidad para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de los clientes en cuanto a consumo de gas natural.
  - **Seguridad:** se refiere a la mayor o menor sensibilidad a incurrir en eventos inseguros durante la operación y mantenimiento del tanque.
  - **Facilidad en la operación:** se refiere a la complejidad en la operación de los equipos que conforman cada sistema, incluyendo los sistemas auxiliares requeridos.
  - **Consecuencias al Medio Ambiente:** se refiere a la afectación al medio ambiente durante la instalación y operación del sistema y cada vez que se realice mantenimiento.
  - **Espaciamento requerido:** se refiere a la distancia entre centros mínima que debe existir entre tanques de almacenamiento.
  - **Costo de inversión inicial:** se refiere al costo relativo de opción, considerando las actividades de ingeniería, Procura y Construcción necesarias para la adquisición e instalación de los sistemas.
  - **Costos de Operación y Mantenimiento:** se refiere a los costos relativos en los que se incurre para el tanque de almacenamiento en cada opción y realizar actividades de mantenimiento a los equipos involucrados.
  - **Tiempo de Implantación:** se refiere al tiempo de ejecución para la construcción del tanque de almacenamiento de GNL y sus facilidades.
  - **Uso a nivel mundial:** se refiere a la aplicación de las tecnologías evaluadas en instalaciones existentes o en construcción a nivel mundial.
  - **Independencia Tecnológica:** se refiere a la necesidad de utilizar material y repuestos de fuentes restringidas o únicas para el mantenimiento y operación de los sistemas.
  - **Constructibilidad:** Se refiere a la disponibilidad de materiales, equipos y mano de obra calificada, así como las dificultades y logística de construcción.
-

	<b>Tanque de Contención Simple</b>	<b>Tanque de Contención Doble</b>	<b>Tanque de Contención Total</b>	<b>Tanque de Contención Total con Membrana</b>
<b>Confiabilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tanque externo metálico susceptible a eventos externos (choque de objetos, viento, etc.). El tanque exterior de acero es susceptible de sufrir daños por proyectiles que puedan arrojar explosiones cercanas u otras causas.</li> <li>Facilidad de inspección, verificación y reparación de fugas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tanque externo de concreto mas resistente a eventos externos (choque de objetos de viento, etc.) Debido a su pared de contención secundaria de hormigón pretensado brinda buena protección contra impacto de proyectiles. Sin embargo, la cubierta superior de acero es tan susceptible a peligros externos como el tanque de contención simple.</li> <li>Facilidad de verificación y reparación de fugas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tanque externo de concreto mas resistente a eventos externos (choque de objetos de viento, etc.) Su diseño proporciona resistencia intrínseca contra muchas de las fuentes externas consideradas peligrosas en las terminales de recepción, ya que la cubierta superior de hormigón reforzado con revestimiento de acero esta diseñada para evitar la penetración antes la posibilidad real de impacto de un proyectil.</li> <li>Facilidad de inspección, verificación y reparación de fugas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Brinda buena protección contra impacto de proyectiles externos. Cuando son de tipo semi-enterrados o enterrados, los niveles de riesgo a impacto desaparecen casi por completo pues poseen una menor exposición a eventos externos (choque de objetos, viento).</li> <li>La inspección es mas difícil, así como la verificación y reparación de fugas.</li> </ul>

<b>Seguridad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los procedimientos de limpieza y mantenimiento rutinarios y ampliamente conocidos.</li> <li>• Ofrece el nivel mas bajo de seguridad por su baja capacidad de contención en caso de fugas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy pocos elementos y sistemas que requieran ajuste durante la operación normal.</li> <li>• Los procedimientos de limpieza y mantenimiento rutinarios y ampliamente conocidos.</li> <li>• Ofrece nivel intermedio de seguridad por su poca capacidad de contención de vapores en caso de ruptura del tanque interno.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy pocos elementos y sistemas que requieran ajuste durante la operación normal.</li> <li>• Los procedimientos de limpieza y mantenimiento rutinarios y ampliamente conocidos.</li> <li>• Las paredes de concreto minimizan la probabilidad de fugas de GNL.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy pocos elementos y sistemas que requieran ajuste durante la operación normal</li> <li>• Los procedimientos de mantenimiento tienen un nivel complejidad mayor al del resto de los tanques.</li> </ul>
	<b>Tanque de Contención Simple</b>	<b>Tanque de Contención Doble</b>	<b>Tanque de Contención Total</b>	<b>Tanque de Contención Total con Membrana</b>
<b>Facilidad en la Operación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minima cantidad de equipos involucrados lo cual implica una minima intervención humana en la operación.</li> <li>• Amplia superficie de contención de derrames (dique), por lo cual las consecuencias de “piscina de fuego” y “nube de vapor” se extienden a gran distancia del tanque.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minima cantidad de equipos involucrados lo cual implica una minima intervención humana en la operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minima cantidad de equipos involucrados lo cual implica una minima intervención humana en la operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minima cantidad de equipos involucrados lo cual implica una minima intervención humana en la operación.</li> </ul>

<p>Consecuencias al medio ambiente</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere grandes “zonas de exclusión” alrededor de las instalaciones.</li> <li>• Gran impacto visual.</li> <li>• Gran área de implantación.</li> <li>• Tanque interno de acero 9% Ni, con planchas de hasta 50 mm de espesor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor superficie de contención de derrames (cilindro).</li> <li>• Menores zonas de exclusión alrededor de las instalaciones.</li> <li>• Gran impacto visual.</li> <li>• Menor área de implantación.</li> <li>• Tanque interno de acero 9% Ni, con planchas de hasta 50 mm de espesor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor superficie de contención de derrames (cilindro).</li> <li>• Menores zonas de exclusión alrededor de las instalaciones.</li> <li>• Gran impacto visual.</li> <li>• Menor área de implantación.</li> <li>• Tanque interno de acero 9% Ni, con planchas de hasta 50 mm de espesor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor superficie de contención de derrames (cilindro).</li> <li>• Menores zonas de exclusión alrededor de las instalaciones.</li> <li>• Muy bajo impacto visual (enterrados y semi-enterrados).</li> <li>• Gran impacto durante la construcción, ya que requiere excavar y remover gran cantidad de material (enterrados y semi-enterrados).</li> <li>• Mayor contaminación del aire por generación de potencia adicional para calentar el suelo y para manejo de Boil-Off, ya que son de menor eficiencia térmica (enterrados y semi-enterrados).</li> </ul>
	<p><b>Tanque de Contención Simple</b></p>	<p><b>Tanque de Contención Doble</b></p>	<p><b>Tanque de Contención Total</b></p>	<p><b>Tanque de Contención Total con Membrana</b></p>
<p>Espaciamiento Requerido</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mínima distancia entre centros: 2,5 d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mínima distancia entre centros: 0,6 a 1,75 d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mínima distancia entre centros: 1,5 d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mínima distancia entre centros: 1,5 d.</li> </ul>

<p><b>Costos de Inversión Inicial</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanque exterior de acero al carbono.</li> <li>• Requiere muro o dique de contención.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanque externo de concreto o metálico.</li> <li>• No requiere muro o dique de contención.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existe la opción de tanque interno de concreto.</li> <li>• Tanque externo de concreto.</li> <li>• No requiere dique o muro de contención.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor área de implantación.</li> <li>• Tanque externo de concreto y membrana corrugada de acero inoxidable (18% Cr, 8% Ni), de 2 mm de espesor.</li> <li>• No requiere dique o muro de contención.</li> <li>• Requiere costo adicional por excavación y remoción de suelos (enterrados y semi-enterrados).</li> </ul>
	<p><b>Tanque de Contención Simple</b></p>	<p><b>Tanque de Contención Doble</b></p>	<p><b>Tanque de Contención Total</b></p>	<p><b>Tanque de Contención Total con Membrana</b></p>
<p><b>Costos de Operación y Mantenimiento</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajos costos por su simplicidad de Operación y de Mantenimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor costo de operación y de mantenimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor costo de operación y de mantenimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costos de operación y mantenimiento para satisfacer mayor consumo de energía para compresores de los gases del Boil-off, por menor eficiencia térmica de estos tanques.</li> <li>• Requiere mayor consumo de energía para calentamiento del suelo (enterrados y semi-enterrados).</li> <li>• Costo adicional por energía para mantener suelo caliente y evitar congelamiento.</li> </ul>

<b>Tiempo de Implantación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El de menor tiempo de implantación, aproximadamente entre 26 y 28 meses para su diseño, construcción y pruebas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Su tiempo de implantación promedio es mayor a los dos años (24 meses).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor tiempo de implantación el cual oscila entre 31 y 37 meses.</li> <li>Entre los tanques de pared Metálica + Concreto y de ambas paredes de concreto. Los segundos tienen un tiempo menor de construcción, aproximadamente de 6 meses menos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Su tiempo de implantación es el mayor ya que se debe adicionar el tiempo que se tarda en preparar el suelo y de disponer del material removido, así como también de la instalación de los servicios para el calentamiento del suelo (enterrados y semi-enterrados).</li> <li>Por lo general estos tanques requieren mayor cantidad de concreto para su construcción.</li> </ul>
<b>Uso a Nivel Mundial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fueron los primeros tanques construidos y utilizados, gran parte de Plantas de GNL en el mundo disponen aun de este tipo de tanques.</li> <li>Actualmente es una tecnología de poco uso.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se usan a nivel mundial. Sin embargo su uso no ha sido tan difundido, ya que fueron desplazados por los tanques de contención total.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La tendencia actual de hoy en día es la construcción y utilización de este tipo de tanques por su nivel de seguridad, alta eficiencia térmica y su resistencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualmente se han construido este tipo de tanques sobre todo en Japón y Corea. Hoy en día la empresa KAWASAKI HEAVY INDUSTRIES esta construyendo un tanque de este tipo de 200.000 m3 en la terminal Chita-Midorihamama, el cual se espera que concluya para el año 2013.</li> </ul>
<b>Independencia Tecnológica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel más alto de independencia tecnológica. Requiere de personal especializado para su construcción, sin embargo su diseño y construcción no es compleja.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel alto de independencia tecnológica, requiere de personal especializado para su construcción sin embargo su diseño y construcción no es complejo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel intermedio de independencia tecnológica, requiere de personal especializado para su construcción sin embargo tanto su diseño como su construcción no son complejos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Requiere de equipos, servicios y personal altamente especializado.</li> </ul>

<b>Constructibilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nivel mas bajo de dificultad para Constructibilidad.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nivel intermedio de constructibilidad.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nivel intermedio de constructibilidad.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mayor nivel de complejidad de Constructibilidad, implica personal especializado y maquinaria para excavaciones, instalación de equipos adicionales para calentamiento del suelo, instalación de instrumentación necesaria.</li></ul>
--------------------------	--	--	--	--

## **1.4. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL**

### **1.4.1. CARACTERISTICAS**

Los proyectos de almacenamiento de gas natural deberán basarse en: necesidades de mercado, caudal máximo de inyección, volumen total de almacenamiento, caudal máximo de extracción y en la capacidad del yacimiento.

El gas total almacenado está formado por el gas colchón y por gas de servicio, representando este último el volumen de gas a efectos de almacenamiento.

Actualmente el almacenamiento subterráneo de gas natural se lleva a cabo en:

- Yacimientos de petróleo y gas agotados
- Acuíferos
- Domos salinos
- Cavernas de roca
- Minas abandonadas

En el caso de cavernas y minas abandonadas se utilizan para almacenamiento de gas cavidades subterráneas artificiales, mientras que en el caso de yacimientos de petróleo, yacimientos de gas y acuíferos, el espacio de almacenamiento está constituido por espacios porosos naturales, fisuras y grietas de la roca almacén.

#### **1.4.1.1. Almacenamiento en yacimientos agotados de gas y petróleo**

El almacenamiento de este tipo viene determinado por el número de pozos de inyección / extracción, por la capacidad de producción de los mismos, y por el volumen de almacenamiento.

El mecanismo de producción del yacimiento determina el volumen de gas colchón. En la mayoría de los almacenamientos en yacimientos petrolíferos agotados, el volumen de gas colchón es del orden del 40% del volumen total del yacimiento.

La geología y los parámetros del yacimiento, tales como, porosidad, permeabilidad, mecánica de fluidos entre los espacios porosos y estanqueidad del yacimiento, son bien conocidos por la historia de producción del yacimiento. Con esta información, se calcula la capacidad de la estructura para almacenar gas.

La conversión de yacimientos de petrolíferos o de gas agotados es relativamente fácil y permite obtener una instalación de almacenamiento segura. Un modelo de la estructura del yacimiento, utilizando los datos de producción existentes, proporciona información sobre el comportamiento de los fluidos y el número de pozos necesarios para hacer frente al caudal de inyección y extracción deseado. El yacimiento estará listo para funcionar como almacenamiento de gas una vez transformados los pozos de producción existentes en pozos de gas. En algunos

---

casos es necesaria la perforación de pozos nuevos para hacer frente a las necesidades de diseño del nuevo almacenamiento de gas.

El comportamiento del yacimiento viene determinado, principalmente, por el empuje de agua. Durante la vida del yacimiento utilizado como almacén de gas, los fluidos del yacimiento, especialmente en el caso de un yacimiento de petróleo, pueden ocasionar problemas, tanto en las instalaciones subterráneas como en las de superficie.

Las ventajas e inconvenientes de un almacenamiento de gas en yacimientos agotados son:

#### *Ventajas*

- Grandes volúmenes de gas de servicio,
- Buen conocimiento de la geología y de los parámetros del yacimiento.
- Los pozos existentes pueden transformarse en pozos productores e inyectores.
- El gas remanente puede utilizarse como colchón de gas.

#### *Desventajas*

- El volumen de almacenamiento y los límites de la presión de servicio vienen predeterminados por el yacimiento.
- No hay posibilidad de ampliar el volumen de almacenamiento.
- Los caudales de inyección y de extracción están predeterminados.
- Influencia de los fluidos iniciales del yacimiento.
- Generalmente se requieren volúmenes grandes de gas colchón para aislar el acuífero.

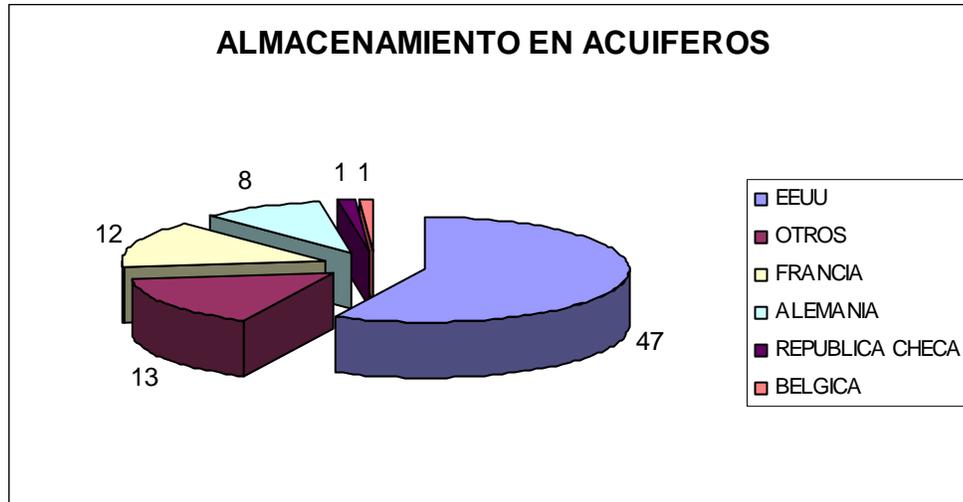
Actualmente, existen en el mundo unos 425 almacenamientos de este tipo. La mayor parte, unos 323, localizados en EE.UU.

#### **1.4.1.2. Almacenamiento en acuíferos**

El almacenamiento de gas natural en acuíferos se basa en los mismos requisitos geológicos que en el caso de almacenamiento en yacimientos de gas y petróleo agotados, con la excepción de que al iniciarse el proyecto, la geología y los parámetros de la formación son casi desconocidos y el yacimiento ésta parcial o totalmente lleno de agua. Para evaluar la factibilidad del proyecto, se precisa llevar a cabo estudios exploratorios, para definir la capacidad de la estructura y el comportamiento del agua del acuífero durante la vida del almacén. Se deberá prestar especial atención a la formación de cierre suprayacente, a la presión umbral y a las fallas que corten la estructura.

---

El primer acuífero que se utilizó como almacenamiento de gas fue en el año 1946, en Kentucky (EE.UU.). En la actualidad existen alrededor de 82 almacenamientos de gas natural que utilizaban acuíferos en el mundo.



**Fig. 29 – Almacenamiento en acuíferos**

La factibilidad y la capacidad del almacenamiento se podrán determinar a partir de los resultados del estudio de evaluación.

El espacio para el almacenamiento del gas se creará desplazando el agua existente en el espacio poroso. Durante el período inicial de inyección de gas deberá prestarse especial atención a la presión de desplazamiento y a las posibles fugas de gas.

#### *Desventajas*

- Elevados gastos de exploración.
- Información de la estructura del yacimiento limitada.
- Condiciones especiales durante la inyección inicial de gas.
- Carencia de gas residual para utilizarlo como colchón.

#### **1.4.1.3. Almacenamiento en domos salinos**

La construcción de cavernas de sal exige que la geología del yacimiento salino y sus alrededores cumpla con los siguientes requisitos:

- Suficiente potencia y profundidad del yacimiento salino.
- Características adecuadas de lixiviación de la sal.
- Disponibilidades abundantes de agua para el proyecto de lixiviación (proceso de lavado de la sal).

Con el fin de evaluar la idoneidad del yacimiento salino, lixiviación y propiedades mecánicas de la sal, es necesaria la perforación de un pozo exploratorio en el yacimiento. El tipo de caverna se proyectará sobre la base de las propiedades de la sal, los parámetros de diseño, la capacidad y las presiones máxima y mínima del almacenamiento.

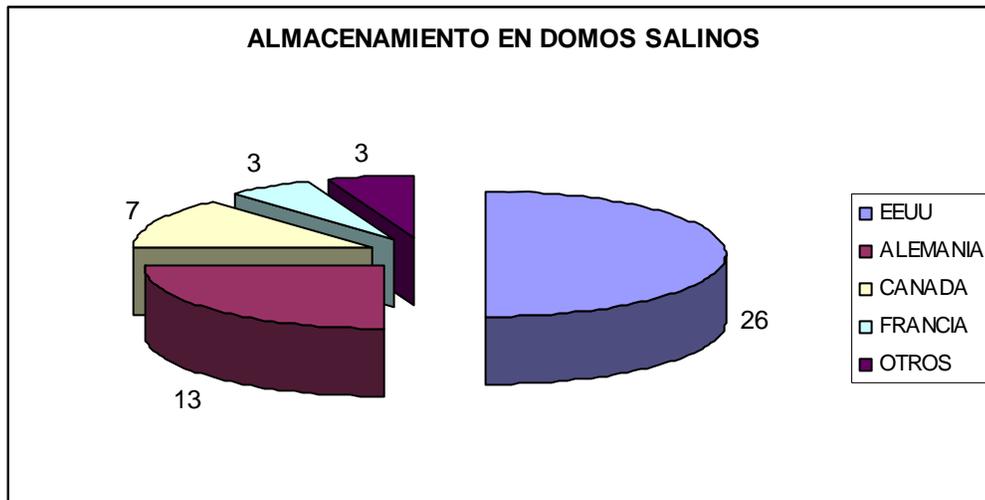
El pozo exploratorio normalmente se utiliza para los trabajos de lixiviación, si se comprueba que el domo salino es adecuado para el almacenamiento de gas natural.

Durante la lixiviación el desarrollo de la caverna se controlará mediante modelos matemáticos, basados en pruebas y exploraciones sísmicas.

La caverna quedará lista para ser utilizada como almacén de gas después de desplazar la salmuera con gas a presión.

El primer domo salino que se utilizó como almacenamiento de gas fue en el año 1961 en el estado de Michigan (EE.UU.). En la actualidad existen en el mundo 52 domos salinos que se utilizan como almacenamientos subterráneos de gas.

En la figura siguiente se muestran los almacenamientos de gas en el mundo que utilizan domos salinos.



**Fig. 30 – Almacenamiento en domos salinos**

Las cavernas en domos salinos para el almacenamiento de gas en Estados Unidos se construyen hasta un tamaño máximo de 1.100 millones de metros cúbicos de volumen geométrico, con una capacidad de almacenamiento de 826 millones de metros cúbicos y una capacidad máxima de despacho diario de 31 MMm<sup>3</sup>/d (1,09 Bpc).

*Ventajas*

- Los caudales y las presiones de funcionamiento pueden proyectarse de acuerdo con las necesidades.
- La productividad de los pozos puede ser 3 o 4 veces la productividad de los pozos en yacimientos convencionales.
- Posibilidad de ampliación de la capacidad de almacenamiento mediante lixiviación de cavernas adicionales.
- Bajo volumen de gas colchón para elevados caudales de extracción.
- Caudales altos de gas de servicio.
- Periodos cortos de almacenamiento.
- Alto nivel de seguridad.
- Recuperación total del gas colchón.

#### *Desventajas*

- Necesidad de una formación salina idónea.
- Problemas de eliminación de la salmuera en determinadas circunstancias.

#### **1.4.1.4. Almacenamiento en caverna en roca**

Actualmente se están desarrollando en Suecia cavernas rocosas para almacenar gas natural, a presión elevada, debido a que no disponen de otras posibilidades para almacenar gas. El primer almacenamiento terminado de este tipo denominado "Skallen" esta ubicado cerca de la ciudad de Hamstad y tiene una capacidad de almacenamiento de tan solo 10 MMm<sup>3</sup>.

#### *Desventajas*

- Volúmenes limitados de gas de servicio.
- Posible limitación de la presión por razones geológicas.
- Costos de inversión altos en comparación con los almacenamientos de gas convencionales.

#### **1.4.1.5. Almacenamiento en minas abandonadas**

Hasta ahora, solamente se han desarrollado cuatro almacenamientos de gas en minas abandonadas (EE.UU., Bélgica, Alemania y Francia). Los almacenamientos mas favorables son las minas de sal, presentando las mismas ventajas que las cavidades salinas: alta capacidad de extracción y bajo volumen de gas colchón. Las minas de carbón presentan, en general, una capacidad de almacenamiento mayor que otro tipo de mina.

#### *Desventajas*

- Sello de galerías.
-

- Estabilidad mecánica.
- Cargas mecánicas muy grandes sobre los tapones mecánicos de las galerías.
- Control de la estabilidad mediante detectores sísmicos.
- Alteración de la composición del gas almacenado, ya que el carbón tiende a retener los componentes más pesados.
- Disminución del poder calorífico del gas almacenado.
- Presión de almacenamiento limitada en la mayoría.

#### **1.4.1.6. Costos comparativos de los distintos tipos de almacenamiento**

##### **Yacimientos agotados**

En general, la distribución de los costos de inversión es la siguiente:

- Gas colchón: 28%
- Pozos: 24 %
- Compresores: 17%
- Unidades de deshidratación; 9%
- Equipos auxiliares: 8%
- Gasoductos: 7%
- Edificios: 6%

Según la "International Gas Union", las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0.1 y 0.2 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros de profundidad y almacenamiento de 1.000 millones de metros cúbicos. Los gastos operativos son del orden de 0,01 USD/m<sup>3</sup>.

##### **Acuíferos**

En general, la distribución de los costos de inversión es la siguiente:

- Gas colchón: 28%
  - Pozos: 34 %
  - Compresores: 14%
  - Unidades de deshidratación: 8%
  - Equipos auxiliares: 6%
  - Gasoductos: 4%
  - Edificios: 6%
-

Las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0,2 y 0,3 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros y almacenamiento de 1.000 millones de metros cúbicos. Los costos operativos son similares al caso de campos agotados: 0,01 USD/m<sup>3</sup>.

### **Cavidades salinas**

En general, la distribución de los costos de inversión es la siguiente:

- Lixiviación: 32%
- Gas colchón: 12%
- Pozos: 15 %
- Compresores: 18%
- Unidades de deshidratación: 8%
- Equipos auxiliares: 5%
- Gasoductos: 4%
- Edificios: 6%

Las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0.4 y 0.5 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros y almacenamiento de 1.000 millones de metros cúbicos. Para las capacidades mencionadas los costos operativos son del orden de 0,01 USD/m<sup>3</sup>.

## **1.4.2. EVOLUCION Y TENDENCIAS**

### **1.4.2.1. En el mundo**

La historia del almacenamiento subterráneo de gas natural tiene más de 87 años, aunque el verdadero desarrollo se concreta en los últimos 30 años. El primer almacenamiento de gas natural se realizó en el año 1916 en el estado de Nueva York (EE.UU.). El acuíferos en el año 1946 en el estado de Kentucky (EE.UU.), mientras que el de gas en domos salinos en el año 1961 en el Estado de Michigan (EE.UU.). Finalmente el primer almacenamiento en minas abandonadas fue realizado en EE.UU. en al año 1963.

El suministro de gas es abastecido a los países consumidores, bien por gasoductos o bien en forma licuada. Como, en general , el consumo depende de las estaciones climáticas, por lo que es necesario disponer de almacenamientos en áreas próximas a los consumidores.

Los almacenamientos de gas tradicionales, sólo pueden efectuarse bajo tierra, por razones técnicas, económicas y ecológicas. A este respecto, los almacenamientos subterráneos de gas deben estar concebidos teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento, la capacidad de inyección y de producción del gas almacenado.

---

Las cantidades de gas almacenadas deberán garantizar el suministro de gas durante un periodo determinado. En España, por ejemplo, se requiere un volumen de almacenamiento equivalente a 35 días de consumo medio.

Debido a las variaciones de temperatura, a las diferencias considerables de consumos en verano y en invierno, al incremento esperado del consumo de gas en el sector privado y en la industria, la amplitud de la oscilación entre los consumos máximo y mínimo se hace cada vez mayor.

A finales del año 2008 existían en el mundo 616 almacenamientos subterráneos de gas natural, clasificados según la tabla que se muestra a continuación.

---

**Tabla 6 – Almacenamientos subterráneos**

<b>Pais</b>	<b>2008</b> Cantidad	<b>2008</b> Capacidad (BCM)	<b>2015</b> Capacidad (BCM)
<b>Norte America</b>	<b>441</b>	<b>132,5</b>	<b>140-150</b>
EEUU	403	120,0	
Canada	38	12,5	
<b>Europa Oeste</b>	<b>97</b>	<b>64,2</b>	<b>80-90</b>
Austria	5	4,2	
Francia	15	12,2	
Alemania	49	19,6	
Italia	10	14,3	
Otros	18	13,9	
<b>Europa Central</b>	<b>31</b>	<b>14,5</b>	<b>20-25</b>
Republica Checa	8	3,1	
Hungria	5	3,7	
Polonia	6	1,5	
Rumania	8	2,7	
Eslovaquia	2	2,7	
Otros	2	0,8	
<b>N.I.S</b>	<b>46</b>	<b>82,9</b>	<b>90-110</b>
Rusia	21	39,1	
Ucrania	13	32,1	
Otros	12	11,7	
<b>Otros Paises</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>5-10</b>
<b>Total Mundo</b>	<b>616</b>	<b>294,5</b>	<b>335-385</b>

Esto permitió un volumen de almacenamiento de gas de 294 BCM, representando el 11% del consumo mundial (3.000 BCM aproximadamente). La distribución, por áreas geográficas, se muestra a continuación.

**Tabla 7 – Distribución de los almacenamientos**

Area	Almacenamiento (BCM)
EE.UU. / Canadá	132,5
Otros Paises	97,8
Europa Occidental	64,2

El volumen de gas almacenado en el mundo se ha triplicado en los últimos 30 años. Para el año 2015, se prevé una demanda mundial de gas natural de 3.400 BCM, que representa el 25% de la energía demandada. Para seguir manteniendo el mismo porcentaje de gas almacenado, la capacidad de almacenamiento subterráneo debería incrementarse hasta 400 BCM.

#### 1.4.2.2 Evolución y tendencia en Europa

El desarrollo de la integración energética, junto con las telecomunicaciones y el transporte, constituye una de las nuevas políticas de los países desarrollados. Se trata de implantar redes de gasoductos para facilitar los intercambios entre los países productores y los países consumidores, así como, la distribución dentro del propio país, mejorando la flexibilidad de acceso a los consumidores y contribuyendo a la cohesión económica y social de las regiones. El programa europeo referente a los almacenamientos subterráneos, dispuso de diversos instrumentos financieros de apoyo. España se acogió a dichos programas para llevar a cabo estudios de viabilidad.

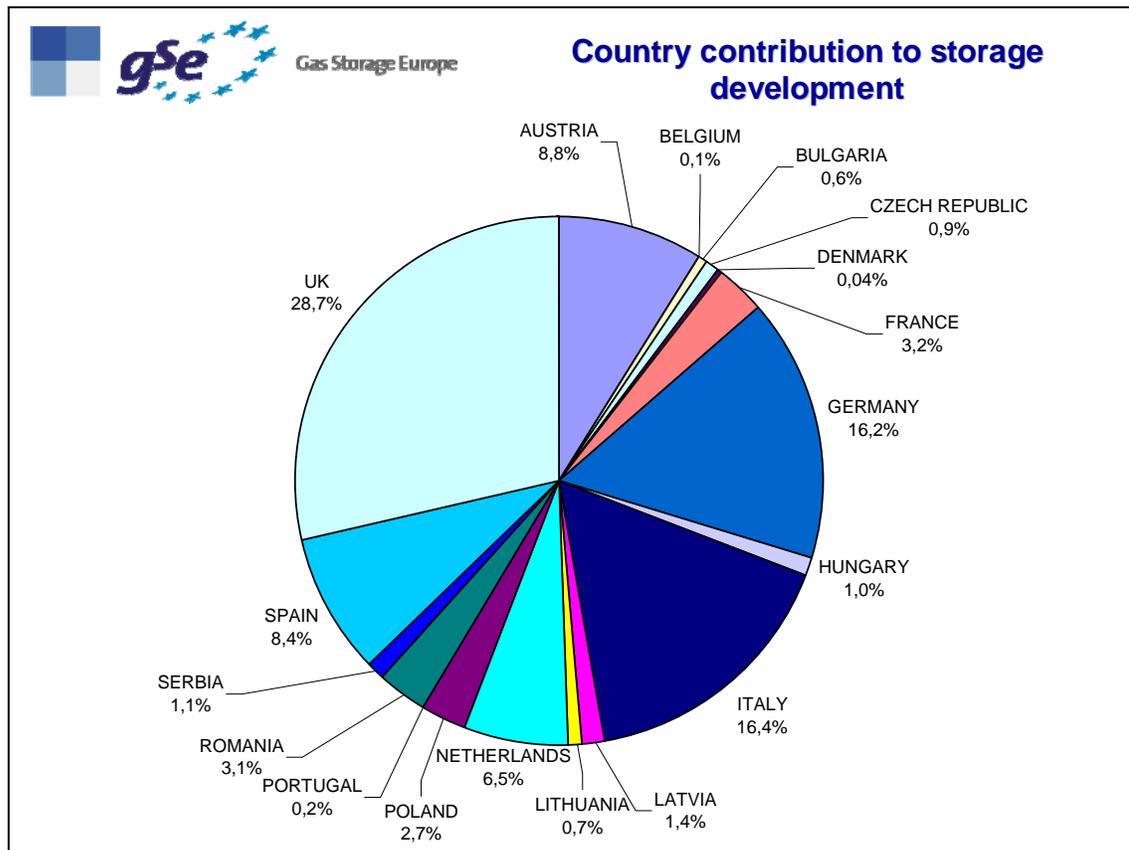
La liberalización del mercado del gas constituye uno de los puntos claves, es el acceso progresivo a la red nacional de gasoductos. Los almacenamientos subterráneos, como uno de los elementos de la red, también se abrirán al acceso de terceros en una progresiva liberalización.

La red de gasoductos europeos y el incremento de los intercambios comerciales, dará una perspectiva nueva a los almacenamientos subterráneos de gas natural en Europa. Los almacenamientos de gas jugarán un papel importante en el futuro de la industria relacionada con el gas natural.

Durante la década de los ochenta, la capacidad de almacenamiento se incrementó en Europa de 11 BCM a 53 BCM. Actualmente Europa Occidental llega a 64 BCM de capacidad, mientras que Europa Central y Europa Oriental tienen 14,5 BCM y 83 BCM de capacidad de almacenamiento respectivamente. En Alemania la capacidad de almacenamiento creció desde un 5% en el año 1978 a más del 10% del consumo interno, en el año 2000. El incremento de la necesidad de almacenamiento se debe esencialmente al desarrollo de la estructura del abastecimiento en el sector de la economía privada y de la industria productora y, como consecuencia, de la demanda resultante. El gas almacenado, en la actualidad, ha alcanzado un volumen que corresponde a un consumo medio de 60 días.

En Francia, la relación entre el volumen de gas consumido y el volumen de gas almacenado ha aumentado de 2 a 7 en los últimos 40 años. La capacidad de almacenamiento estimada para el año 2015 en Europa Occidental es de 90 BCM, incrementándose un 70% desde finales de la última década.

Actualmente, existen 125 nuevos proyectos en Europa de los cuales el 78% son nuevos emplazamientos y el 22% restante son expansiones de las instalaciones actuales. El total del incremento de capacidad de estos proyectos es de 70 BCM y se estima que para el año 2015 un 80% de los mismos estarían terminados (54 BCM). En la figura siguiente podemos observar el porcentaje aportado por cada país al incremento futuro de capacidad de almacenamiento (70 BCM).



**Fig. 31 – Almacenamientos por país (Fuente: Gas Storage Europe)**

Las siguientes dos figuras muestran los nuevos proyectos por tipo de almacenamiento y el estado general de avance de los mismos.

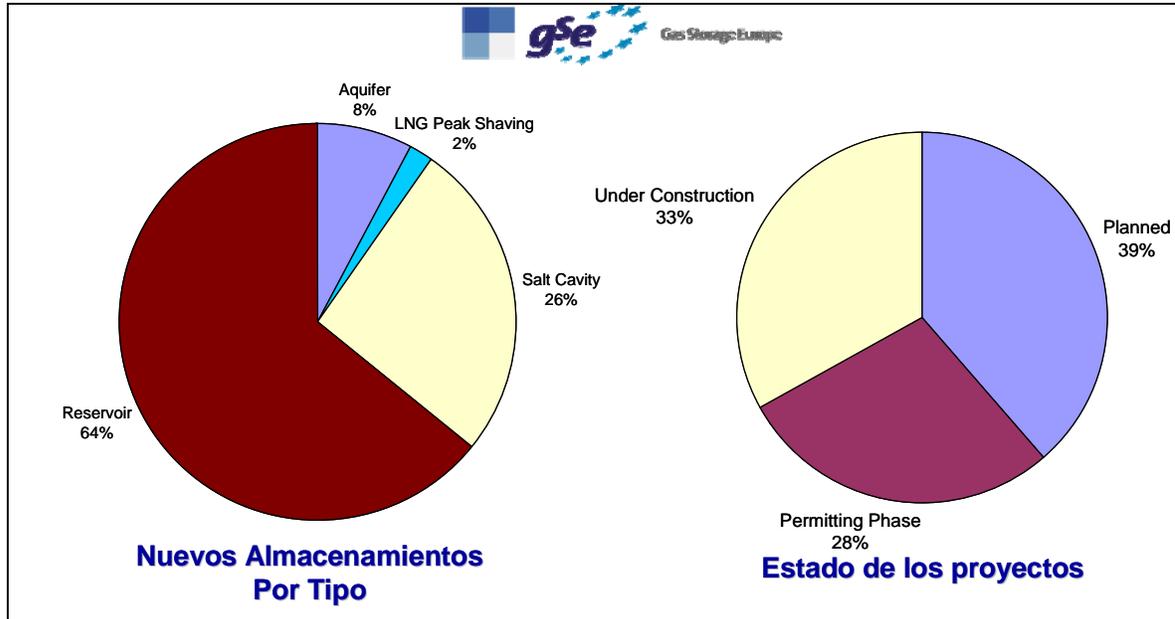
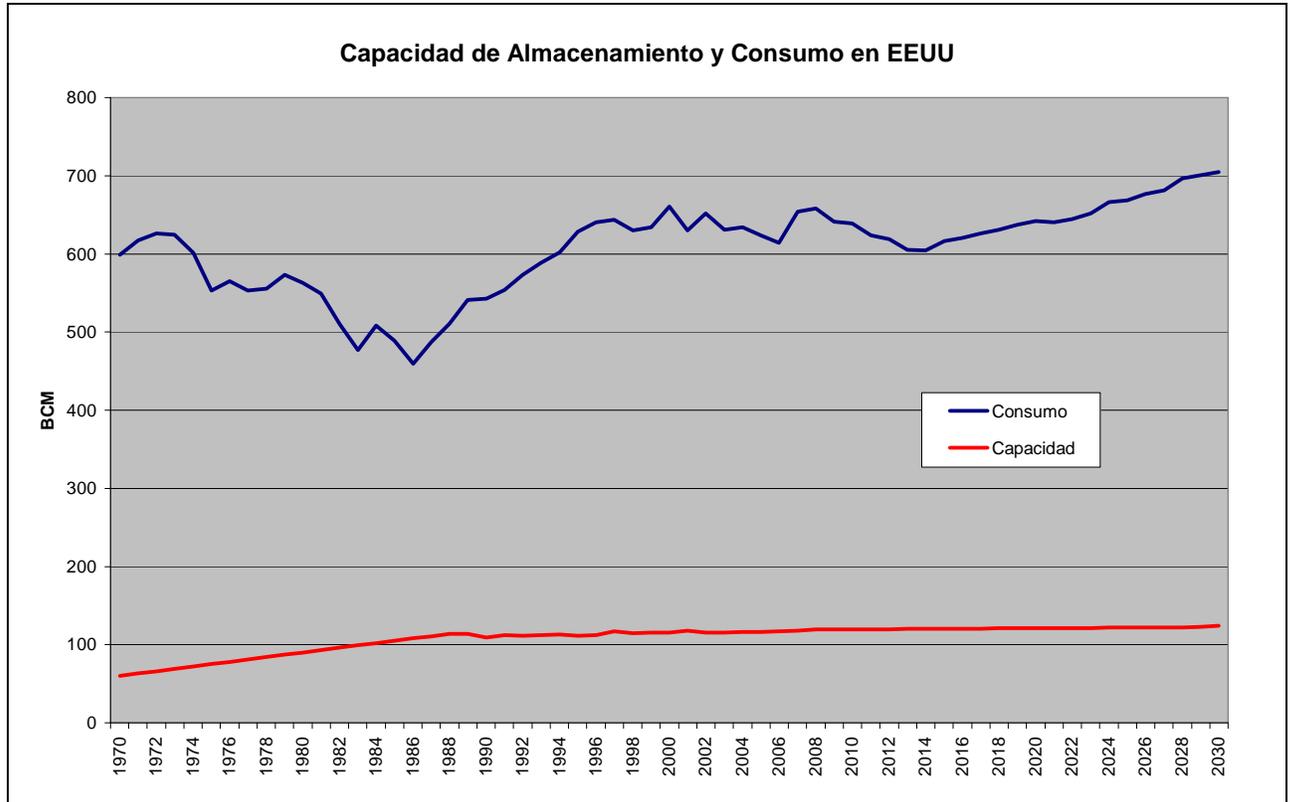


Fig. 32 – Nuevos almacenamientos. (Fuente: Gas Storage Europe)

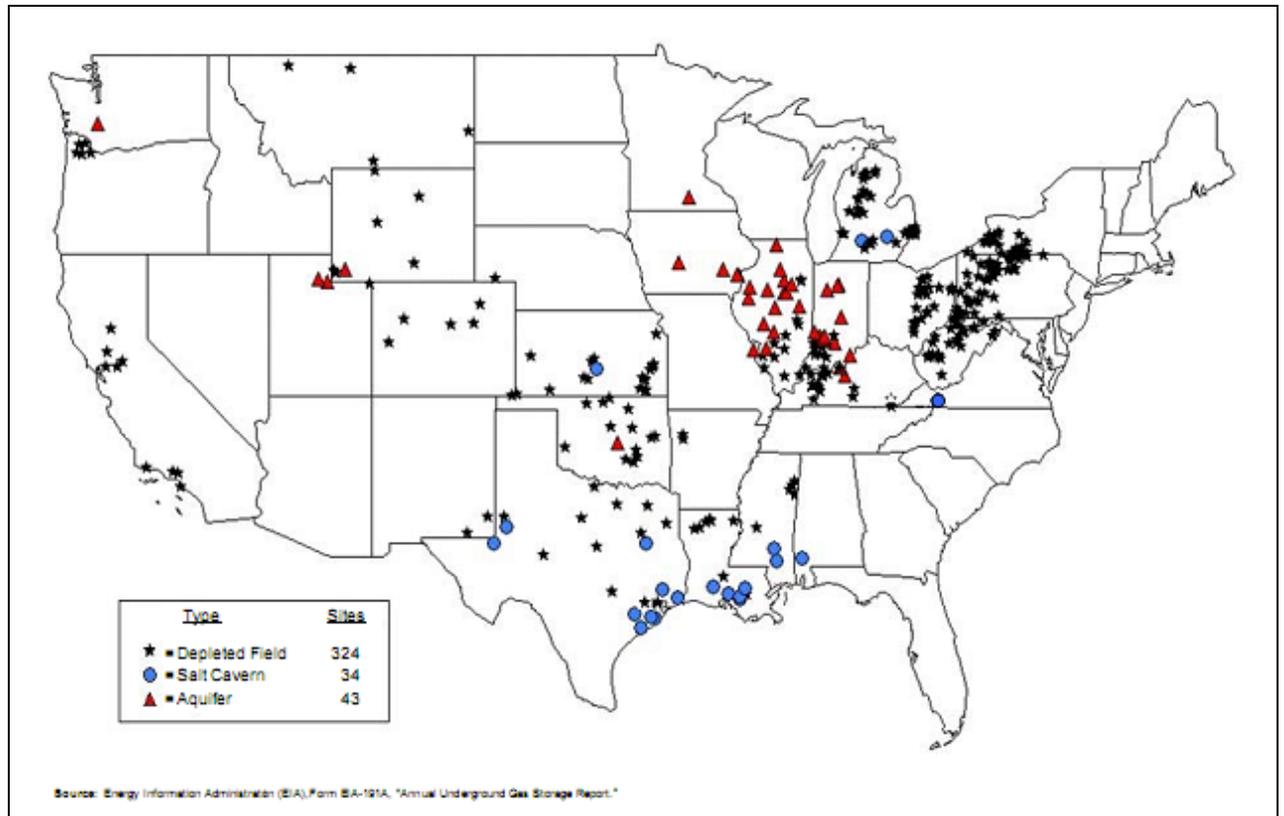
#### 1.4.2.3 Evolución y tendencia en EE.UU.

Comparando las cifras de consumo de gas con la capacidad de almacenamiento, se comprueba que desde 1970 ha existido una relación inestable entre el volumen de almacenamiento disponible y la demanda de gas. La proporción entre el gas consumido y la capacidad de almacenamiento fue del 18% en el año 2000. Para el año 2020 según estimaciones del EIA la demanda de gas natural se mantendrá estable en valores similares a los actuales, por lo que se infiere que no habrá un aumento significativo en la capacidad de almacenamiento en los próximos años. Para el año 2030 se estima que la capacidad de almacenamiento será de 125 BCM, manteniendo la misma proporción entre capacidad de almacenamiento y gas consumido (715 BCM).



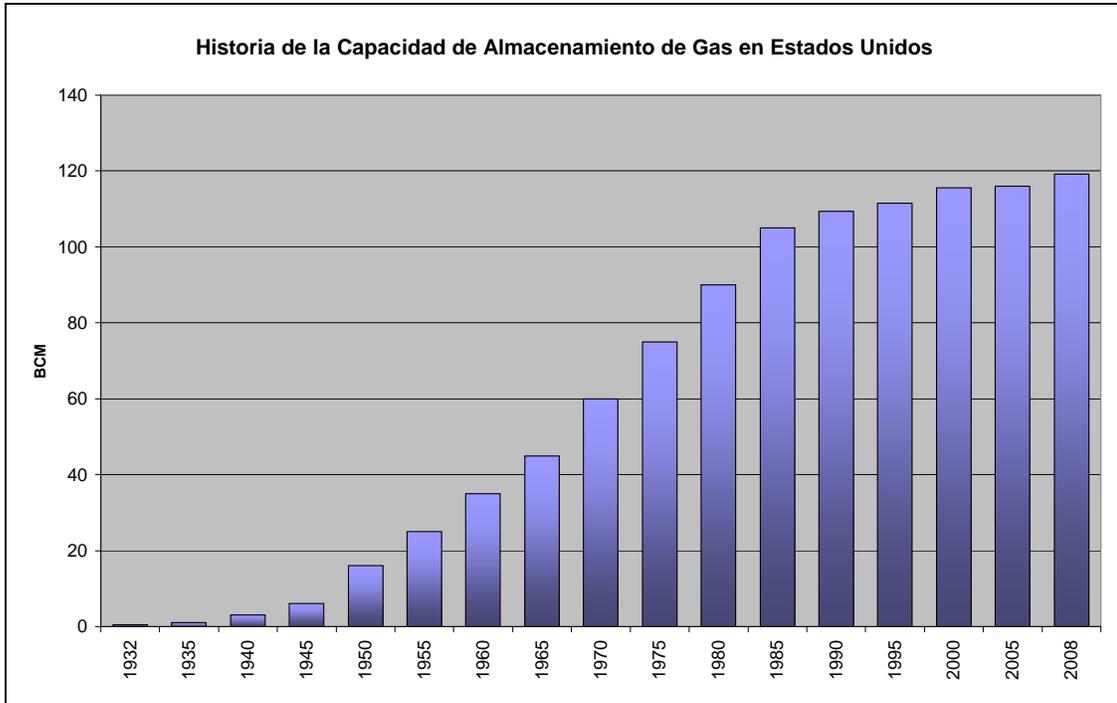
**Fig. 33 – Capacidad de almacenamiento y consumo en EEUU**

EE.UU. figura a la cabeza en instalaciones de almacenamientos de gas subterráneos. A finales del año 2008 la capacidad de almacenamiento en los EE.UU. era de 120,6 BCM (4240 Bpc) en 403 almacenamientos con un consumo anual en torno a los 660 BCM (23.307 Bpc). La figura siguiente muestra la ubicación de los mismos (principios del 2008).



**Fig. 34 – Almacenamientos de gas natural en EE.UU. Fuente: EIA**

A continuación se muestra la evolución de la capacidad de almacenamiento de gas en EE.UU. a lo largo de la historia.

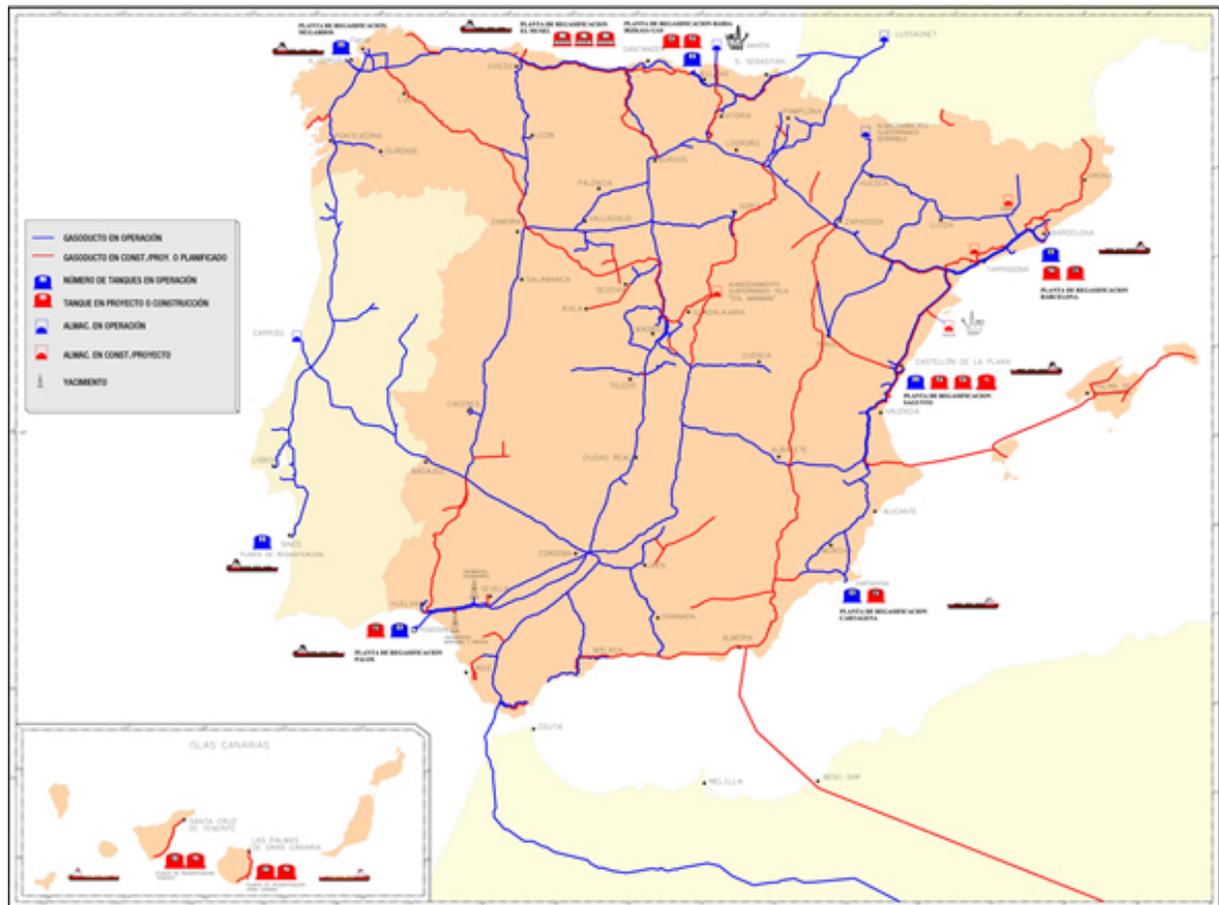


**Fig. 35 - Evolución de la Capacidad de Almacenamiento en EEUU**

#### 1.4.2.4 Evolución y tendencia en España

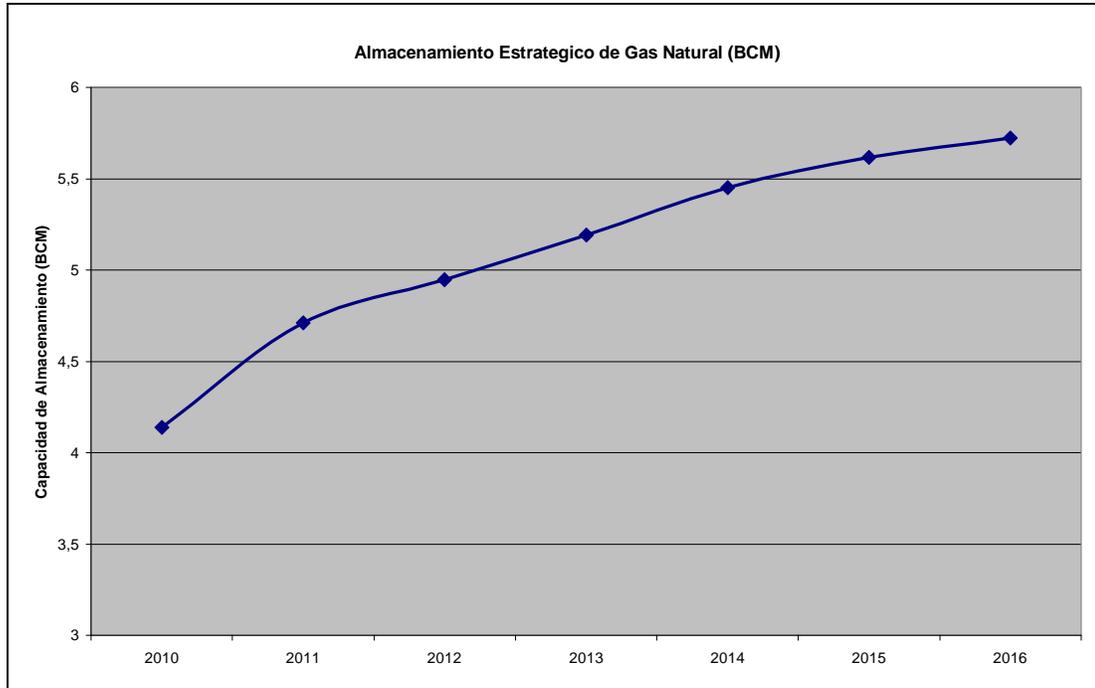
El crecimiento del mercado del gas en España se incrementará por encima de la media de la Unión Europea. El consumo del gas en España ha crecido desde un 2% del total de la energía consumida en el año 1970 hasta el 14,3% en el año 2008, ubicándose en el segundo lugar de la matriz energética española por detrás del petróleo. La actual capacidad de almacenamiento es del orden de 4 BCM, y se estiman unas necesidades de almacenamiento a 5.5 BCM en el año 2016.

Hasta la fecha, Enagás dispone de dos almacenamientos subterráneos en los campos de gas agotados de Serrabío y Gaviota. El primero propiedad de Enagás y el segundo de Repsol YPF. En el futuro se prevé aumentar la capacidad de almacenamiento del yacimiento Gaviota. En la figura siguiente se puede observar la red de gasoductos de España y la ubicación de los distintos almacenamientos.



**Fig. 36 - Gasoductos y almacenamientos de gas natural en España**

Por otra parte, Enagás está realizando diversos estudios y trabajos de exploración encaminados a la localización de almacenamientos en acuífero y en cavidades salinas, a fin de cubrir las necesidades futuras de almacenamiento. A continuación se muestran las necesidades estimadas de almacenamiento.



**Fig. 37 – Almacenamiento estratégico de gas natural**

### **Almacenamiento Serrabalo**

Entre los años 1975 y 1977, Eniensa realizó diversos estudios geológicos y geofísicos en la zona, dando como resultado el descubrimiento del campo de Serrabalo. Para evaluar el hallazgo, entre 1978 y 1983 se perforaron 14 pozos que permitieron definir los dos yacimientos, Aurín y Jaca, que constituyen el campo Serrabalo.

La explotación del yacimiento comenzó el 31 de marzo de 1984. Al final del período de producción, en febrero de 1989, se habían extraído 910 millones de metros cúbicos.

Con anterioridad a la decisión de transformar Serrabalo en almacenamiento subterráneo se llevaron a cabo diversos estudios de ingeniería de yacimientos que, junto con las pruebas de inyección, demostraron la viabilidad del proyecto.

Con fecha, 31 de mayo de 1991, Repsol, propietario hasta entonces, suscribe un contrato de compraventa con Enagás de las reservas remanentes de gas, instalaciones y equipos.

El yacimiento está constituido por carbonates fracturados, existiendo un fuerte empuje de agua. Los niveles de producción se sitúan en el entorno de los 2.000 metros de profundidad.

A partir de 1989 se inició la ampliación de las instalaciones para aumentar la capacidad de la planta de tratamiento, la inyección de gas al yacimiento y el transporte desde el yacimiento a la planta de tratamiento.

En la actualidad existen cinco pozos productores y un pozo para la inyección de residuos procedentes de la planta de tratamiento. Los pozos de producción están conectados con la planta mediante un gasoducto de 10", con 7 compresores instalados. La capacidad actual de los yacimientos Aurín y Jaca es de 775 millones de metros cúbicos.

La capacidad de extracción diaria es de 4,9 millones de metros cúbicos, mientras que la capacidad de inyección diaria es de 4 millones de metros cúbicos. El gas procedente de los yacimientos entra en la planta de tratamiento a través de los separadores de líquidos, donde se produce la separación del líquido arrastrado con el gas. A continuación, el gas entra en las torres de secado donde se reduce el contenido de vapor de agua mediante la circulación en contracorriente de gas y trietilenglicol (TEG). El TEG contaminado de agua es, posteriormente, regenerado. El gas después de pasar por la unidad de medida y de ser odorizado se incorpora a la red nacional de Enagás.

### **Almacenamiento Gaviota**

El yacimiento de Gaviota fue descubierto a finales de 1980. Situado en el Golfo de Vizcaya, a 8 Km. de la costa del Cabo Machichaco y con una lámina de agua de 106 m, ha sido explotado mediante una plataforma marina, constituida por una estructura metálica de 8 patas, anclada sobre 20 pilotes clavados en el fondo del mar.

La formación productora está constituida por calizas fracturadas, a una profundidad de 2.640 m. Las reservas de gas fueron estimadas en 12.000 millones de metros cúbicos.

La producción se inició en mayo de 1986 y finalizó en marzo de 1994, después de haberse extraído 7.350 millones de metros cúbicos de gas.

Con fecha 29 de octubre de 1993, Enagás y los titulares de la Concesión de Explotación de Gaviota suscribieron un contrato para la utilización del yacimiento como almacenamiento de gas.

Las reservas remanentes, se estimaron en 810 millones de metros cúbicos y el volumen de gas útil del almacenamiento en 780 millones de metros cúbicos. La inyección de gas comenzó en septiembre de 1994.

En ese mismo contrato se preveía la compra por Enagás del gas de la concesión de Albatros estimado en 1.860 millones de metros cúbicos, y cuya explotación comenzó el 29 de marzo de 1995. El yacimiento de Albatros se encuentra situado a 18 km al Oeste de la plataforma de Gaviota, y conectado a la misma mediante una conducción submarina. La producción, debido a la invasión masiva de agua en el pozo, terminó en diciembre de 1996 con un total producido de 705 millones de metros cúbicos. Existe un plan para aumentar la capacidad de almacenamiento que prevé la perforación de 6 nuevos pozos que se sumarian a los utilizados actualmente.

Sobre la plataforma están montados, además de las cabezas de pozo, módulos de alojamiento, servicios auxiliares, módulos de perforación y proceso y tres turbocompresores para la inyección de gas en el yacimiento.

---

El gas procedente de la plataforma es enviado a la planta de tratamiento terrestre, situada en una de las laderas del Cabo Machichaco, cerca de Bermeo, mediante una conducción marina de 8 Km. y 16" de diámetro. Existe otra conducción de 6" de diámetro entre plataforma y planta utilizada durante la fase de explotación para el transporte de los condensados. Actualmente, esta conducción de 6", se utiliza para enviar a la plataforma el metanol que se inyecta en las cabezas de pozo para prevenir la formación de hidratos.

En la planta de tratamiento se realiza el secado, odorización y medida del gas procedente de la plataforma antes de ser enviado a la red nacional de Enagás.

Durante los períodos de inyección se realiza una primera etapa de compresión del gas, antes de ser enviado a la plataforma, donde nuevamente es comprimido.

### **Almacenamientos futuros**

El objetivo de Enagás es dotarse de la infraestructura necesaria para atender los crecimientos de la demanda y garantizar la seguridad del suministro. Para ello, se prevé la posibilidad de incrementar la capacidad de almacenamiento de gas en Gaviota e incorporar nuevos acuíferos, actualmente en estudio.

Los yacimientos de Marismas, situados en el Valle del Guadalquivir, están constituidos por pequeñas acumulaciones de gas independientes. El campo fue descubierto en 1982 y comenzó su producción en 1990. Las reservas totales de gas se estimaron, en un principio, en 413 millones de metros cúbicos de gas recuperable. Actualmente, estas cifras han aumentado sensiblemente hasta considerar un volumen de reservas recuperables de más de 700 millones de metros cúbicos. Se produce gas a través de 5 pozos. De éstos sólo 3 pozos serían utilizados para el futuro almacenamiento.

El volumen total de gas a almacenar se estima en 300 BCM de gas de servicio con 400 millones de metros cúbicos de gas colchón.

Por otra parte, Enagás está llevando a cabo estudios para localizar y desarrollar almacenamientos de gas natural, tanto en acuíferos como en cavidades salinas. En 1991, se realizó 230 km de líneas sísmicas al Sur-Este de Madrid con objeto de localizar estructuras en el acuífero de la formación Utrillas. Una vez realizada la interpretación, se delimitó la geometría de una estructura en la localidad conquense de Huete a 1.150 m de profundidad. Un estudio de las líneas sísmicas de la zona, permitió seleccionar otras cuatro posibles estructuras más al Norte. Para terminar de estudiar estas cinco estructuras se ha realizado una nueva campaña sísmica y un estudio geológico regional cuyo resultado ha sido la confirmación de estructuras con posibilidades de utilización de las mismas como almacenamiento de gas.

Por otra parte, durante el año 1995, Enagás realizó una campaña de sísmica en la zona de Córdoba para delimitar mejor dos estructuras en niveles permeables del Dogger, a 1.300 m de profundidad. La interpretación de dichas líneas sísmicas ha mejorado el conocimiento de ambas estructuras, la exploración ha continuado con un estudio geológico regional y una nueva campaña en el año 1996.

---

Además, en la Cuenca Cantábrica y en el Valle del Ebro se han realizado estudios geológicos regionales a fin de localizar estructuras salinas y acuíferas interesantes para el almacenamiento de gas. En el Valle del Ebro se han encontrado estructuras en los acuíferos de Sariñena, Esplús, Monegrillo y Rioja. En la Cuenca Cantábrica, estudios similares han permitido seleccionar como más interesantes, 8 diapiros salinos y tres estructuras en acuíferos, de los cuales se han escogido los diapiros de Maeztu, Navajo y Salinas de Anana.

En Brihuega-Santa Bárbara (Guadalajara), se ha realizado un estudio de la sismica existente y el pozo Santa Bárbara 1 perforado por Shell en 1981 que ha dado como resultado la definición de una estructura en acuífero a 2.000 metros de profundidad y la recomendación de llevar a cabo estudios de investigación para conocer las características del almacén y cobertera.

En Reus (Tarragona) se ha realizado estudios que han puesto de manifiesto la existencia de una estructura anticlinal con buenas posibilidades, que tendrán que ser confirmadas por medio de una campaña sísmica.

Al mismo tiempo, se están haciendo esfuerzos para llegar a acuerdos con algunas compañías explotadoras de sal por disolución en la zona del levante español. En la zona de Jumilla, Enagás realizó una campaña sísmica y una gravimetría en el área del diapiro de la Rosa para determinar su viabilidad como almacenamientos de gas.

Se puede decir que, en la actualidad, la capacidad de almacenamiento de Enagás es de 4,14 BCM en los almacenamientos Gaviota y Sabiñánigo y gas licuado, que representaría más del 9% de la demanda anual en España, y permite disponer de una capacidad de gas estratégica que cubriría los 35 días del consumo español, requerido por la Administración.

Para el futuro, Enagás tiene proyectado incrementar a más de 5 BCM la capacidad de almacenamiento de gas natural en España, utilizando almacenamientos de emplazamientos ya existentes como Gaviota y Serrablo, los acuíferos de Santa Barbara y Reus y otros yacimientos depletados como son los ubicados en Las Barreras y El Ruedo.

Presumiblemente, la demanda de gas natural seguirá aumentando considerablemente y, como consecuencia, el volumen de almacenamiento. No obstante, el aumento pronosticado se efectuará después de la transformación de las infraestructuras de regasificación y transporte.

En la planificación estratégica de los almacenamientos subterráneos se ponen de manifiesto dos tendencias: pequeños almacenamientos para atender el elevado aumento del número de consumidores y almacenamientos muy grandes como reservas estratégicas.

### **1.4.3. ALMACENAMIENTO DE GAS EN YACIMIENTOS AGOTADOS**

#### **1.4.3.1. Consideraciones generales**

Básicamente, los estudios de viabilidad relacionado con la conversión de yacimientos de hidrocarburos agotados en almacenes subterráneos de gas natural deben tener en cuenta las siguientes disciplinas: impacto medioambiental, balance de materia del yacimiento, balance de

---

materia de las líneas de transporte entre los pozos y la planta de tratamiento, balance de materia de la planta de proceso, estimación de costos, evaluación económica, análisis de sensibilidades, análisis de riesgos y estudios de comercialización del gas almacenado.

A continuación se detallan los aspectos que se estudian en un estudio de viabilidad para la conversión del yacimiento de gas agotado en almacén de gas natural:

- Histórico de producción del yacimiento.
- Volumen del gas inicial en la roca almacén "gas in place".
- Volumen de gas colchón necesario para aislar el acuífero del almacén.
- Balances de materia de los fluidos en el yacimiento
- Balances de materia de los fluidos en superficie.
- Estimación de costos de las instalaciones de superficie.
- Estimación de costos de los pozos de producción e inyección.
- Análisis económicos de la inversión del proyecto
- Análisis de sensibilidades de la inversión.
- Análisis de riesgos de la inversión

#### **1.4.3.2. Estudios conceptuales**

En un estudio conceptual, se elabora un plan de explotación del yacimiento agotado. Se tienen en cuenta las instalaciones existentes y las propiedades del inversor en la zona y la proximidad de los mercados que demandan el servicio de almacenamiento. La situación física de los clientes potenciales prima fuertemente la viabilidad del proyecto.

Aunque el aumento del consumo de gas natural demandará una mayor capacidad de almacenamiento, por razones estratégicas y legislativas, esto no implica necesariamente, acometer dichos proyectos, ya que existen otras razones que pueden aconsejar no ejecutarlos, en virtud de objetivos y estrategias de la compañía propietaria del yacimiento agotado.

El estudio conceptual permite concebir una idea de cómo se puede poner en práctica la idea original de utilizar el yacimiento agotado como almacenamiento de gas.

Se parte de la hipótesis de un campo de gas agotado, cuyo yacimiento se encuentra en el mar o en tierra. Se asume que el yacimiento de gas agotado dispone de las estructuras marinas necesarias para soportar los pozos que se utilizaron para la explotación del yacimiento y que se utilizarán en la fase de utilización del yacimiento como almacén subterráneo de gas.

Para el diseño conceptual del desarrollo de un proyecto, es preciso definir los caudales de producción e inyección requeridos, teniendo en cuenta las posibilidades del yacimiento y número de pozos.

---

Al encontrarse la planta de tratamiento situada a una distancia determinada de los pozos de producción e inyección, y éstos encontrándose en una zona de difícil acceso, se debe tener en cuenta la política de la compañía en relación a la operatividad de las instalaciones de los pozos productores e inyectores. El control remoto de los pozos desde la planta de tratamiento reduce los gastos operativos de las instalaciones, los gastos de logística y transporte a las instalaciones marinas.

La disponibilidad de energía, las condiciones climatológicas y el medio ambiente condicionarán la viabilidad del proyecto. Por otro lado, el área en la que con frecuencia se presentan fuertes precipitaciones y vientos, encarecen las instalaciones. Las comunicaciones por tierra, mar y aire, y el tejido industrial de la zona, condicionan la mano de obra disponible y otros servicios requeridos durante la ejecución del proyecto.

Debido al grado de sensibilización de la opinión pública ante los temas de medio ambiente y a la legislación existente, la evaluación del impacto ambiental del proyecto constituye un capítulo de gran importancia.

La localización y emplazamiento de las instalaciones, en áreas geográficas con valor ecológico, se debe estudiar en profundidad. Estudios detallados del impacto ambiental ocasionado por el proyecto, la restauración de los terrenos afectados y otras medidas correctoras complementarias exigidas por la Administración deben ser tenidas en cuenta. Las instalaciones de depuración y evacuación del agua producida forma parte del estudio conceptual del proyecto.

Las infraestructuras, oficinas y edificios auxiliares, el suministro de energía eléctrica, el abastecimiento de agua, la red de comunicaciones y los medios de transporte forman parte, también del estudio conceptual del proyecto.

La inversión a realizar depende, por un lado, de la ubicación geográfica del yacimiento, ya que no es lo mismo que se encuentre en una zona aislada que en otra de fácil acceso con servicios próximos y, por otro, de la propia dimensión y complejidad del proyecto de almacenamiento de gas.

La inyección de gas en el yacimiento se planifica entre los meses de marzo y septiembre, ambos inclusive, y la extracción del gas almacenado entre los meses de octubre y febrero, ambos inclusive.

Los estudios preliminares, las bases de diseño, el balance de materia de los fluidos del yacimiento, el balance de materia de las instalaciones de superficie, los costos de inversiones, los costos operativos, el análisis económico del proyecto, los análisis de sensibilidades, el análisis de riesgos y las especificaciones de los equipos principales constituyen el estudio de viabilidad de un proyecto de desarrollo.

---

## 1.5. PLANTAS DE PEAK-SHAVING DE GAS NATURAL LICUADO

### 1.5.1. ORÍGENES DE LAS PLANTAS DE DE PEAK-SHAVING DE GNL

Las plantas de “peak-shaving” a las que nos vamos a referir en este punto, con una capacidad de hasta 100,000 ton/año de GNL, son utilizadas para regular las variaciones intensas de la demanda residencial provocada por los picos de clima frío que pueden ocurrir durante unos pocos días al año. Su principal diferencia con las plantas de regasificación de GNL que se usan para abastecer de base, es que además de su capacidad de almacenamiento y vaporización (en lo que son relativamente similares a las plantas de base), poseen la capacidad de licuefacción del gas natural. Sin embargo, la tasa de licuefacción en estas plantas es de una velocidad extremadamente lenta en relación con las plantas de licuefacción a gran escala (se necesitan entre 200 y 300 días para llenar con gas licuado un tanque de almacenamiento de GNL típico). Esto hace que la capacidad anual de estas plantas sea necesariamente muy baja y que solo puedan utilizarse unos pocos días al año.

Las primeras plantas de *peak shaving* basada en licuación de gas natural se instalaron en la década de los cuarenta en Estados Unidos, con el fin de satisfacer demandas de consumos punta estacionales en redes de distribución de gas natural ya saturadas: en épocas de baja demanda el gas es licuado y almacenado en grandes depósitos criogénicos, en general de una capacidad del orden de las decenas de miles de m<sup>3</sup> de GNL, y nuevamente regasificado y emitido a la red en épocas de elevada demanda.

A partir de estas plantas, nacieron de un modo periférico las llamadas plantas satélites con idénticas funciones pero de menor tamaño, del orden de los cientos o miles de m<sup>3</sup>, desprovistas de unidades de licuación y abastecidas con GNL por transporte terrestre mediante autocisternas o ferrocarril.

El número de plantas de peak-shaving y satélites instaladas en Estados Unidos ha sido significativo. Después de los primeros tanteos en la década de los cuarenta, la actividad no se reanudó hasta finales de los sesenta, con una elevada actividad entre 1970 y 75 y un número total de plantas construidas de aproximadamente 30 en aquel periodo.

En Europa el balance final no ha sido tan espectacular y tan solo se contabilizan algunas plantas de peak-shaving con licuación propias en Inglaterra, Alemania, Bélgica y Holanda, y algunas plantas satélite para usos concretos establecidas de un modo aislado y no sistemático.

En 1997 se contabilizaban plantas de peak shaving activas en: Estados Unidos (55), Reino Unido (5), Canadá (3), Alemania (2), y con una, Argentina, Australia, Bélgica y Holanda, mientras que el número de plantas satélite activas era de: Estados Unidos (39), Japón (33), España (31), Alemania (11), Reino Unido (4), Suiza (1) y Australia (1).

---

De las 79 plantas de *peak shaving* que hoy existen, 64 se encuentran en América del Norte (59 en EEUU), doce en Europa, dos en la región Asia - Pacífico y una sola en América Latina. Esta planta, fue habilitada en octubre de 1995 en los alrededores de Buenos Aires en Argentina y desde entonces respalda el suministro invernal de 1,200,000 clientes.

Se indica a título anecdótico, que la que parece ser la decana de las plantas satélites activa en 1999, es la de Borrego Springs, en el desierto de California, puesta en servicio en 1968 para abastecer un parking de 300 casas rodantes (mobile homes), con dos depósitos de 23 y 30 m<sup>3</sup> y regasificación atmosférica, y que a lo largo de estos años ha recibido suministros desde California, Oregón, Alabama y Wyoming.

La segunda, probablemente sea la que abastece la ciudad de Figueres (Girona), puesta en servicio en 1970 y que todavía sigue activa después de más de 30 años de actividad.

### **1.5.1.1. Estados Unidos**

#### **Almacenamiento de GNL**

Más comúnmente, las instalaciones de almacenamiento de GNL en los Estados Unidos se han construido exclusivamente para el uso de empresas de servicios públicos. Considerando que la capacidad de almacenamiento de las terminales marítimas, que contienen las importaciones de GNL por barcos, está en constante reciclaje con el fin de gestionar los suministros recién llegados, mientras que las instalaciones de almacenamiento en las zonas de servicios públicos a menudo tienen GNL durante un período prolongado de tiempo a fin de utilizarlos solo durante los períodos de máxima demanda.

En general, las instalaciones de almacenamiento de mayor tamaño licuan el gas de la red de gasoductos para la posterior regasificación y la eventual entrega, una vez más al gasoducto (plantas de peakshaving con licuefacción). Sin embargo, numerosas instalaciones de almacenamiento no tienen capacidad de licuefacción y reciben suministros de GNL por camión para su posterior regasificación. Estas instalaciones, que en general son mucho más pequeñas que las que tienen capacidad de licuefacción, son conocidas como plantas "satélites". Estas plantas satélite pueden ser subdivididas en las que están conectadas a la red de gasoductos y las que proveen durante todo el año (carga base) "atadas (conectadas)" a sistemas de servicios locales (redes locales). Las plantas conectadas a redes de servicios locales generalmente son muy pequeñas y están muy lejos de la red de gasoductos para ser económicamente viable su conexión a la red principal. Estas plantas son consideradas aplicaciones de nicho de mercado.

Las instalaciones de GNL ofrecen varias ventajas sobre las opciones de almacenamiento alternativo. Debido a que las instalaciones de GNL se encuentra por encima del suelo, los operadores y / o propietarios tienen muchas más oportunidades para la localización de las instalaciones de GNL en comparación con las alternativas tradicionales de almacenamiento subterráneo que dependen de las condiciones geológicas subterráneas, como yacimientos agotados, acuíferos y cavernas de sal. En segundo lugar, las instalaciones de GNL se construyen a menudo con un mayor grado de despacho (la cantidad de gas que la instalación puede enviar en condiciones de picos máximos es relativo a las existencias en el inventario) que

---

los tradicionales sistemas de almacenamiento subterráneo. Esta ventaja proporciona la oportunidad de enfrentar los picos de demanda.

En la región del medio Atlántico, Baltimore Gas and Electric (BG & E), por ejemplo, define como los períodos de consumo pico, como aquellos en los que la temperatura ha caído por debajo de 10 grados Fahrenheit. Las plantas de propano aire son también utilizadas y compiten con las plantas de GNL para satisfacer los picos de demanda (ver punto 1.1.2).

Las plantas de *peak shaving* de GNL con capacidad de licuefacción en general, están contruidos con especificaciones de diseño que permiten la regasificación de cerca de 10 por ciento de la capacidad de almacenamiento por día de operación. Por el contrario, el proceso de llenado de los tanques de almacenamiento por licuefacción tarda toda una temporada entera de relleno (mas de 200 días). El operador de la planta toma gas natural del gasoducto a un ritmo que permita la recarga del tanque durante este período. Esta característica de operación destaca la ventaja del almacenamiento de GNL: la oportunidad de enfrentar las horas de demanda pico que acontecen durante las olas de frío con un alto grado de despacho y al mismo tiempo reducir el costo que implica tener capacidad de transporte del gasoducto ociosa.

Las empresas distribuidoras en USA actualmente se encuentran operando 59 plantas de *peak shaving* con capacidad de licuefacción. Del total, 21 de ellas están ubicadas en la región Centro Atlántico/ New England, 16 en el Sur, 15 en el centro-oeste y 7 en los estados montañosos y de la costa oeste.

Comúnmente la vida útil de estas plantas es de 20 años, según su diseño. Sin embargo, con una correcta operación de la misma, mas un mantenimiento adecuado todas las plantas inauguradas en la década del 1970 siguen operando actualmente.

Las plantas "Satélite" podrán recibir suministros de GNL a intervalos más irregulares que las instalaciones con equipos de licuefacción (debido a la capacidad de entrega de los remolques de GNL). Estas plantas son abastecidas generalmente por camiones cisterna. Tienen una capacidad de almacenamiento para tres días o menos de operación. Sin embargo, como es el caso de las instalaciones grandes de almacenamiento de GNL con equipo de licuefacción, la justificación económica de este tipo de *peak shaving* (Plantas de GNL Satélites) reside en el análisis de los ahorros al evitar gastos de reserva de capacidad de gasoductos.

Un concepto importante en el cálculo del ahorro de evitar capacidad de transporte ociosa en el gasoducto es la noción del "factor de carga" que es el espacio efectivo utilizado del gasoducto durante todo el año como porcentaje del total de la capacidad de transporte reservada anualmente. Una planta sin los recursos que poseen las plantas de *peak shaving* tendrán un factor de carga mas bajo y como consecuencia un costo de transporte por MMBtu mas caro. La clave para mejorar el factor de carga y reducir los costos de transporte por MMBtu es identificar recursos alternativos de abastecimiento como el GNL u otras opciones de almacenamiento que permitan enfrentar los cambios en la demanda del sistema de distribución.

La mayoría de las instalaciones de almacenamiento de GNL son propiedades de las distriuidoras, y estan ubicadas dentro de las redes de servicio local. Una característica importante de las instalaciones es que ofrecen la fiabilidad de su sistema de distribución y la

---

flexibilidad operativa en momentos de alta demanda. Comisiones estatales regulan el funcionamiento de estas instalaciones como parte de los sistemas integrados de distribución de los servicios públicos. Las empresas dueñas de gasoductos interestatales también son propietarias y operan instalaciones de GNL (15) del mismo modo también operan y poseen instalaciones de almacenamiento subterráneo como parte de su sistema integrado.

De las 98 plantas de almacenamiento de GNL conectadas a la red de gasoductos en los Estados Unidos, 59 tienen capacidad de licuefacción. La mayoría de las restantes están localizadas en el Noroeste del país donde muchas plantas están lo suficientemente cerca las centrales de importación de GNL, para poder ser abastecidas por camiones cisterna. El estado de Massachusetts cuenta con 14 plantas satélites, aproximadamente el 40% de las plantas satélites existentes en los Estados Unidos. En New Jersey la cantidad de plantas satélites es de 5 (segundo en el país).

---

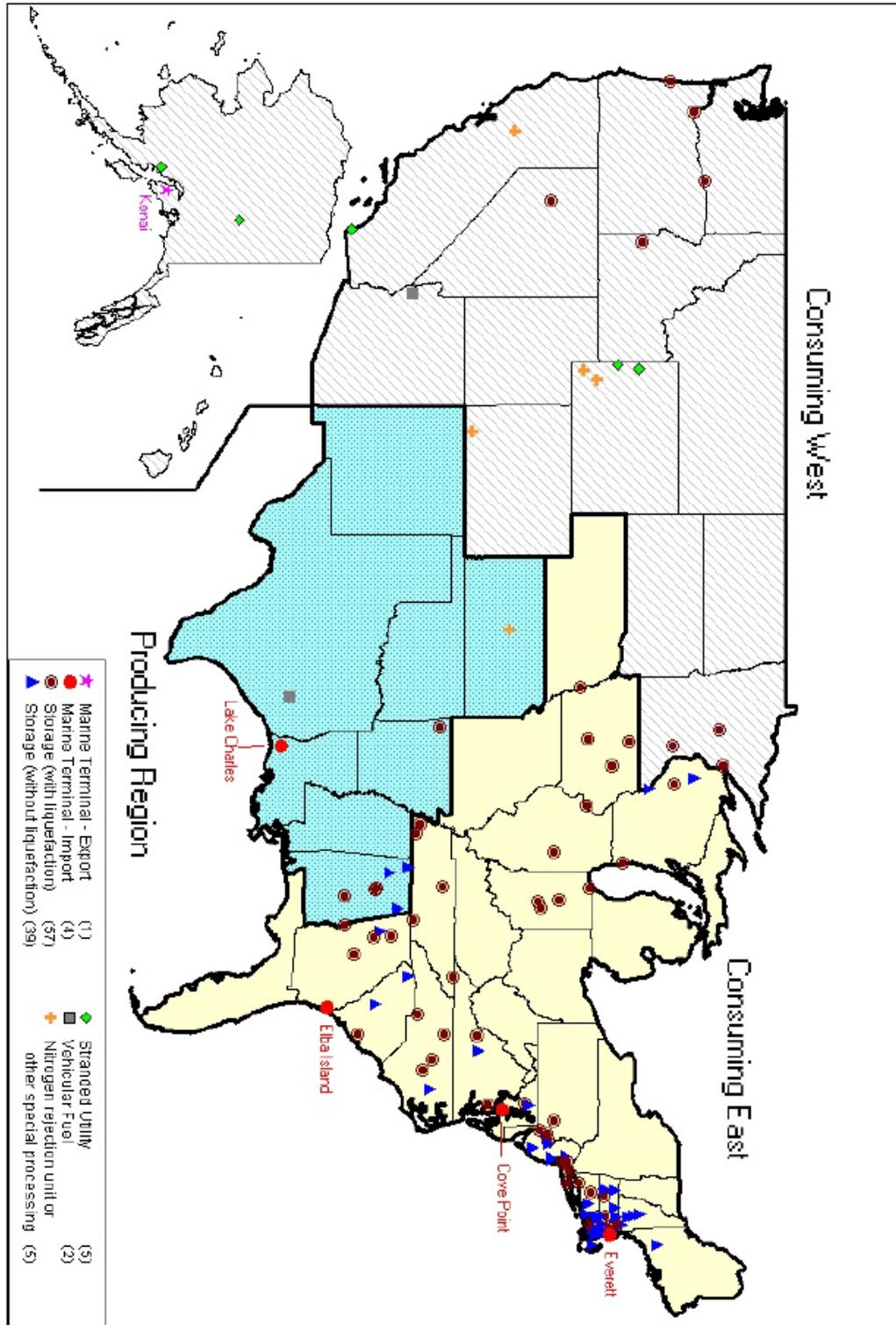


Fig. 38 - Plantas de “peak shaving” en Estados Unidos - Fuente: EIA

## Plantas de propano aire vs almacenamiento de GNL

Hay varias opciones para las empresas distribuidoras que buscan reducir los costos de ofrecer el servicio durante los periodos con picos de demanda. Las plantas de propano aire son una opción comúnmente utilizada para hacer frente a estas necesidades al corto plazo. Los partidarios del uso del almacenamiento de GNL señalan varios beneficios de este tipo de almacenamiento sobre las instalaciones de propano aire. En primer lugar, una vez regasificado, el GNL tiene la misma calidad del gas del gasoducto. Como resultado, la corriente de gas regasificado no debe ser mezclada con la corriente de gas, como si ocurre para el propano-aire. A pesar de las condiciones de seguridad percibidas, el GNL es tal vez más seguro que el propano-aire. Debido a que el propano es más pesado que el aire, este se filtra bajo la tierra si se producen fugas en las instalaciones de almacenamiento. La nube de propano aire puede encenderse con el riesgo que eso implica. En contraste el GNL está compuesto mayoritariamente por metano, que en su forma gaseosa es más ligero que el aire. Como resultado la corriente de gas regasificado “flota” en la atmósfera y representa una amenaza mucho más baja de incendio y explosión.

### 1.5.1.2. En España

En España, en donde el gas natural llegó en forma de GNL (1969), y sin una infraestructura previa de redes de gas natural, la idea de la expansión de abastecimientos hacia nuevas zonas y núcleos de población se realizó a través de plantas satélite.

La primera planta satélite en España se puso en servicio en Noviembre de 1970 en la ciudad de Figueres en Girona, a menos de un año de las primeras descargas de GNL en Barcelona. En marzo de 1971 ya se habían instalado 4 plantas.

A modo de resumen se han incluido 3 cuadros estadísticos con las plantas satélite contabilizadas a lo largo de tres periodos:

**Tabla 8 – Plantas de peak shaving en España**

		Plantas
1970-1984	Primeros 15 años	16
1985-1994	10 años siguientes	11
1995-1999	5 años siguientes	80

#### *1er Período 1970-1984 (15 años)*

Las consecuencias más relevantes que pueden extraerse de esta actividad en los 15 primeros años son las siguientes:

- La totalidad de las plantas se distribuyeron entre usuarios industriales (9) y para reemplazar las plantas de gas de ciudad ya existentes (7).
- Del total de plantas industriales, tan solo tres fueron para cubrir consumos en espera de la llegada de la red de gas natural a corto o medio plazo. El resto fueron motivos claramente económicos de sustitución de GPL por gas natural.
- La sustitución de GPL y naftas.
- La mayoría de plantas se concentraron en zonas próximas a la terminal regasificadora de Barcelona, única existente, y además por presentar un carácter marcadamente industrial, aunque en ese momento ya se detectan los primeros intentos de alcanzar zonas más alejadas: Barcelona (7), Girona (5), Tarragona (2), Navarra y Zaragoza.

#### *2do Período 1985-1994 (10 años)*

Se añadieron durante este período 11 nuevas plantas: 6 en industrias, 1 en laboratorio de ENAGAS, 3 en ciudades con Fcas. De Gas de Ciudad existentes (Lérida, Málaga y Cádiz) y 1 en una nueva Distribución de gas (Albacete).

Siguió pues la atonía en la construcción de nuevas plantas, como consecuencia de haber entrado en servicio las dos nuevas terminales regasificadoras de Huelva y Cartagena.

Se destaca que en este periodo se instala la primera planta satélite para cogeneración (Casa Tarradellas-Vic), empleo que en el tercer periodo representaría una de las aplicaciones más frecuentes, y principal causa del auge actual de las mismas.

#### *3er Período 1995-1999 (5 años)*

Una expansión creciente se produjo a partir de 1995. A mayo de 1999 se presentaba la siguiente situación:

**Tabla 9 – Plantas de peak shaving en España**

	Activas
En Distribuidoras de Gas	19
En industrias	68
Total	87

En marzo de 2002, el número de plantas activas era de 100 para la industria y de 58 para las distribuidoras. En el año 2002 ya había 9 plantas de distribución en Portugal abastecidas desde España.

### 1.5.1.3. En Argentina

Las plantas de almacenamiento criogénico surgieron como una respuesta a la necesidad de garantizar con importantes reservas de gas natural licuado (GNL) el abastecimiento de redes de gas natural. Actualmente son 79 en todo el mundo y una de ellas, - la única en su tipo de América Latina-, es la que opera Gas Natural BAN desde octubre de 1995.

Las plantas de gas natural licuado, usadas para el abastecimiento de gas durante los períodos de demanda máxima, son conocidas como *peak shaving* (en inglés “afeitando picos”), ya que fueron concebidas para afrontar con éxito los picos de consumo en aquellos sistemas con alta incidencia de clientes residenciales y comerciales, una situación que genera curvas de consumo con marcadas diferencias entre los máximos y mínimos, dependiendo de la temperatura ambiente.

Contar con una planta de este tipo reduce la necesidad de disponer de capacidad de transporte desde las zonas de producción de gas, y con ello las dimensiones de los gasoductos involucrados, que son utilizados en forma estacional. La existencia de estas plantas es una alternativa eficaz para disminuir el costo total de ese transporte desde la producción hasta los centros de consumo, con alta demanda en la temporada invernal.

Estas plantas están situadas estratégicamente cercanas a dichos centros de consumo, y generalmente lejanas de las zonas de producción gasífera. La mayor parte de las veces, se utiliza la temporada extra- invernal (200 a 300 días) para licuar y llenar los tanques de almacenamiento, en tanto que se vaporiza y entrega gas a las redes de distribución en los días más fríos del invierno (no más de 20 cada año).

De las 79 plantas de *peak shaving* que existen hoy en el planeta, 65 se encuentran en América del Norte, nueve en Europa, dos en la región Asia - Pacífico y una sola en América Latina. Esta planta, que pertenece al Grupo Gas Natural, fue habilitada en octubre de 1995 y desde entonces respalda el suministro invernal de los clientes de Gas Natural BAN (que hoy suman más de 1.200.000) en la populosa y extensa provincia de Buenos Aires.

#### *¿Por qué una planta en Argentina?*

La República Argentina posee una gran riqueza gasífera, a partir de la cual en el último medio siglo se extendieron grandes redes de gas domiciliario e industrial, lo que llevó la participación de este combustible a más de un 40% en el menú energético nacional, una de las más altas del planeta. Pero en su sistema de producción, transporte y distribución sobresalen tres características singulares: la alta oscilación estacional de la demanda, la fuerte concentración del consumo en el área metropolitana de Buenos Aires y la lejanía de ese conglomerado y de los otros grandes centros de consumo - como Rosario, Córdoba y Mendoza - con las cuencas productoras de Neuquén y la Patagonia, en el Sur y de Salta, en el norte del país.

---

Este carácter marcadamente invernal de la demanda es el que indujo al Estado Nacional a poner como condición, a Gas Natural BAN, como concesionario de la zona norte de Buenos Aires, la obligación de construir una planta de *peak shaving*. La obra fue ejecutada en un plazo record de 22 meses, y demandó una inversión de 51 millones de dólares - financiados en su mayor parte por el Banco Europeo de Inversiones - y más de 600.000 horas hombre de ingeniería, inspección y construcción.

#### *Equilibrio para el sistema*

La planta de *peak shaving* de General Rodríguez es fundamental para el equilibrio del sistema de distribución de gas en la Argentina, cuya capacidad de transporte limitada es superada en los picos de consumo invernal. En diversas oportunidades su operación evitó un déficit de suministro en más de 3.000.000 de hogares metropolitanos, una situación que en cascada hubiera afectado a otras distribuidoras vecinas.

Hasta hoy, el récord de emisión de la planta se registró el 11 de julio de 2000, cuando aportó 3.700.000 m<sup>3</sup> (130,66 MMpc) al despacho de 17.200.000 (607 MMpc) de la compañía. Precisamente el año 2000 significó hasta ahora la temporada record de emisión en la corta vida de la planta. La bajas temperaturas de ese invierno y la ampliación de la capacidad diaria de vaporización de 2.574.000 m<sup>3</sup>/día (90,1 MMpc/día) a 3.861.000 m<sup>3</sup>/día (136 MMpc/día) hicieron posible la inyección de gas almacenado en la red durante un total de 17 jornadas, en los que la planta emitió 20,8 millones de m<sup>3</sup> (734 MMpc). Un nivel de inyección similar se registro en julio del 2007 durante la ola de frío que causo temperaturas mínimas históricas.

#### *¿Cuándo entra en funcionamiento la planta?*

La decisión se toma en el Control de Explotación, en el marco de un menú de opciones alternativas o complementarias como son el corte a aquellos clientes que reciben un servicio interrumpible o el uso de acuerdos de asistencia con otros actores del sistema. La planta es el último recurso y de uso inmediato, ya que en cuatro horas, lo que dura el proceso de enfriamiento de la unidad de vaporización, se puede estar aportando gas a la red.

La planta tiene una alta automatización: sólo precisa 13 personas para funcionar (un responsable, un supervisor de mantenimiento, un administrativo y diez operadores).

El invierno es el gran desafío de la Peak Shaving. Cada año, cuando la temperatura cambia de signo y los vientos del Atlántico Sur o de la Cordillera de los Andes hacen caer las temperaturas 8 o 10° C en pocas horas, el anillo metropolitano argentino mira a la reserva criogénica de General Rodríguez, siempre disponible porque para eso almacenó, silenciosamente, durante todo el año.

#### *Peak shaving en cifras*

- Caudal de Licuefacción: 101.000 m<sup>3</sup>/día (3,56 MMpc/día)
  - Período de Licuefacción: 290 días
-

- Capacidad del Tanque: 43.470 m<sup>3</sup>/GNL
- Caudal Máximo de Emisión: 3.861.000 m<sup>3</sup>/día (136 MMpc/día)
- Máxima emisión continua: 7 días
- Inversión de la obra: U\$S 51.000.000
- Tiempo de construcción: 22 meses

### 1.5.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS INSTALACIONES DE UNA PLANTA DE “PEAK SHAVING” DE GNL

Una planta de *peak shaving* es un conjunto de instalaciones que permiten licuar el gas para almacenarlo y utilizarlo en los picos de demanda. El gas se almacena a una temperatura de -160°, lo que reduce unas 600 veces su volumen. La licuefacción, el almacenamiento y la posterior vaporización son procesos que se realizan, cada uno, en una unidad o módulo.

La Unidad de Licuefacción necesita entre 200 y 300 días, licuando gas las 24 horas del día, para efectuar el llenado del tanque de almacenamiento. El proceso comienza con el pre-tratamiento del gas de alimentación, la eliminación de dióxido de carbono y el agua que contiene y la separación de los hidrocarburos pesados por condensación parcial. Y continúa con el proceso de licuefacción, que produce el enfriamiento del gas por medio de un lazo refrigerante, un compresor e intercambiadores de calor, hasta alcanzar los (-160) grados centígrados. El caudal de licuefacción es del orden de los 100,000 m<sup>3</sup>/día (3,56 MMpc).

El Tanque de Almacenamiento es una de las más avanzadas obras de ingeniería en la industria del gas. Habitualmente, se trata de un cilindro de unos 45 metros de diámetro y 45 de alto, de doble pared metálica. La pared interna está construida en chapa de acero al 9% de níquel, para que pueda resistir sin inconvenientes las bajas temperaturas y la externa se trabaja en chapa de acero al carbono, de máxima resistencia. Entre ambas paredes se instala una aislación térmica de material perlítico, que permite mantener la temperatura del gas licuado.



**Fig. 39 - Planta de *peak shaving* en Memphis EEUU.**

La Unidad se completa con todas las conexiones de llenado y vaciado de GNL, válvulas de venteo y seguridad, accesorios, instrumentación y escalera. Los tanques comunes suelen tener una capacidad de almacenamiento de unos 45,000 m<sup>3</sup> de GNL, volumen equivalente a unos 28.340.000 m<sup>3</sup> (1 Bpc) de gas.

*Peak Shaving - GNL*

Conjunto de instalaciones que permiten licuar el gas para almacenarlo. El gas se almacena a una temperatura de  $-160^{\circ}$ , lo que reduce unas 600 veces su volumen.

proceso :

- 1)Pre-tratamiento del gas de alimentación: eliminación del dióxido de carbono y el agua que contiene y la separación de los hidrocarburos pesados por condensación parcial
- 2)proceso de licuefacción



La Unidad de Vaporización y Emisión entra en funcionamiento cuando la demanda así lo requiere, para inyectar el gas en la red de distribución de Gas Natural

**Fig. 40 – Planta de *peak shaving***

La Unidad de Vaporización y Emisión entra en funcionamiento cuando la demanda así lo requiere, para inyectar el gas en la red de distribución. El caudal máximo de emisión es del orden de los 4 MMm<sup>3</sup>/d (141 MMpc/d), por lo que el volumen del tanque de almacenamiento permite una máxima emisión continua de 7 días. Una vez utilizada la capacidad del tanque se requiere un año de licuefacción para volver a llenarlo.

Por medio de un sistema de bombas criogénicas de GNL, el gas es descargado del tanque de almacenamiento y conducido a los vaporizadores a una presión de aproximadamente 33 bar, lo que hace posible regasificarlo y enviarlo a una Estación de Regulación y medición, a fin de adecuar las condiciones de presión a las requeridas para su inyección a la red de distribución.

**1.5.2.1. Operación de una planta de *peak shaving***

La decisión de la entrada en funcionamiento de la Planta se toma en el Control de Explotación, en el marco de un menú de opciones alternativas o complementarias como son el corte a aquellos clientes que reciben un servicio interrumpible o el uso de acuerdos de asistencia con otros actores del sistema. La planta es el último recurso y de uso inmediato, ya que en cuatro horas, lo que dura el proceso de enfriamiento de la unidad de vaporización, se puede estar aportando gas a la red.

La planta tiene una alta automatización: sólo precisa 13 personas para funcionar (un responsable, un supervisor de mantenimiento, un administrativo y diez operadores).

### 1.5.2.2. Costos de inversión y de operación y mantenimiento

Los costos de inversión de una planta típica (con las características anteriormente mencionadas) fueron de 51 MMUS\$ en el año 1994, actualmente se podrían estimar en 120 millones de dólares aproximadamente. El tiempo de construcción fue de 22 meses.

En cuanto a los costos operativos de la planta de Gas Natural Ban son actualmente de aproximadamente 800,000 US\$ anuales desagregadas de la siguiente forma:

- Personal 237 MUS\$
- Materiales Diversos : 153 MUS\$
- Servicios y Suministros de Terceros: 164 MUS\$
- Reparación y Conservación: 268 MUS\$
- Total: 822 MUS\$

Además se debe incluir un 25% de la capacidad de inyección consumida en energía para el funcionamiento de la planta (particularmente para la licuefacción y mantenimiento de las temperaturas criogénicas).

Para determinar la factibilidad de la utilización de una planta de peak shaving se deben comparar estos valores contra el ahorro de inversión en el sistema de transporte.

### 1.5.2.3. Requisitos mínimos de distribución

Como ya hemos mencionado se da el nombre de Plantas Satélite de GNL al conjunto de instalaciones de almacenamiento y regasificación destinadas a suministrar gas natural a consumos locales situados en zonas no abastecidas por redes de gas natural canalizado, y en las que el abastecimiento se efectúa mediante la descarga de cisternas que por vía terrestre transportan el GNL desde una planta de abastecimiento de mayor entidad.

Esta planta o plantas de origen pueden ser terminales portuarias de entrada de GNL vía buques metaneros, como es el caso de España a través de sus plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva, o bien una planta de licuefacción de gas natural para recorte de emisiones punta (planta de *peak shaving*), que por la magnitud de sus reservas de almacenamiento de GNL pueda abastecer plantas satélites situadas en su zona de influencia.

En líneas generales, la posibilidad de distribuir gas natural a través de plantas satélite implica la disponibilidad de las siguientes condiciones mínimas:

- Disponer de una planta de abastecimiento suficientemente próxima.
  - Disponer de una infraestructura de transporte terrestre adecuada.
  - Disponer de un mínimo desarrollo tecnológico en equipos criogénicos.
  - Que las necesidades del mercado sean compatibles con los costos de GNL en origen y con la infraestructura necesaria para efectuar un abastecimiento estable y eficaz.
-

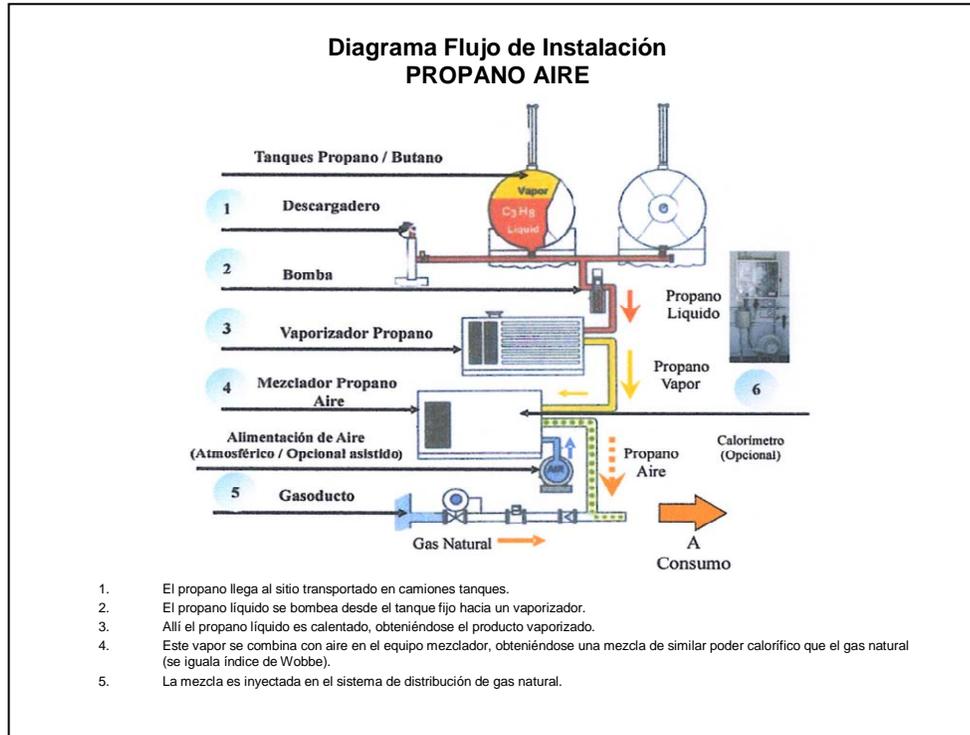
## **1.6. PLANTA DE PEAK SHAVING DE GAS NATURAL SINTÉTICO (PROPANO AIRE)**

### **1.6.1. DESCRIPCIÓN**

Las plantas de propano aire permiten acondicionar el propano transformándolo en gas natural sintético (GNS) para ser utilizado en quemadores de gas natural, y luego introducirlo a la red de gas natural.

El GNS es una mezcla de LPG y aire. El porcentaje de aire varía dependiendo del índice de Wobbe requerido para alcanzar la energía del gas natural de la red del lugar. Un sistema de GNS básicamente incluye:

- Tanque de almacenamiento de LPG
  - Sistema de carga del almacenamiento
  - Bomba de proceso. Transfiere el LPG líquido a los vaporizadores
  - Planta de GNS: Vaporizador y Mezclador. En el vaporizador se calienta el propano líquido hasta transformarlo en vapor y en el mezclador se lo mezcla con aire comprimido, en general en una relación 55% de propano y 45% de aire.
  - Gasoductos y conexiones: para vincular la planta al gasoducto.
-



**Fig. 41 – Flujo de instalación Propano Aire**

La planta de GNS se instala próxima a la red y ocupa menos de 25 x 10 metros. Si incluimos los tanques de almacenamiento, para una planta de 500 a 1.000 Mm<sup>3</sup>/d (17,6 a 35,3 MMpc/d) de gas natural con un almacenamiento de 4000 ton se estima una superficie de ocupación de 200 x 200 m para el primer caso, mientras que sería de un 50% más para uno de mayor capacidad,

De acuerdo a lo informado por los proveedores de estas plantas, es un requisito para el funcionamiento adecuado de las mismas en su ingreso a la red de gasoductos, que la presión de la red en su punto de ingreso sea como máximo de 25 bares.

La selección de la presión de ingreso del GNS es fundamental, y se recomienda en general la utilización de presiones inferiores.

En general, los problemas que ocasiona la elección de una presión alta (23/25 bares) son los siguientes:

- Es una tecnología probada pero con menos experiencia en el mercado.
- Es muy cara por el impacto del costo de los compresores para llevar el GNS a 23/25 bar.
- Al ingresar a una red de gas natural de media presión (23/25 bar), los caudales que movilizan son importantes y abastecen a diversos clientes, no hay segregación de clientes. Desde industrias que lo utilizan como combustible para generación (sin

problemas para el uso de este producto), a industrias que consumen el gas natural como materia prima (afectando las características del producto desarrollado), estaciones de GNC (con los inconvenientes que surgen en los compresores, por las posibilidades de condensación del propano).

- Al estar el GNS a media presión (23 bar), se requiere un determinado caudal de gas natural en su ingreso a la red de distribución, con el objeto de controlar el punto de Rocío, y a su vez ese caudal depende de la riqueza en propano con el que ingresa el gas natural. Esto requiere que la planta de propano-aire pueda modificar sus volúmenes. Por ejemplo el no procesamiento de gas natural en Cerri y/o Mega durante el invierno, modifica el poder calorífico y la presencia de líquidos en la vena gaseosa respecto de sus contenidos históricos.

Como consecuencia, tanto desde el punto de vista de la inversión requerida como del impacto en la red de distribución, se recomienda la selección de un sistema con la siguiente metodología y características:

- Analizar en detalle la red de distribución, identificando los niveles de presión (en general de 30-25; 18-15 y de 1,5 bar), los caudales que se movilizan, las industrias y GNC que abastecen
  - Identificar sectores y sus demandas, ya sea preferiblemente residencial, o industrial que utilice el insumo como combustible. Evitar redes con GNC, y/o Industrias que consuman gas natural como materia prima. En general la demanda residencial está a 1,5 bares, mientras que la industrial es a niveles de presión más altos.
  - Una vez identificados los sectores, lo ideal es aislar esta demanda y que pueda ser abastecida con la planta de propano-aire a niveles de presión menores. No hay inconveniente a esas presiones que el 100% del producto sea propano-aire, porque se direcciona a clientes identificados y seleccionados para reducir el impacto de GS.
  - Localización de la Planta de propano aire. Siendo que la logística de abastecimiento de propano, por su alto nivel de demanda, requiere almacenamientos o flujo de producto continuo, es recomendable la localización de la planta en la zona de abastecimiento de propano (en general cerca del almacenamiento o propano-ducto).
  - Seleccionar una planta de propano-aire, por ejemplo a 9 bar de presión (similar a la de MetrogasChile) con el caudal de producto requerido (de 500 Mm<sup>3</sup>/d a 1 MMm<sup>3</sup>/d - 17,6 a 35,3 MMpc/d), con la presión suficiente para que el GS que se movilice por gasoducto no requiera un diámetro excesivo por baja presión y alto caudal.
  - Construir un gasoducto, por ejemplo de 9 bar (para que no sea extremadamente grande) desde la planta de propano-aire hasta la zona, o zonas identificadas en la red de distribución (preferiblemente a 1,5 bar), y mediante plantas reguladoras llevar el GS de 9 bar a 1,5 bar. Es más económico movilizar GNS que propano.
  - Como resumen la planta se ubica en la zona de abastecimiento de propano, de allí el GNS se moviliza por gasoducto hasta dos/tres puntos de ingreso a la red de distribución mediante plantas reguladoras, y se reemplaza total o parcialmente el gas
-

natural, abasteciendo a zonas perfectamente identificadas y previamente seleccionada que no manifiestan inconvenientes en la recepción de GNS.

Para este informe se asume que el rendimiento de la planta es de 700 ton/día de propano para producir 1 MMm<sup>3</sup>/d (35,3 MMpc/d).

### 1.6.2. EL PROPANO AIRE EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Las plantas de propano-aire se utilizan cuando el gas natural no está disponible por cualquiera de las siguientes causas:

- La demanda esta alejada de las cuencas productivas
- La demanda excede a la oferta en la temporada de máximo consumo
- Ante la incertidumbre del funcionamiento de los gasoductos (daños, atentados, obsolescencia)
- Dificultad de almacenaje en el sitio de la demanda

El GNS puede ser utilizado en localizaciones que todavía no tienen gas natural, o complementando al gas natural cuando la oferta esta limitada por capacidad de transporte o por producción (*peak shaving*), o para reemplazar al gas natural en caso de interrupción de suministro (back up).

El GNS es una mezcla de GLP y aire que simula al gas natural. Su reemplazo es directo, no requiere ajuste o reemplazo de quemadores, ni de presión, y funciona en toda aplicación del combustible. La intercambiabilidad del gas natural a GNS se realiza mediante el índice de Wobbe que mide la energía en un proceso de combustión.

- *Gas Natural* - Densidad respecto al aire = 0,6 y poder calorífico superior = 935 BTU/SCF
- *Gas Natural Sintético* - Densidad respecto al aire = 0,386 y poder calorífico superior = 1421 BTU/SCF
- Índice de Wobbe =  $935/\sqrt{0,600} = 1421/\sqrt{0,386} = 1207$

Como casos de estudio podemos indicar el uso del GNS en Corea del Sur, con el objeto de desarrollar la red de distribución para cuando llegase el GNL, que reemplazaría al GNS. El GNS, en este caso fue de uso durante un cierto período, pero permitió el desarrollo del sistema de ductos, hasta la llegada del GNL.

Asimismo, funciona con éxito ante diversas problemáticas de corte en el suministro de Gas Natural y en regiones donde se dispone de GLP. El mismo permite cubrir la demanda residencial/comercial, y salvar el descontento social debido a cortes de energía. Es entonces cuando la intervención gubernamental participa para facilitar este tipo de abastecimiento.

En Paquistán, por ejemplo, había un uso importante de gas natural, pero con problemas de escasez de suministro. Como se disponía de GLP importado (Qatar, Arabia Saudita, Abu

---

Damin, Yemen) y suficiente capacidad de almacenamiento, se utilizó el GNS para cubrir el 10% del déficit de gas natural(3,75 MMm<sup>3</sup>/d – 132,4 MMpc/d).

### **1.6.3. PLANTAS DE PROPANO-AIRE DE METROGAS CHILE**

#### **1.6.3.1. Descripción**

La distribuidora Metrogas, localizada en Santiago de Chile, dispone de dos plantas de propano-aire. Una de ellas fue construida en 1998, con una capacidad de producción inicial de 450.000 m<sup>3</sup>/d (16 MMpc/d), que fue posteriormente ampliada a 900 Mm<sup>3</sup>/d (32 MMpc/d). Se abastece de propano de la planta Maipú (centro de distribución y llenado de garrafas y cilindros de Gasco), abastecida mediante dos propanoductos que llenan 8 tanques de almacenamiento de 38.000 galones de GASCO, uno proviene de la Refinería de Concon y el otro del Puerto de Gasmar desde donde se introduce el propano importado. Una vez generado el GNS, se lo inyecta en el anillo de Santiago, o sea en un gasoducto de gas natural de una red de 9 bar. Se zonifica la zona de abastecimiento de GNS, se corta a la industria y a las centrales térmicas y al GNV.

Metrogas dispone de una nueva planta de propano-aire (2008) que produce 1 MMm<sup>3</sup>/d (35,3 MMpc/d) de GNS con un consumo estimado máximo de 800 ton/día de propano, localizada en Peñalolén en los suburbios de Santiago.

La misma se conecta a un gasoducto de 9 bares de presión de su sistema de distribución. No presenta inconvenientes de calidad de gas, pero utiliza un propano de tipo HD5, de muy buena calidad sin oleofinas. En general su instalación y puesta en marcha no produjo inconvenientes pero la misma fue dedicada exclusivamente al consumo residencial. Algunos de los problemas que se pueden producir en el sector industrial que utiliza el gas natural como insumo, es el color de los productos terminados, y en los procesos alimenticios.

La logística de abastecimiento de esta planta es la utilización de tres centros de almacenamiento principales:

- Quinteros. Almacenamiento y Puerto. En esta localización, Metrogas es dueño de un almacenamiento refrigerado de 40.000 m<sup>3</sup>, de los cuales dispone de 12 a 20.000 m<sup>3</sup> dedicado a su uso. Se conecta a Metrogas mediante un propanoducto.
- Almacenamiento en Maipú. Con producto de la planta de Con-Con. Se conecta a Metrogas mediante un propanoducto y camiones.
- Almacenamiento en San Fernando. Mediante camiones.

Asimismo en la localización de la planta hay 8 “cigarros” de 50 ton cada uno (400 ton). La demanda de propano a plena carga es de 800 ton/día, lo que representaría aproximadamente 36 viajes de camiones de 22 ton por día. El almacenamiento contratado por Metrogas es del orden de 12.000 ton, que cubre aproximadamente dos semanas de abastecimiento de la planta. A medida que se repletan estos almacenamientos se van llenando

---

con la frecuencia de barcos. El objetivo es cubrir un flujo para abastecer la base estimada de demanda y utilizar los almacenamientos como respaldo.

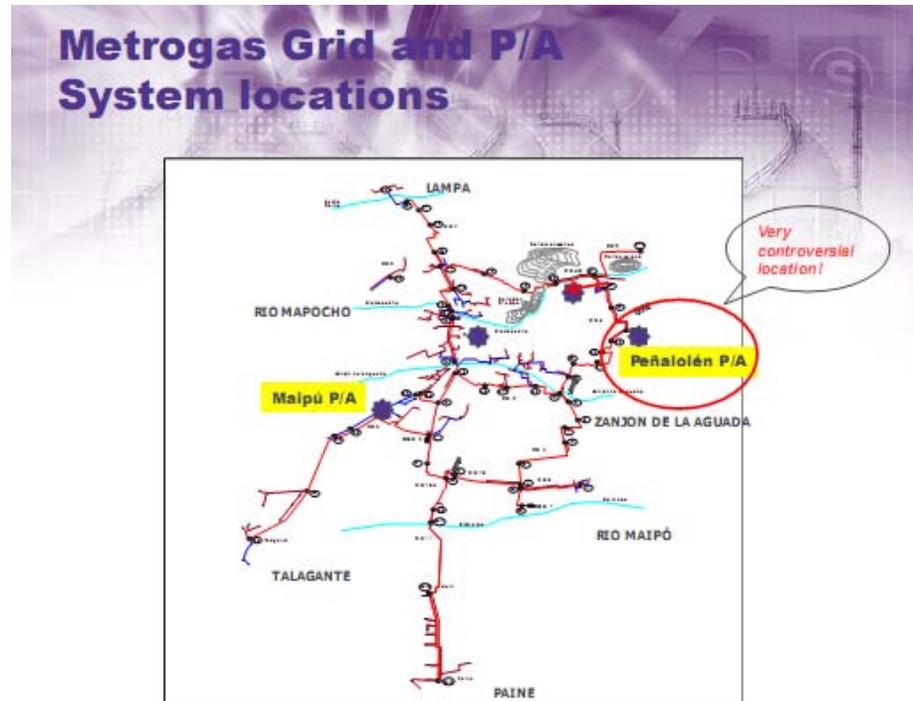


Fig. 42 – Sistema de Metrogas y ubicación del propano aire



Fig. 43 – Planta de propano aire de Metrogas en Chile

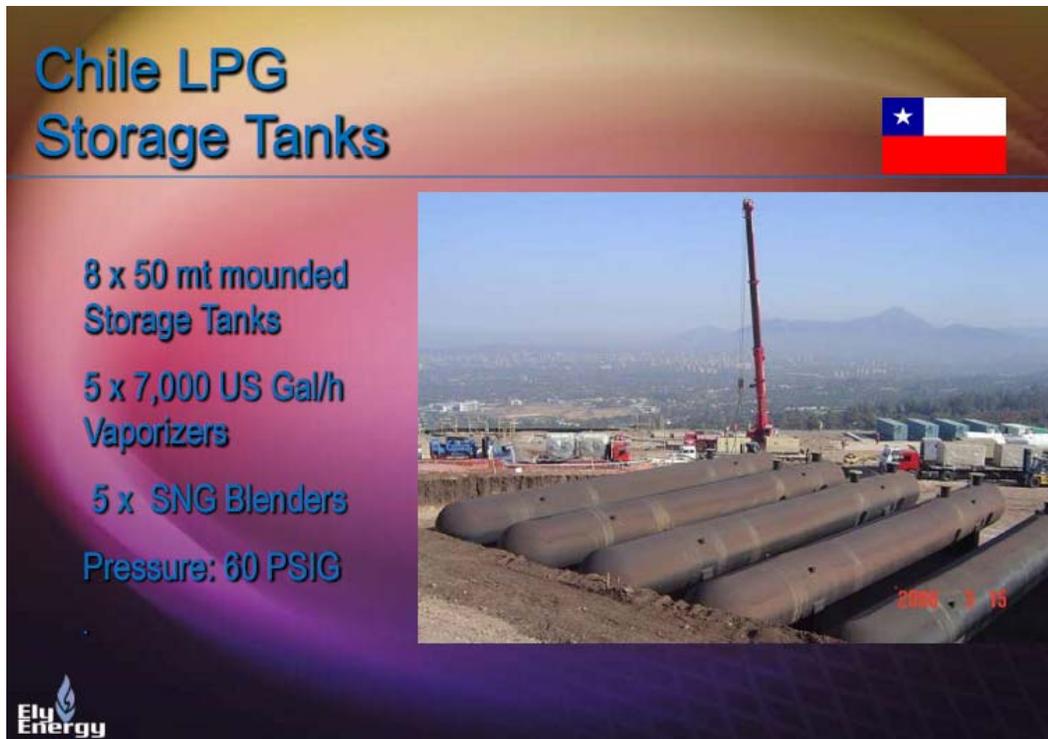


Fig. 44 – Planta de propano aire de Metrogas en Chile

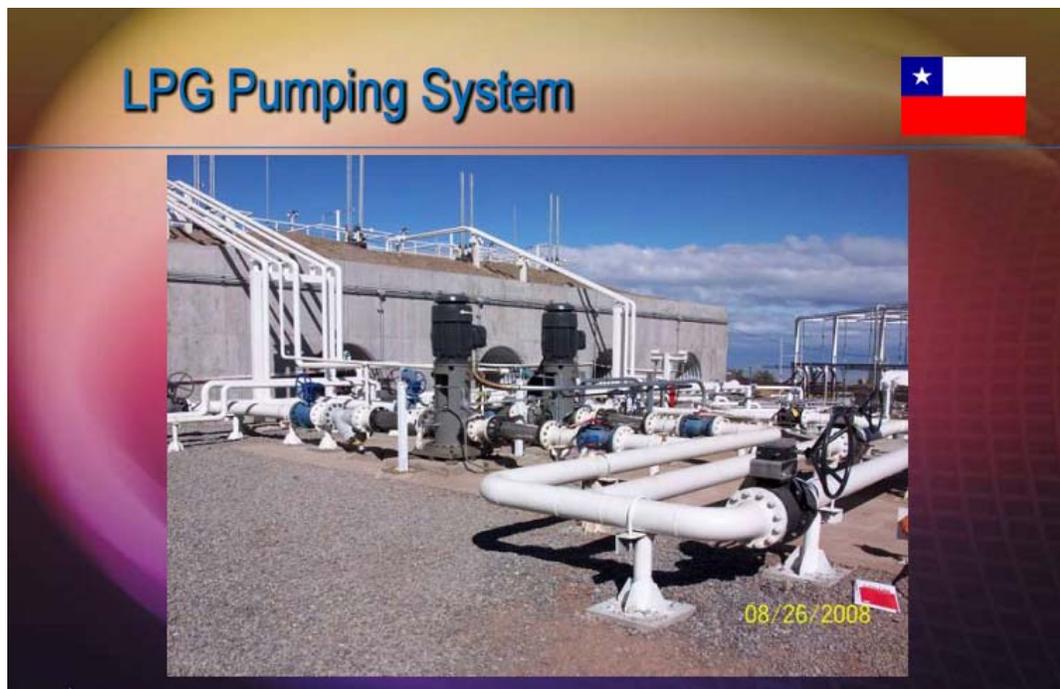


Fig. 45 – Planta de propano aire de Metrogas en Chile



Fig. 46 – Planta de propano aire de Metrogas en Chile

### 1.6.3.2. Costos

El costo total de la planta de propano aire de Peñalolen Chile, fue de 15 MMUS\$, donde las remediaciones ambientales implicaron un factor importante en el costo final de la planta.

El costo del almacenamiento refrigerado de 40.000 m<sup>3</sup> en el puerto de Quinteros fue de 10 MMUS\$.

### 1.6.3.3. Costos de una planta de propano aire basados en los datos de Metrogas Chile

Los parámetros considerados para una evaluación económica de una planta de propano aire (PIPA) fueron los siguientes:

- Características técnicas: módulo, presión, almacenamiento.
- Costos: inversión inicial –instalación de la PIPA-, almacenamiento –en los casos en que se consideró necesario-, poliducto, gasoducto, costos de operación y mantenimiento de las plantas, impuestos.
- Demanda estimada.
- Tasa de descuento o costo de capital.
- Horizonte de planeamiento.

Los ejercicios se han realizado considerando un módulo de producción de las plantas (p.e. 1.000.000 m<sup>3</sup>/día – 35,3 MMpc/día), asumiendo si la presión de inyección requiere la necesidad de una Estación Reguladora de Presión (p.e. 9 bar)- y, en los casos en que se considere la necesidad de almacenamiento, se debe establecer una capacidad de almacenamiento (p.e. 10.000 m<sup>3</sup> de propano).

Con respecto a los costos, los mismos se pueden desagregar en:

- Costos de inversión: almacenamiento refrigerado, brazo de descarga en puerto refrigerado, poliducto refrigerado, sistema de carga y descarga del almacenamiento, bomba movilizadora desde el almacenamiento al vaporizador, vaporizador de propano, mezclador de propano-aire, alimentación de aire, compresor, gasoducto, conexiones a la red de distribución de gas natural.
- Costos de operación y mantenimiento: de la planta, del poliducto, del gasoducto.
- Impuestos: impuesto a las ganancias, IVA.

Los valores adoptados para los costos descriptos, son los siguientes:

---

**Tabla 10 - Parámetros de costo de inversión de la PIPA**

Planta	15,50	MM U\$S
ERP	1,00	MM U\$S
Almacenamiento (5.000 Ton propano)	3,00	MM U\$S
Brazo refrigerado	3,00	MM U\$S
Poliducto refrigerado	83,00	U\$S/metro/pulgada
Gasoducto	19-22	U\$S/metro/pulgada

El costo de la planta adoptado surge de información remitida por Metrogas Chile correspondientes a una planta de un millón de m<sup>3</sup>/d de gas natural equivalente que se conecta a la red de gas a una presión de 9 bar. La presión de inyección tiene incidencia en el valor de los equipos de compresión y modifica significativamente el monto de inversión estimado.

Asimismo, el costo del tanque de almacenamiento también surge de costos informados relativos a la planta de Chile. En tal caso el almacenamiento correspondía a un tanque de 40.000 m<sup>3</sup> de propano con un costo de inversión estimado en 10 US\$ millones. Dado que el volumen de almacenamiento que se consideró razonable para el cálculo es de 5.000 Tn (alrededor de 10.000 m<sup>3</sup>), se computó un costo del 30% del correspondiente al tanque de Chile, considerando un valor más que proporcional (el valor proporcional hubiera sido un 25%)..

Con respecto a los costos al poliducto refrigerado, se consideraron los valores del poliducto de Mega Cerri, cuyo costo fue de 2,5 US\$ millones, fue construido en zona poblada y sus características son: longitud 7,5 km, diámetro 4 pulgadas.

Los costos unitarios de gasoductos corresponden a rangos de valores utilizados en la industria para presupuestar gasoductos instalados. Dichos valores varían considerando las características del área en la cual deba realizarse la obra.

Con respecto a los costos de operación y mantenimiento el monto incorporado es el resultante de la suma de 250.000 US\$/año más un 1,5% del volumen producido, que es requerido como energía para los compresores y vaporizadores. Esta estimación se basa en información aportada por Tradefin (representante de ELY quien proveyó los equipos para la planta de Metrogas)

Las alícuotas de los impuestos incorporadas son del 35% para el Impuesto a las Ganancias y del 21% para el IVA. En cuanto al IVA, si bien los precios calculados no incluyen dicho impuesto, se calculó la incidencia financiera e los créditos y débitos de IVA de acuerdo con el cronograma del proyecto y los flujos de caja asociados.

En cuanto a la demanda estimada, todos los ejercicios se deben realizar suponiendo un funcionamiento a plena capacidad de la PIPA durante el período de ventana o corte (p.e. 90 días al año). Si se estimara que la planta funcionara más días por año, ello incrementaría los volúmenes vendidos y reduciría los precios de equilibrio, o bien mejoraría los resultados económico-financieros.

El horizonte de planeamiento considerado es de 10 años.

#### **1.6.4. PLANTA DE PROPANO-AIRE EN ARGENTINA**

El invierno de 2007 fue el más intenso de los últimos 90 años, con nevadas en la mayoría del territorio argentino. Totalmente inusual. Ante esta situación, que afectó el abastecimiento de la industria, casi en su totalidad durante períodos de 3 a 4 días en tres ocasiones en dicho invierno, agravado por las necesidades de gas por parte de centrales térmicas, ante la insuficiencia de niveles de agua en las cotas de los embalses, ENARSA apoyada por RYPF decide dos acciones a ser llevadas a cabo antes del invierno del 2008. La primera es alquilar un barco regasificador para cubrir una demanda de 8 MMm<sup>3</sup>/d (282 MMpc/d) y atracarlo en un puerto argentino próximo a la red de gasoductos como ya hemos mencionado y descrito en la sección sobre plantas regasificadoras off-shore, y la segunda la construcción de una planta de propano-aire próxima a Buenos Aires (el mayor centro de demanda de Argentina) para cubrir un posible pico estacional de hasta 1,2 MMm<sup>3</sup>/d (42,4 MMpc/d).

La planta se encuentra localizada en La Matanza, en la zona de cruce del poliducto que une la Refinería de La Plata con los almacenamientos de Dock Sud, con un ramal de la red de distribución de Metrogas Argentina. Su localización requirió un estudio profundo, en función de las características del terreno que exigió fundaciones sobre pilotes, así como la necesidad de estar alejada de estaciones de servicio de GNC, pues la inyección de propano-aire presenta inconvenientes técnicos si está demasiado próxima a una estación de GNC. Esta planta puede ser abastecida desde los almacenamientos de Dock Sud por el poliducto que une los almacenamientos con la planta, que a su vez podrán ser llenados por barcos en el muelle de RYPF del mismo nombre, o desde la Refinería de La Plata por el poliducto.

Consume 873 ton/día, para una producción de 1,2 MMm<sup>3</sup>/d (42,4 MMpc/d).

---



Fig. 47 – Planta de propano aire de Metrogas en Argentina

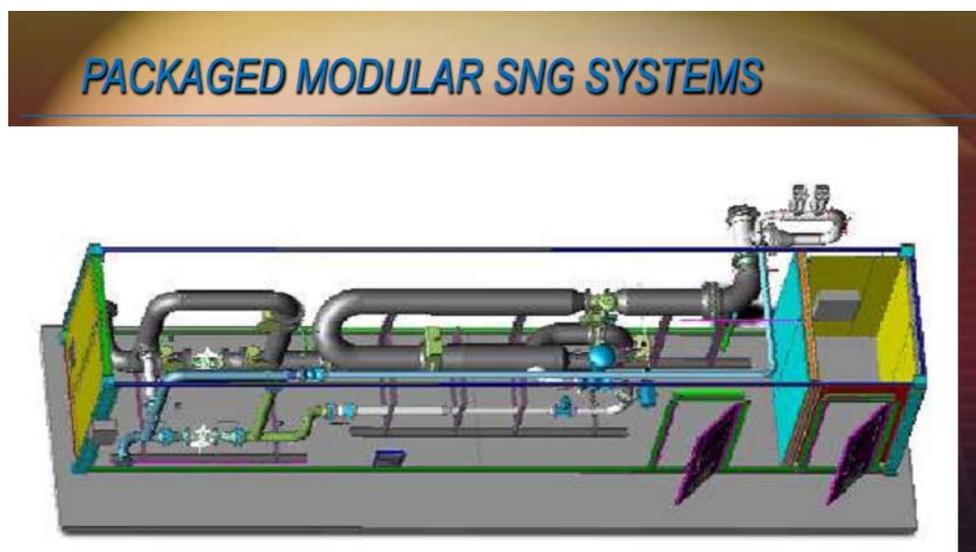


Fig. 48 – Planta de propano aire



**Fig. 49 – Planta de propano aire**

#### **Refinería de La Plata**

- Propietario: RYPF
- Es la refinería de mayor producción de GLP en el país. Producción: 176 Mton de propano y 240 Mton de Butano. Casi la totalidad de la producción de propano se usa como insumo petroquímico en la misma refinería, mientras que el butano cubre las necesidades de la demanda regional.
- Lo producido se utiliza en la refinería, y su excedente se mueve por el poliducto hasta los almacenamientos de General Belgrano (7 Mton), allí lo toma YPF gas y el resto se moviliza hacia los tanques de Dock Sud de RYPF

#### **Puerto de Dock Sud**

- Propietario: RYPF
- Facilidades portuarias:
  - Profundidad: actualmente ha sido dragado a 32 pies
  - Longitud: 300 m
  - Descarga: 300/500 m<sup>3</sup>/hora
  - Capacidad: Barcos hasta 20.000 ton



**Fig. 50 – Puerto Dock Sud**

**Almacenamiento Dock Sud**

- Propietario: RYPF
- Se encuentra conectado al puerto Dock Sud 2, por un propanoducto de 1,9 km.
- Almacenamiento: 54 Mton (100 Mm<sup>3</sup>), dos Tanques refrigerados de 23 Mton y esferas presurizadas.



**Fig. 51 – Puerto y almacenamiento de Dock Sud**

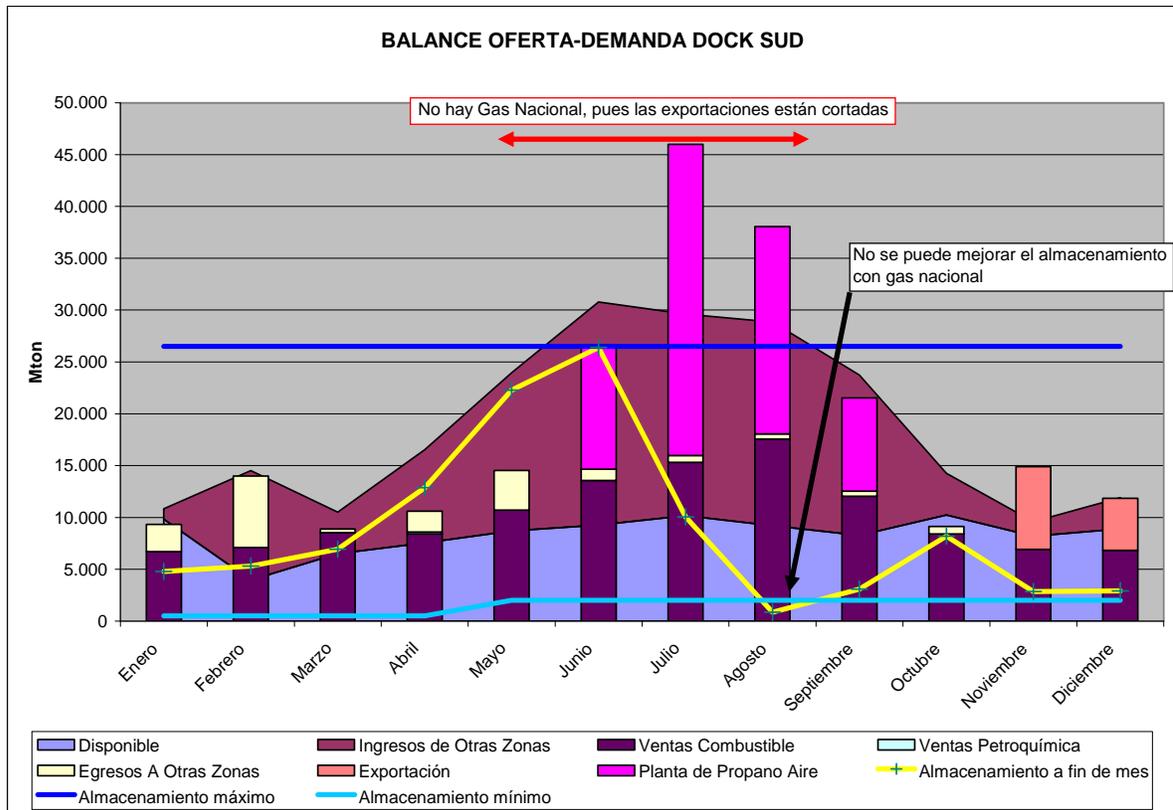
- **Balance de GLP**

Con el objeto de establecer la logística del abastecimiento de gas es necesario hacer un análisis de producción, demanda y almacenamiento de propano. A modo de ejemplo se muestra el análisis realizado en Argentina al respecto.

A continuación se muestra un gráfico que representa la evolución de la demanda como combustible y para uso petroquímico, así como la oferta regional, y los volúmenes que deben ingresar de otras zonas para cubrir la demanda.

Se incluye los niveles de almacenamiento, que permiten cubrir los desbalances negativos y por el contrario llenarse cuando el balance es positivo.

Como se observa esta zona es deficitaria de propano en el invierno y especialmente por la entrada en funcionamiento de la planta de propano aire. Deben ingresar de otras zonas volúmenes adicionales de 20.000 ton/mes de propano promedio desde el mes de mayo.



**Fig. 52 – Balance de oferta y demanda de Dock Sud**

Como se observa en el gráfico, no se puede despachar la planta de propano-aire a 30.000 ton/mes para agosto, porque no hay propano nacional disponible, pues las exportaciones desde mayo están cortadas y Dock Sud tiene sus almacenamientos a pleno al inicio del invierno y no pueden recibir más gas nacional redireccionado de la exportación. Para funcionar a pleno requiere importar 10.000 ton en el mes de agosto.

Se realizó un estudio para evaluar de colocar otra planta adicional en este lugar. Los inconvenientes que presentaba, fueron que la infraestructura no sería suficiente, no habría lugar físico en el mismo emplazamiento, se debería hacer otro propanoducto, y un almacenamiento dedicado para esta planta.

- No hay almacenamiento remanente al inicio del invierno. Además el que hay no sería suficiente para cubrir toda la demanda de propano con propano nacional.
- Se debe importar propano para hacer funcionar la planta a pleno.
- Una nueva planta de propano-aire requerirá la utilización de propano importado durante el período invernal.

**Estructura Logística propuesta**

Siendo que la red de Metrogas dispone de tres niveles de presión: 25 bar, 15 bar y 1,5 bares y la presencia de una planta de propano-aire, se sugiere, realizar un análisis detallado del actual impacto de la planta de propano-aire en la red de 23 bar, evaluar la posibilidad de que tanto para esta planta y para una nueva se zonifique el sector de abastecimiento, para seleccionar adecuadamente los clientes industriales o residenciales que estarían siendo abastecidos por GNS. La red de Metrogas cubre demandas residenciales muy importantes, que no tendrían inconveniente de ser abastecidas por GNS. Por lo tanto la infraestructura de abastecimiento requeriría la identificación de la localización de la planta de propano-aire en las proximidades del almacenamiento existente, previa ejecución de almacenamientos adicionales para la nueva planta. Esta planta podría estar funcionando a 9 bar, y movilizar el GNS hacia plantas reguladoras que abastezcan a zonas identificadas de Metrogas.

#### *Ventajas*

- La existencia de la primer planta, para la logística de abastecimiento
- Hay facilidades portuarias

#### *Desventajas*

- No hay excedentes de propano nacional
- Se debe importar propano para una nueva planta
- No es suficiente el almacenamiento al inicio del invierno (junio).
- No puede estar ubicada en el mismo predio, No hay lugar suficiente.
- Mayor ocupación del puerto para duplicar el ingreso de producto.
- Nuevo poliducto. No habría capacidad en el poliducto existente

### **1.6.5. COSTOS DE UNA PIPA BASADOS EN LOS DATOS DE AESA (ARGENTINA)**

Los parámetros considerados para una evaluación económica son los siguientes:

- Características técnicas: módulo, presión, almacenamiento.
- Costos: inversión inicial –instalación de la PIPA-, almacenamiento –en los casos en que se consideró necesario-, poliducto, gasoducto, costos de operación y mantenimiento de las plantas, impuestos.
- Demanda estimada.
- Tasa de descuento o costo de capital.
- Horizonte de planeamiento.

Los ejercicios para estimar costos se han realizado considerando un módulo de producción de las plantas de 1.000.000 m<sup>3</sup>/día (35,3 MMpc/d), a una presión de inyección de 9 bar -lo cual implica la necesidad de una ERP- y, en los casos en que se consideró la necesidad de almacenamiento, se estableció la capacidad en 10.000 m<sup>3</sup> de propano.

---

Con respecto a los costos incluidos en el modelo, en términos generales, los mismos se pueden desagregar en:

- Costos de inversión: almacenamiento refrigerado, brazo de descarga en puerto refrigerado, poliducto refrigerado, sistema de carga y descarga del almacenamiento, bomba movilizadora desde el almacenamiento al vaporizador, vaporizador de propano, mezclador de propano-aire, alimentación de aire, compresor, gasoducto, conexiones a la red de distribución de gas natural.
- Costos de operación y mantenimiento: de la planta, del poliducto, del gasoducto.
- Impuestos: impuesto a las ganancias, IVA.

Los valores adoptados para los costos descriptos, son los siguientes:

**Tabla 11 - Parámetros de costo de inversión de la PIPA**

Planta	27,00	MM U\$S
ERP	1,00	MM U\$S
Almacenamiento (5.000 Ton propano)	12,50	MM U\$S
Brazo refrigerado	3,00	MM U\$S
Poliducto refrigerado	83,00	U\$S/metro/pulgada
Gasoducto	25,00	U\$S/metro/pulgada

El costo de la planta adoptado surge de información remitida por Astra Evangelista S.A. (AES A) correspondiente a una planta de un millón de m<sup>3</sup>/d de gas natural equivalente que recibe el propano en estado líquido por un ducto, lo vaporiza, lo mezcla en la proporción requerida con aire que la misma planta comprime, y luego inyecta la mezcla gaseosa en un gasoducto a una presión de inyección de 9 bar. La presión de inyección tiene incidencia en el valor de los equipos de compresión y modifica significativamente el monto de inversión estimado.

Asimismo, el costo del tanque de almacenamiento también surge de costos informados por AESA. Se trata de un tanque de 10.000 m<sup>3</sup> de capacidad útil para almacenaje de hidrocarburos a presión casi atmosférica y baja temperatura para mantenerlos en estado líquido.

Con respecto a los costos del poliducto refrigerado, se consideraron los valores del poliducto de Mega Cerri, cuyo costo fue de 2,5 US\$ millones, fue construido en zona poblada y sus características son: longitud 7,5 km, diámetro 4 pulgadas.

Los costos unitarios de gasoductos también fueron informados por AESA, y surgen – según detallaron- de estimaciones realizadas sobre un gasoducto de diámetro de 18 pulgadas apto para una presión de diseño de 50 kg/cm<sup>2</sup>.

Con respecto a los costos de operación y mantenimiento el monto incorporado fue estimado por AESA, considerando los servicios de operación de las plantas, el mantenimiento de las mismas y el suministro de repuestos y consumibles necesarios para la operación y

mantenimiento mencionados. El valor incluido en los cálculos es de 131.000 U\$\$/mes (1.572.000 U\$\$/año).

Las alícuotas de los impuestos incorporadas son del 35% para el Impuesto a las Ganancias y del 21% para el IVA. En cuanto al IVA, si bien los precios calculados no incluyen dicho impuesto, se calculó la incidencia financiera e los créditos y débitos de IVA de acuerdo con el cronograma del proyecto y los flujos de caja asociados.

En cuanto a la demanda estimada, todos los ejercicios se realizan suponiendo un funcionamiento a plena capacidad de la PIPA durante 90 días al año. Si se estimara que la planta funcionara más días por año, ello incrementaría los volúmenes vendidos y reduciría los precios de equilibrio, o bien mejoraría los resultados económicos financieros.

El horizonte de planeamiento considerado es de 10 años.

---

## 1.7. PLANTAS DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

### 1.7.1. DESCRIPCION

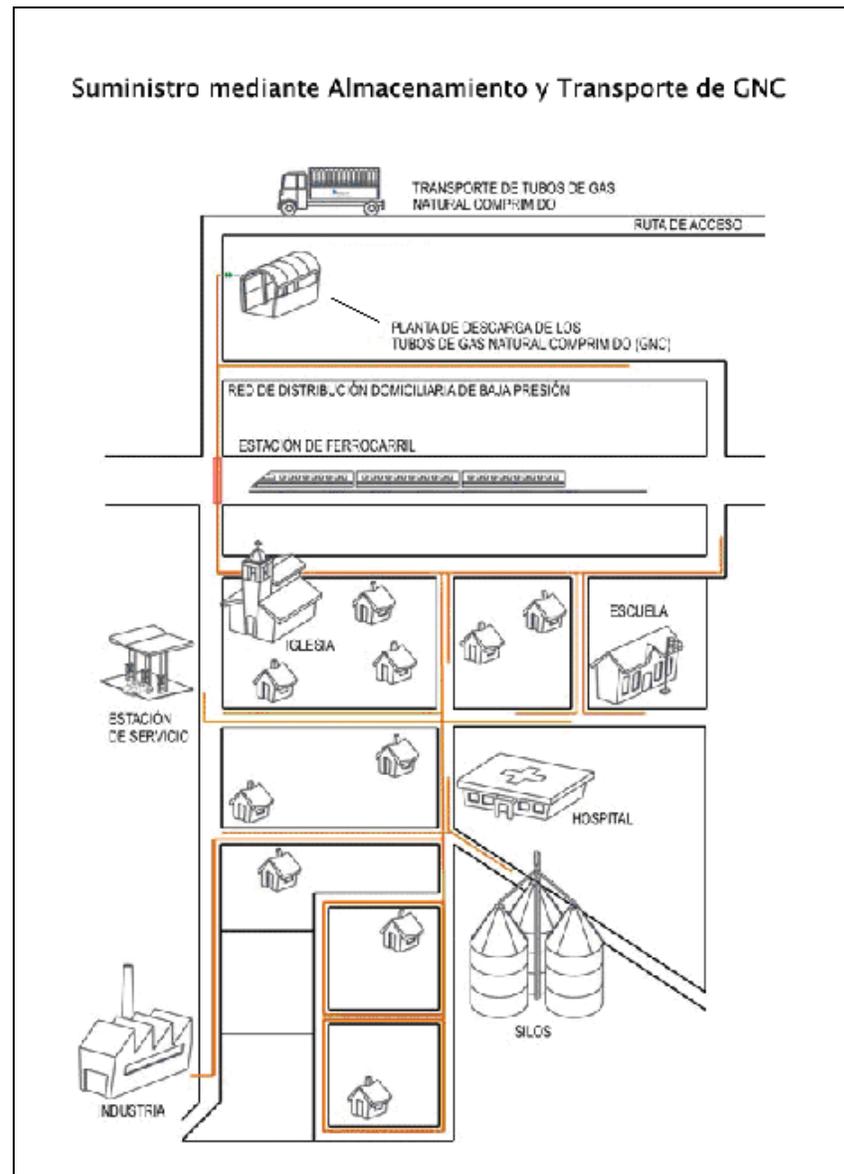
El gas natural bajo las condiciones de temperatura normalmente utilizadas para su manipulación en el sistema de transporte (1015 psi – 70 bar) está en estado gaseoso y moviliza una cierta cantidad de energía por unidad de volumen. Se podría manipular más energía si se comprime el gas a mayor presión. En general, cuando la demanda a atender es pequeña y para ciertas condiciones de distancia de transporte, los gasoductos pueden no ser la mejor opción de transporte desde el punto de vista económico. En tal caso puede ser viable utilizar la técnica del GNC para transportar el gas hasta el centro de consumo y luego distribuirlo a los usuarios a través de redes de gasoductos. Mediante esta técnica se aumenta la presión del gas (248 bar – 3600 psi) en cilindros o tanques transportados por vehículos, manteniéndolo en su estado gaseoso, de tal forma que se incrementa la energía por unidad de volumen reduciendo los costos unitarios de transporte. Cabe mencionar que el GNC es la técnica habitualmente utilizada para almacenar el gas natural en vehículos que utilizan dicho energético.

El GNC o Gas Natural Comprimido (248 bar -3600 psi) es transportado mediante cilindros de almacenamientos en camiones especialmente diseñados y almacenados en cada localidad para ser luego introducidos a la red de distribución a una presión de 58 psi (4 bar). Este sistema al igual que el suministro de GLP está destinado al abastecimiento de gas natural a consumos residenciales, industriales y de GNV a pequeñas localidades alejadas de un gasoducto.

El proyecto optimiza en forma tecnológica y comercialmente integral un conjunto de sistemas, que genera un proyecto innovador de distribución de gas de bajo costo para pequeñas y medianas poblaciones de consumidores, en la que no es rentable el abastecimiento mediante la instalación de un gasoducto troncal desde los yacimientos.

El GNC requiere las siguientes etapas:

- **La compresión.** Se toma el gas natural del campo de producción, de un gasoducto de transporte o de una red de distribución y mediante compresores se aumenta la presión del gas que se deposita en cilindros o tanques diseñados para el caso. La presión máxima utilizada para el gas comprimido es de 3600 psig (248 bar).
  - **El transporte y el almacenamiento.** Por medio de tubos cilíndricos de Gas Natural Comprimido (GNC) a alta presión se transporta en vehículos por carretera o vía fluvial hasta una planta de descarga emplazada en las inmediaciones de la localidad, donde se almacena. En general los camiones de 12 ton de capacidad, pueden transportar hasta cinco módulos de almacenamiento de 300 m<sup>3</sup> (1500 m<sup>3</sup> de gas natural), mientras que los camiones articulados de 40 ton de capacidad pueden transportar hasta 18 módulos de almacenamiento (5400 m<sup>3</sup> de gas natural).
  - **La descompresión.** Utilizando válvulas para expandir el gas se reduce la presión y se inyecta el gas a las redes de distribución para llevarlo a los usuarios finales.
-



**Fig. 53 – Suministro de GNC**

De acuerdo a lo mencionado, una movilización diaria de 10 camiones unitarios representa abastecer un mercado de 15.000 m<sup>3</sup>/d (0,52 MMpcd), mientras que 10 camiones articulados, abastece un mercado de 54.000 m<sup>3</sup>/d (1,906 MMpcd) Estos valores permiten definir el rango de abastecimiento del GNC.

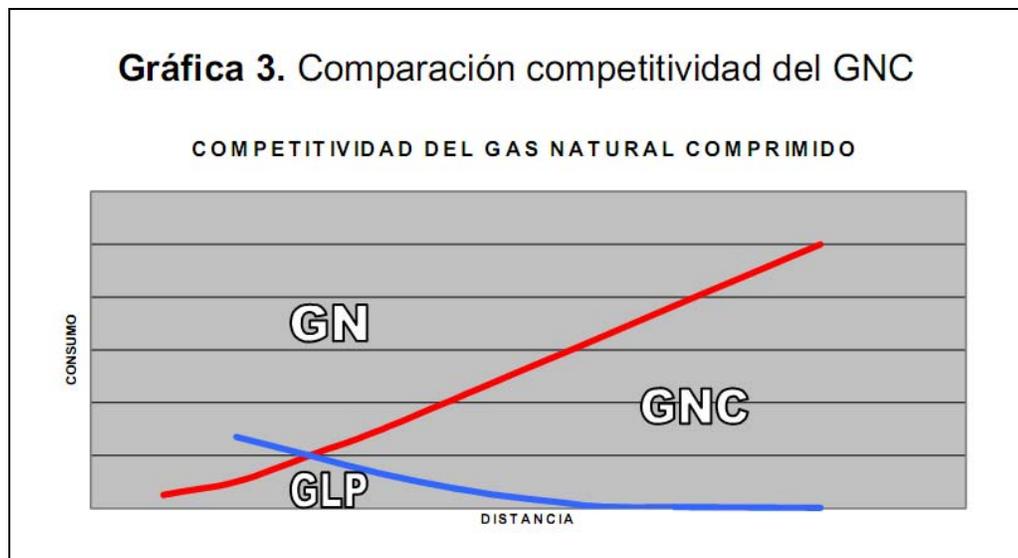
### 1.7.2. COMPETITIVIDAD DEL GNC CON EL GLP

Una penetración del GNC depende del precio y de la comparación de este con el energético sustituible.

En este sentido, es importante la comparación del GNC con el GLP, el cual depende del precio del GLP en planta de abastecimiento más el valor de su transporte, almacenamiento hasta la población consumidora.

El precios actuales que se tienen para cilindros de 40 lb (libras) de GLP (cuyo contenido energético se aproxima al consumo medio mensual de un usuario residencial de gas natural), es entre 16 y 23 U\$D.

En poblaciones con consumos pequeños y ubicadas a distancias considerables de las plantas de abastecimiento de GLP y de la red de gasoductos, el GNC puede ser una opción para abastecerlas. No obstante, debido a las diferentes tarifas de los mercados varía la competitividad de GNC, por esto, para conocer la viabilidad de proyectos con GNC es necesario evaluar para cada población los costos del gas natural y del GLP.



**Fig. 54 – Competitividad del GNC**

Así mismo, se debe realizar un análisis de cada caso considerando los diferentes mercados y la posibilidad de la combinación de cargos de transporte de tubos y de transporte de GNC en vehículos de carga con el fin de determinar la viabilidad de los proyectos.

## **1.8. VISITAS REALIZADAS A ARGENTINA Y CHILE**

### **1.8.1. INTRODUCCION**

Con el objeto de obtener información actualizada sobre alternativas de abastecimiento de largo plazo y de corto plazo en el Cono Sur, se llevaron a cabo visitas en Argentina y Chile.

En Argentina se visitaron:

1. La planta de propano-aire en Buenos Aires de ENARSA.
2. Las instalaciones del Barco Regasificador
3. La planta de GNL de peak – shaving de la Distribuidora Gas Natural BAN.

En Chile se visitaron:

1. Las dos plantas de propano-aire en Santiago de Metrogas Chile.
2. La planta regasificadora en Quinteros.

### **1.8.2. PLANTA DE PROPANO AIRE – LA MATANZA**

Entrada en Funcionamiento: Se hicieron pruebas en el 2008 y 2009. En Enero de 2010, la responsabilidad de la operación corresponde a ENARSA S.A.

Presenta una capacidad de producción de 1,5 MMm<sup>3</sup>/d (53 MMpc/d) de gas natural.

Objeto fue el de cubrir el déficit de gas natural o transporte en el pico de demanda durante el período invernal. Actualmente se estaría evaluando la posibilidad de se despache como base para abastecer a Centrales Térmicas (500 Mm<sup>3</sup>/d)

Logística de abastecimiento de Propano: La planta esta ubicada en la intersección de un propanoducto y un gasoducto de la distribuidora Metrogas. El propanoducto moviliza el producto desde el almacenamiento criogénico en Dock Sur (YPF), que a su vez es alimentado por barcos en el puerto del mismo nombre hacia la Refinería de La Plata (YPF). A 6 km del almacenamiento esta la planta de propano-aire.

Funcionamiento: Una vez en planta, el propano ingresa por el propanoducto hasta un tanque de almacenamiento de 100 m<sup>3</sup>, que esta en general al 43% de su capacidad y que se usa de pulmón para abastecer la planta. De allí se dirige a dos bombas que llevan el propano a los 9 evaporadores (cada uno tiene un rendimiento de 5 ton/h). Simultáneamente hay dos compresores de aire (1300 HP cada uno), ambos, el propano vaporizado y el aire a presión se mezclan en un único mezclador para producir el GNS (GS).

Medición de la cromatografía del gas natural: siendo que el gas natural que llega al City Gate Buenos Aires, puede venir rico en líquidos, se mide su cromatografía, tanto antes de la

---

llegada al punto de ingreso del CG, y posteriormente al egreso de la planta de propano-aire. La vena de gas natural que ingresa a Planta, es en general de 8 MMm<sup>3</sup>/d (283 MMpc/d), el índice de Wobbe se calibra de acuerdo al volumen ingresado, la cromatografía del gas natural, y el volumen de aire a mezclar al GN.

- Consumo de Propano: 1.100 ton/día
- Calidad de Propano: Res Enargas 831/2009
- Abastecimiento de Propano: Por propano ducto
- Almacenamiento: Sólo un tanque como pulmón de 100 m<sup>3</sup>
- Vaporizadores: 9
- Mezclador : 1
- Compresores: 2
- Superficie: 1,8 Ha
- Costo de la Planta: 29 MMUSD
- Particularidades: Presión a 23 bar – Ingresa a una vena de GN

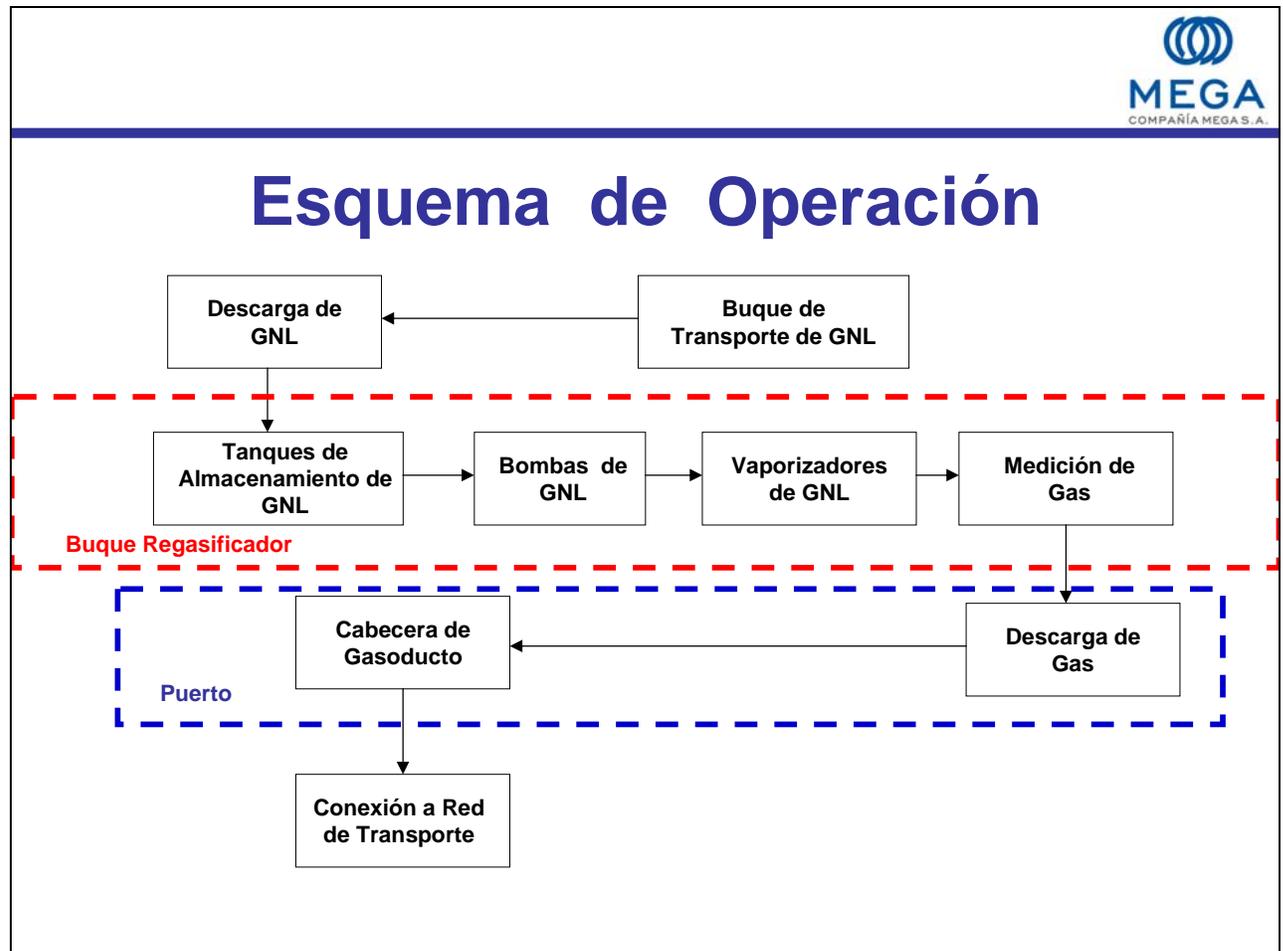
### 1.8.3. INSTALACIONES DEL BARCO REGASIFICADOR

En Bahía Blanca, se encuentra localizada una de las plantas de procesamiento de mayor capacidad de producción de GLP de Argentina, que fue finalizada en el año 2002. La misma consta de un excelente y moderno puerto de hasta 42 pies de profundidad que no presenta inconvenientes técnicos para el estacionamiento de un barco regasificador.



**Fig. 55 – Barco regasificador en Bahía Blanca**

Desde el invierno de 2008, dicho puerto es utilizado durante aproximadamente 4 meses para recibir al barco regasificador de 276 m de eslora. Asimismo los barcos metaneros descargan el producto de GNL al almacenamiento del barco regasificador. Allí el GNL se lo calienta de  $-160\text{ C}$  a  $10\text{ C}$ , e ingresa al brazo de descarga de gas natural a la presión requerida por el gasoducto de la transportista, que es de 70 bar. El compresor del barco podría llevarlo hasta 120 bar.



**Fig. 56 – Esquema de operación de GNL en Bahía Blanca**

El gas regasificado se moviliza por un gasoducto de 2 km de 18" que fue construido especialmente para este abastecimiento con una capacidad de 12 MMm<sup>3</sup>/d (424 MMpc/d), y conecta el barco regasificador con un gasoducto de la empresa Profertil de 18", que a su vez se vincula a la red troncal de gasoductos de Argentina.

La capacidad de inyección máxima utilizada fue de 8 MMm<sup>3</sup>/d (283 MMpc/d).

Las obras complementarias que fueron realizadas para adaptar al puerto fueron:

- Instalación Brazo de Descarga (obras civiles correspondientes).
- Nuevo Punto de Amarre.
- Reubicación Monitor Contra Incendio.
- Construcción Gasoducto.
- Construcción Servicios Auxiliares.
- Construcción de Líneas de Evacuación de Propano – Butano y de Gasolina Natural



**Fig. 57 – Brazo de descarga de gas natural a presión**



**Fig. 58 – Barco regasificador en puerto**

#### **1.8.4. PLANTA DE *PEAK SHAVING* DE GAS NATURAL BAN**

La planta de peak shaving es usada para cubrir el abastecimiento de la demanda residencial durante los picos invernales. La distribuidora Gas Natural BAN, no dispone de clientes interrumpibles de magnitud como son las centrales térmicas argentinas, que en general no tienen contrato de transporte firme y switchean a FO o GO durante el Invierno. Gas Ban está ubicada en una de la zonas de mayor concentración poblacional, en la provincia de Buenos Aires.

- Velocidad de Llenado: 100.000 m<sup>3</sup>/d (3,50 MMpc/d)
  - Capacidad de almacenamiento: 25 MMm<sup>3</sup> (41.000 m<sup>3</sup> de GNL)
  - Velocidad de Vaciado: 200.000 m<sup>3</sup>/d (7 MMpc/d)
  - Actualmente existen otros equipos con velocidades mayores de llenado (300 a 500 Mm<sup>3</sup>/d – 10.6 a 17.6 MMpc/d)
  - La evaporación requiere calentar las líneas, tardando de 3 a 4 horas. Durante el arranque se pierde refrigerante.
  - Puede funcionar por períodos de 6 horas de regasificación.
  - Extractor de CO<sub>2</sub>: Impurezas de CO<sub>2</sub> menor al 0,5%. Se utiliza una planta de absorción de aminas.
  - Secador: También hay un secador que quita la humedad menor a 1 ppm (utiliza dos torres gemelas de carbón activado –Una seca y la otra se regenera.
  - Filtros de Mercurio (carbón Activado)
-

- Filtro de Paño: Retira sólidos en suspensión
- Proceso: El gas se enfría a -160 C, se licua y almacena, en un tanque de doble pared de contención.
- Se licua por un compresor de 20.000 HP, donde se comprimen seis gases: Etileno (imp), Isopentano (imp), Propano, Butano, Nitrógeno, Metano.
- Se enfría en los aeroenfriadores y de allí a la Caja Fría (Intercambiador de calor)
- Tanque: Pared interna de Acero al 9% Niquel, pared externa acero al carbono, interior perlita. 41.000 m<sup>3</sup> de GNL. Dispone de tres bombas sumergidas, y por la parte superior del tanque se extrae el gas vaporizado. El gas que comienza a evaporarse se extrae y un compresor, lo comprime y lo manda a salida de planta a gasoducto.
- Evaporación: 10.000 m<sup>3</sup>/d (353.000 pc/d) de BOG
- Presión: 0,080 bar

La demanda de Buenos Aires tiene su pico entre las 19 y las 23 horas, que es cuando, si fuera necesario, entra a regasificar la planta de peak shaving.

Para activar la regasificación previamente se deben enfriar las cañerías (-120C) desde el tanque hasta los tres vaporizadores donde se calienta el GNL, esta actividad requiere aproximadamente 4 horas,. A la salida de los vaporizadores la temperatura es de 5 a 10 C.

Esta planta permite licuar y regasificar al mismo tiempo. Para su funcionamiento se requieren 10 operadores por turno.

#### **Características de su construcción**

- Tiempo de Ejecución: 22 meses
  - Costo: 60 MMUS\$
  - Terreno: 100 ha (por encima de lo necesario)
  - 110.000 horas de Ing Básica +Detalle (6 meses)
  - 495.000 horas de Montaje
  - Tanque: 18 meses
-

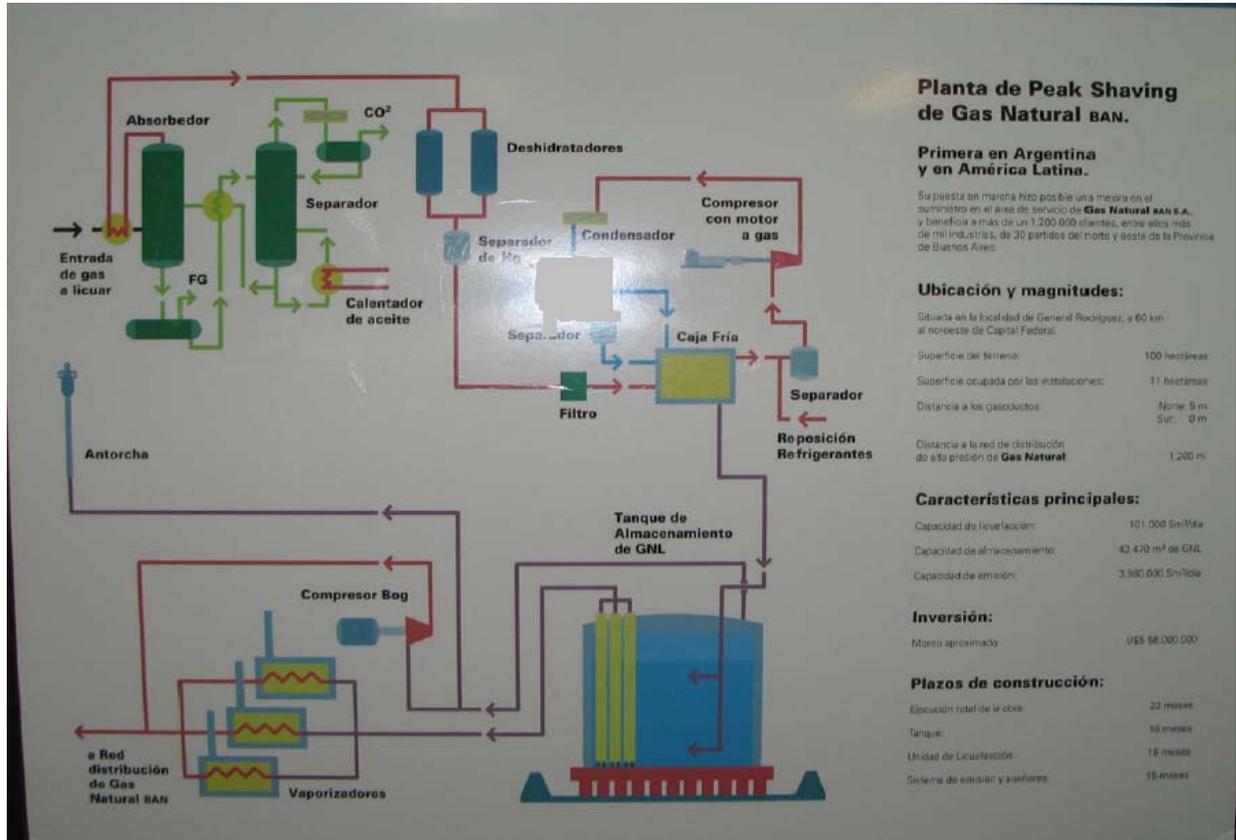


Fig. 59 - Diagrama de Flujo de Procesos de la Planta de Peak-Shaving de GASBAN

### 1.8.5. VISITA A METROGAS (CHILE)

#### 1.8.5.1. Planta de Propano Aire Maipú

- Entrada en funcionamiento: 1998
- Capacidad Inicial: 450.000 m<sup>3</sup>/d (15,9 MMpc/d)
- Se utilizó para cubrir la demanda residencial de agua caliente y para cocinar en una zona de Santiago, previo al ingreso de gas natural.
- Se la realiza con el objetivo de respaldar el abastecimiento de gas natural ante imprevistos, o situaciones excepcionales.
- Ampliación: en 2004, a partir de los cortes de abastecimiento de gas natural de Argentina.
- Capacidad: 900.000 m<sup>3</sup>/d - Máx 1.200.000 m<sup>3</sup>/d (31,2 MMpc/d – Max 43,4 MMpc/d)
- Mercado: Residencial, incluye calefacción

- Funciona casi durante tres años, como base y no para cubrir picos, pero abastece sólo al mercado residencial.
- Abastecimiento de propano: de la planta Maipú (centro de distribución y llenado de garrafas y cilindros de Gasco), abastecida mediante dos propanoductos que llenan 8 tanques de almacenamiento de 38.000 galones de GASCO, uno viene de la Refinería de Concon y el otro del Puerto de Gasmar donde se introduce el propano importado.
- Una vez generado el GNS, se introduce en el anillo de Santiago, o sea en un gasoducto de gas natural de una red de 9 bar. Se zonifica la zona de abastecimiento de GS, se corta a la industria y a las centrales térmicas y al GNV.
- Los clientes residenciales disponen de medidores con reguladores de presión que cortan el abastecimiento ante un cambio de la presión. Nunca se ha cortado a los residenciales.
- Técnico:
  - Planta original, 3 mezcladores y 3 vaporizadores de 4300 m<sup>3</sup>/h cada paquete.
  - Planta ampliada Tecnología ELY. 3 mezcladores y 3 vaporizadores de 12.800 m<sup>3</sup>/h x 3
  - La mezcla para respaldar el índice de Wobbe del gas natural es de 57% propano, 43 % aire comprimido.

#### **1.8.5.2. Planta de Peñalba**

- Capacidad: 1.200.000 m<sup>3</sup>/d (43,4 MMpc/d)
  - Se utilizó como respaldo para cubrir la demanda residencial.
  - Se la realiza con el objetivo de respaldar el abastecimiento de gas natural ante imprevistos, o situaciones excepcionales.
  - Costo: 15 MM U\$D (la ingeniería de detalle, y la construcción se hizo con mano de obra chilena, y supervisión de ELY que proveyó los equipos.
  - No fue usada continuamente. Se realizaron diversos ensayos, incluso para medir la efectividad del índice de Wobbe utilizado.
  - 4 unidades de Mezclador + Vaporizador de 12.800 m<sup>3</sup>/d (1.2 MMm<sup>3</sup>/d - 43,4 MMpc/d)
  - Consumo de propano: 800 ton/día de propano. (50 ton/hora)
  - Calidad del Propano: con menos del 2,5% de butano y libre de más pesados. De buena calidad
  - Generación eléctrica 4 MW (3 generadores de 1,6 MW cada uno)
  - Personal: 2 personas x 12 horas.
  - Almacenamiento de propano: 8 x 30.000 galones (8 x 57 ton) Enterrados.
-

- 2 bombas
- Vaporizadores (4 + 1)
- Mezcladores (4 + 1)
- Antorcha para operación de arranque.
- 2 horas de arranque, si están frías las líneas, sino. 10 minutos.
- 9 compresores, 2 por cada vaporizador.
- Cada unidad (2 C + v + M) = 300 Mm<sup>3</sup>/d
- Consumo: aprox. 50 ton/horas (2 camiones de 22 ton)
- Tres islas simultáneas
- Superficie: aprox. 4/5 ha.



**Fig. 60 – Planta de Peñalba**

#### **1.8.6. PLANTA DE REGASIFICACIÓN QUINTERO**

GNL Quintero S.A. es la Terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (“GNL”) que está operando en la bahía de Quintero y que actualmente abastece de gas natural a la zona central de Chile. Sus socios son BG Group, ENAP, Endesa Chile y Metrogas.

GNL Quintero pudo satisfacer desde el segundo semestre del 2009, la demanda de gas natural de la zona central de Chile, que hasta la fecha se suministraba por gasoducto desde

---

Argentina. El GNL es proveído desde el portfolio de suministro de BG Group, socia del proyecto, diversificándose de esta manera las fuentes de suministro.

Socios: Endesa + Metrogas + Enap

- GNL Chile (Comercializa)
- GNL Quintero (Terminal)

Sucesión de acontecimientos

- Se inicia: Mayo 2004
  - Pool de consumidores – se establece demanda mínima
  - 2004/5 Modelo de Negocio
  - Junio 2005
    - Otorga Concesión del muelle
    - Licencia de la Terminal
  - Nov. 2005
    - Aprobacion EIA
    - Formación de GNL
  - Feb 2006
    - Se adjudica a BG Group
    - Estudios de Preingeniería (planta+muelle+sísmico+ambiental)
  - May 2006
    - Se diseña la alternativa para acelerar el despacho por un Fast track, de un barco metanero, y la realización de un tanque pequeño
  - Sep 2006
    - FEED
    - Project Development Agreement
  - Dic/2006
    - HSBC
  - Mayo 2007
    - Se firma el contrato por 20 años
  - Julio 2007
    - Firma de contrato de gas natural con central térmica Quillota (San Isidro)
    - Endesa
    - Busqueda de Financiamiento
-

### Project Finance

- May 2007

EPC Chicago Bridge (CBI). Llave en mano

Suministro asegurado de GNL y la participación de BG como accionista.

BG (40%) + Enap (20%) + Endesa (20%) + Metro (20%) – **GNL Quintero**

Enap (33%) + Endesa (33%) + Metro (33%) --- **GNL Chile**

BG podría participar con todos el 25%.

Consumo de los Clientes Socios:

Endesa consume 2,5MMm<sup>3</sup>/d (88 MMpc/d).

Metro 2,5 MMm<sup>3</sup>/d (88 MMpc/d).

Se asegura un TOP y DOP del 100%

Contrato de Abastecimiento de GNL con BG de 1,7 MMtpa por 20 años

Alternativa Temprana:

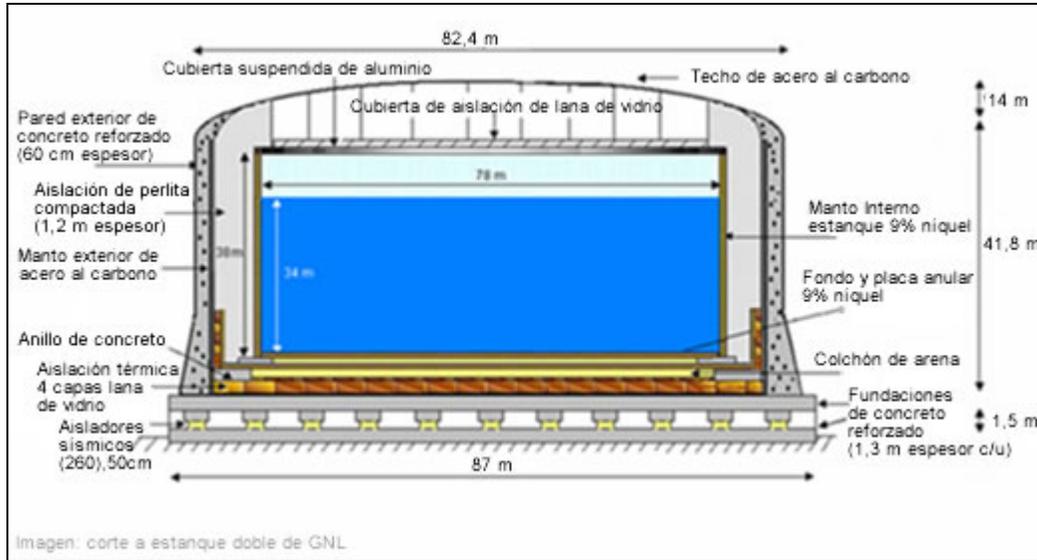
- Fast Track: Buque tanque que usa como tanque de almacenamiento ,y un tanque de contención simple en tierra de 14.000 m<sup>3</sup> de 30 metros de altura como pulmón. Permite hasta 8 MMm<sup>3</sup>/d (282 MMpc/d) (D 45 m , altura 30 m). Consumo de BOG 11,5 m<sup>3</sup> de GNL por día.

Datos de la Planta:

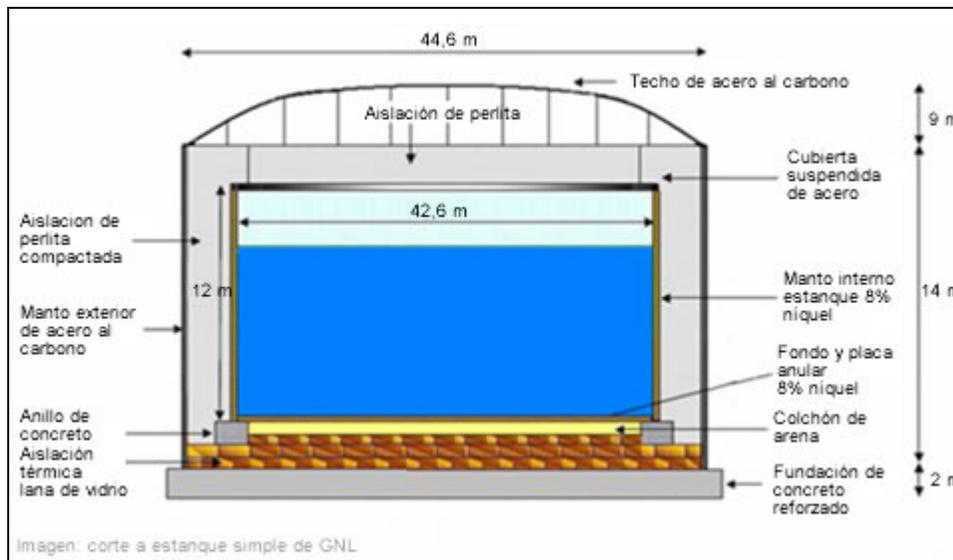
- Costo total: 1100 MMUS\$
- Capacidad : 10 MMm<sup>3</sup>/d (353 MMpc/d) podría llegar a 15 MMm<sup>3</sup>/d (530 MMpc/d) (otro tanque u otra logística)
- Capacidad de diseño: 20 MMm<sup>3</sup>/d (5 MMtpa)
- Punta: 3,75 MMtpa -15 MMm<sup>3</sup>/d de GN
- Agosto 2009: Gas Temprano
- Julio 2010: Terminación

Tanques:

- Dos de D 82,40 m; Altura 55,42 m, Cap: 160.000 m<sup>3</sup> (en construcción, se prevé que estarán terminados para el invierno de este año)
-



**Fig. 61 - Tanque de 160.000 m3 de la terminal de regasificación de Quintero**



**Fig. 62 - Tanque de 14.000 m3 de la terminal de regasificación de Quintero**

Dos bombas sumergidas de 12,8 bar y 360/380 m3/h)

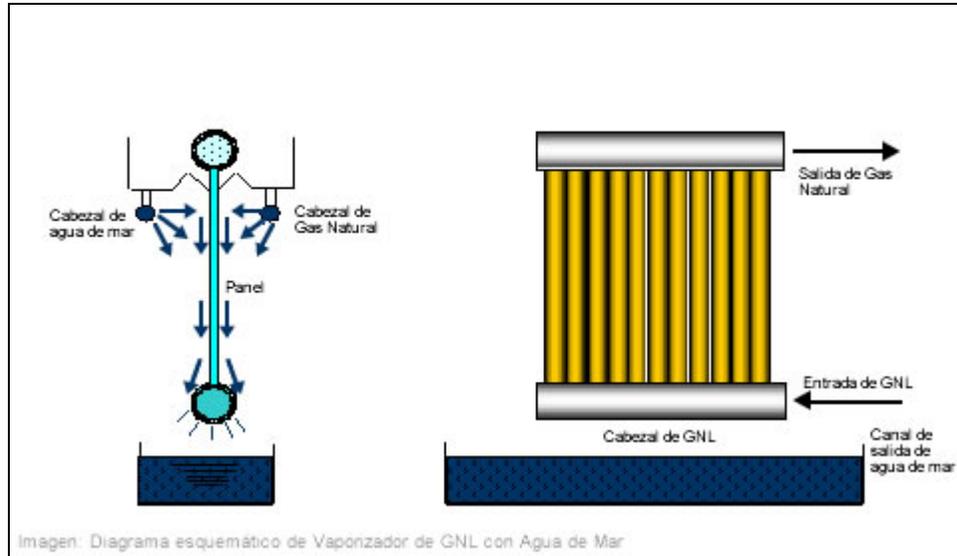
Aisladores sísmicos 260 (2450 año de período de recurrencia)

Tanque interno de acero Niquelado, tanque intermedio de Acero al Carbono, Perlita en el medio y tanque de Hormigón Pretensado

Los tanques están diseñados para resistir grandes sismos bajo normas internacionales (entre las que destacan la norma norteamericana NFPA59A)

Vaporizadores:

Tres Vaporizadores Panel abierto. Temperatura del mar 13 C, se reduce en 5 C. de 150 ton/hora de GNL – 5 MMm<sup>3</sup>/d (177 MMpc/d) (GN) cada uno



**Fig. 63 -Esquema del Vaporizador de Panel Abierto de la planta Quintero**

Vaporizador de Combustión sumergida de respaldo. 152 ton/h de GNL –  
 Consume 1,3% del GNL procesado,

Datos del Muelle:

1878 m de longitud

12 m sobre el nivel del mar (Tsunami)

24 m de calado

3 brazos de carga + 1 de retorno + 1 híbrido (4000 m<sup>3</sup>/hora cada uno)

Buques de 120 a 265 Mm<sup>3</sup>

Se tuvo en cuenta la ubicación de las otras boyas y puertos para tener libre maniobrabilidad de los barcos.

Superficie del predio: 40 Ha.



**Fig. 64 - Predio de la Planta de Regasificación de Quintero, Chile.**

## **1.9. CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTOS**

### **1.9.1. INTRODUCCIÓN**

La falta de abastecimiento de la demanda residencial (regulada), podría deberse a una inadecuada capacidad del sistema de transporte, por lo que una alternativa para cubrir sus picos es aumentar dicha capacidad. Para ello se deberá analizar detalladamente los cuellos de botella de transporte del sistema Colombiano, y las demandas de los mercados relevantes, así como las demandas interrumpibles (no reguladas) que pudieran requerir transporte en los períodos no pico, con el objeto de establecer la viabilidad económica de las expansiones.

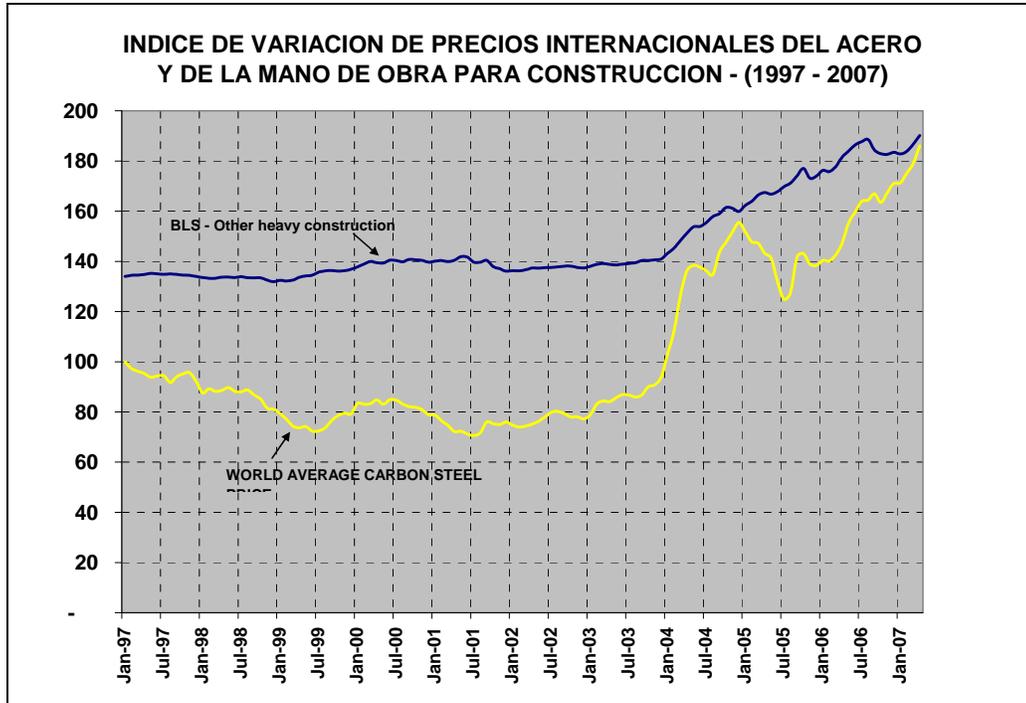
El sistema de transporte, también, puede considerarse como “almacenamiento” para demandas picos su “line pack”.

Por ambos motivos desarrollamos este capítulo con el objeto de dar un estimado de los precios por pulgada/metro de gasoducto en el mundo.

### **1.9.2. CONSIDERACIONES SOBRE COSTOS DE GASODUCTO**

Los precios de construcción de gasoductos que se resumen en las estadísticas de las publicaciones especializadas tienen necesariamente una considerable dispersión y varían en un amplio rango de valores debido a las siguientes razones:

- El año de oferta y construcción. Tanto los costos de los equipos de construcción y de la mano de obra, como de los materiales tienen fuertes variaciones a lo largo del tiempo. En particular, los precios de las tuberías (que suelen corresponder a alrededor del 50% del costo total) tienen fuertes variaciones siguiendo la evolución de la demanda/oferta internacional. Por ejemplo, como se ve en la figura, los precios internacionales del acero se duplicaron entre enero del 2003 y enero del 2005, fuertemente influido por el precio del barril de crudo y las demandas del mercado asiático (China).
  - Los precios informados no siempre contemplan los mismos rubros. En particular, los proyectos pueden o no incluir la entrega de cañerías, plantas compresoras y otros materiales y accesorios, la ingeniería y otros servicios, y el pago o no de derechos de paso. En la mayoría de los casos no existe información de los rubros que no están incluidos. Esto implica que los precios informados no siempre comprenden el 100 % de los rubros que podrían intervenir en la provisión de gasoductos y, en algunos casos, podrían cubrir una porción relativamente menor de los mismos.
-



**Fig. 65 - Variación internacional precio de componentes de gasoductos (1997-2007).**

- Para una misma dotación de personal y disponibilidad de maquinaria, los costos de construcción de un gasoducto son directamente proporcionales a los tiempos de ejecución de la obra. Los rendimientos de construcción y los tiempos consiguientes serán muy variables de acuerdo a las condiciones del terreno y a los obstáculos que deben superarse. Por ejemplo, los tiempos de construcción de un gasoducto en una zona selvática y montañosa o rocosa, en igualdad de recursos, serán más del doble que en una zona llana de fácil acceso y terreno normal. Lo mismo se puede decir de las condiciones climáticas, especialmente la cantidad de días de lluvias en la zona de construcción, que pueden afectar seriamente los plazos de obra y por lo tanto los costos.
- De acuerdo al tipo de obstáculos y al tipo de terreno que debe atravesar el gasoducto, tanto los equipos de personal especializado como el tipo de maquinaria a utilizar es distinto y, por lo tanto, también son distintos los costos unitarios correspondientes.
- Los costos de personal y de alquiler de equipos pueden tener fuertes variaciones en cada país o aún zonas de un mismo país.
- Las condiciones fiscales y financieras y los riesgos contractuales y macroeconómicos son muy distintos en cada país y en cada proyecto y pueden significar importantes variaciones en los precios de las ofertas.

- Los gastos generales y el beneficio neto al que aspira la empresa pueden tener también un rango de variación amplio en función del tamaño y estructura empresaria así como de la situación particular de la misma en el mercado en el momento de realizar su oferta.

Por lo dicho anteriormente se debe ser muy cuidadoso en extraer conclusiones sobre la razonabilidad de los precios de un gasoducto solamente a partir de su comparación con datos estadísticos de mercados y situaciones diversas, ya que los costos están fuertemente influenciados por las condiciones particulares de cada proyecto.

Teniendo en cuenta estas observaciones se realizó una amplia búsqueda de publicaciones con información relacionada con los costos de gasoductos.

El Banco Mundial publica una regla llamada “rule-of-thumb” o valor estándar aproximado para calcular el costo de un gasoducto que tiene en cuenta solo dos variables: el diámetro y la longitud<sup>4</sup>. En dicha publicación se menciona que los costos de construcción (incluyendo materiales y mano de obra) de un gasoducto pueden oscilar entre 15 y 30 US\$/(m x pulgada), dependiendo de las condiciones del terreno y otras características (es decir que los costos se consideran aproximadamente proporcionales a la longitud medida en metros y al diámetro del gasoducto medido en pulgadas). Un valor de 20 US\$/(m x pulgada) es considerado en esa publicación adecuado para una primera estimación, aunque debe mencionarse que el mismo corresponde a precios de 1994 y, por ello, el valor de tal regla en el año 2010 debería ser mayor.

Si bien en el caso de los loops 2005 de TGS, los caños no formaban parte de la provisión, sumando dichos costos para hacer posible una comparación los valores resultantes serían de 15 y 13 US\$/(m x pulgada), por debajo del límite inferior mencionado por el Banco Mundial.

A continuación se resumen los datos de costos de construcción de gasoductos obtenidos en las siguientes publicaciones internacionales:

- a) “The Pipeline Industry in Brazil”. Presentado en el “World Pipeline Forum” de Ámsterdam (2006) por Petrobras.
- b) Informes del US Department of Energy. “North American Gas Trade”. Proyectos de gasoductos para los intercambios gasíferos de Estados Unidos con Canadá y México.
- c) “Oil & Gas Journal Survey”. Resumen de los proyectos de gasoductos construidos en el mundo entre Abril de 1997 y Noviembre del 2006.

---

<sup>4</sup> “Financing Energy Projects in Emerging Economies”, Hosseim Razavi.

---

- d) “Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs”. Nathan Parker. Institute of Transportation Studies. University of California.

### 1.9.3. PRECIOS DE LOOPS EN ARGENTINA AÑO 2005

Se describe a continuación, tres tramos de expansión del sistema de transporte argentino del año 2005:

En el caso de un tramo de 160 km de caños de 36 pulgadas y 10.31 mm de espesor, revestidos con PE tricapa, con un costo de cañería de 50,700,800 US\$ (8,8 US\$/m<sup>3</sup>). A estos valores se le suma un 5 % adicional por la provisión de otros accesorios y componentes<sup>5</sup> así como su traslado al sitio de emplazamiento que teóricamente suelen constituir el total de las provisiones a cargo del cliente. Sumando a este valor el costo de construcción resultaría un costo total incluido materiales de 84 MMUS\$ (14,72 US\$/m<sup>3</sup>). Finalmente se considera, tanto sobre las provisiones cómo sobre los contratos de construcción, un incremento del orden del 5% que representa en este contexto el costo de gerenciamiento del propio cliente o dueño de la instalación (red de gasoductos). Por lo tanto, el costo unitario total de la ampliación de los gasoductos este gasoducto incluido los materiales sería de 15,5 US\$/(m x pulgada).

Otro caso se consideran 150 km de caños de 30 pulgadas y 8,14 mm de espesor, revestidos con PE tricapa, con un costo de cañería de 33 MMUS\$ (7,18 US\$/m<sup>3</sup>). A estos valores se le suma el adicional por la provisión de otros accesorios y componentes así como su traslado al sitio de emplazamiento que teóricamente suelen constituir el total de las provisiones a cargo del cliente. Sumando a este valor el costo de construcción resulta un costo total incluido materiales de 60 MM US\$ (13,02 US\$/m<sup>3</sup>). Finalmente se considera, tanto sobre las provisiones cómo sobre los contratos de construcción, un incremento del orden del 5% que representa en este contexto el costo de gerenciamiento del propio cliente o dueño de la instalación (red de gasoductos). Por lo tanto, el costo unitario total de la ampliación de los gasoductos de TGS incluido los materiales sería de 13,8 US\$/(m x pulgada).

Otro caso, de 140 km de caños de 30 pulgadas y 8,14 mm de espesor, revestidos con PE tricapa, con un costo de cañería de 30.802.200 US\$ (7,18 US\$/m<sup>3</sup>). A estos valores se le suma un 5 % adicional por la provisión de otros accesorios y componentes así como su traslado al sitio de emplazamiento que teóricamente suelen constituir el total de las provisiones a cargo del cliente y el costo de construcción resulta un costo total incluido materiales de 56 US\$ (13,02 US\$/m<sup>3</sup>). Finalmente se considera, tanto sobre las provisiones cómo sobre los contratos de construcción, por lo tanto, el costo unitario total de la ampliación de los gasoductos de TGS incluido los materiales sería de 13,8 US\$/(m x pulgada).

---

<sup>5</sup> Se entiende por otros accesorios y componentes a las válvulas de línea, válvulas de bloqueo, trampas de scraper, codos, curvas, cañerías de menor diámetro en instalaciones de superficie, etc.

---

Considerando que los costos anteriores corresponden a valores de materiales (especialmente acero) del año 2005, para comparar con los datos publicados de costos de gasoductos es necesario tener en cuenta la variación del costo del acero. Considerando los costos unitarios del año 2005 y la variación del costo del acero se obtienen los costos unitarios totales (incluidos materiales) para el 2007 que son entre 17 y 20 US\$/ (m x pulgada).

#### **1.9.4. COSTOS DE GASODUCTOS EN BRASIL ESTIMADOS POR PETROBRAS**

En el “World Pipeline Forum” realizado en Ámsterdam (2006) la empresa Petrobras de Brasil presentó un trabajo sobre la construcción de gasoductos en Brasil, “The Pipeline Industry in Brazil”, cuyos principales resultados se resumen en la tabla siguiente.

---

Tabla 12 - Proyectos de nuevos ductos en Brasil

PROYECTOS DE PETROBRAS EN BRASIL				
<b>Petrobras Projected Pipelines (2010) (*)</b>				
	<b>Longitud</b>	<b>Diametro</b>		
<u>Liquid Pipelines</u>	(km)	(pulgadas)		
Paulinia – Cuiabá	1,437	18		
Macaé – REVAP	542	38		
REDUC – Ilha D'Água	19	18		
Urucu – Coari	280	10		
Conchas – Paulinia	90	16		
Uberaba – Paulinia	200	18		
Paulinia – Guararema	190	18		
Guararema – S. Sebastião	90	19		
Plano Diretor S.P.	200	18		
<b>Pulgadas por metro - liquid pipelines</b>	<b>63,396,500 pulg x mts</b>			
<b>Gas Pipelines</b>				
	(km)	(pulgadas)		
Urucu – Porto Velho	550	14		
Coari – Manaus	420	20		
Uruguiana – Porto Alegre	615	24		
Nordestão II	536	24		
Campinas – Rio	453	28		
São Carlos – Belo Horizonte	515	26		
GASENE	1,280	28		
Catu – Pilar	440	26		
GASFOR II	280	20		
Loop GASBEL	360	17		
Caragua – Taubaté	100	26		
Lorena – Poços de Caldas	211	14		
Paulinia – Jacutinga	80	14		
GASCAB III	67	22		
<b>Pulgadas por metro - liquid pipelines</b>	<b>136,946,000 pulg x mts</b>			
<b>Cálculo del costo unitario estimado</b>				
	<b>Valor</b>	<b>Longitud</b>	<b>Pulg x mts</b>	<b>Costo unitario</b>
	(MM USD)	(Km)	(pulg x mts)	(USD/pulg x mts)
Pipelines Petrobras - proyectados 2010	7,000	8,955	200,342,500	<b>34.94</b>

(\*) Datos de Petrobras - presentados en el World Pipeline Forum - Amsterdam - Marzo 2006

### 1.9.5. INFORMES DEL U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. PROYECTOS ENTRE USA-CANADA Y USA-MEXICO

El US Dep of Energy emitió una serie de informes relacionados con los intercambios gasíferos en Norteamérica bajo el título general "North American Gas Trade". En dichos informes se describen los proyectos de gasoductos (incluyendo sus costos) previstos para las importaciones y exportaciones de gas entre los Estados Unidos con Canadá y México. El listado de gasoductos y su costo unitario se resume en la siguiente tabla.

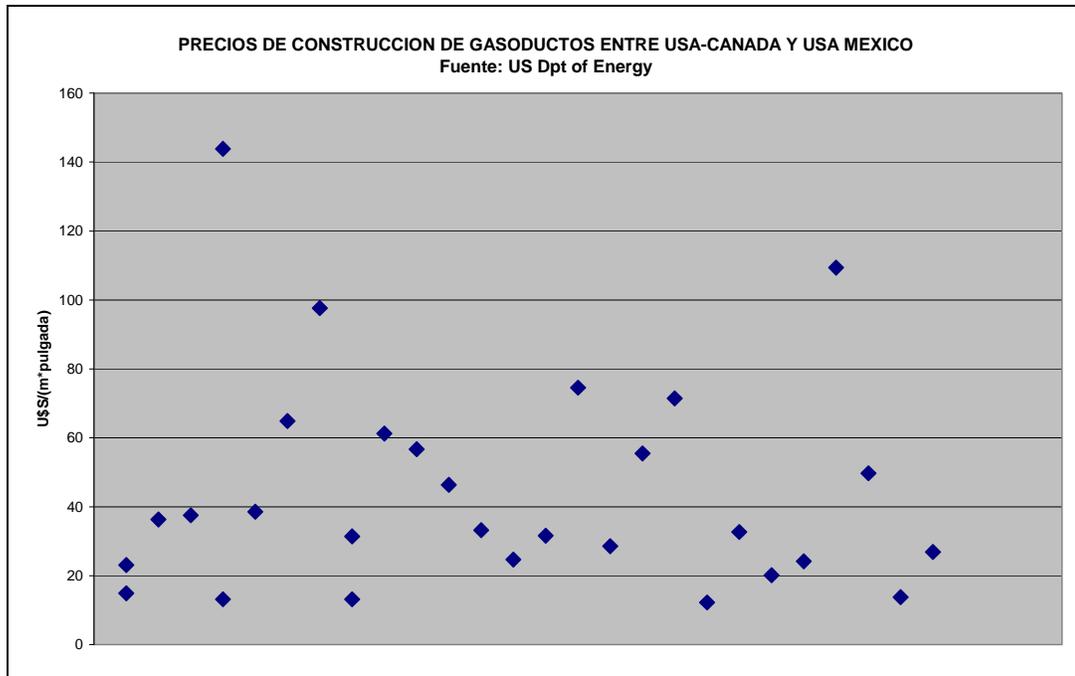
**Tabla 13 – Proyectos entre USA-Canadá y USA-México**

<b>PROYECTOS ENTRE: USA - CANADA Y USA - MEXICO</b>				
	<b>Longitud</b>	<b>Diametro</b>	<b>Valor</b>	<b>Costo unitario</b>
<i>Proposed projects (USA - Canada) 1998 - 2000</i>	<i>(km)</i>	<i>(pulgadas)</i>	<i>(MM USD)</i>	<i>(USD/pulg x mts)</i>
Alliance pipeline project (1)	2,996.6	39	2,700	<b>23.10</b>
Great Lakes Gas Transmission - 1998 expansion (1)	114.3	36	149	<b>36.30</b>
Great Lakes Gas Transmission - 300 expansion (1)	458.7	36	620	<b>37.55</b>
Iroquois Gas Transmission Expansion (1)	43.5	24	150	<b>143.84</b>
Maritimes & Northeast Pipeline (1)	936.6	27	975	<b>38.55</b>
Northern Border pipeline - Chicago project (1)	391.1	33	837	<b>64.86</b>
Northern Border pipeline - Project 2000 (1)	56.3	30	165	<b>97.64</b>
Portland Natural Gas Transmission System (1)	469.9	17	256	<b>31.43</b>
Transcanada 1998 Expansion (1)	309.0	30	573	<b>61.22</b>
Transcanada 1999 Expansion (1)	157.7	30	271	<b>56.72</b>
Trans Quebec & Maritimes Pipeline (1)	218.9	27	274	<b>46.37</b>
ANR Pipeline Company (1)	117.5	32	125	<b>33.20</b>
Illionois-Wisconsin Express Pipeline (1)	281.6	36	250	<b>24.66</b>
Independence Pipeline (1)	595.5	36	678	<b>31.63</b>
Lighthouse Pipeline System (1)	152.9	16 - 24	240	<b>74.56</b>
Millenium Pipeline Project (1)	712.1	11 - 24 - 36	684	<b>28.57</b>
Transco Marketlink Project (1)	244.6	39	529	<b>55.45</b>
Tristate Pipeline Project (1)	233.4	30	500	<b>71.42</b>
Viking Gas Transmission Company Expansion (1)	72.4	24	21	<b>12.25</b>
Voyageur Gas Transmission Project (1)	225.3	36	265	<b>32.67</b>
<i>Proposed projects (USA - Mexico) 1997 &amp; 1999</i>	<i>(km)</i>	<i>(pulgadas)</i>	<i>(MM USD)</i>	<i>(USD/pulg x mts)</i>
Samalayuca Pipeline Project (1)	72.4	24	35.0	<b>20.14</b>
Project Vecinos - San Diego Gas&Electric / Southern Cal. Gas (1)(2)	8.0	36	7.0	<b>24.16</b>
Calexico Project - Southern Cal. Gas (1)	0.2	16	0.3	<b>109.36</b>
Coral Mexico Pipeline (1)	0.4	24	0.5	<b>49.71</b>
Willcox branch laterals - El Paso Natural Gas (1)	114.4	20 - 16	30.2	<b>13.78</b>
Rosarito Pipeline Project (1)	43.5	30	35.0	<b>26.85</b>

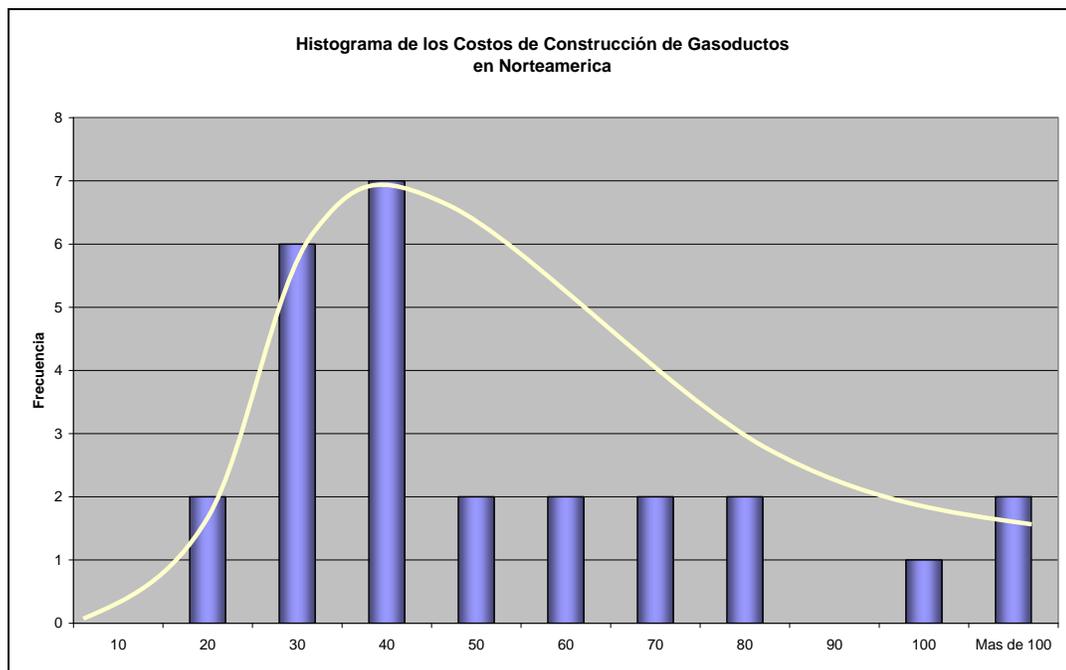
(1) US Department of Energy - www.fossil.energy.gov

(2) Diametro máximo 36 inches

En las figuras siguientes se representan gráficamente (i) los precios unitarios de todos los gasoductos de la tabla precedente y se incluyen los costos unitarios totales de las expansiones 2005 de argentina.; y (ii) los mismos datos en la forma de un histograma y se ajusta una distribución de probabilidad log-normal con el mismo valor medio y desvío estándar.



**Fig. 66 - Precios unitarios de construcción de gasoductos en Norteamérica**



**Fig. 67 - Precios unitarios de construcción de gasoductos en Norteamérica**

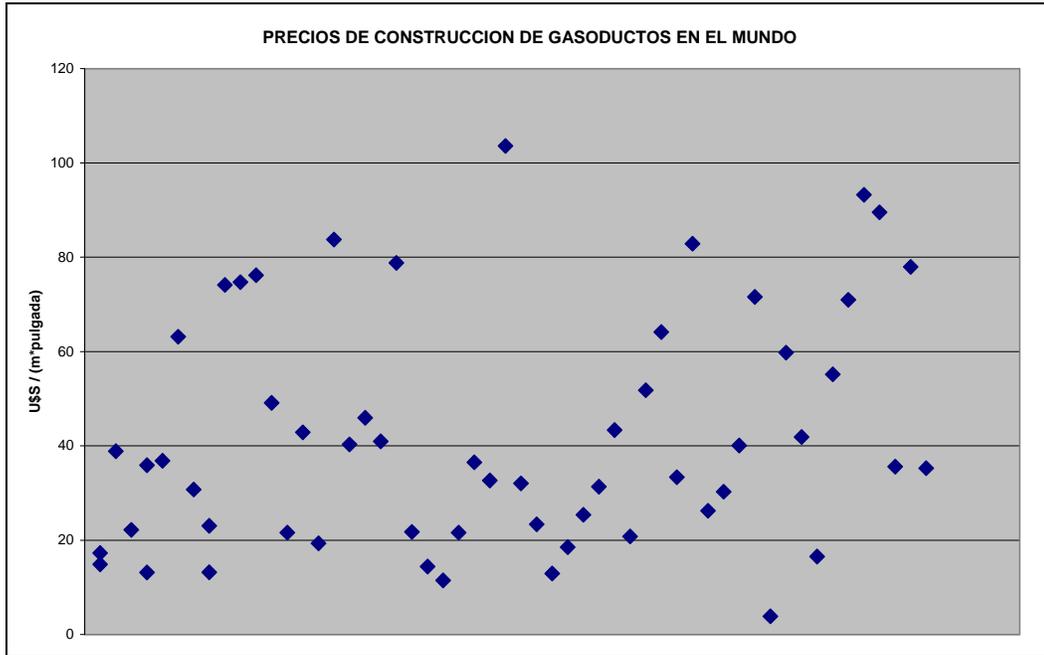
### 1.9.6. PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL MUNDO. OIL & GAS JOURNAL

La publicación periódica “Oil & Gas Journal”, ampliamente respetada en la comunidad internacional de ingeniería y construcciones así como entre las empresas productoras de petróleo y gas, emite un relevamiento anual con el resumen de los proyectos de gasoductos construidos en el mundo. Se realizó la recopilación de las información publicada entre Abril de 1997 y Noviembre del 2006, cuyo resumen se transcribe en la siguiente tabla con los costos unitarios de los proyectos recalculados al año 2005 utilizando la variación de precios internacionales de construcción de gasoductos.

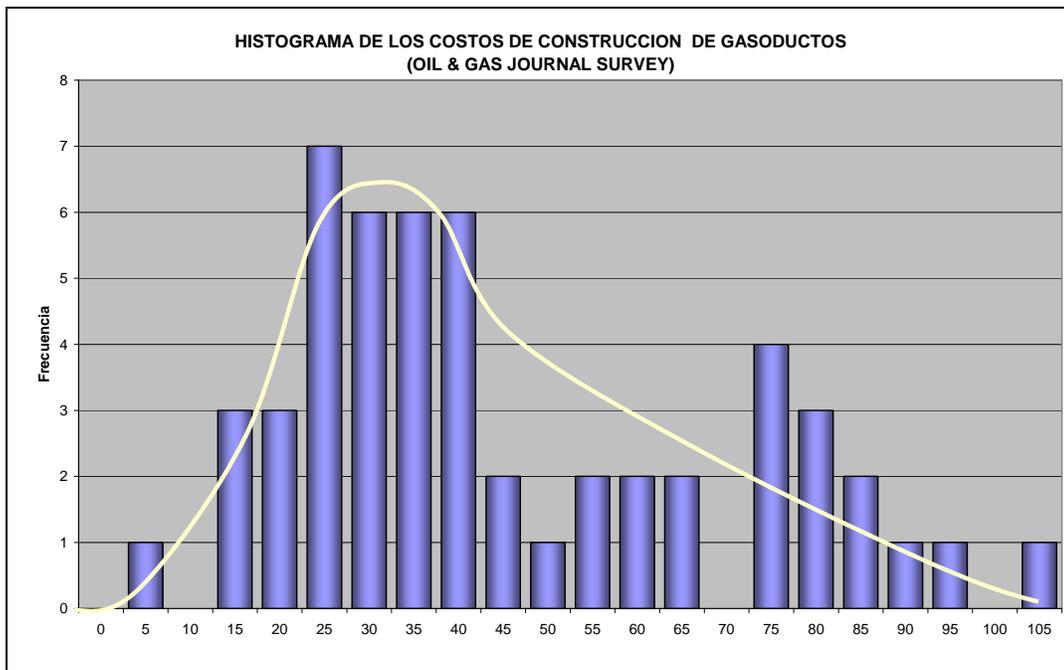
**Tabla 14 – Costos unitarios de proyectos**

OIL & GAS JOURNAL SURVEY							
Año	País	Tramos	Longitud		Diámetro Pulgadas	Precio MM u\$s	u\$d"/m
			Millas	km			
2004	Canada	BC Gas Inc Yahko, BC to Vancouver, BC Bison Pipeline Ltd.	495	796,455	24	330	17,3
2004	Bahamas	Tractebel- Ocean Cay Island to Broward County, Fla.	96	154,464	24	144	38,8
2004	Brasil	Caminas, Sao Paulo to Japeri, Rio de Janeiro	300	482,7	28	300	22,2
2004	Brasil	Catu to Pilar	311	500,399	20	359	35,9
2004	Canada	El Paso Corp. Offshore Nova Scotia to Long Island, NY	750	1206,75	36	1600	36,8
2004	Canada	Foothills Pipe Lines Ltd. Prudhoe Bay to Gordondale, Alta	1750	2815,75	45	8000	63,1
2004	Timor Oriental	ConocoPhillips- Offshore Bayu Undan, East Timor to Northwest Australia	311	500,399	26	400	30,7
2004	Irán	ZAO Amrosgazprom Iran to Armenia	212	341,108	28	220	23,0
2004	Netherlands	Gasunie NV- Callantsog, Netherlands to Bacton, Eng	143	230,087	36	614	74,1
2004	Qatar	Dolphin Energy Ltd. Offshore Ras Laffan to Tawilah, Abu Dhabi	260	418,34	48	1500	74,7
2004	Tailandia	Malaysia to Chana, Thailand	168	270,312	34	700	76,2
2004	Trinidad y Tobago	NGC Trinidad Tobago LNG Ltd. Beachfield, Guayaguayare bay to Por Fortin	47	75,623	56	208	49,1
2004	Trinidad y Tobago	Offshore Cassia B platform to Rustville, Guayaguayare	40	64,36	36	50	21,6
2004	EEUU	Algonquin Gas Transmission- Offshore Beverly, Mass to Weymouth, Mass	29	46,661	30	60	42,9
2004	EEUU	Cheyenne Plains Gas Pipeline- Cheyenne, Wyo. To Greensburg, Kan	380	611,42	36	425	19,3
2004	EEUU	ANR Pipeline Co- Eastleg expansion, Wis	4,7	7,5623	30	19	83,7
2004	EEUU	Desert Crossing Pipeline Co. - Clark, Nev. To La Paz, Ariz.	300	482,7	36	700	40,3
2004	EEUU	Dominion Transmission Inc- Kanawha County, W. Va to Granville County, NC Lewis County, W. Va.	280	450,52	24	497	46,0
2004	EEUU	Uniontown, Pa to Waynesburg, Pa	35	56,315	36	83	40,9
2004	EEUU	Duke Energy Gas Transmission - Wye County, Va. To Rockingham County, NC	95	152,855	24	289	78,8
2004	EEUU	Embridge Midcoast Energy - Superior, Wis. To Wood River, Ill	635	1021,715	27	600	21,7
2004	EEUU	Energy Transfer Co. - Limestone Co., Tex. To Grimes Co, Tex	60	96,54	36	50	14,4
2004	EEUU	Northern Border Pipeline Co. - Campbell, Wyo. To McCabe, Mont	325	522,925	20	120	11,5
2004	EEUU	Pacific Texas Pipeline Co. - Tex to Ariz	800	1287,2	36	1000	21,6
2004	EEUU	Shell Gas Gathering Co. - Offshore Garden Banks blk. 784 to Garden Banks blk. 129	50	80,45	16	47	36,5
2004	EEUU	Transwestern Pipeline Co. - San Juan, McKinley Counties, NM	73	117,457	36	138	32,6
2004	EEUU	Lake Stevens, Wash to Port of Everett, Wash	16	25,744	9	24	103,6
2004	Vietnam	BP PLC - Offshore Nam Con Son gas field to Ca Mau power and urea plants	248	399,032	18	230	32,0
2005	Australia	Australiana Pipeline Trust/ANZ Infrastructure Services - Offshore Blacktip field, Bonaparte Gulf to Alcan Gov	585	941,265	16	352	23,4
2005	Brasil	Gasmig - Vale to Aco, Minas Gerais	187	300,883	18	70	12,9
2005	China	CNOOC - Panyu/ Huizhou Gas Development Project, South China Sea	210	337,89	20	125	18,5
2005	Indonesia	Perusahaan Gas Negara - Dumai, South Sumatra to Medan, North Sumatra	306	492,354	24	300	25,4
2005	Irán	ZAO Amrosgazprom Iran to Armenia	85	136,765	28	120	31,3
2005	Nigeria	West African Gas Pipeline- Offshore Niger Delta region to Benin, Ghana, Togo	430	691,87	20	600	43,4
2005	EEUU	Crosstex Energy - FT. Worth, Tex. To Lamar Co, Tex	122	196,298	24	98	20,8
2005	EEUU	Enterprise Products Partners LP- Offshore GOM Independence HUB to Tennessee Gas Pipeline	140	225,26	24	280	51,8
2005	EEUU	Williams Cos. Inc - Burlington Co., NJ	3,5	5,6315	36	13	64,1
2006	Argelia	MedGaz - Beni Saf, Algeria, offshore Mediterranean Sea to Playa del Charco, Spain	466	749,794	24	600	33,3
2006	Canada	Talisman Energy Incc - Lynx pipeline system in Findley to gathering systems	45	72,405	12	72	82,9
2006	Indonesia	Labuhan Meringgai to Muara Bekasi	103	165,727	32	139	26,2
2006	Irán	ZAO Amrosgazprom - Marand, Iran to Kajaran, Armenia	88	141,592	28	120	30,3
2006	Mexico	Transcanada - Naranjos, Veracruz to Tamazunchale power station	78	125,502	36	181	40,1
2006	Rusia	Northeuropean Gas Pipeline Co - VYBORG, Russia to Greifswald, Germany	744	1197,096	56	4800	71,6
2006	España	Enegas- Spain mainland to Ibiza and Mallorca	170	273,53	20	21	3,8
2006	EEUU	Natchitoches, La. To Shreveport, La	65	104,585	36	225	59,8
2006	Vietnam	PetroVietnam- Offshore PM3 Block to Ca Mau province	202	325,018	18	245	41,9
2006	Yemen	Yemen LNG Co. - Marib field to Bal Haf	198	318,582	38	200	16,5
2007	Brasil	Transportadora Urucu-Manaus - Anama to Manaus	116	186,644	20	206	55,2
2007	Canada	Pacific Trail Pipelines LP- Kitimat, BC to Summit Lake	292	469,828	36	1200	70,9
2007	Irán	National Oranian Oil Co. - South Pars field, Iranm to Gujarat, India	1000	1609	28	4200	93,2
2007	EEUU	Energy Transfer Partners LP- Barnett Shale to Texoma pipeline	135	217,215	36	700	89,5
2007	EEUU	Weld Co., Colo to Monroe Co., Ohio	1663	2675,767	42	4000	35,6
2007	Gran Bretaña	Crosstex Energy LP- North Johnson	29	46,661	22	80	77,9
2007	EEUU	Cheyenne Hub, Weld Co., to Clarington Hub, Monroe Co., Ohio	1679	2701,511	42	4000	35,3

En las figuras siguientes representan gráficamente (i) los precios unitarios de todos los gasoductos; y (ii) los mismos datos en la forma de un histograma y se ajusta una distribución de probabilidad log-normal con el mismo valor medio y desvío estándar.



**Fig. 68 - Precios unitarios de construcción de gasoductos en el mundo publicados por Oil & Gas Journal**



**Fig. 69 - Precios unitarios de construcción de gasoductos en el mundo publicados por Oil & Gas Journal**

## 1.10. COMPARACION DE ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS

Con el objeto de resumir la información y utilizarla posteriormente para cada caso particular, se incluye una descripción de los alcances, ventajas y desventajas de las alternativas tecnológicas mencionadas en este informe:

### 1.10.1. PLANTA DE REGASIFICACIÓN

*Alcance:* cubre déficits importantes de producción de gas natural, en general superiores a los 8 MMm<sup>3</sup>/d (282 MMpc/d).

*Ventajas:*

- Actualmente permiten el abastecimiento de cualquier proveedor internacional, dado que hay un mercado spot que está en continua expansión.
- Independencia de abastecimiento. Aún cuando tenga contratos de abastecimiento por gasoducto de algún país vecino, le permite cubrir los incumplimientos, programados o no, mediante contratos spot en el mercado internacional.
- Se puede usar no sólo para cubrir el faltante promedio de gas natural (caso Chile), sino incluso para cubrir picos de demanda que se producen durante períodos de algunos meses, por ejemplo demanda invernal (caso Argentina).
- Facilidad de expansión de la capacidad, siempre que se disponga de predios adecuados.
- El contenido local para su fabricación es mayor que el de un barco regasificador.

*Desventajas:*

- Requiere inversiones del orden de los US\$ 800 MM.
  - Largo tiempo de ejecución, en general de 36 meses, muy condicionado por el tipo de tanque de almacenamiento que constituye el 'cuello de botella'.
  - Requiere disponer de puertos adecuados, con suficientes profundidades que permitan la llegada de barcos metaneros de envergadura.
  - Requiere localizaciones terrestres que cumplan con las exigencias ambientales.
  - El proyecto está sujeto a la evaluación de impacto ambiental de los vaporizadores.
  - Requiere inversiones significativas en tanques de al menos 130 Mm<sup>3</sup> de GNL, a fin de adecuar la logística de abastecimiento de los barcos metaneros a las demandas programadas.
  - Para la ubicación de los tanques se requieren importantes áreas de exclusión (por ejemplo, un tanque de contención simple requiere al menos 40 hectáreas). La
-

alternativa de tanques con contención total reduce las áreas de exclusión significativamente, aunque aumentan considerablemente su costo.

### 1.10.2. BARCO REGASIFICADOR

*Alcance:* cubre déficits importantes de producción de gas natural, en general hasta 10 MMm<sup>3</sup>/d (353 MMpc/d).

*Ventajas:*

- Independencia de abastecimiento.
- Se utiliza cuando hay indisponibilidad de espacio en tierra.
- Menor percepción de riesgo de la oposición pública respecto del desarrollo de instalaciones 'on-shore'.
- Se puede usar no sólo para cubrir el faltante promedio de gas natural (caso Chile), sino incluso para cubrir picos de demanda que se producen durante períodos de algunos meses, por ejemplo demanda invernal (caso Argentina).
- En general, esta alternativa podría solucionar problemas de abastecimiento en un menor plazo de ejecución que una planta 'on-shore'. Por ejemplo, si se dispone de puerto adecuado e infraestructura de gasoductos cercana al puerto, en el caso argentino se pudo concretar el proyecto en 8 meses. En otros casos con mayor requerimiento de infraestructura (puertos, gasoductos), el plazo puede extenderse entre 12 y 18 meses (Norte de Chile).
- Puede utilizarse como solución intermedia, previa a la de una planta de regasificación 'on-shore', aprovechando la ejecución del puerto dedicado a la planta.
- Requiere inversiones menores a las de una planta 'on-shore'.
- Para el almacenamiento se puede utilizar el mismo barco regasificador, o en su defecto, otro barco metanero puede servir como almacenamiento.
- Un barco regasificador puede ser vendido al mercado internacional.
- El abandono presenta menos costo que el de una planta regasificadora.

*Desventajas:*

- Inversiones de alquiler y o compra del barco regasificador.
  - Teniendo en cuenta regulaciones de otros países, la operación de un barco regasificador requiere de inspecciones de algunas semanas para renovar las certificaciones correspondientes, interrumpiendo el suministro. En general, durante estas semanas el barco debe ser retirado de su localización para revisar la integridad del casco.
  - Requiere disponer de puertos adecuados con suficientes profundidades que permitan la llegada de barcos metaneros de envergadura.
  - Requiere localizaciones terrestres que cumplan con las exigencias ambientales.
-

- El proyecto está sujeto a la evaluación de impacto ambiental de los vaporizadores.
- Requiere inversiones en tanques de al menos 130 Mm<sup>3</sup> de GNL, de manera de adecuar la logística de abastecimiento de los barcos metaneros a las demandas programadas, salvo que se recurra al almacenamiento en barco regasificador, que oscila entre 150 y 300 Mm<sup>3</sup> de GNL.
- Un barco regasificador posee limitadas posibilidades de expansión.
- La provisión de la ingeniería, mano de obra y construcción proviene de fuera del ámbito local.
- Los OPEX son, en general, entre 20% y 30% mayores a los de una planta regasificadora.

### 1.10.3. ALMACENAMIENTOS NATURALES

*Alcance:* son simplemente almacenamientos que aprovechan las características naturales de yacimientos agotados, domos salinos, acuíferos, cavernas. Son almacenamiento de gas natural a presión y cubren un amplio rango de tamaño (20 MMm<sup>3</sup> – 706 MMpc a 4000 MMm<sup>3</sup>- 141.000 MMpc), así como de caudal de extracción (desde 100 Mm<sup>3</sup>/d – 3.500 Mpcd a 35 MMm<sup>3</sup>/d – 1235 MMpcd).

#### *Ventajas Yacimientos Agotados*

- Grandes volúmenes de gas de servicio.
- Buen conocimiento de la geología y de los parámetros del yacimiento.
- Los pozos existentes pueden transformarse en pozos productores e inyectores.
- El gas remanente puede utilizarse como colchón de gas.

#### *Desventajas Yacimientos Agotados*

- Hay grandes volúmenes de gas (gas de colchón) que no se utilizan, pero deben permanecer inyectados dentro del reservorio para el buen funcionamiento del almacenamiento.
  - Se localiza donde esta la oferta y no la demanda.
  - Sufre los mismos inconvenientes que un yacimiento que está conectado a la red de transporte, o sea, mantenimientos programados, cortes por accidentes.
  - Debe contarse con yacimientos que presenten las condiciones geológicas adecuadas.
  - El volumen de almacenamiento y los límites de la presión de servicio vienen predeterminados por el yacimiento.
  - No hay posibilidad de ampliar el volumen de almacenamiento.
-

- Los caudales de inyección y de extracción están predeterminados.
- Están sujetos a la Influencia de los fluidos iniciales del yacimiento.
- Generalmente se requieren volúmenes grandes de 'gas de colchón' para aislar el acuífero.
- Los costos dependen del tamaño y de las condiciones geológicas del yacimiento.

#### 1.10.4. PLANTAS DE 'PEAK SHAVING' DE GNL

*Alcance:* desde el punto de vista técnico, no es más que una planta donde se licuefacta el gas natural durante un período de 200 días aproximadamente, se almacena en tanques de GNL y finalmente se regasifica y consume para cubrir durante horas o días el pico de demanda. Los volúmenes en general son diversos, desde 3 MMm<sup>3</sup>/d a 8 MMm<sup>3</sup>/d (105 MMpc/d a 282 MMpc/d).

##### *Ventajas*

- Permite cubrir demandas pico horarias.
- Requiere Inversiones mucho menores a las plantas de regasificación.
- El gas regasificado presenta las mismas características que el gas natural de la red de distribución. (El GNS o gas propano-aire tiene que introducirse a la red con ciertos recaudos pues pueden afectar a estaciones de servicio de GNV o a determinados sectores de la industria (color, sabor de productos).
- La planta se localiza donde está la demanda.
- Toma gas natural de la red de transporte durante los períodos de baja demanda. No requiere instalaciones especiales.
- El GNL está compuesto mayoritariamente por metano, que en su forma gaseosa es más ligero que el aire. Como resultado, la corriente de gas regasificado "flota" en la atmósfera y representa una amenaza mucho mas baja de incendio y explosión.
- Tiene capacidad para crecer y aumentar tanto su capacidad de producción de GNL como de regasificación.
- Si hay gas natural de producción nacional y por el contrario no hay GLP, la diferencia de los costos de los insumos es un factor determinante. EL GLP es un 'commodity' y responde a precios internacionales.
- Ahorros al evitar gastos de reserva de capacidad de gasoductos

##### *Desventajas*

- Inversiones mayores a las requeridas a las plantas de propano-aire.
-

- Si hay déficit de gas natural de producción nacional, se licuefaccionaría el gas que se importe como GNL, sufriendo el impacto del precio internacional del GNL.
- Requiere un predio de dimensiones importantes, especialmente vinculado al tamaño y tipo del tanque de almacenamiento de GNL. En general, el predio es mayor que el requerido para una planta de propano aire.

#### 1.10.5. PLANTA DE 'PEAK SHAVING' DE PROPANO AIRE

*Alcance:* desde el punto de vista técnico, no es más que una planta donde se acondiciona el propano o el butano mediante la incorporación de aire, para cumplir con los requisitos para su ingreso a la vena de gas de una red de distribución de gas natural. En general, las plantas de mayor tamaño cubren una demanda de 1 a 1,5 MMm<sup>3</sup>/d (35 MMpcd a 53 MMpcd), aunque hay plantas dedicadas a cubrir demandas industriales pequeñas (desde 10.000 m<sup>3</sup>/d – 0,35 MMpcd). Este tipo de plantas se utiliza cuando:

- La demanda está alejada de las cuencas productivas.
- La demanda excede a la oferta en la temporada de máximo consumo.
- Ante la incertidumbre del funcionamiento de los gasoductos (daños, atentados, obsolescencia).
- Dificultad de almacenajes naturales o de GNL en el sitio de la demanda.
- Hay oferta de GLP adecuada

#### *Ventajas*

- Tienen un bajo costo de inversión en comparación con la alternativa de 'peak shaving' de GNL. Por ejemplo, una planta de 1 MMm<sup>3</sup>/d tiene un costo de 15 MM US\$. Para volúmenes de 100.000 m<sup>3</sup>, el costo de una planta puede ser de 400.000 US\$.
  - Puede reemplazar totalmente al gas natural que circula por la red de distribución, sin necesidad de cambiar quemadores (hay ciertos recaudos de acuerdo al cliente industrial).
  - Los clientes residenciales pueden recibir este producto sin inconvenientes.
  - Puede ampliarse su capacidad aumentando los módulos.
  - Se utiliza para desarrollar la red domiciliaria de gas natural, hasta que las inversiones del sistema de transporte esté finalizado.
  - Aún para plantas grandes, el tiempo de ejecución es en promedio de 1 año, la mitad que en el caso de una planta de 'peak shaving' de GNL.
  - El tamaño del predio para una planta de 1 MMm<sup>3</sup>/d es en promedio de 2,5 ha, sin tanques de almacenamiento.
-

- La planta puede estar conectada mediante un propanoducto a centros de distribución de propano.
- A bajas presiones puede inyectarse butano.
- Se producen ahorros al evitar gastos de reserva de capacidad de gasoductos

#### *Desventajas*

- No se recomienda inyectar el GNS a una red de gas natural de más de 25 bar.
- A mayores presiones, aumenta el costo de la planta. Los compresores tienen impacto alto en el costo de la planta.
- A mayores presiones, se requiere mejor calidad de propano.
- La inyección de GNS a la red debe realizarse con recaudos si existen estaciones de GNC o industrias.

#### **1.10.6. PLANTAS DE GAS NATURAL COMPRIMIDO**

*Alcance:* Se utiliza en aquellas zonas alejadas de los gasoductos, que puedan disponer de un adecuado sistema de transporte vehicular o fluvial para el traslado de los cilindros a una presión de 248 bar. En general, la unidad de transporte es un camión que transporta hasta 1500 m<sup>3</sup> o un camión articulado que transporta 5400 m<sup>3</sup>.

#### *Ventajas*

- Resuelve rápidamente el abastecimiento de la demanda con poca inversión. Requiere compresoras, transporte, almacenamiento y decompresión. El costo de compresión es de aproximadamente US\$ 350.000.
- Se utiliza para desarrollar la red domiciliaria de gas natural, hasta que las instalaciones de transporte de gas natural (gasoductos) estén listas para abastecerla.
- Siendo gas natural, no hay limitaciones para los usuarios sobre la calidad del producto.
- Almacenamientos por medio de cilindros y en módulos de 300 m<sup>3</sup>.

#### *Desventajas*

- En general los volúmenes de gas natural que cubren son pequeños
  - Requieren de una adecuada logística de abastecimiento y de la producción nacional de Gas natural.
  - Para una demanda de 30.000 m<sup>3</sup>/d de gas natural se requieren 100 módulos de GNC de 300 m<sup>3</sup>.
-

### 1.10.7. ALMACENAMIENTO EN EL GASODUCTO O 'LINE PACK'

*Alcance:* las posibilidades de almacenamiento en el 'line pack' (empaquetamiento) del gasoducto dependerá de la capacidad de los mismos. Es una alternativa que permite cubrir picos de demanda puntuales en general de poca duración, desde horas a un día.

#### *Ventajas*

- Son inversiones en la capacidad del sistema de transporte, que posteriormente podrán ser usadas para cubrir el crecimiento de la demanda. Si la situación de corte perdura, dejaría de poder utilizarse como almacenamiento.
- Funciona, además, cuando hay capacidad de 'switcheo' a combustible alternativo de alguna industria o de centrales térmicas que puedan interrumpir el uso de esta capacidad y de su oferta de gas cuando se produce el pico de la demanda

#### *Desventajas*

- Son volúmenes que permanecen ociosos la mayor parte del año.
  - Tiene el costo de la reserva de capacidad para todo el año.
  - No son volúmenes importantes, sólo 5% de la capacidad del gasoducto.
  - Son soluciones que pueden aplicarse para cubrir una coyuntura, pero no una solución de largo plazo.
  - Requiere continuas inversiones para dar solución a más de uno o dos años, por el crecimiento de la demanda
-

### 1.10.8. TABLA COMPARATIVA DE CAPEX Y OPEX

**Tabla 15 – Comparación de CAPEX y OPEX**

**ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS**

	Planta Regasificadora	Barco Regasificador	Barco Regasificador y tanque (1)	Planta de Peak Shaving LNG		Planta de Propano Aire	Almacenamiento Yacimientos Agotados/Acuíferos
Capacidad de Producción (MMm3/d de GN)	10	10	10	4		1	8
Tanque Almacenamiento (m3 de GNL)	150.000	140.000	120.000	40.000	24	MMm3 Gas	
Tanque Almacenamiento (ton de Propano)						5000	
Almacenamiento MMm3							600
Logística de Propano por camión (22 ton/camión)						32	camiones/d
Tiempo de Licuefacción (m3 /d de GN)	-	-		100.000	240	días	
Autonomía de Abastecimiento (días)	9	8	6 + 8	6		5	40
Consumo de GLP (ton/d de GLP)						700	
CAPEX Planta (MMu\$d)	500		100	180		15,5	80
CAPEX Puerto (MMu\$d)	100	100	100				
CAPEX Gasoducto 30 km (MMu\$d)	70	70	70				
CAPEX Tanque Propano (Mmmu\$d)						3	
Alquiler Barco (10 años)		400					
OPEX Planta (MMu\$d)	12		2	1,5		0,4	6
OPEX Puerto (MMu\$d)	4	4	4				
OPEX Gasod (MMu\$d)	3	3	3				

*Los costos inferidos tiene un error estimado del +/-40%, que dependerán de las características técnicas finales de los proyectos definitivos*

**Tabla 16 – Capacidad y autonomía**

**CAPACIDAD Y AUTONOMÍA**

	Planta Regasificadora de GNL	Barco Regasificador de GNL	Planta de Peak Shaving LNG	Planta de Propano Aire	Almacenamiento Yacimientos Agotados/Acuíferos
Capacidad de Producción (MMm3/d de GN)	más de 8	más de 6	de 2 a 8	menor de 1,5	de 0,02 a 30
Autonomía promedio (días)	9	8	7	4	40

## 1.11. UNIDADES

### 1.11.1. DEFINICIÓN DE UNIDADES

**Tabla 17 - Unidades**

Unidad	Nombre
M	mil
MM	millón
B	mil millones
T	millón de millones
m3	metro cúbico
Mm3	mil metros cúbicos
MMm3	millón de metros cúbicos
BCM	mil millones de metros cúbicos
pc	pie cúbico
Mpc	mil pies cúbicos
MMpc	millón de pies cúbicos
Bpc	mil millones de pies cúbicos
Tpc	millón de millones de pies cúbicos
BTU	Unidad térmica británica
MMBTU	millón de BTU
ton	toneladas
MTPA	millón de toneladas por año

### 1.11.2. GLOSARIO

**Tabla 18 - Glosario**

Termino	Definición
1m3 de Gas	Cantidad de gas libre de vapor de agua que en condiciones base ocupa un volumen de un metro cúbico
Condiciones Base	15° Centrigados, 1,013 bar

### 1.11.3. EQUIVALENCIAS

**Tabla 19 - Equivalencias**

Equivalencias				
1	m3	=	35,314	pc
1	m3 GN	=	9.300	Kcal
1	MMBTU	=	251.996	Kcal
1	MMBTU	=	27,096344	m3 de GN

## **2. METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN ECONÓMICA DE CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS Y PARA LA DETERMINACIÓN DE SU VIABILIDAD DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO Y ECONÓMICO**

### **2.1. INTRODUCCIÓN**

#### **2.1.1. Clasificación de las alternativas tecnológicas y operativas de confiabilidad**

Existen diferentes soluciones tecnológicas y operativas que permiten enfrentar situaciones de interrupciones o restricciones en el suministro de gas natural.

Las alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema se pueden clasificar de la siguiente manera: a) Almacenamientos, b) Redundancia en el abastecimiento de gas, c) Redundancia en el transporte de gas, d) Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos y e) Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural.

#### **Almacenamientos**

Dentro de la alternativa a) Almacenamientos existen las siguientes:

- Almacenamientos de Gas Natural en formaciones naturales (cavernas salinas, acuíferos, campos depletados).
- Almacenamientos de Gas Natural Licuado (GNL) en plantas en tierra o barcos regasificadores. Los almacenamientos pueden ser abastecidos externamente con GNL o abastecidos con licuefacción lenta utilizando el mismo gas natural del sistema como en las plantas de “peak-shaving”.
- Almacenamientos de Gas Natural Sintético (GLP). El GLP se mezcla con aire en plantas de propano-aire para su inyección en los gasoductos de gas natural.
- Almacenamientos en forma de Gas Natural Comprimido (GNC).

Es importante notar que todas las alternativas aquí consideradas como almacenamientos pueden ser consideradas también como de redundancia en el abastecimiento de gas si se asegura el flujo continuo del combustible (es decir, si puede garantizarse el flujo continuo de GNL por medio de barcos metaneros, o de camiones de GLP en el caso de las plantas de Propano-Aire, o de camiones de cilindros de GNC en el caso de Gas Natural Comprimido). Sin embargo debe considerarse también que, en los últimos dos casos debido a los pequeños volúmenes, la fuente de abastecimiento será necesariamente de carácter local.

#### **Redundancia en el abastecimiento de gas**

Dentro del tipo b), correspondiente a la redundancia en el abastecimiento de gas, además de la existencia de campos de producción nacionales y regionales múltiples, que es un dato geológico que no puede modificarse, es posible aumentar la redundancia en el sistema de

---

abastecimiento a través de la instalación de plantas de regasificación para la importación de GNL en zonas portuarias mediante el abastecimiento continuo con barcos metaneros.

### **Redundancia en el transporte de gas**

Dentro del tipo c) correspondiente a la redundancia en el sistema de transporte, la mitigación de las interrupciones puede ser resuelta mediante la construcción de otros gasoductos, garantizando que haya más de una fuente de suministro a cada punto. Este grupo incluye el caso de la contratación de una capacidad extra dentro de un gasoducto existente para cubrir picos excepcionales de demanda.

### **Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos**

Soluciones del tipo d), que resultan muchas veces muy eficientes, pueden obtenerse mediante la aplicación de reglas de despacho adecuadas y un sistema contractual y operativo ajustado a la sustitución coordinada de combustibles alternativos por parte de grandes usuarios con instalaciones adecuadas para dicho cambio, como suele ser el caso de las centrales térmicas.

Dentro de este grupo de soluciones se encuentran el manejo operativo, regulatorio y comercial de las operaciones de empaquetamiento, parqueo y de un mercado de desbalances del gas de los gasoductos.

### **Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural**

Las inversiones para disminuir la tasa de falla en el transporte o en la producción pueden ser económicamente convenientes cuando se analiza su influencia sobre los costos derivados de las consecuencias de las fallas en el sistema de abastecimiento.

Por ejemplo, el cambio de trazado o la re-ingeniería de tramos de gasoductos en zonas geológicamente inestables o la construcción de líneas redundantes en plantas de tratamiento de gas podrían disminuir la tasa de de falla en tramos críticos del transporte, en el primer caso, o en campos productivos, en el segundo, requiriendo inversiones que son mínimas en relación con las consecuencias de la salida de servicio del sistema correspondiente sobre los usuarios afectados.

#### **2.1.2. Modelo de confiabilidad**

En la Sección 2.2 siguiente se presentan ejemplos de la valoración económica de distintas alternativas para mercados relevantes de diferente magnitud, suponiendo que la intensidad de las restricciones es conocida y que las soluciones no abarcan a otros mercados.

En la Sección 2.2 se desarrolla el modelo probabilístico del sistema de gas natural de Colombia, considerado la médula del presente estudio, que permite determinar en forma objetiva:

- a) La confiabilidad actual de los distintos mercados relevantes a partir de la información de la estadística de fallas del sistema de transporte y distribución y de las características de la demanda.
-

- b) El volumen, duración y frecuencia promedio de las interrupciones y, por lo tanto, el costo de las fallas correspondientes a la actual situación de confiabilidad.
- c) La confiabilidad de los distintos mercados relevantes cuando se adoptan distintas tecnologías de mitigación.
- d) El costo total al sistema, incluyendo los costos originados por las fallas en la situación de confiabilidad mejorada y las distintas inversiones de confiabilidad locales y regionales adoptadas.

## **2.2. ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS MÁS EFICIENTES DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO Y ECONÓMICO**

### **2.2.1. Descripción de la metodología para determinar el nivel aceptable de restricciones desde un punto de vista económico**

Las compañías de distribución de gas y sus entes reguladores han utilizado tradicionalmente reglas empíricas o criterios probabilísticos arbitrarios para determinar la infraestructura requerida para satisfacer la demanda. En algunos países, como Inglaterra y Argentina, los entes reguladores han comenzado a solicitar a las compañías un análisis más sistemático, que proporcione al menos una estimación cruda del balance costo-beneficio de los niveles alternativos de confiabilidad. Es importante reconocer, sin embargo, que no debería esperarse que este análisis costo-beneficio conduzca a una única respuesta mecánica. Por el contrario, debido a las incertidumbres relacionadas con las consecuencias económicas de los cortes, sólo es posible obtener un rango de valores óptimos. Más aún, tanto la compañía como los reguladores deberían considerar otros factores – tales como el efecto de la opinión pública en relación con los cortes del servicio y la existencia de baja presión en el servicio residencial– que en general no pueden ser capturados adecuadamente en el análisis cuantitativo. De todas maneras la utilización de un análisis costo-beneficio constituye una herramienta útil como apoyo para la toma de decisiones en este aspecto.

El incremento de la confiabilidad del servicio de una distribuidora – a través de la compra de capacidad adicional en los gasoductos o por medio de almacenamientos, plantas de 'peak-shaving' u otros medios – tiene dos efectos sobre el costo total del gas para la compañía de distribución y sus clientes:

- Incrementa las inversiones y los costos operativos de la distribuidora.
- Disminuye las pérdidas económicas (costos) asociadas a los cortes, porque: a) reduce la probabilidad de ocurrencia de los cortes, y b) reduce la extensión de los cortes (es decir, el volumen total de gas cortado) cuando estas restricciones ocurren.

Desde una perspectiva de planeamiento de suministro de gas y capacidad, la estrategia más eficiente económicamente es aquella que minimiza la suma de ambos tipos de costos,

incluyendo en el costo total las consecuencias económicas esperadas a raíz de los días en los que la demanda supera la capacidad disponible en el sistema.

Varios pasos son necesarios para estimar las consecuencias económicas de las restricciones originadas en una demanda superior a la capacidad disponible. Es necesario calcular la probabilidad de ocurrencia de las interrupciones y los costos que las restricciones resultantes ocasionan sobre las diferentes clases de clientes. En particular, es necesario estimar la probabilidad de ocurrencia asociada a distintos niveles de restricción, junto con una estimación de las consecuencias económicas asociadas a cada nivel de restricción. Finalmente, se multiplica la probabilidad de cada nivel de corte por los costos correspondientes a los clientes firmes con restricciones y se suma para todos los niveles, obteniéndose una estimación del costo esperado total originado por los cortes asociados al conjunto de infraestructura bajo análisis. Es decir, los pasos específicos en el análisis son los siguientes:

- Estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción, utilizando la correspondiente distribución estadística de la demanda, la oferta y la capacidad de transporte.
- Simulación de la secuencia de corte a los distintos clientes firmes, y de los costos correspondientes para cada nivel de restricción. Para cada nivel de restricción deben estimarse los costos reales originados en cada cliente (por ejemplo, los costos asociados a la utilización de combustibles alternativos o a la pérdida de producción si lo anterior no fuera posible).
- Para cada nivel de restricción, multiplicar la probabilidad de ocurrencia de dicho nivel por los costos asociados.
- Sumar los resultados del paso anterior en todo el rango de restricciones posible. Ese total representa los costos o pérdidas económicas asociadas al nivel de infraestructura bajo análisis.

Este costo esperado más el costo de la infraestructura utilizada en el análisis representa el costo total asociado a dicho nivel de confiabilidad. Para realizar el análisis, por lo tanto, es necesario desarrollar tres aspectos:

- a) Realizar un modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia que permita simular las decisiones de los agentes económicos para cualquier situación de la demanda, el transporte y la producción.
  - b) Desarrollar un modelo de confiabilidad asignando variables aleatorias a las condiciones de la demanda, el transporte y la producción, y obteniendo por simulación una estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción en cada mercado relevante y una estadística de los costos asociados.
  - c) Utilizar el modelo anterior para distintas opciones técnicamente viables a los efectos de seleccionar las inversiones locales, regionales o nacionales y las soluciones operativas que minimizan el costo total.
-

En las próximas dos secciones se describen los modelos computacionales desarrollados para el sistema de gas natural de Colombia siguiendo la metodología propuesta.

### 2.2.2. Descripción del modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia

El modelo de gas natural que se utiliza comprende el conjunto de centros de demanda, cuencas de abastecimiento de gas y segmentos de gasoductos que se indican en forma esquemática en la figura siguiente.



**Fig. 70. Modelo de oferta y demanda del sistema de gas natural de Colombia**

Los centros de demanda agrupan consumos a lo largo de los gasoductos y su definición sigue los lineamientos adoptados en los modelos desarrollados en el informe “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural”, UPME (2009). Sin embargo, es importante destacar que el modelo que se desarrolla en este trabajo no es un modelo hidráulico de presiones operativas, sino un modelo logístico realizado a los fines específicos de determinar las soluciones óptimas para el problema de confiabilidad de Colombia. El modelo es propiedad de Freyre & Asociados S.A. y ha sido desarrollado con la misma metodología utilizada

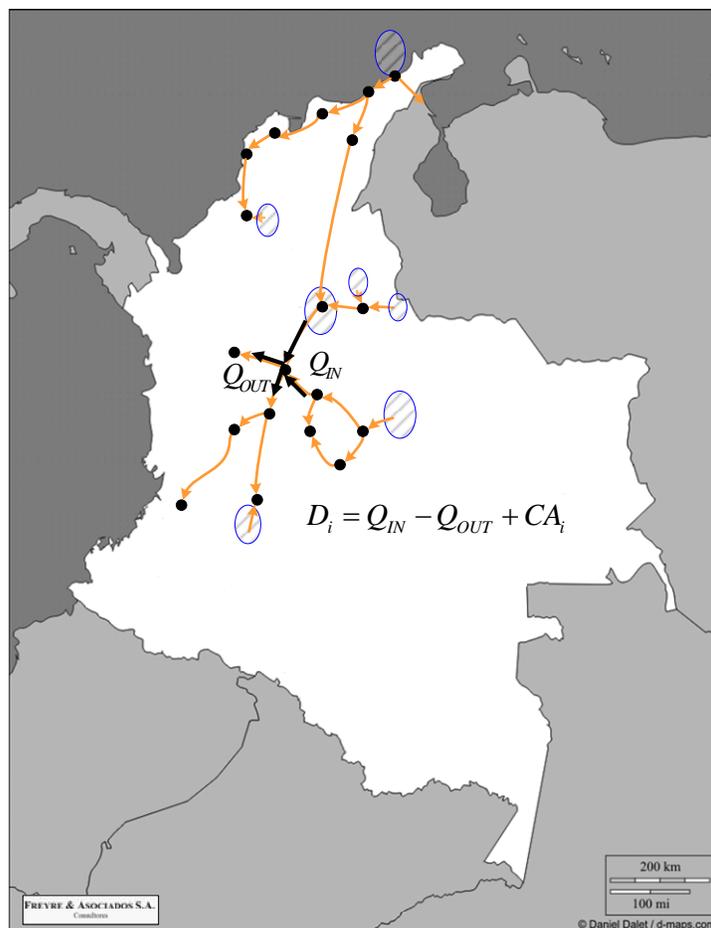
exitosamente con fines similares para analizar el abastecimiento del Cono Sur Sudamericano y la introducción del gas natural en Centroamérica.

El modelo utiliza los valores estimados de la demanda  $D_i$  que fueron definidos en la Sección 4 de la Fase 1-A de este trabajo, concentrados en forma conveniente en cada nodo de demanda  $i$  y ordenados según tipo de usuario.

Para cada nodo, se estima el valor los combustibles alternativos o del costo de la energía no suministrada,  $PCA_i$ , en caso de que no sea posible abastecer la totalidad de la demanda con gas natural.

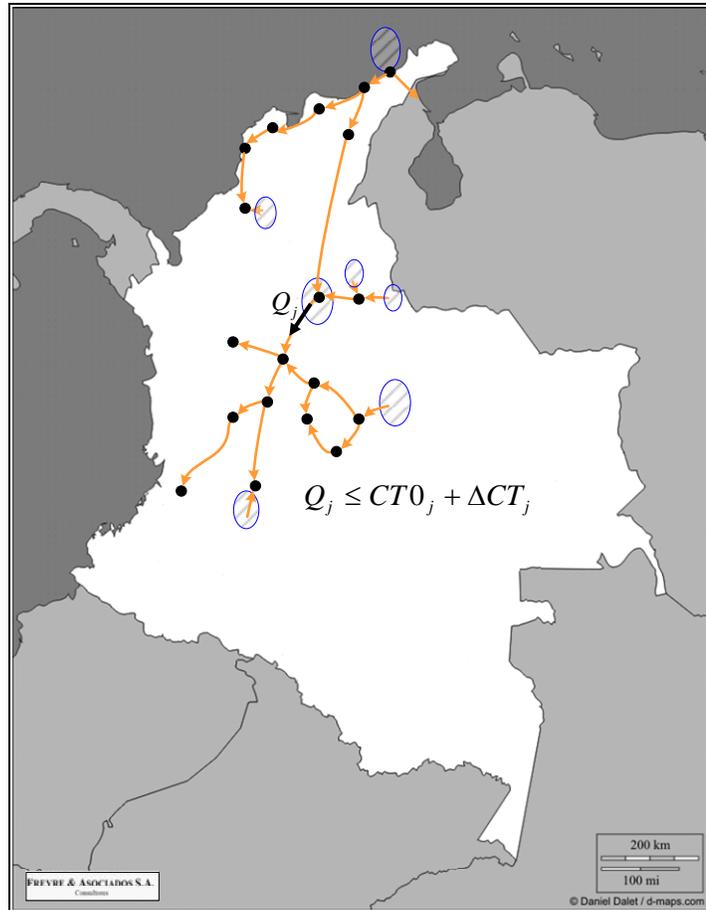
Para cada tramo de gasoducto  $j$  entre las cuencas y/o centros de demanda se consideran las capacidades de transporte actuales  $CT0_j$  y las correspondientes tarifas de transporte  $TT_j$ , así como también una estimación de la sobretarifa de transporte  $\alpha_j TT_j$  requerida para una ampliación  $\Delta CT_j$  de cada tramo.

En cada nodo  $i$ , la demanda,  $D_i$ , debe ser igual al volumen entrante de gas,  $Q_{IN}$ , más el combustible alternativo (o la energía no suministrada),  $CA_i$ , menos los volúmenes salientes,  $Q_{OUT}$ , es decir:  $D_i = Q_{IN} - Q_{OUT} + CA_i$ .



**Fig. 71. Ecuaciones de igualdad en los nodos de demanda**

Por otra parte, en cada tramo de gasoducto los caudales no pueden superar la capacidad de transporte ampliada  $Q_j \leq CT0_j + \Delta CT_j$ .

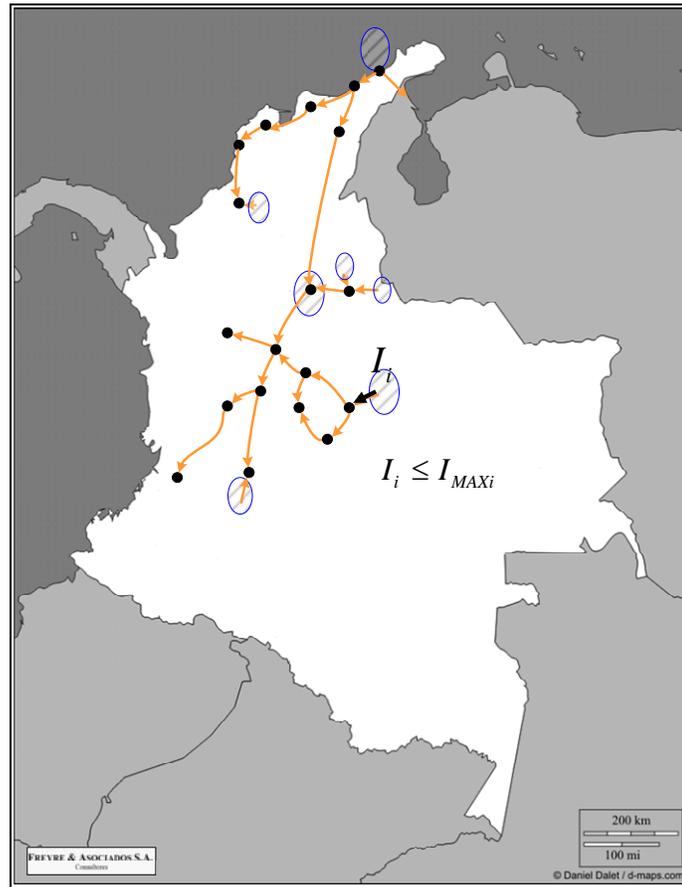


**Fig. 72. Restricciones de capacidad de transporte**

Respecto del suministro de gas, se introduce en el modelo el precio del gas en boca de pozo  $PG_i$  en cada cuenca, y eventualmente en cada planta de regasificación, y como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda (simulando la toma de decisiones de los agentes económicos), se obtiene la inyección requerida en cada una de dichas cuencas y plantas de GNL  $I_i$ . La capacidad de inyección en cada cuenca está limitada  $I_i \leq I_{MAXi}$ , a su vez, según el volumen de las reservas y su evolución, las inversiones para producción y desarrollo y las declinaciones en la capacidad de producción. Para los valores máximos de la capacidad de producción al sistema en cada cuenca,  $I_{MAXi}$ , se utiliza lo pronosticado en el informe “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural”, UPME (2009).

El modelo logístico satisface la demanda, minimizando el costo total de abastecimiento, simulando el comportamiento de los agentes económicos según la siguiente ecuación a minimizar:

$$\sum_i I_i * PG_i + \sum_j Q_j * TT_j + \sum_j \Delta CT_j * \alpha_j * TT_j + \sum_i CAPCA_i$$



**Fig. 73. Restricciones de capacidad de producción**

### 2.2.3. Descripción del modelo de confiabilidad del Sistema de Gas Natural de Colombia

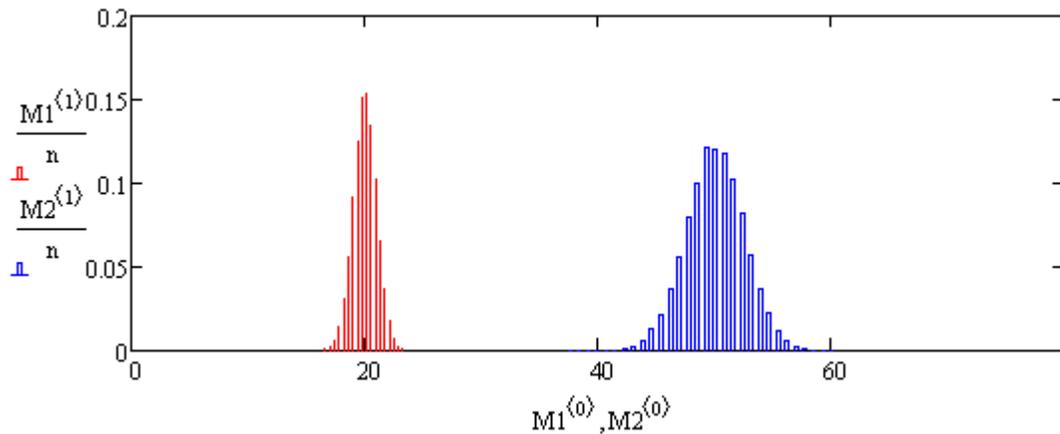
El modelo anterior permite establecer en forma determinista el abastecimiento óptimo de la demanda en un día dado, considerando los costos de los combustibles alternativos y de la energía no suministrada. Utilizando programación lineal se obtienen como resultado las inyecciones en cada cuenca productiva, los caudales en cada gasoducto, y el combustible alternativo o energía no suministrada en cada nodo de demanda.

Para convertir el modelo anterior en un modelo de simulación, que permita determinar la confiabilidad en cada mercado relevante y las inversiones óptimas para alcanzar determinados niveles de confiabilidad, se debe considerar que la demanda en cada nodo tiene variaciones diarias y que la capacidad de transporte en cada tramo de gasoducto se puede ver disminuida por interrupciones programadas o no programadas. Esto mismo ocurre con la capacidad de producción de gas natural en cada campo productivo.

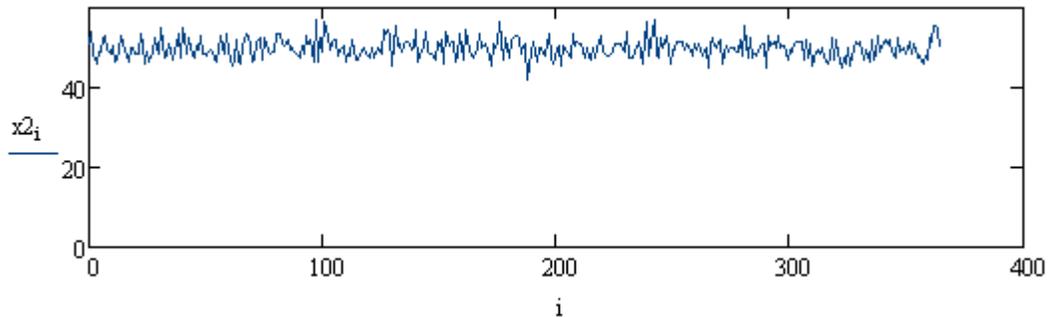
El modelo utilizado genera las demandas y las fallas del sistema de transporte y producción, y las consiguientes decisiones de los agentes económicos, de 365 días consecutivos de un año dado. Mediante simulación de Montecarlo este análisis es repetido 100 veces, obteniéndose datos estadísticos del abastecimiento y de las restricciones de la demanda en cada uno de los mercados relevantes.

En base al análisis de la información estadística proporcionada por las empresas, el modelo desarrollado considera que:

- a) Las demandas de cada nodo  $D$  se caracterizan como una variable aleatoria normal, con un valor medio,  $\mu_D$ , y un desvío estándar,  $\sigma_D$ , como se muestra en las Fig. 74 y Fig. 75.



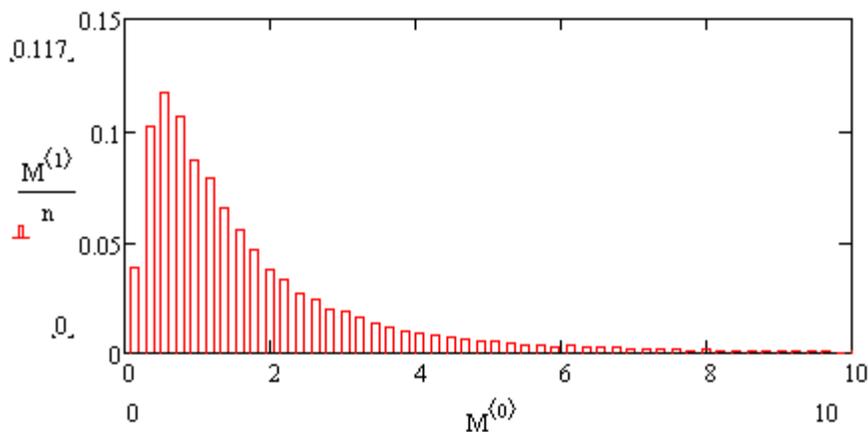
**Fig. 74. Ejemplo de la distribución de la demanda para dos centros de demanda**



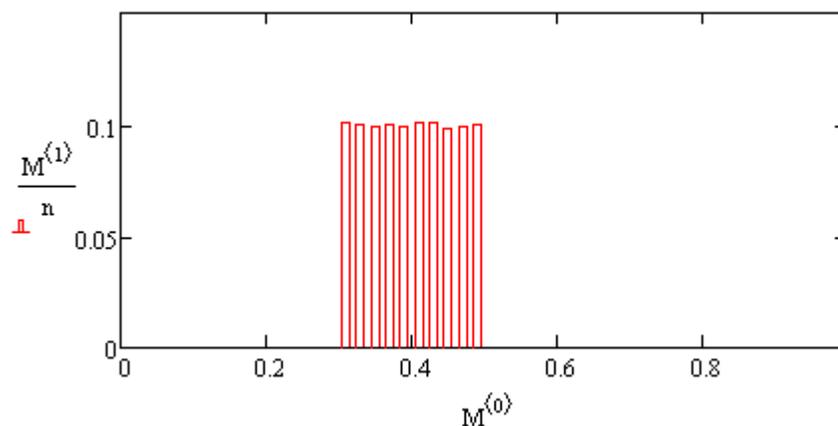
**Fig. 75. Ejemplo de la simulación de la demanda de un mercado relevante en un año**

- b) Las fallas en los gasoductos son modeladas como eventos de Poisson con una frecuencia de ocurrencia  $\nu_T$ . Para cada evento se simula su duración (considerada log-normal con valor medio,  $\mu_{dT}$ , y desvío estándar,  $\sigma_{dT}$ , Fig. 76) y un volumen de corte para cada evento con distribución uniforme entre valores límites  $V_{Ta}$  y  $V_{Tb}$  (Fig. 77). La

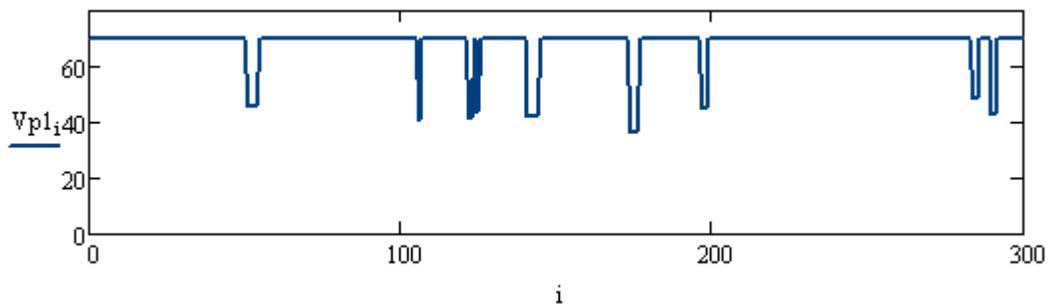
Fig. 78 muestra el resultado de la simulación de la capacidad de transporte disponible para un tramo en un año dado.



**Fig. 76. Ejemplo de distribución de la duración de las interrupciones**



**Fig. 77. Ejemplo de distribución del porcentaje de volumen cortado en cada evento**



**Fig. 78. Ejemplo de la capacidad disponible en un año**

c) Las fallas en la producción son modeladas como eventos de Poisson con una frecuencia de ocurrencia  $\nu_p$ . Para cada evento se simula su duración (considerada log-normal con valor medio,  $\mu_{dp}$ , y desvío estándar,  $\sigma_{dp}$ ) y un volumen afectado con distribución uniforme entre valores límites  $V_{pa}$  y  $V_{pb}$ . Se obtienen figuras similares a las del caso anterior.

d) Para cada día de un año dado se generan las demandas en cada nodo, las capacidades de transporte en cada segmento y las capacidades de producción en cada cuenca y se corre el modelo descrito en la sección precedente para determinar el abastecimiento óptimo de la demanda de acuerdo con las condiciones del sistema. La simulación de cada año se repite 100 veces, obteniéndose las estadísticas de las restricciones y utilización de combustible alternativo en cada mercado relevante, la secuencia de corte a los distintos tipos de clientes y los costos totales (incluidos los costos derivados de las fallas del sistema).

#### **2.2.4. Ejemplo simple de aplicación de la metodología costo-beneficio para determinar la confiabilidad óptima**

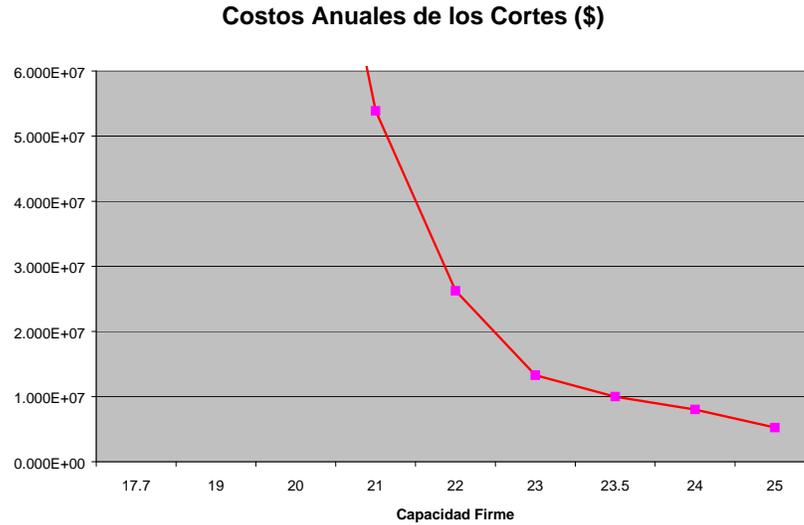
A los efectos de clarificar la metodología propuesta y mostrar el tipo de resultados que se obtiene, presentamos un ejemplo simple donde se estudia la inversión de una distribuidora en redundancia de su capacidad de transporte a los efectos de obtener un nivel de confiabilidad óptimo.

Utilizando el modelo probabilístico explicado en la sección anterior y para distintos valores de capacidad nominal, se calculan los costos esperados a consecuencia de los cortes de la siguiente forma:

Para cada día se generan las demandas de los distintos usuarios y las capacidades de transporte y producción siguiendo los procedimientos anteriormente descriptos.

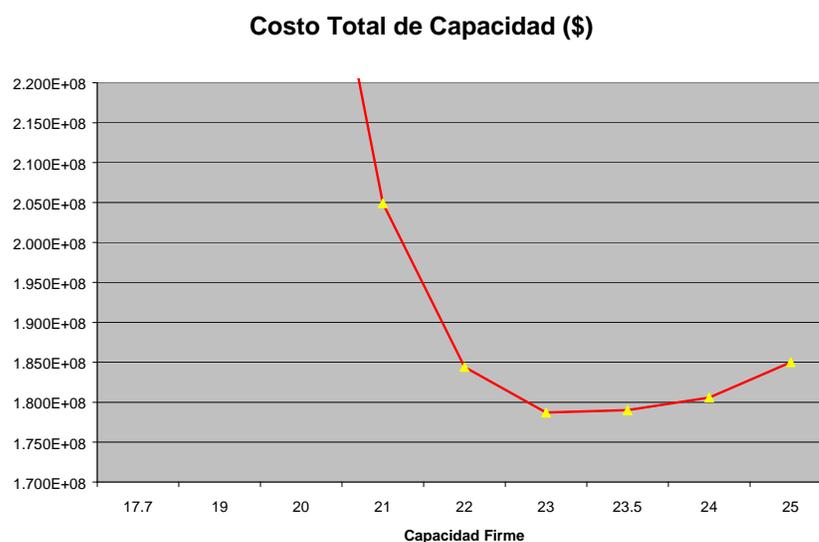
- Se determina el volumen de gas a ser cortado para cada tipo de usuario siguiendo el orden de cortes establecido. Por ejemplo, supongamos que un 70% de los usuarios industriales con combustibles alternativo utilizan Fuel-Oil en tanto que el 30% restante utiliza Gas-Oil, en tanto el 90% del volumen de generadoras corresponde al Fuel-Oil como combustible alternativo, y un 10% a Gas-Oil. Se supone que el orden de corte, siguiendo la lógica económica, es tal que las restricciones se aplican en primer lugar a los usuarios con Fuel-Oil como combustible alternativo y luego a los que utilizan Gas-Oil.
  - Para cada clase de cliente con restricciones, se multiplica sus volúmenes de corte por los costos por unidad de volumen previamente establecidos.
  - Se suman las pérdidas sufridas por el total de clientes con restricciones
  - Se repite el procedimiento realizando la simulación para un número suficientemente elevado de años y se determina la estadística resultante.
-

En la Figura siguiente se observa que el costo de los cortes aumenta fuertemente para capacidades firmes inferiores a un cierto valor, en este ejemplo 23 MMm<sup>3</sup>/d debido al fuerte incremento de los costos ocasionados a usuarios residenciales sin capacidad de combustible alternativo.



**Fig. 79. Valor esperado de los costos de las restricciones para distintos niveles de capacidad de transporte**

Para este ejemplo, sumando los costos de adquisición de capacidad de transporte firme resulta, como se observa en la Figura siguiente, un valor óptimo para la capacidad firme de alrededor de los 23.2 millones de m<sup>3</sup>, con valores muy cercanos al óptimo para todo el rango de capacidades entre los 23 y 24 millones de m<sup>3</sup>.



**Fig. 80. Costo mínimo total sumando inversiones y costos de la falla**

Además, utilizando el procedimiento de simulación computacional anteriormente descrito se puede calcular la estadística de las restricciones que se esperan para las distintas categorías de usuarios. Para este ejemplo, se obtuvieron los resultados de la Tabla 20.

**Tabla 20. Estadística de cortes por tipos de usuario**

Capacidad de Transporte (MM m <sup>3</sup> /d)	Baja Presión en usuarios Residenciales (Días/año)	Cortes a usuarios GNV (Días/año)	Cortes a usuarios firmes (Días/año)
17.7	3.2	8.4	21.3
19	0.97	3.1	10.5
20	0.36	1.3	5.1
21	0.05	0.4	2.3
22	0.03	0.10	0.90
23	0	0.03	0.32
24	0	0.01	0.05
25	0	0	0.03

Si se adoptara la capacidad de transporte correspondiente al óptimo costo-beneficio (23 MMm/d para este ejemplo), el período de retorno de los cortes a usuarios firmes sería de 3 años

(1/0.32), el período de retorno de corte a los usuarios GNV sería de 30 años (1/0.03) y no sería de esperar la existencia de eventos en los usuarios residenciales.

El regulador podría utilizar esta metodología para evaluar el costo óptimo de otras alternativas de confiabilidad y seleccionar la que resulte en el costo total mínimo. Por otra parte, el regulador debería también estudiar las estadísticas de los cortes a los distintos tipos de usuarios para evaluar si la confiabilidad resultante es la adecuada en relación con las expectativas de la sociedad y la política energética del país.

Los niveles de confiabilidad así obtenidos podrían ser establecidos por el regulador como un objetivo específico a ser satisfecho por las distribuidoras. El costo de la infraestructura asociada podría ser utilizado por el regulador para fijar el cargo de confiabilidad y mediante una metodología de “price-cap” permitir que la distribuidora determine las inversiones de confiabilidad que considere más adecuadas.

### **3. PROPUESTAS REGULATORIAS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA E INCLUSIÓN DE LOS MECANISMOS DE REMUNERACIÓN EN LA FÓRMULA TARIFARIA**

Conforme a lo anticipado en el informe correspondiente a la Fase I-A, el problema de ‘seguridad de abastecimiento’ no es motivo específico de este estudio, salvo en cuanto a que las soluciones para el mismo influyen sobre las soluciones óptimas para el problema de confiabilidad. No obstante, al presentar las alternativas regulatorias para la remuneración de la infraestructura de confiabilidad, nos referiremos también a la remuneración de las inversiones en proyectos que permitirán proveer respaldo físico de producción y de transporte para la demanda firme.

Además, en lo que hace a la continuidad del servicio a través de una adecuada gestión de los contratos de gas y transporte, nos referiremos a las señales regulatorias que podrían favorecer o afectar dicha continuidad.

En atención a las particularidades del sistema de gas natural de Colombia (condicionado por el comportamiento de la demanda de gas para generación térmica, en relación con los efectos del fenómeno de “El Niño” sobre la generación hidráulica), los mecanismos regulatorios tendientes a (i) remunerar las inversiones en infraestructura de confiabilidad y seguridad de abastecimiento y (ii) promover la cobertura contractual en firme de la demanda, no pueden tomarse directamente de la experiencia de otros países con sistemas desarrollados de gas natural. A la vez, el marco regulatorio del mercado de gas colombiano presenta un desarrollo significativo, que viene acompañando las tendencias de la literatura regulatoria internacional. Por estos dos motivos (las particularidades de los riesgos que enfrenta el sector de gas en Colombia y el importante grado de desarrollo de la regulación), se procurará que las propuestas regulatorias a formular en el marco de este estudio queden encuadradas dentro del sistema normativo vigente, incluyendo las propuestas recientes de la CREG, como en el caso de la

---

inclusión del cargo de confiabilidad en la fórmula tarifaria de los Distribuidores-Comercializadores.

La recomendación de que los nuevos proyectos se desarrollen, en lo posible, en concordancia con la regulación vigente (o en estado de propuesta) se sustenta, además, en los beneficios que se derivan del mantenimiento de las reglas de juego (seguridad jurídica) como señal para los potenciales inversores.

Sin perjuicio del criterio general enunciado, para el caso de ausencia de regulación (como en los casos de incorporación de nuevas tecnologías) o si se advierte la existencia de señales inconsistentes con los objetivos de seguridad, confiabilidad y continuidad, el Consultor formulará propuestas complementarias o sustitutivas de las regulaciones aplicables.

A continuación se presentan las alternativas básicas para:

- (i) la remuneración de proyectos de infraestructura de seguridad de abastecimiento;
- (ii) la remuneración de proyectos de infraestructura de confiabilidad; y
- (iii) propuestas regulatorias vinculadas a la continuidad del suministro.

Durante la Fase 2 del estudio, una vez seleccionadas las alternativas óptimas de confiabilidad, se profundizará el análisis de las propuestas regulatorias correspondientes a tales alternativas.

### **3.1. INFRAESTRUCTURA DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO**

Las inversiones destinadas a garantizar la seguridad de abastecimiento incluyen todas aquellas que resulten necesarias para que la demanda total de gas de Colombia cuente con respaldo físico para ser abastecida en el corto, mediano y largo plazo.

La oferta actual de gas y de transporte se ha mostrado insuficiente para cubrir toda la demanda (usuarios regulados y no regulados), cuando un fenómeno como “El Niño” activa la demanda de las centrales térmicas. Si bien los usuarios regulados se han visto protegidos por los nuevos mecanismos de asignación establecidos normativamente por el Decreto 880 de 2007 y todas sus modificaciones, el orden de prioridades establecido tuvo un impacto significativo en el conjunto del mercado, en especial, por la modificación reglamentaria de las modalidades de suministro (firme / interrumpible) que habían sido acordadas contractualmente por los Agentes.

Aunque el análisis de las soluciones de abastecimiento excede el alcance del presente estudio, los resultados preliminares del modelo logístico elaborado por el Consultor coinciden en este aspecto con las recomendaciones de estudios anteriores<sup>6</sup>, conforme a los cuales, para el mediano plazo Colombia podría requerir infraestructura para la importación de GNL.

---

<sup>6</sup> “Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo”, Arthur D. Little (2008), preparado para el MME, ANH, CREG y UPME.

Además de la importación de gas en la forma de GNL, las inversiones para garantizar el abastecimiento pueden incluir: inversiones en infraestructura de producción e inversiones en infraestructura de transporte.

### 3.1.1 Inversiones en infraestructura de regasificación

La infraestructura (barco o planta) de regasificación de GNL se inscribe dentro de las alternativas tendientes a garantizar el abastecimiento, aunque su implementación tendrá una incidencia positiva en la confiabilidad y continuidad del servicio.

El **Art. 5 del Decreto 4670 de 2008**, que modifica el Decreto 2687 de 2008 “*Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural*”, faculta a la CREG para implementar mecanismos que incentiven la importación de gas combustible. A su vez, en el Documento CREG-017 del 9 de marzo de 2009 (que soporta a la Resolución CREG - 022 de 2009), se consideró que la infraestructura de regasificación es uno de los mecanismos utilizados para importar gas (en la forma de GNL) y que, regulatoriamente, puede formar parte del eslabón de transporte de gas. Se definió también que la infraestructura de regasificación supone el ejercicio de dos actividades básicas: el almacenamiento de GNL y su vaporización.

La Resolución CREG 095 de 2008 (Art. 19) viabilizó la alternativa de importación para complementar la exigencia de respaldo físico para los contratos de suministro de gas natural.

Siguiendo la recomendación de un estudio realizado para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios<sup>7</sup>, la CREG consideró que la anticipación de la regulación del negocio de regasificación daría señales positivas a los inversionistas. En consecuencia, en ocasión del proceso de revisión de la fórmula tarifaria de transporte, se trazaron los lineamientos básicos para la remuneración de dicha infraestructura.

Conforme al **Art. 26 de la Resolución CREG - 022 de 2009** (en consulta): “*La infraestructura de regasificación será de uso común y deberá garantizar el libre acceso. Esta actividad podrá ser desarrollada por agentes que no tengan interés económico en las actividades de comercialización de gas, de acuerdo a lo definido en la regulación vigente sobre integración vertical en la industria del gas natural*”.

#### *Acceso abierto*

Con respecto a la garantía de libre acceso, cabe destacar la necesidad de balancear objetivos en el caso del desarrollo de nueva infraestructura de magnitud. En ciertos casos, el acceso abierto puede dificultar el financiamiento de nuevos proyectos si involucra el riesgo de “free riding”: competidores de los “sponsors” del proyecto que utilicen la capacidad excedente que normalmente tienen las instalaciones nuevas. Por otro lado, limitar el acceso abierto

---

<sup>7</sup> “Recomendaciones para Reactivar la Inversión en Gas Natural en Colombia”, Juan Benavidez Estévez-Bretón para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, octubre 2008.

restringe la competencia entre agentes económicos vinculados por una infraestructura que no puede ser replicada en forma eficiente.

Cuando el financiamiento del proyecto se encuentra vinculado al negocio estructurado de venta de gas, pueden requerirse restricciones al acceso de modo de reducir el riesgo de que un tercero que no esté involucrado en el financiamiento desplace a los desarrolladores en sus ventas de gas e impida la recuperación de la inversión.

En estos casos, la excepción temporal al acceso abierto puede ser útil para viabilizar un proyecto que no se realizaría en otras condiciones, y es por ello que la legislación de acceso suele prever excepciones. De todos modos, las excepciones suelen estar condicionadas, tanto para su aprobación (qué requisitos debe cumplir para calificar) como para su implementación (principios tarifarios, duración).

También en algunos casos de sistemas desarrollados, cuando la inversión es privada, se busca proteger a los promotores de la inversión. Por ejemplo, la legislación norteamericana no establece la obligación de acceso abierto para las Instalaciones de GNL.<sup>8</sup> En la Unión Europea, la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, si bien establece el principio de acceso no discriminatorio a las instalaciones de servicio, respecto de las nuevas Instalaciones de GNL y de almacenamiento o sus ampliaciones significativas, regula la posibilidad de que éstas queden exentas de la obligación de Acceso Abierto.

#### *Selección del proyecto y remuneración*

Para la remuneración de la infraestructura de regasificación que se desarrolle en el país, el Art. 26 de la Resolución CREG - 022 de 2009 propone los siguientes procedimientos:

a) El Ministerio de Minas y Energía (o una entidad delegada) evalúa la necesidad del proyecto de regasificación y realiza un proceso de convocatoria para establecer costos de construcción y operación del proyecto definido.

b) Con base en la información sobre costos obtenida en la convocatoria, la CREG establecerá el esquema de remuneración del proyecto. Si la CREG lo considera necesario, podrá aplicar un mecanismo de estampilla para garantizar la remuneración adecuada a los inversionistas.

En la experiencia internacional, los mecanismos de selección de los proyectos de regasificación han sido muy variados y dependen de las necesidades particulares de abastecimiento de cada país.

---

<sup>8</sup> En cuanto al régimen de acceso a las instalaciones de regasificación, la Natural Gas Act establece que hasta enero de 2015 la FERC no denegará una autorización de construcción y operación por el solo hecho de que el solicitante proponga el uso exclusivo de las instalaciones de GNL para el procesamiento de gas natural a suministrar por el mismo solicitante o una compañía afiliada. Tampoco podrá la FERC (i) condicionar el permiso a que el solicitante preste servicio a terceros, o (ii) imponerle condiciones de servicio o regulación de tarifas, o (iii) exigirle la presentación de los acuerdos de servicio.

Así, en *Chile*, ante la interrupción de la provisión de gas desde Argentina y la falta de producción nacional, el suministro de GNL constituyó un proyecto de alto interés para todos los agentes del mercado. Se formó un grupo desarrollador liderado por la estatal ENAP e integrado por una distribuidora de gas y una empresa eléctrica. La participación del sector eléctrico privado en el negocio de regasificación quedó condicionada a que el gobierno emitiera una modificación regulatoria, por la cual las empresas de electricidad pudieran pasar a tarifas los mayores costos del suministro de GNL. La autoridad regulatoria validó el modelo de negocio acordado entre los promotores del proyecto, otorgándoles libertad para administrar la capacidad de la terminal y para adoptar un esquema tarifario que remunerara el esfuerzo y riesgo asumido por los iniciadores. Se constituyeron dos sociedades: una para la comercialización del GNL y otra como propietaria de los activos de la terminal de regasificación. La sociedad comercializadora está vinculada con la propietaria de la terminal mediante un contrato de regasificación. A su vez, la comercializadora negoció un contrato de compra bajo la modalidad DES (incluye GNL y transporte) con British Gas y un contrato de venta con los promotores del proyecto.

En *Argentina*, a partir de junio de 2008, se recibieron cargamentos de GNL en la zona de Bahía Blanca, que permitieron inyectar un volumen adicional de gas natural al sistema, a fin de responder a los consumos pico del invierno. Se trató de operaciones de importación “spot” (de corto plazo), realizadas bajo titularidad de la estatal ENARSA y con la utilización de un buque como instalación de regasificación. La rapidez con que se implementó la operación comercial y el proceso de ingeniería no dio lugar al desarrollo de un marco regulatorio específico para la nueva actividad. La intervención de la autoridad regulatoria del sector, ENARGAS, se limitó a la emisión de las autorizaciones necesarias para la interconexión del brazo de descarga y a la confección de un procedimiento de asignaciones del gas natural inyectado en el sistema nacional. En definitiva, el proyecto fue desarrollado a través de la petrolera estatal y las inversiones fueron financiadas mediante subsidios estatales y, en menor proporción, a través de un cargo por gas importado que se aplicó en la tarifa a los usuarios finales (con excepción de las categorías más bajas del sector residencial).

En *México*, una de las modalidades utilizadas para la estructuración de proyectos de GNL es la contratación mediante licitación pública por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de la prestación de los servicios de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL y suministro de gas natural. El gas natural obtenido es destinado a las centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en el área de influencia de la planta de regasificación. El adjudicatario de la licitación convocada por la CFE puede constituirse como propietario de la terminal de GNL y comercializador; o separadamente como dos entidades, una como propietaria de la terminal de GNL y la otra como comercializadora de GNL, siempre y cuando ambas sean solidarias responsables por el cumplimiento del contrato de suministro. El contrato incluye la realización del diseño, ingeniería, suministro, construcción, pruebas y puesta en servicio, operación y mantenimiento de la terminal de GNL, así como de la infraestructura del puerto de desembarque. Como contraprestación, la CFE pagará al proveedor los siguientes cargos: (i) Cargos por capacidad de las instalaciones (cargo fijo de capacidad de las instalaciones + cargo fijo de operación y mantenimiento de las instalaciones); y (ii) Cargos por suministro (cargo variable de operación y mantenimiento de las instalaciones).

En *Brasil*, el gobierno decidió reducir su dependencia del gas natural de Bolivia mediante la instalación de al menos dos unidades de regasificación de GNL. Los proyectos fueron liderados por la petrolera estatal Petrobras y contemplan la importación “spot” de GNL con destino al mercado termoeléctrico, a través de terminales flotantes de regasificación ubicadas en Río de Janeiro (Bahía de Guanabara) y Ceará (Pécem). La característica del proyecto brasileño es que Brasil no quiere contratar un suministro en firme, sino en forma interrumpible, según el despacho hidroeléctrico.

En *Colombia*, dadas las características de la demanda (el gas importado se requiere para cubrir los aumentos extraordinarios de la demanda para generación térmica ante la influencia del fenómeno del Niño), podrían contemplarse las siguientes alternativas:

(i) Que la infraestructura de regasificación sea financiada por las centrales térmicas. En la medida en que los actuales contratos de suministro con las centrales térmicas vayan venciendo a fines de 2012, es poco probable que las condiciones contractuales se reiteren (en el mejor de los casos, se les ofrecería pasar de un ‘take or pay’ del 25% a uno del 95 o 100%). En este sentido, el sector eléctrico debería ser el grupo de Agentes dispuesto a financiar las instalaciones necesarias para la importación de GNL.

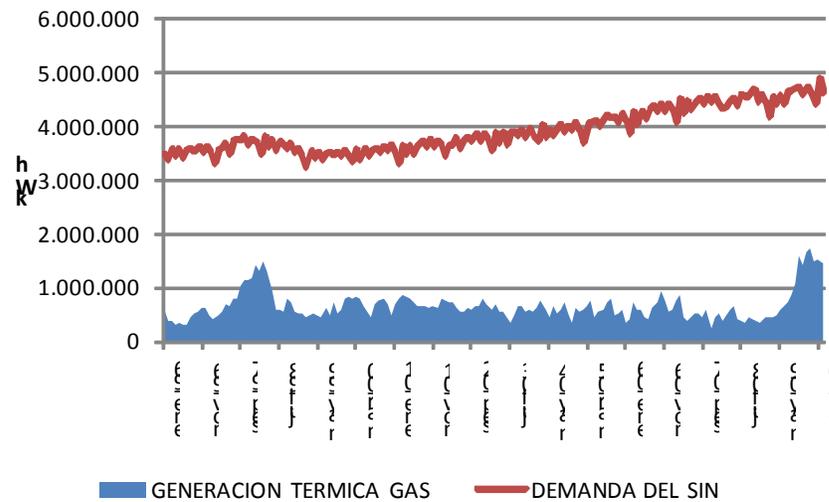
(ii) Para el caso de que la financiación a aportar por el sector eléctrico no estuviere disponible (el desarrollador de un proyecto de regasificación suele garantizar su inversión mediante contratos ‘take or pay’ que le garanticen la remuneración de la infraestructura), debería considerarse una financiación a cargo de todo el sistema, observando las pautas de selección de proyectos y fijación de la remuneración por la CREG prevista en el art. 26 de la Resolución CREG – 022 de 2009 en consulta.

A continuación se analizan ambas alternativas.

*(i) Financiación de un proyecto de abastecimiento por parte del sector térmico*

La demanda térmica registra variaciones significativas cuando el fenómeno climático de “El Niño” afecta el comportamiento hidrológico de los sistemas que alimentan las plantas de generación hidráulica del Sistema Interconectado Nacional colombiano, como se muestra en la siguiente figura (ver años 1997-1998 y 2009-2010).

---



**Fig. 81 – Demanda térmica a gas. Fuente: Datos de X.M. S.A. ESP**

Considerando estas particularidades del sistema eléctrico colombiano y con el objeto de garantizar el abastecimiento de gas, se ha dispuesto de un esquema que les remunera a las plantas de generación eléctrica la disponibilidad de entregar energía al sistema, de tal forma que se pueda atender la totalidad de la demanda en cualquier condición hidrológica.

En este contexto, las plantas térmicas a base de gas natural, en especial las del interior del país, se caracterizan por un bajo nivel de despacho en condiciones normales de los sistemas hidrológicos del país. No obstante, estas plantas deben disponer de esquemas contractuales que les permitan contar con el suministro y el transporte del gas natural para entregarle al sistema eléctrico la energía que les están remunerando.

Estos contratos de suministro en firme se caracterizan por su particularidad y, en las condiciones actuales de mercado, por sus reducidas obligaciones de pago mínimo independiente del consumo (porcentaje de 'take or pay'), que se ubican en el 25%. Adicionalmente, son contratos que terminan en su mayoría a finales del año 2012 y principios de 2013 (ver la tabla a continuación).

Como es sabido, estos esquemas contractuales fueron los que se utilizaron para soportar, sin inconvenientes hasta el momento, los crecimientos de la demanda en los últimos 10 años. No obstante, cuando las condiciones hidrológicas implicaron despachos térmicos masivos (finales de 2009), fueron afectados aquellos usuarios que se encontraban en posiciones contractuales expuestas a la eventual operación de estas plantas térmicas.

**Tabla 21 – Contratos de gas de las centrales térmicas**

TÉRMICA	FECHA DE INICIO DEL CONTRATO (dd/mm/aaa)	FECHA DE FINALIZACIÓN DEL CONTRATO (dd/mm/aaa)	CANTIDAD CONTRATADA EN FIRME (MBTUD)	%TOP
U1	01-dic-97	01-ene-12	55.000	25%
U2	15-dic-96	15-ene-12	9.624	25%
U3	01-ene-97	01-feb-12	48.000	25%
U4	01-sep-97	01-sep-12	32.800	25%
U5	15-may-98	13-may-13	20.074	70%
U6	15-ago-98	15-ago-13	14.052	70%
U7	01-dic-98	31-dic-13	7.369	70%
U8	01-dic-98	31-dic-13	10.526	70%

Ahora bien, la renovación de estos contratos en 2012 y 2013 puede estar enmarcada en el siguiente contexto:

- Incremento de los porcentajes de 'take or pay' del 25% al 95% o 100%, debido a que el productor podría encontrar compradores de otros segmentos de la demanda, con perfiles de consumo que les permitirían aceptar 'take or pay' del orden del 95%.
- Incremento de los costos fijos de suministro del gas natural que requieren las plantas térmicas.
- Dificultad para encontrar los volúmenes de gas natural requeridos para soportar la disponibilidad de energía que deben entregarle al sistema eléctrico y que se les está remunerando.

En este contexto, y como una alternativa para financiar proyectos relacionados con la seguridad de abastecimiento del país, a continuación se presenta una valoración del incremento en los costos fijos por concepto de suministro de gas natural, que enfrentarían las plantas térmicas para atender sus necesidades después del año 2012.

El siguiente flujo de caja presenta los costos fijos de los contratos de suministro de gas natural de las plantas térmicas cuyos contratos terminan en 2012 y 2013, suponiendo un precio del gas de La Guajira de US\$ 4,0/MBTU (proyección de mediano plazo con precio del petróleo de US\$80/BBL). Después del vencimiento de los contratos se supone una renovación de los mismos con un porcentaje de 'take or pay' del 70% (se supone un 'take or pay' del 95% y se descuenta la posibilidad de vender un 15% del gas en el mercado secundario).

Tabla 22 – Flujo de caja

Térmica	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
U1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
U2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
U3	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
U4	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
U5	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
U6	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
U7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
U8	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Total	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106

La diferencia del valor presente (tasa de descuento del 12%) de los costos fijos entre los contratos que tienen actualmente y los nuevos contratos (suponiendo que logran contratar la cantidad requerida y que los términos serían ajustados a las condiciones esperadas del mercado), se ubicarían en un rango entre US\$ 435 y US\$ 564 millones evaluados en un período de 10 a 15 años.

Podría afirmarse que la disponibilidad a pagar de los usuarios térmicos se ubicaría en este rango, la cual podría utilizarse para que financien parcial o totalmente una planta de regasificación de gas natural que además les aseguraría la cantidad de gas natural requerida para respaldar sus obligaciones de energía firme.

*(ii) Financiación a cargo de todo el sistema mediante inclusión de la remuneración en la fórmula tarifaria de transporte*

En caso de que la financiación de las centrales térmicas no estuviere disponible, debería considerarse un mecanismo de remuneración de la infraestructura a cargo de todos los usuarios del sistema. Esta alternativa podría contemplar los siguientes elementos:

- a) Los costos de inversión y los gastos fijos de AOM de las instalaciones de regasificación serán soportados por la totalidad de los usuarios (regulados y no regulados) del sistema de gas, a través de la inclusión de un cargo del tipo estampilla en la fórmula tarifaria del servicio de transporte. Este cargo podría denominarse 'Cargo de Seguridad de Abastecimiento'  $C_{SA}$ , para diferenciarlo del 'Cargo de Confiabilidad'  $C_C$  destinado a remunerar soluciones predominantemente locales, es decir, para determinado número de beneficiarios.
- b) La inclusión del Cargo de Seguridad de Abastecimiento  $C_{SA}$  dentro de la fórmula tarifaria de transporte no significa que el Transportador sea el responsable del desarrollo del proyecto, sino que actúa como agente de percepción de la remuneración debida al inversor, sea éste un agente privado o una empresa pública. A tal efecto, puede analizarse la conveniencia de implementar un Fondo Fiduciario (contrato de fideicomiso) para el repago de las inversiones, en el cual se depositarían los cargos cobrados a los usuarios. La figura del fideicomiso aísla y protege un patrimonio que tiene una

afectación específica, evitando que se confunda con el patrimonio del Transportador.<sup>9</sup>

- c) Para los usuarios finales que son atendidos directamente por los Distribuidores-Comercializadores, el Cargo de Seguridad de Abastecimiento C<sub>SA</sub> podría incluirse directamente en la fórmula tarifaria de distribución o, si se optara por recaudar la totalidad del cargo en el nivel de transporte, éste debería poder trasladarse automáticamente (pass-through) a la tarifa de distribución. Al mismo tiempo, se podría exceptuar a determinadas categorías de pequeños usuarios (sectores más vulnerables) del pago de los cargos específicos para el desarrollo de obras de seguridad de abastecimiento.
- d) Con fundamento en la situación que motivó el dictado del Decreto 2687 de 2008, por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural, deberá asegurarse que el Cargo de Seguridad de Abastecimiento C<sub>SA</sub> sea incluido en los contratos de transporte pactados libremente con la demanda no regulada. También debería preverse la modalidad por la cual se realizará la contribución al cargo por parte de usuarios que reciben directamente el gas de los Productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución, y por las empresas que procesen gas natural.
- e) El Cargo de Seguridad de Abastecimiento C<sub>SA</sub> comenzaría a aplicarse una vez definido el proyecto o iniciada la construcción de las obras asociadas al mismo. El cálculo del cargo dependerá, no sólo del monto del proyecto, sino del tipo de financiamiento que se considere accesible para el inversor en la infraestructura.
- f) Por otra parte, los costos variables de operación y de combustible serán soportados por los Agentes que requieran el suministro de gas importado en la forma de GNL, mediante operaciones de compra de gas (spot o contratos) y de servicio de regasificación pactados con el Comercializador y el operador de la planta de regasificación, respectivamente. De este modo, se espera que los mayores costos del gas importado (en relación al precio del gas de producción nacional) sean soportados por la demanda no regulada (básicamente, las centrales térmicas), en atención a los criterios de

---

<sup>9</sup> El mecanismo de Fideicomiso, permite otorgar a las partes una "campana de aislamiento", que envuelve a la financiación y al objeto del negocio a financiar, separando los activos a ser fideicomitados del resto de los riesgos propios de cada unidad económica, posibilitando de ese modo, una mejor garantía de cumplimiento de acuerdos y obligaciones. En Argentina, para el repago de las importaciones de gas (desde Bolivia y GNL) se instrumentó un Fondo Fiduciario, integrado principalmente por cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural.

---

asignación de la producción nacional disponible para ofertar en firme que se establecen en el Decreto 2687 de 2008.

- g) Para el caso de que se verifique una situación en la que se deba recurrir al gas importado para satisfacer la demanda de los usuarios regulados, se deberán habilitar los mecanismos para que el Distribuidor-Comercializador pueda pasar a la tarifa a usuario final los mayores costos (costos variables de operación y costo del combustible) del gas importado.

### **3.1.2. Inversiones en infraestructura de producción**

La necesidad de un proyecto de GNL está directamente relacionada con la falta de nuevos hallazgos de producción nacional. Según lo establecido en la Ley 401 de 1997, las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos se rigen por el Código de Petróleos, el Decreto 2310 de 1974, y sus disposiciones reglamentarias y modificatorias.

Sin embargo, la actividad de comercialización (entendida como la compraventa de gas combustible a título oneroso en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales) es una actividad complementaria del servicio público de distribución domiciliaria de gas y se encuentra regulada por la CREG, aun cuando el Comercializador sea el mismo Productor.

Las facultades de la CREG para regular la comercialización constituyen una herramienta que puede enfocarse a generar incentivos para que los Productores realicen inversiones en exploración y producción. Colombia ya tiene experiencia en la aplicación de un tratamiento distinto en materia de precios para el gas proveniente de determinados campos. Así, al gas proveniente de la Guajira se aplica el régimen de precio máximo regulado, mientras que el gas de Cusiana es libre con la condición de que mantenga una planta de tratamiento con capacidad superior a 180 MPCD. El gas natural proveniente de nuevos hallazgos (desde 1995) está sujeto a un esquema de precios libres.

En otros países productores de hidrocarburos que han experimentado una insuficiencia en la oferta de gas nacional, tanto por declinación natural de los yacimientos como por falta de incentivos en los precios, se han implementando programas para fomentar las inversiones necesarias para incrementar la producción de gas, así como la exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos en todos los yacimientos del país. Así, el Programa Gas Plus adoptado en Argentina en marzo de 2008 incentiva la realización de proyectos en yacimientos caracterizados como “tight gas”, proyectos con descubrimientos de gas y proyectos de reactivación de yacimientos actualmente no productivos. El principal incentivo consiste en garantizar la disponibilidad de los volúmenes incrementales de “gas nuevo” a un precio acorde a los esfuerzos exploratorios en relación a las inversiones necesarias.

### **3.1.3. Inversiones en infraestructura de transporte**

En la próxima sección trataremos las inversiones en infraestructura de transporte con fines de confiabilidad, es decir, aquellas que establecen una redundancia en el sistema. En el

---

caso de las inversiones de transporte requeridas para conectar nuevas fuentes de gas (importaciones o aumento de la producción nacional) con los centros de consumo, el mecanismo de remuneración es la tarifa de transporte tal como se encuentra actualmente regulada.

En el régimen previsto por la **Resolución CREG - 022 de 2009** (en consulta), por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte que regirá durante el próximo Período Tarifario, se prevé que las inversiones pueden realizarse sobre activos existentes o tratarse de proyectos nuevos. A su vez, las inversiones sobre activos existentes, pueden haber sido previstas o no por el Transportador al momento de presentar su Programa de Nuevas Inversiones (PNI)<sup>10</sup> en el proceso de revisión de la fórmula tarifaria.

### **3.1.3.1 Remuneración de expansiones sobre activos existentes<sup>11</sup>**

#### *a) Expansiones previstas en el Programa de Nuevas Inversiones a ejecutar durante el Período Tarifario (Arts. 10 y 11 de la Resolución CREG – 022 de 2009)*

La CREG revisa y ajusta la inversión al momento de realizar la revisión tarifaria. Los proyectos del PNI cuyo costo sea igual o inferior al 3% del valor de la Inversión Existente del respectivo tramo se incluyen en la Inversión Base desde el primer año del Período Tarifario. Para costos superiores, se establecerá el cambio en los cargos regulados para cada año del Período Tarifario. Los cambios se calculan teniendo en cuenta la relación entre el Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo (previsto en el numeral 7.3), y sólo podrán aplicarse una vez que el respectivo activo del PNI entre en operación.

Para expansiones derivadas del mecanismo de subastas de la Resolución CREG - 095 de 2008, y cuando dichas inversiones tengan asociado un alto riesgo de demanda, la inversión se podrá remunerar por el sistema de estampilla.

#### *b) Expansiones no previstas en el PNI (numeral 5.2.2 de la Resolución CREG - 022 de 2009)*

En caso de que durante el Período Tarifario los Transportadores ejecutaren inversiones no previstas en el PNI presentado a la CREG a los efectos del cálculo de los cargos, estos activos podrán ser incluidos en la Inversión Base del siguiente Período Tarifario (según lo dispuesto en el numeral 5.1 de la Resolución CREG - 022 de 2009).

---

<sup>10</sup> El "Programa de Nuevas Inversiones" es el conjunto de inversiones que un Transportador proyecta realizar durante el Período Tarifario en activos necesarios para la operación y expansión de su Sistema de Transporte.

<sup>11</sup> Es la infraestructura que se construye con el objeto de incrementar la capacidad del Sistema de Transporte Existente o mejorar la seguridad o calidad en la operación del mismo. Se trata básicamente de compresores y loops. El Sistema de Transporte Existente está formado por los activos de transporte para los cuales la CREG ha definido cargos regulados a la fecha de entrada en vigencia de la nueva metodología tarifaria.

---

Entretanto, para la remuneración de estas inversiones, el Transportador podrá optar entre:

- (i) Aplicar los cargos regulados vigentes para el gasoducto o grupo de gasoductos del cual se derive la nueva inversión. (Esta metodología se aplicaría a los casos en los cuales el costo marginal de la inversión sea menor o igual al costo medio aprobado por la CREG para el respectivo tramo).
- (ii) Formular la solicitud de un cargo de transporte independiente. (Aplicable a los casos en los que el costo marginal de la inversión supera al costo medio aprobado para el tramo correspondiente).

### **3.1.3.2 Remuneración de Expansión en Nuevos Proyectos<sup>12</sup>**

Para la remuneración de las inversiones en nuevos proyectos, el Art. 12 de la Resolución CREG - 022 de 2009 propone un mecanismo competitivo. El Agente o Remitente interesado en la expansión presenta las características generales del nuevo proyecto. El Agente interesado debe dar a publicidad el proyecto y realizar una convocatoria pública, de la que resultará el valor de la inversión, empaquetamiento y gastos de AOM de la expansión. Los oferentes interesados en desarrollar el proyecto (incluyendo al Agente promotor) deben presentar el cronograma de ejecución y la curva S de ejecución. La adjudicación se realizará conforme al mínimo cargo para remunerar el costo de inversión en infraestructura y los gastos de AOM para viabilizar la capacidad requerida. El Agente ganador puede realizar la expansión a través de un Transportador existente o puede constituir una E.S.P. con el objeto social de transporte de gas. En todos los casos debe tenerse en cuenta la regulación vigente sobre integración de actividades.<sup>13</sup> El Agente ganador presentará a la CREG una solicitud tarifaria para la determinación del cargo que estará vigente durante 10 años.

Cuando un tercero resulte propietario de activos destinados al servicio público de transporte, puede: a) convertirse en Transportador; b) conservar su propiedad y ser remunerado por el Transportador que los utilice; c) venderlos (Art. 25).

## **3.2. INFRAESTRUCTURA DE CONFIABILIDAD**

Las soluciones de confiabilidad tienden a asegurar el suministro de corto plazo, previniendo o administrando las interrupciones del servicio provocadas por: fallas o mantenimientos en el sistema de transporte; fallas o mantenimientos en el sistema de producción; y dificultades operativas por una demanda diaria excepcionalmente elevada.

---

<sup>12</sup> “Expansión en Nuevos Proyectos” es la infraestructura de transporte que no representa una inversión en el Sistema de Transporte Existente. Son proyectos no embebidos en la red existente.

<sup>13</sup> No se permite la integración entre transportador y distribuidor, excepto para las compañías integradas antes de la sanción de la Ley 142 de 194.

---

Con sujeción a los resultados del modelo de optimación económica, la infraestructura que podría resolver tales fallas comprende:

- (i) Almacenamientos. En esta categoría pueden incluirse: el almacenamiento de gas natural en formaciones naturales; el almacenamiento de GNL en plantas de 'peak-shaving'; el almacenamiento de GNS en plantas de propano-aire; y el suministro de GNC.
- (ii) Redundancia en el abastecimiento de gas.
- (iii) Redundancia en el transporte de gas.
- (iv) Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos.
- (v) Disminución de fallas en la infraestructura de producción y transporte

Los proyectos a implementar para asegurar un determinado estándar de confiabilidad serán predominantemente locales y las inversiones necesarias deberían ser promovidas por los Distribuidores-Comercializadores de los mercados relevantes en cumplimiento de su obligación de asegurar la calidad y continuidad del suministro, con traslado de los costos a los usuarios regulados de los mercados relevantes que resultan beneficiarios del proyecto, a través del Cargo de Confiabilidad  $C_C$  propuesto en las Resoluciones CREG - 178 de 2009 y 032 de 2010.

Sin perjuicio de la obligación primaria de los Distribuidores-Comercializadores de abastecer en forma confiable y continua a los usuarios regulados de sus mercados relevantes, conforme a lo establecido en el Art. 14 del Decreto 2687 de 2008, la CREG podrá considerar los proyectos de confiabilidad que presenten no sólo los Distribuidores, sino también los Transportadores de gas natural o cualquier otro Agente.

Por lo tanto, tal como se tratará más adelante, el Consultor recomienda que en el proceso de revisión tarifaria en curso la CREG considere la inclusión de un Cargo de Confiabilidad  $C_C$  en la fórmula tarifaria de transporte. Ello, no sólo para remunerar específicamente las redundancias en transporte de gas, sino como instrumento para recaudar la remuneración de inversiones realizadas por otros Agentes o por terceros, en los casos en que los beneficios de la confiabilidad trasciendan la escala de los mercados relevantes o deban ser soportados por usuarios no regulados que no contraten el servicio de distribución.

En cuanto a las inversiones de confiabilidad y su remuneración, cabe destacar que el **Art. 14 del Decreto 2687 de 2008** proporciona un marco regulatorio adecuado para el desarrollo de las inversiones aquí previstas, estableciendo además un mandato específico para la CREG:

*“Artículo 14. Inversiones para Asegurar la Confiabilidad del Servicio. Los transportadores de gas natural, los distribuidores de gas natural y/o cualquier otro Agente que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, podrán incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.*

*Parágrafo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse, para mitigar los efectos sobre los usuarios finales del servicio y establecerá el esquema tarifario que debe remunerar las inversiones eficientes que para el efecto presenten los Agentes a los que se refiere este artículo”.*

### **3.2.1 Almacenamientos: formaciones naturales, planta de ‘peak shaving’, planta de propano aire y suministro de GNC.**

Regulatoriamente, las soluciones de planta de ‘peak shaving’, planta de propano aire y suministro de GNC pueden ser asimiladas a la categoría de “almacenamientos”.

El ‘Sistema de Almacenamiento’ se define como “*la infraestructura dedicada exclusivamente a almacenar gas natural por un período de tiempo específico para su posterior uso*”.<sup>14</sup> Conforme al **numeral 5.3 de la Resolución CREG - 022 de 2009**, los Sistemas de Almacenamiento no serán considerados para el cálculo de los cargos de transporte. Los costos de estos activos serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de los mismos.

La definición propuesta por la CREG nos remite a los mercados relevantes de distribución, en los que el Distribuidor-Comercializador tiene obligación de abastecer la demanda de su área. Por lo tanto, los proyectos de almacenamiento que se promuevan podrían ser remunerados por el Cargo de Confiabilidad  $C_c$  a incluir en la fórmula tarifaria de distribución, cumpliendo la exigencia de que los costos sean cubiertos por “*los usuarios que se beneficien de los mismos*”.

#### *Inclusión de la remuneración en la fórmula tarifaria*

La inclusión de la remuneración en la fórmula tarifaria ya ha sido prevista en las Resolución CREG - 178 de 2009<sup>15</sup> conforme a las siguientes ecuaciones.

#### **Cargo Variable**

$$CUv_{jm} = G_m + T_m + D_{jm} + C_{mv} + C_{cm} + AJ_m$$

#### **Cargo Fijo**

$$CUf_m = C_{mf} + Cri_m$$

El **Cargo de Confiabilidad** está incluido en el Cargo Variable como  $C_{cm}$  y representa un valor en  $\$/m^3$  a definir por la CREG.

---

<sup>14</sup> Art. 2 de la Resolución CREG – 022 de 2009.

<sup>15</sup> La Resolución CREG - 032 de 2010 extiende el Cargo de Confiabilidad a la fórmula tarifaria del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería en las Áreas de Servicio Exclusivo.

Así mismo, la inclusión del Cargo de Confiabilidad  $C_C$  en la fórmula tarifaria de distribución puede reflejar alternativamente las siguientes modalidades de remuneración:

- (i) Remuneración por Proyecto Específico. En este caso, el Cargo de Confiabilidad  $C_C$  se calcula para el repago de un proyecto específico de inversión en infraestructura, presentado por el Distribuidor-Comercializador (o en su defecto, por un tercero que será el destinatario final de la remuneración) y aprobado por la CREG. El Cargo de Confiabilidad  $C_C$  puede aplicarse desde el inicio del proyecto o a partir de su conclusión. Como de todos modos el usuario deberá hacerse cargo de la remuneración de la infraestructura, financieramente resulta más conveniente, tanto para al ejecutor de la obra como para el usuario que el cargo comience a aplicarse una vez definidas las condiciones y responsabilidades del proyecto o iniciada la obra. Para el cálculo del el Cargo de Confiabilidad  $C_C$ , se deducirán del monto necesario para repagar la inversión la proporción que redunde en mayores ganancias para el prestador de servicio.
- (ii) Remuneración por 'price-cap'. Sobre la base de un criterio determinado de confiabilidad definido regulatoriamente, y con referencia al proyecto que conforme a los estudios realizados por la CREG se considere como óptimo, el el Cargo de Confiabilidad  $C_C$  adquiere la modalidad de un cargo tarifario máximo aplicable para todo el período tarifario. Los Distribuidores-Comercializadores de los mercados relevantes serán responsables por la implementación de las soluciones que garanticen el nivel de confiabilidad definido por la Comisión, independientemente de la solución técnica escogida por el Agente. Este sistema se complementa con un régimen estricto de sanciones para el caso de que no se cumplan las metas de confiabilidad.

### **3.2.2 Redundancia en el abastecimiento de gas**

La redundancia en el abastecimiento de gas será alcanzada a través de las soluciones que se implementen para garantizar el abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, conforme se desarrolló en las Secciones 3.1.1 y 3.1.2 precedentes. Por lo tanto, en este caso, se aplican también las alternativas de remuneración ya descritas para el caso de la infraestructura de regasificación.

### **3.2.3 Redundancia en el transporte**

En el **Documento CREG - 017 del 9 de marzo de 2009**, que soporta a la Resolución CREG – 022 de 2009, la Comisión recomendó que los proyectos de inversión en confiabilidad de transporte se circunscribieran al marco regulatorio y a los mecanismos de expansión

vigentes. Según la CREG, las estadísticas de interrupciones oportunamente consideradas indicarían que la continuidad no ha sido un aspecto crítico en el servicio de transporte.<sup>16</sup>

Sin embargo, hasta tanto se obtengan los resultados definitivos del modelo, el Consultor considera que no deben descartarse los proyectos de confiabilidad en este sector. Fundamentalmente, se advierte que -a diferencia de las ampliaciones de transporte requeridas para evacuar cantidades adicionales de gas- las ampliaciones de confiabilidad consisten en redundancias que, por definición, no tienen demanda firme. Es decir, la capacidad adicional con que se debería contar para responder ante fallas puntuales en el sistema de transporte o de producción, permanecería ociosa durante la situación normal de operación y no resultaría remunerada por los mecanismos vigentes.

Por lo anterior, el Consultor entiende que la inclusión de un el Cargo de Confiabilidad  $C_C$  en la tarifa de transporte tiene sentido como anticipación del instrumento regulatorio que permitiría la implementación de obras de confiabilidad en este segmento, aun cuando el valor del cargo permaneciera en cero mientras no se defina la realización de un proyecto concreto.

Conforme al mecanismo vigente, las necesidades de expansión las identifica el Transportador y las ejecuta si tiene respaldo contractual. Si como resultado de la aplicación del modelo de optimización o en una instancia posterior, se identifican proyectos recomendables en materia de confiabilidad, nada asegura que la libre iniciativa del Transportador los promueva o materialice. La inclusión de un Cargo de Confiabilidad  $C_C$  en el segmento de Transporte está prevista en el Art. 14 del Decreto 2687 de 2008 ya citado. Su incorporación en el marco de la presente revisión tarifaria permitiría a la autoridad energética disponer la realización de una obra de confiabilidad (sin demanda para el Transportador), a ejecutar por el mismo Transportador o por un tercero.

### **3.2.4 Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos**

#### **3.2.4.1 Manejo operativo**

Entre las soluciones de confiabilidad, se cuenta con la posibilidad de adecuar el manejo operativo a las necesidades del sistema. Una de las principales herramientas operativas,

---

<sup>16</sup> La exclusión de un Cargo de Confiabilidad para el transporte se basó también en la opinión expresada por Arthur D. Little (2008), quien advierte que para tener un sistema de transporte más confiable ante riesgos imprevistos, sería necesario disponer de redundancias, como el enmallado y la capacidad de respaldo con compresión; sin embargo, desde el punto de vista económico esta alternativa resultaría poco eficiente frente a otras opciones como los almacenamientos puntuales. A su vez, el estudio de Benavidez Estévez-Bretón desaconsejó la aplicación de un Cargo de Confiabilidad tal como el adoptado en el sector eléctrico, en atención a las diferencias que presentan ambos sectores (posibilidad de almacenamiento, elasticidad de la demanda, configuración de la red, localización de las fuentes, mecanismos contractuales).

utilizada durante la presente situación de racionamiento, es el manejo del gas de empaquetamiento.

El empaquetamiento está definido en el Art. 2 de la Resolución CREG - 022 de 2009 como *“cantidad física de gas natural almacenado o disponible en el Sistema de Transporte de Gas en cualquier momento, lo cual se estima con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, y que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones”*.

El empaquetamiento permite manejar variaciones de corto plazo en la oferta o en la demanda. El **numeral 5.4 de la Resolución CREG - 022 de 2009** propone reconocer el combustible empaquetado a través de los cargos regulados, de manera que todos los Remitentes remuneren el costo del empaquetamiento. El Empaquetamiento tiene un beneficio colectivo al favorecer a todos los usuarios conectados a la red.

A tal efecto, se incluye en la Inversión Base (base tarifaria) el costo del combustible correspondiente al empaquetamiento como un activo no depreciable; es decir, incorporando en el cálculo tarifario únicamente la rentabilidad sobre el valor del empaquetamiento. La norma establece el procedimiento para valorar el gas de empaquetamiento y calcular la rentabilidad sobre dicho valor.

Estrechamente vinculado el empaquetamiento, el Art. 20 de la Resolución CREG - 022 de 2009 regula el servicio de parqueo, que es un servicio de almacenamiento a favor de un Remitente individual. La remuneración de este servicio es independiente de los cargos por servicio de transporte, aunque también está sometido al procedimiento de nominaciones. En ningún momento el gas de parqueo es propiedad del transportador, ni puede ser parte del gas de empaquetamiento. El servicio de parqueo no se inscribe dentro de las soluciones de confiabilidad por ser administrado en beneficio de usuarios particulares. No obstante, la posibilidad de recurrir a este servicio puede contribuir a un despacho más eficiente, favoreciendo la operación general del sistema.

#### **3.2.4.2 Utilización coordinada de combustibles alternativos**

Para los casos específicos de racionamiento por un aumento inesperado de la demanda de gas para generación térmica, debería contarse con un plan para la utilización coordinada de combustibles alternativos. Este plan debería alcanzar también a las industrias con posibilidad de sustitución del gas utilizado como combustible.

Por ejemplo, en Argentina, por Resolución Ministerial 459 del 12 de julio de 2007 se creó el ‘Programa de Energía Total’, con el objetivo de incentivar la sustitución del consumo de gas natural y de energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos (fuel oil, gas oil, otros) para las diferentes actividades productivas y la autogeneración eléctrica, alcanzando a todas aquellas empresas que utilicen gas natural o energía eléctrica por red como insumo necesario para la actividad que desarrollan (beneficiarios). Luego, el programa se amplió a los combustibles líquidos, *“a fin de garantizar el abastecimiento interno de recursos energéticos líquidos y gaseosos, como complemento para la exploración, la explotación y el desarrollo de la infraestructura en materia energética, incentivando el uso racional y eficiente de la energía”*.

---

El “Reglamento General del Programa de Energía Total” aplicado en Argentina incluyó un “Plan General de Provisión de Combustibles Gaseosos” (GNL y propano aire) y un “Plan General de Provisión de Combustibles Líquidos” (que a su vez incluyó el “Plan de Abastecimiento de la Demanda” y el “Plan de Sustitución de Consumo de Gas o Electricidad por Combustibles Alternativos”). El Reglamento establece los lineamientos generales de la metodología a observar en cada operatoria. La Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación actúa como Unidad Ejecutora y la empresa estatal ENARSA participa como unidad de gestión técnico-operativa. En el caso de los planes de sustitución, los Beneficiarios deben suscribir un contrato de compraventa de combustibles sustitutos en firme con un Proveedor por el período de su participación en el Programa, abonando por el suministro del combustible sustituto entregado la misma suma de dinero que implica la adquisición de gas natural o energía eléctrica para sus procesos productivos o generación, quedando la diferencia del precio a cargo de la Unidad Ejecutora del Programa, es decir, la diferencia fue subsidiada por el Estado Nacional.

En todos los casos, esta solución deberá prever dos aspectos: a) un mecanismo para la implementación óptima y ordenada de la sustitución de gas; y b) una definición acerca de qué sector deberá soportar los mayores costos derivados de la sustitución.

En especial, se deberán revisar los mecanismos para incentivar la provisión de calidad, disponibilidad y precios de combustibles alternativos como el GLP.

### **3.2.5 Disminución de fallas en la infraestructura de producción y transporte**

Para el caso de que se identifiquen inversiones que permitan, en forma eficiente, disminuir las fallas en la infraestructura de producción y transporte, las mismas deberían ser remuneradas a través del mismo mecanismo que las redundancias en el sistema de transporte, conforme a lo recomendado en la Sección 3.2.3 precedente.

En este sentido, debería estudiarse la conveniencia de incorporar un cargo de confiabilidad para incentivar las inversiones destinadas a la disminución de las tasas de interrupción en los sistemas de producción, como por ejemplo para la utilización de compresores redundantes en los campos de la Guajira o una redundancia en las líneas de producción de la planta de amina en Cusiana.

## **3.3. PROPUESTAS REGULATORIAS VINCULADAS A LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO**

En esta sección nos referimos a dos tipos de propuestas regulatorias:

- (i) Regulaciones referidas a la gestión de los contratos de gas.
  - (ii) Revisión de aspectos regulatorios que inciden sobre las inversiones en infraestructura de confiabilidad.
-

### 3.3.1 Regulaciones referidas a la gestión de los contratos de gas

La garantía de abastecimiento y la confiabilidad del suministro están asociadas a los problemas contractuales que afectan la continuidad del servicio. Para evitar interrupciones y restricciones al servicio, es necesario que la totalidad de la demanda se encuentre cubierta por contratos de gas y transporte en firme. Mientras los problemas de abastecimiento no permitan contar con este respaldo, la autoridad regulatoria debe administrar un orden de prioridades.

Así, a partir de 2008, el gobierno de Colombia se vio en la necesidad de acompañar regulatoriamente una realidad en la que la demanda agregada de gas resultó superior a la oferta, y el faltante debió cubrirse mediante contratos interrumpibles celebrados mayoritariamente en el mercado secundario. Esta situación fue reconocida por la autoridad energética: “... por la falta de oferta disponible en firme suficiente de gas natural en el mercado primario, algunos agentes se ven abocados a cubrir con gas del mercado secundario sus requerimientos de gas natural, incluso para atender sectores prioritarios, por lo cual se hace necesario establecer condiciones para el mercado secundario”.<sup>17</sup>

En julio de 2008, el Decreto 2687 procuró establecer instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural. Además de disponer la creación de un mecanismo confiable de información para conocer la situación real de abastecimiento (incluyendo la declaración de volúmenes de producción y la certificación de las reservas probadas) y de encomendar a la UPME la elaboración de un Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural, respecto de la gestión de los contratos de abastecimiento de gas dispuso:

- (i) La prioridad de abastecimiento de la demanda interna respecto de la exportación (Arts. 3 y 6). Además, no se podrán suscribir o ampliar acuerdos de exportación cuando la relación reservas / producción sea inferior a 7 años (Art. 13).
- (ii) La destinación prioritaria del gas de propiedad del Estado colombiano al abastecimiento de la demanda interna y, en especial, de la demanda residencial y comercial (Art. 4).
- (iii) Un procedimiento de comercialización, en el marco de la Resolución CREG - 095 de 2008, para la producción disponible para ofertar en firme del gas de campos con precios libres (Art. 6).
- (iv) Un mecanismo de asignación prioritaria de la producción disponible para ofertar en firme de los campos con precios máximos regulados, que incluye la prohibición a los Productores-Comercializadores de asumir compromisos de suministro con usuarios no regulados hasta tanto no se hayan comprometido las cantidades en firme necesarias para atender a usuarios regulados (Art. 8).

---

<sup>17</sup> De los considerandos del Decreto 1514 del 3 de mayo de 2010 (que modifica al Decreto 2687 de 2008).

- (v) Conforme al Art. 10, el orden a observar para la negociación bilateral de los contratos es el siguiente: 1. Prórroga de los contratos de suministro con Distribuidores para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales; 2. Perfeccionamiento de primeras opciones de compra y/o venta pactadas con Distribuidores para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales; 3. Prórroga de los contratos de suministro con cualquier para la atención de la demanda interna; 4. Perfeccionamiento de primeras opciones de compra y/o venta con cualquier Agente Operacional<sup>18</sup> para la atención de la demanda interna; 5. Suscripción de nuevos contratos de suministro en firme con cualquier Agente Operacional para la atención de la demanda interna, en el orden de vencimiento de sus contratos, dando prioridad a los Distribuidores que requieran el gas para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales. (Si bien este mecanismo fue establecido para una situación puntual y por única vez, se debería analizar la viabilidad de establecer en forma estable una prioridad para la contratación de suministro en firme para la atención de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales).
- (vi) Las ventas de gas en el mercado secundario por parte de los Agentes Operacionales sólo podrán ser transadas, como máximo, al mismo precio de compra más un margen de comercialización a definir por la CREG (Art. 10).

Tal como se anticipó en la Sección 2.2.2.1 del informe correspondiente a la Fase I de este estudio, las medidas adoptadas por el gobierno de Colombia para asegurar el abastecimiento nacional de gas resultan acordes a las aplicadas en otros países que han atravesado situaciones de crisis en el abastecimiento de la demanda energética. Tales medidas reconocen que la solución de fondo a los problemas de abastecimiento y confiabilidad provendrá de la realización de proyectos de inversión en infraestructura.

En cuanto a las señales para una adecuada gestión de los contratos de abastecimiento, si bien la intervención del gobierno en las relaciones contractuales ha tenido un impacto negativo en términos de seguridad jurídica para algunos de los agentes del sector, el orden de prioridades establecido normativamente ha transparentado un orden necesario en la asignación de los recursos naturales (consumo interno / exportación; usuarios residenciales y pequeños comercios / otros usos) que no había sido percibido hasta que se manifestó la escasez del recurso.

El Consultor recomienda que el orden de prioridades para la gestión de los contratos se incorpore en forma estable al marco regulatorio de gas. En este sentido, debería confirmarse regulatoriamente que en todo momento la demanda de los Distribuidores-Comercializadores para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños comercios, e incluso la

---

<sup>18</sup> Son Agentes Operacionales: el Agente Exportador, el Agente Importador y el Comercializador de GNCV

---

demanda de GNV, tendrán prioridad en la celebración de contratos para el suministro en de gas y transporte en firme.

Aun cuando en el mediano plazo las condiciones de suministro se establezcan (por un aumento de la oferta de gas disponible o por inversiones de confiabilidad que disminuyan los riesgos de interrupciones y restricciones), la necesidad de recurrir a un orden de asignaciones distinto del arbitrado por el mercado no será percibida como un quebrantamiento de las reglas de juego. En el mismo sentido, todo contrato para la exportación de gas natural debería advertir en forma expresa acerca de la existencia de la prioridad en favor del consumo interno para el caso de que se verifiquen restricciones en el abastecimiento de gas. La falta de claridad de este presupuesto (que aplican todos los países productores de gas) en los contratos de exportación entre Argentina y Chile desencadenó importantes litigios, cuando el gobierno argentino impuso restricciones a la exportación como consecuencia de la crisis de abastecimiento de gas de 2004.

### **3.3.2 Revisión de aspectos regulatorios que inciden sobre las inversiones en infraestructura de confiabilidad**

Por otra parte, en relación con las inversiones de confiabilidad, se han identificado algunas disposiciones del marco regulatorio que deberían ser revisadas por la CREG a fin de generar incentivos para la materialización de los proyectos. En este caso se encuentran:

- Estudio del alcance del factor de utilización que castiga la capacidad de transporte ociosa. La situación actual podría requerir una revisión de los criterios de eficiencia en favor de incentivos a la inversión.
  - Régimen de compensaciones al usuario para el Distribuidor-Comercializador por incumplimiento del nivel de confiabilidad definido por la CREG.
  - Régimen de compensaciones al Remitente para el Transportador, en el caso de interrupciones al servicio no autorizadas legalmente. En este caso se estima procedente la propuesta del Art. 24 de la Resolución CREG – 022 de 2009, por el cual solamente se aceptarán las interrupciones previstas en los Arts. 139, 140 y 141 de la Ley 142 de 1994, las que deberán ser informadas por escrito al Remitente. Todas las demás interrupciones generan compensación al Remitente, salvo que se trate de contratos interrumpibles. Se establecen previsiones para el Plan de Mantenimientos.
  - Establecimiento de un régimen que garantice la existencia de contratos firmes para los usuarios regulados y revisión de las regulaciones sobre firmeza condicionada.
  - Incorporación de cargos para retribuir las inversiones de confiabilidad en transporte y producción.
  - Estudio de una regulación para la optimización desde el punto de vista de la confiabilidad de los servicios de parqueo, empaquetamiento y compensación de desbalances.
-

