

**ESTRUCTURA COMERCIAL PARA LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL
LICUADO - GNL A PEQUEÑA ESCALA**

FABIO AUGUSTO SANTOS RODRÍGUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**ESTRUCTURA COMERCIAL PARA LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL
LICUADO - GNL A PEQUEÑA ESCALA**

FABIO AUGUSTO SANTOS RODRÍGUEZ

Monografía para optar al título de
Especialista en Ingeniería del Gas

Director

OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

Con todo mi cariño dedicado a:

Dios por permitirme disfrutar de este privilegiado logro profesional.

*Mi familia, especialmente mi esposa y mis hijos por su amor, entendimiento e
incondicional respaldo.*

AGRADECIMIENTOS

A Oscar Arenas, Director de la monografía, por su enorme paciencia y haber confiado en mis capacidades.

A los profesores de la Especialización y de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por su valiosa contribución en mi formación como profesional y especialista.

A mis compañeros que compartieron esta importante etapa en mi vida por su amistad y cariño.

A Nini Catalina por su incondicional apoyo y colaboración.

RESUMEN

TITULO

ESTRUCTURA COMERCIAL PARA LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL LICUADO - GNL A PEQUEÑA ESCALA^{*}

AUTOR^{**}

FABIO AUGUSTO SANTOS RODRÍGUEZ

PALABRAS CLAVES

Gas natural licuado, GNL, gas natural, PEQUEÑA ESCALA, estructura comercial.

DESCRIPCIÓN

Históricamente la industria del gas natural licuado ha estado dominada por grandes inversiones y la necesidad de grandes reservas de gas que garanticen el retorno de la inversión en infraestructura de producción y distribución de gas natural licuado.

En la actualidad, varios centros de investigación y desarrollo a nivel mundial como el instituto tecnológico de gas de Estados Unidos (GTI) y el centro de tecnología de gas de Noruega, han centrado todo su interés en el desarrollo de tecnologías que permitan el desarrollo de un proceso de licuefacción de gas natural que pueda ser implementado a pequeña escala en mercados de baja demanda.

Este trabajo implicó un desarrollo conceptual de un sistema de distribución de GNL a pequeña escala. El reto de este desarrollo conceptual fue comparar financieramente el GNL frente a otras fuentes, principalmente el GLP distribuido en cilindros portátiles y el gas natural por gasoducto o licuado en Colombia. Esto se realizó con el fin de lograr que el gas natural este disponible en regiones distante de los gasoductos y con bajas demandas o la posibilidad de desarrollar mercados a fuentes no convencionales de gas como el gas de rellenos sanitarios, asociado a mantos de carbón o de campos lejanos del sistema nacional de transporte.

Se documentó sobre la tecnología del Gas Natural Licuado – GNL, describiendo su evolución como parte fundamental de la cadena del gas natural a nivel mundial. Por lo tanto este trabajo presenta el estado del arte de los procesos para la licuefacción del gas y de las estructuras comerciales a través de los años hasta la actualidad en la cual se ha desarrollado nuevas aplicaciones para su distribución a pequeña escala.

La estructuración y realización de este proyecto, le permitirá a entidades interesadas en el tema contar con una visión para analizar su factibilidad en Colombia.

^{*} Monografía

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Oscar Armando Arenas Mantilla.

ABSTRACT

TITLE *

COMERCIAL STRUCTURE FOR THE DISTRIBUTION OF LIQUEFIED NATURAL GAS – LNG SMALL SCALE*

AUTHORS **

FABIO AUGUSTO SANTOS RODRÍGUEZ

KEY WORDS

Liquefied natural gas, LNG, natural gas, small scale, comercial structure.

DESCRIPTION

Historically the liquefied natural gas industry has been dominated for high investment and the necessity of great gas reserves that achieve the development of the super size of infrastructure that is used in the production and distribution of LNG.

At present, many world technological research and development institutions how the Gas technology Institute of E.U (GTI) and the gas center of technology of Noruega have focused all the objectives in the process development that allow a gas liquefaction process for the small –scale demand implementation.

This work involve in a conceptual development of LNG small scale distribution system. The challenge of this was compare financially the LNG with other sources, mainly GLP and natural gas pipelines. This was accomplished with the purpose of get that natural gas available in low demand regions but near to gas sources non-conventional, how landfill gas, associated carbon gas or fields faraway of the national transport system.

The study document about the Liquefied Natural Gas, describing his evolution how fundamental part into the world chain natural gas. Therefore this work show the art of state of the gas liquefaction process and the commercial structures throughout the years to present in which is developing a new approach for his distribution in small scale.

The structuration and make up of this Project, allow to interested institutions in the topic in the near term, account with the vision for analyze the viability in Colombia.

* *Monographic.*

** *Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Oscar Armando Arenas Mantilla*

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	1
1. DOCUMENTACIÓN SOBRE LA CADENA DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL LICUADO	3
1.1 RESEÑA HISTORICA	3
1.2 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	4
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO.....	5
1.4 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL LICUADO.....	6
1.5 LA CADENA CONVENCIONAL DEL GAS NATURAL LICUADO	8
1.5.1 Operaciones corriente arriba (Upstream).	8
1.5.2 Pretratamiento del Gas Natural.	9
1.5.3 Licuefacción y almacenamiento del gas natural.	10
1.5.4 Almacenamiento.	10
1.5.5 Embarque y transporte del gas natural licuado.	11
1.5.6 Recepción y regasificación del gas natural licuado.	12
1.5.7 Nuevas tecnologías para licuar y regasificar el gas natural.....	13
1.6 MERCADO MUNDIAL DEL GAS NATURAL LICUADO	13
1.6.1 Descripción del producto y su mercado	13
1.7 ANÁLISIS DE PRECIOS DEL GNL.....	19
1.7.1 Fluctuación de los precios de gas natural.	19
1.7.2 Grupos de consumidores.....	20
1.7.3 Componentes del precio del gas natural.	20
1.7.4 Volatilidad de precios.	21
1.7.6 Sistemas de precios para el GNL actualmente en vigencia.....	22
1.8 TECNOLOGIAS PARA LA LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL	24
1.8.1 Descripción general del proceso.	24
1.8.2 Tecnologías para la obtención de GNL.	26
2 NUEVO ENFOQUE DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA.....	38
2.1 INTRODUCCIÓN.....	38

2.2	CASOS DE DESARROLLO CONCEPTUAL E INGENIERIL DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA.....	39
2.2.1	Caso del Intituto Tecnologico de Gas de EE.UU. GTI.	40
2.2.2	Centro Tecnologico de Gas de NTNU. SINTEF.	41
2.3	MERCADOS DE GNL.....	43
2.3.1	Gas Natural Vehicular – GNV	43
2.4	INFRAESTRUCTURA DOMESTICA DE GNL.....	43
3.	ESTRUCTURA COMERCIAL PARA LA DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA	49
3.1	ANALISIS DEL MERCADO OBJETIVO.....	49
3.2	DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA.....	50
3.2.1	Reservas probadas de gas natural en Colombia.	50
3.2.2	Reservas de gas natural probables y posibles en Colombia..	51
3.2.3	Demanda de gas natural en Colombia.	52
3.2.4	Precios de la materia prima.....	52
3.3	ESTRUCTURA DE LOS PROYECTOS DE GNL A PEQUEÑA ESCALA	53
3.3.1	Características económicas actuales y tendencias en los proyecto de GNL.	53
3.3.2	Estructura del modelo comercial propuesto para el proyecto de GNL en Colombia.	59
3.3.3	Descripción de la cadena de valor del proyecto de GNL en Colombia.	60
3.3.4	Descripción de la cadena de valor por fuera de la estructura de GNL en Colombia.	64
3.3.5	Precios de venta de GNL.	65
3.3.6	Tiempo de evaluación del proyecto.	65
3.3.7	Cronograma propuesto para el proyecto de GNL en Colombia.	65
3.4	ANALISIS ECONOMICO	65
3.4.1	Definición de los conceptos económicos para la evaluación económica del proyecto.	65
3.4.2	Análisis Netback.....	65
4.2	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	65
4.2.1	Valor Presente Neto – VPN (Net Present Value method - NPV)..	65
4.2.2	Tasa Interna de Retorno – TIR (The Internal Rate of Return – IRR).	65

4.2.3 Resumen de indicadores de evaluación.	65
4. CONCLUSIONES.....	77
5. RECOMENDACIONES	77
BIBLIOGRAFIA	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Gas Natural Licuado	6
Figura 2. Cadena del Gas Natural Licuado.....	8
Figura 3. Plataforma de producción y tratamiento de gas natural costa afuera	9
Figura 4. Planta de Licuefacción de Gas Natural Licuado tipo Cascada	10
Figura 5. Tanque de almacenamiento de GNL.....	11
Figura 6. (a) y (b) Buque de GNL	12
Figura 7. Terminal de recepción y regasificación de GNL.....	12
Figura 8. Terminal de licuefacción, recepción y regasificación de GNL costa afuera	13
Figura 9. Principales Mercados de GNL	16
Figura 10. Distribución del mercado mundial de GNL	17
Figura 11. Comercio mundial de GNL – Histórico	18
Figura 12. Variación en el consumo de gas natural en EE.UU.	20
Figura 13. Escenarios o estructuras de precios para el GNL.....	22
Figura 14. Histórico de precios de referencia para el GNL (Dólares por Millón de BTU).....	24
Figura 15. Ciclo simple de refrigeración por compresión de vapor	25
Figura 16. Diagrama simplificado del ciclo cascada.....	28
Figura 17. Diagrama de flujo del ciclo cascada optimizado.....	30
Figura 18. Diagrama simplificado del ciclo simple de refrigerantes mezclados	31
Figura 19. Ciclo de refrigerantes mezclados con sistema de pre-enfriamiento con propano	33
Figura 20. Ciclo simple de expansión de gas refrigerante.....	34
Figura 21. Diagrama esquemático del proceso de licuefacción a pequeña escala del GTI... ..	40
Figura 22. Diagrama a computador del sistema de GNL a pequeña escala.....	41
Figura 23. Aplicabilidad de las tecnologías de transporte de energía.....	41
Figura 24. Distribución de GNL a los usuarios finales sin acceso a la infraestructura de transporte.....	42
Figura 25. Prototipo de mini-planta de GNL	42
Figura 26. Proceso patentado para la producción de GNL a baja escala	43
Figura 27. Cadena del GNL a pequeña escala.....	44
Figura 28. Fuentes de gas natural.....	44
Figura 29. Cadena del GNL a pequeña escala.....	45
Figura 30. Mini planta de GNL	46
Figura 31. Transporte y distribución de GNL.....	47

Figura 32. Demanda de gas natural 2001-2020. (Millones de pies cúbicos diarios).....	49
Figura 33. Reservas probadas de gas natural en Colombia al 2002	50
Figura 34 Esquema de las reservas probables de gas natural en Colombia.	51
Figura 35. Proyecciones de precios de referencia para el gas en boca de pozo- Colombia (Dólares por Millón de BTU).....	52
Figura 36. Efecto de la Economía de Escala en los proyectos de producción de GNL	53
Figura 37. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL.	54
Figura 38. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL.	55
Figura 39. Oportunidad de GNL, según precio del GLP y GN.....	68
Figura 40. Oportunidad de GNL, según precio del GLP y GN.....	69
Figura 41. Oportunidad de GNL, según precio del GLP y GN.....	72
Figura 42. GNL VS. Gasoducto. Valor Presente del Costo en 20 años.	74
Figura 43. Competitividad del GNL vs. Gasoductos.	75
Figura 44. Competitividad del GNL vs. Gasoductos.	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición de gas natural antes y después de licuado	5
Tabla 2. Propiedades del metano	7
Tabla 3. Precios de referencia para el GNL - 1984-2002 (Dólares por Millón de BTU)	23
Tabla 4. Principales entidades prestamistas durante en el sector energético	58
Tabla 5. Costos asociados al segmento de la cadena de valor de precio base de gas.....	60
Tabla 6. Costos de los ciclos de licuefacción de gas natural	61
Tabla 7. Costos asociados al segmento de la cadena de las facilidades de licuefacción. ...	62
Tabla 8. Costos asociados al segmento de la cadena de transporte de GNL.	63
Tabla 9. Costos asociados al segmento de la cadena de GNL.....	64
Tabla 10. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de ..	64
Tabla 11. Suposiciones de costos de servicios	66
Tabla 12. Resultados Generales	66

INTRODUCCION

Es aceptado que los combustibles fósiles seguirán siendo por muchas décadas el motor de desarrollo de la economía mundial. Dentro de los combustibles fósiles, el gas natural es el de mayor crecimiento en demanda. Esto, debido a sus propiedades de combustible limpio¹ y no tóxico, y también gracias al descubrimiento de hace más de 90 años, de poder transportarlo grandes distancias en estado líquido.

La industria del gas natural licuado se ha caracterizado por proyectos financieros de largo plazo, que requieren grandes inversiones asociadas a grandes reservas de gas, y a mercados seguros de suministro de gas. Esto significa que normalmente los proyectos se deben formular en consorcios entre compañías con una alta experiencia en este sector y con gran poder de financiamiento.

En los últimos años, varios centros de investigación y desarrollo tecnológico a nivel mundial como el Instituto Tecnológico de Gas de Estados Unidos (GTI) y el Centro de Tecnología de Gas de Noruega, han centrado todo su interés en el desarrollo de procesos de licuefacción de gas natural que puedan ser implementados a pequeña y mediana escala en mercados de baja demanda. Como resultado de estos estudios, se han logrado desarrollar tecnologías que permiten la producción de gas natural licuado y su distribución a pequeña escala tanto técnica como económicamente viable, convirtiéndose en oportunidad para aprovechar el gas de fuentes convencionales y no convencionales (gas de rellenos sanitarios, gas de plantas de tratamiento de aguas, gas de quema en campos de petróleo, gas asociado a mantos de carbón). Colombia a pesar de contar con un mercado potencial de gas natural por desarrollar a nivel de municipios e industrias, no cuenta con la experiencia del GNL, situación que motivo este estudio a nivel de monografía, con el cual, las personas y entidades interesadas tanto en la planeación y

¹ El gas natural fue considerado por la Resolución 180158 de 2007, reglamentaria de la Ley 1083 de 2006, como combustible limpio

prospectiva del sector gas, podrán vislumbrar nuevas oportunidades de utilización y monetización para este recurso.

1. DOCUMENTACIÓN SOBRE LA CADENA DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

1.1 RESEÑA HISTORICA

Con el fin de explorar o de predecir el futuro, en una determinada materia, es decir la prospectiva de un futuro negocio, se requiere la realización de un análisis cronológico, que sirva como insumo para la toma de decisiones que involucre variables como mercado, economía, política y tecnología asociados a la cadena del sector en el cual se va a invertir. A continuación se presenta un análisis histórico general del GNL:

El desarrollo experimental del GNL se dió en EU en la década de los 50s, las primeras pruebas de suministro de GNL se hicieron desde Argelia hacia el Reino Unido (UK) en 1959, lograndose consolidar un mercado formal hacia el Reino Unido y Francia en 1964 y 1965. La industria del GNL vio un notorio crecimiento con la apertura del mercado en Japón en 1969, con suministros desde Alaska y Brunei inicialmente y más tarde desde Indonesia, Malasia y Australia. Con el alza desbordada del precio del petróleo en 1973, se impulsó mucho más el desarrollo del GNL y su posicionamiento frente a los otros energéticos, con un precio altamente competitivo e indexado al precio del petróleo. Los primeros suministros desde Argelia hasta EU se dieron en 1972, pero a pesar de la construcción de cuatro terminales de regasificación, las ventas de GNL colapsaron y permanecieron a un bajo nivel durante las décadas de los 80s y 90s y solo retornaron a los picos del 79 hasta el año 2000. Durante los 80s y comienzos de los 90s, el mercado se desarrolló más en Europa, Corea y Taiwán. A finales de los 90s y principios del año 2000 se ha visto un rápido crecimiento de los mercados en EU, España, Portugal y Grecia, y nuevas facilidades de producción en Omán, Qatar, Nigeria y Trinidad.

El mercado mundial de GNL fue aproximadamente de 160 mtpa² en el año 2006, con un mayor crecimiento del mercado en la región Asia-Pacífico, particularmente Japón, y un rápido crecimiento del mercado en la Cuenca Atlántica. A la fecha existen más de 12 complejos de licuefacción en el mundo, con más de 64 trenes o módulos y una capacidad de producción de más de 160 mtpa. Hay planes para añadir 16 trenes a estos complejos con una capacidad de 60 mtpa. Adicionalmente hay anuncios de por lo menos 20 nuevos proyectos programados para los próximos años, con capacidad de producir 130-160 mtpa. Si se planea que la demanda de gas natural crezca en el mundo a una tasa de 2.5 a 3 % por año, la demanda de GNL puede llegar a crecer el doble de dicha tasa. La participación del GNL en el mercado mundial de las exportaciones de gas es hoy del orden de 28% y se espera que crezca a 30% hacia el año de 2010. Además, el GNL representa actualmente el 5,8 de la demanda de gas y durante el último año fueron comercializados alrededor de USD 46 billones.

Teniendo en cuenta este desarrollo histórico y las cifras asociadas a él, y si se analizan los antecedentes de los últimos años en los países geográficamente ubicados hacia los mercados de Estados Unidos, México, las islas del Caribe y Europa, como lo son Trinidad y Tobago, Venezuela, Perú y Bolivia, donde ya existen plantas de GNL operando y varias en etapas de planeación, unido esto a la tendencia y el logro de licuafacción de gas natural a pequeña escala, en países como Noruega, Holanda y Estados Unidos se puede concluir que en Colombia existen condiciones para pensar en tecnologías de GNL.

1.2 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)³

El GNL es gas natural llevado de la fase gaseosa a la fase líquida, por medio de procesos de enfriamiento criogénicos. El GNL tiene un punto de ebullición a presión atmosférica de aproximadamente -260 °F (-160°C). Por lo cual el gas al ser enfriado hasta estas condiciones variará su composición, ya que los componentes como son el bióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, helio, argón, criptón y xenón, no pasarán

² mtpa: millones de tonelada por año

³ LOWENSTEIN, Walter. *Liquefied Natural Gas*. Published by JOHN WILEY & SONS.

a la fase líquida por tener puntos de ebullición más bajos, es decir son más livianos y por lo tanto necesitan una temperatura más baja para que puedan ser licuados. De la misma forma los compuestos con un punto de ebullición más alto que el del metano podrían encontrarse congelados a las condiciones del GNL. En la tabla 1 se muestra la composición de un gas natural antes de ser licuado (a) y después de ser licuado (b).

Tabla 1. Composición de un gas natural antes y después de ser licuado

(a) Composición del gas natural de alimento a la planta de licuefacción	
Compuesto	Fracción molar (%)
N ₂	2,96
C ₁	93,3
C ₂	2,9
C ₃	0,71
C ₄	0,32
C ₅	0,08
C ₆ ⁺	0,004
(b) Composición del natural después de ser licuado	
C ₁	95,9
C ₂	2,4
C ₃	0,63
C ₄	0,28
C ₅	0,07
C ₆ ⁺	0,0056

Fuente: Lowenstein, Walter. *Liquefied Natural Gas*

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO

El GNL es gas natural purificado, es decir en un porcentaje casi total de metano, que ha sido refrigerado a -160° C (-260° F) mediante procesos de refrigeración y expansión.

El Gas Natural es eficientemente almacenado en su forma líquida. Un pie cúbico de GNL se vaporizara en 600 pies cúbicos de gas natural a condiciones atmosféricas. (Proporción de almacenamiento de 600 a 1)

Figura 1. Gas Natural Licuado



Fuente: Oil and Gas Journal Julio 16, 2001

- El GNL no es toxico, es incoloro e inodoro.
- El GNL tiene un excelente registro en cuanto a seguridad, y tal como el gas natural es un mínimo contaminante de fuentes terrestres y marítimas.
- El GNL tiene aproximadamente 86,500 BTU por US galón, comparados con los 91,000 BTUs por US galón del propano.

1.4 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL LICUADO

Ya que el metano es el principal componente del GNL, las propiedades físicas son muy aproximadas a las propiedades físicas del metano variando en base a la composición del gas, pero normalmente no cambian demasiado.

Tabla 2. *Propiedades del metano*

Peso molecular	16,04
Gravedad específica del gas (relativa al aire)	0,555
Gravedad específica del líquido a -258,7° F y 14,7 psi	0,425
Densidad del gas a -258,7° F y 14,7 psi	0,11 lb/ft ³
Densidad de líquido a -258,7° F y 14,7 psi	26,6 lb/ft ³
Punto de ebullición a 14,7 psia	-258.7° F
Temperatura a la cual la densidad del gas es igual a la densidad del aire a 14,7 psia y 60° F	-155° F
Volumen estándar equivalente de 1ft ³ líquido saturado	625 SCF
Nivel inferior de inflamabilidad	5%
Nivel superior de inflamabilidad	15%
Temperatura de auto ignición	1000° F
Poder calorífico	24000BTU/Lb
Calor específico del líquido saturado a 14,7 psia	0.825BTU/(lb _m °R)
Presión crítica del líquido saturado a 14,7 psia	673 psia
Temperatura crítica del líquido saturado a 14,7 psia	-116.37° F
Viscosidad del líquido saturado a 14,7 psia	0.287 lb _m /(ft-h)
Calor de vaporización del líquido saturado a 14,7 psia	219.2 BTU/lb _m

Fuente: *McDermott, Johns. Liquefied Natural Gas Technology.*

Las propiedades del metano puro pueden verse en la Tabla 2. Por ejemplo, el punto de ebullición atmosférico es aproximadamente -260 °F, la cual es la temperatura en que se transporta el GNL en forma líquida. Estas temperaturas criogénicas deciden la selección de los materiales a utilizar en los sistemas de almacenamiento y manejo. La temperatura en la que el vapor de metano es boyante en el aire es -155 °F. El vapor, a una temperatura más alta que la mencionada, asciende y se dispersa en la atmósfera. Esta característica es importante en lo que se refiere a normas ambientales y derrames. El grado de inflamabilidad del metano requiere un 5 a 15% en volumen de mezclado con aire para que sea inflamable. En cualquier otra forma la mezcla entonces es demasiado ligera, y no se quemará, ya que se

encuentra fuera del punto de inflamabilidad. El GNL, en estado líquido, no es inflamable. En general, las propiedades de cualquier GNL diferirán ligeramente de las del metano, dependiendo de la composición exacta.

1.5 LA CADENA CONVENCIONAL DEL GAS NATURAL LICUADO⁴

Un proyecto de GNL convencionalmente consiste de una cadena continua de actividades que unen la producción del gas natural y su usuario final. Estos vínculos en la cadena de suministro de GNL incluyen; producción de gas y pretratamiento, proceso de licuefacción, embarque y transporte, regasificación y distribución como gas natural o líquido a los usuarios finales.

Figura 2. Cadena del Gas Natural Licuado



Fuente: Amos, Avidan. *LNG links remote supplies and markets*

1.5.1 Operaciones corriente arriba (Upstream). La operación corriente arriba cubre la exploración, el desarrollo, producción y pretratamiento del gas. Los proyectos convencionales de GNL requieren grandes reservas de gas (en exceso de 10 TPC), capaces de producir gas a un nivel óptimo para por lo menos 20 años de contrato de venta en el caso de los contratos a largo plazo, sin embargo actualmente existe una nueva modalidad de contratos a corto plazo (*spot*), en promedio entre 2 y 5 años.

La calidad del gas también es un factor importante para determinar si los proyectos de GNL son económicos, por esta razón si el gas no está totalmente libre de impurezas y su composición no es en su mayor porcentaje metano (>90%), antes de

⁴ FLOWER, Andy. *LNG Today. The Energy Publishing Network*

entrar a la planta de licuefacción se debe someter a un pretratamiento, que aumenta los costos del proyecto.

Figura 3. *Plataforma de producción y tratamiento de gas natural costa afuera*



Fuente: *Tomado de Oilfield Review 2005*

1.5.2 Pretratamiento del Gas Natural. Antes de permitir el ingreso de gas natural a la sección de licuefacción dentro de una planta de GNL, se debe asegurar que el gas de alimentación cumple con normas de calidad para evitar daños, corrosión y una operación ineficaz en la sección de licuefacción. Existe la necesidad de establecer la garantía que los siguientes contaminantes no exceden las concentraciones máximas permisibles.

- Líquidos y sólidos
- Agua
- Ácido sulfhídrico, Bióxido de Carbono y mercurio

La remoción de líquidos y sólidos se efectúa empleando separadores y filtros apropiados. La remoción de vapor de agua, sin embargo, es una operación que requiere un diseño de ingeniería específico (Absorción con Glicol y Adsorción con Tamices Moleculares)

1.5.3 Licuefacción y almacenamiento del gas natural. La licuefacción involucra el proceso criogénico de enfriamiento del gas a -160°C (-260°F) de manera que pueda ser almacenado en tanques aislados térmicamente. A la fecha existen más de 12 complejos de licuefacción en el mundo, con más de 64 trenes o módulos y una capacidad de producción de más de 160 mtpa. Existen tres procesos principales para licuar el gas natural, el proceso de Refrigeración Multicomponentes o Refrigerantes Mezclados, el proceso Phillips tipo Cascada y el proceso tipo Turbo-Expansión. Su optimización y desarrollo a pequeña escala es la tendencia actual.

El metano como principal componente del gas natural no puede ser licuado por incremento de presión solamente, éste puede solo ser licuado por debajo de -110°C (-166°F) a alta presión, y a presión atmosférica tiene que ser enfriado hasta -160°C (-259°F) para convertirlo a líquido. La mayoría de las operaciones de GNL son manejadas a presión atmosférica (14,7 psia) y cuando se lleva a cabo la regasificación del GNL, un pie cúbico de metano ocupa alrededor de 600 pies cúbicos como gas a condiciones estándar (14.7 psia y 60°F).

Figura 4. Planta de Licuefacción de Gas Natural Licuado tipo Cascada



Fuente: Página Web Atlantic LNG (Trinidad y Tobago)

1.5.4 Almacenamiento. El factor más importante que debe determinarse en el diseño de un sistema de almacenaje es el volumen total que será empleado. Este

volumen se determina por medio del análisis de las operaciones de la flotilla utilizando modelos computacionales. El paso siguiente es la determinación del número de tanques que proporcionen el almacenaje total—debe considerarse la flexibilidad de operación con uno o más tanques contra el costo unitario elevado de tanques pequeños.

Los tres tipos básicos de almacenamiento son: sobre tierra con doble pared de metal; almacenaje subterráneo; y almacenaje de concreto previamente tensado. La gran mayoría de tanques para almacenaje de GNL se encuentran en forma de metal de doble pared sobre tierra. (Figura 5) La pared interna es de un 9% de acero al níquel o de una aleación de aluminio, dependiendo del tamaño del tanque y del costo relativo de estos dos materiales criogénicos al tiempo de su construcción. La pared externa es de acero dulce y esta separada de la pared interna por aislamiento. El techo es generalmente de pared doble con una cubierta de aislamiento suspendida por debajo del mismo. El piso del tanque interior tiene una base de concreto que se mantiene por encima de las temperaturas de congelación por medio de un sistema eléctrico de calefacción.

Figura 5. Tanque de almacenamiento de GNL



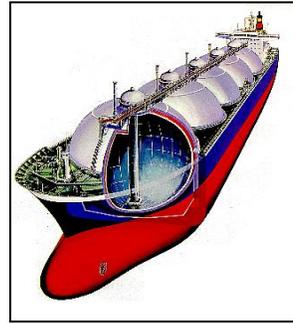
Fuente: *Oil and Gas Journal* Julio 16, 2001

1.5.5 Embarque y transporte del gas natural licuado. En la cadena, el embarque y transporte constituye un vínculo vital en el éxito de esta clase de proyectos. El GNL es llevado a presión atmosférica en tanqueros construidos especialmente para este fin, como se presenta en la figura 6.

Figura 6. (a) y (b) Buque de GNL



(a)



(b)

Fuente: Oil and Gas Journal Julio 16, 2001

Actualmente existen alrededor de 180 barcos de GNL en operación con más de 130 planeados o en construcción. La mayoría de los barcos existentes tienen una capacidad de 120.000 m³ a 140.000 m³ de GNL. La vida útil de un barco es de 20 años, aunque existe un gran número de barcos que se encuentran en operación desde hace más de 30 años.

1.5.6 Recepción y regasificación del gas natural licuado. Para retornar el GNL a su estado gaseoso, es descargado de los barcos a los terminales de recepción y regasificación (actualmente existen más de 38 terminales) de GNL y así poder lograr su distribución a los usuarios finales. A su arribo el gas natural en su estado líquido, es bombeado primero a un tanque de almacenamiento, similar a aquellos utilizados usualmente en las plantas de licuefacción a presión atmosférica, luego es bombeado a alta presión a través de varios componentes del terminal donde es calentado en un ambiente controlado, como se da en el terminal de la figura 7.

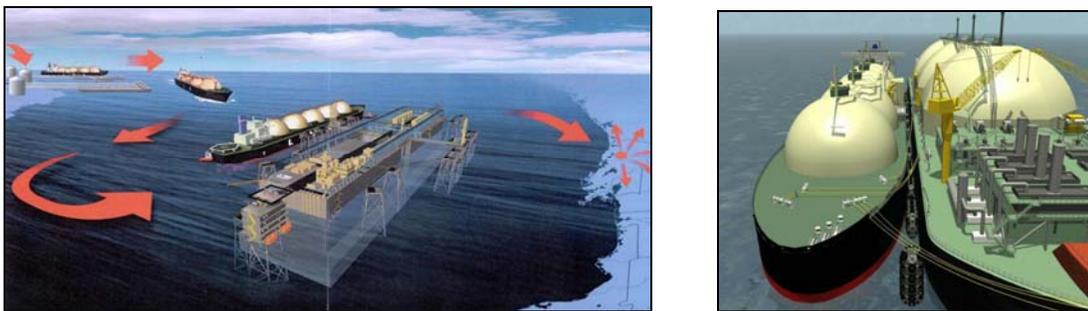
Figura 7. Terminal de recepción y regasificación de GNL



El GNL es calentado mediante su paso por tuberías calentadas por fuego directo o agua. Luego el gas vaporizado es regulado a la presión necesaria para entrar al sistema de transporte donde es llevado a los consumidores comerciales y residenciales para los usos locales y la generación de energía eléctrica.

1.5.7 Nuevas tecnologías para licuar y regasificar el gas natural. Los últimos avances se han centrado en el desarrollo del proceso de licuefacción y regasificación costa afuera, haciendo la operación más flexible y rápida y permitiendo aprovechar gas de fuentes lejanas y poco viables, como se presenta en la figura 8.

Figura 8. Terminal de licuefacción, recepción y regasificación de GNL costa afuera.



1.6 MERCADO MUNDIAL DEL GAS NATURAL LICUADO

1.6.1 Descripción del producto y su mercado

1.6.1.1 Dinámica del negocio. No existe actualmente una fuente de energía con un crecimiento semejante al del gas natural, y dentro de él, sus excelentes proyecciones con respecto a su comercialización en forma de gas natural licuado no son la excepción. Existen varios países y grandes compañías que ya plantean y tienen la visión de una economía basada en este energético⁵. Esta situación ha hecho que el mercado del gas natural a nivel mundial se haya convertido en un

⁵ Looking to the future - BP Amoco's gas-to-market outlook. SPE paper 68149 y Natural Gas the Revolution is coming. MJE Consultants. JPT mayo 2002.

punto especial de discusión y con características muy definidas. Por esta razón en esta primera parte del estudio se presenta una descripción del mercado al 2006.

El GNL es un producto resultado del procesamiento del gas natural, mediante su refrigeración a temperaturas criogénicas⁶ por debajo de -160° C (-260° F), donde es licuado de manera que pueda ser almacenado en tanques con sistemas de aislamiento y transportado en buques de GNL, y por lo tanto ofreciendo una alternativa económicamente viable, para el transporte de esta fuente de energía a grandes distancias y desde campos de producción marginales y aislados.

En un proyecto internacional típico de GNL, el gas natural se transporta por medio de gasoducto desde los campos de gas hasta una planta de licuefacción localizada por lo general en la costa cerca de un puerto. Aquí mediante un proceso criogénico de refrigeración, logra un cambio de estado a líquido, disminuyendo su volumen 600 veces. El gas licuado se almacena a presión atmosférica en tanques aislados hasta que sea cargado en buques de GNL que han sido construidos para ese propósito. Los buques llevan el GNL hasta un terminal de recepción, donde se calienta, se regasifica y se entrega a un sistema de gasoductos para el transporte hasta el mercado consumidor (domiciliario, industrial y generación eléctrica). Es de destacar que el surgimiento de nuevas tecnologías en los procesos de generación eléctrica (plantas de ciclo combinado), unido al crecimiento de la industria del GNL ha hecho que la demanda de gas natural se dispare en los últimos años.

1.6.1.2 Usos y aplicaciones. La primera aplicación del GNL, se dio como fuente de energía complementaria cuando el suministro normal y regular de gas es interrumpido a pequeñas poblaciones que estén alejadas de las líneas de distribución de gas natural. Un carrotanque de GNL y un vaporizador portátil puede proveer el servicio hasta que se restaure el servicio regular. Este proceso se realiza mediante las plantas “Peak Shaving” que reciben, licuan y almacenan el exceso de gas por encima de la demanda en el verano, cerca de áreas de consumo para

⁶ *Temperatura criogénica: temperaturas por debajo de -140° C. Cryosa.*

realizar su vaporización durante periodos pico en el invierno cuando la capacidad del gasoducto no es suficiente para satisfacer la tasa diaria de consumo.

La segunda aplicación es el suministro "Base Load", el cual involucra la construcción de una planta para la producción de grandes tasas de GNL y una continua operación de licuefacción y almacenamiento para transporte sobre agua a nivel interoceánico, almacenamiento al punto de recibo y vaporización y odorización para el uso tradicional del gas. El GNL permite la transferencia de gas de áreas en sobreoferta a áreas de deficiencia donde no puede ser llevado por tubería.

En los últimos años han surgido varias nuevas aplicaciones, donde el gas natural en forma de GNL ha sido muy utilizado como combustible vehicular debido a su limpia combustión y mayor densidad energética que el gas licuado. Mediante el uso de sistemas duales de combustible GNL-Gasolina se está logrando entrar al mercado de combustibles para vehículos (destacándose el desarrollo logrado en California EE.UU). El GNL como combustible vehicular añade la ventaja de incrementar la capacidad de carga y por lo tanto la densidad energética, pero requiere tanques más complejos de almacenamiento en comparación del gas licuado, debido a la necesidad de aislamiento y refrigeración del GNL. Así mismo la tendencia de utilización en los últimos años ha sido el desarrollo de mercados a mediana y pequeña escala en los cuales el GNL ha entrado a competir con el suministro domiciliario (hogares e industrias) logrado por gasoductos, Gas Natural Licuado y GLP.

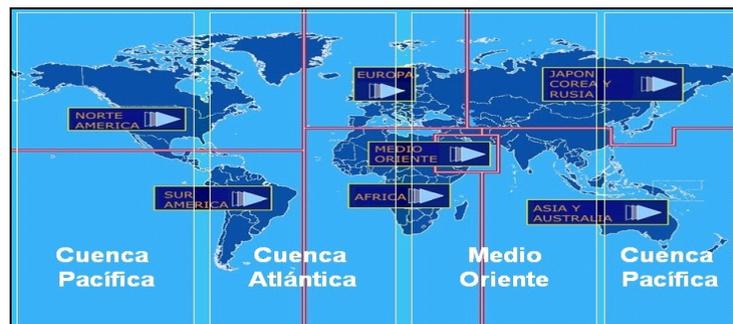
1.6.1.3 Descripción general del mercado. En principio debe tenerse claro que dentro del consumo mundial de energía, donde participan entre otros; el petróleo, el carbón, la energía nuclear y en los últimos años las energías renovables como la eólica y la solar, el gas natural está creciendo a tasas que nunca antes se habían presentado y aun más, con proyecciones mayores frente a los demás participantes de la torta mundial de energéticos. Se tiene proyectado una participación del gas natural igual o superior a la del petróleo hacia el 2025 según las estimaciones de la Energy Information Agency en su International Energy Outlook. Todo esto ha estado incentivado por varios factores dentro de los cuales se destaca; el aumento de

reservas en los últimos años en países que hasta entonces no contaban con estos recursos, el mejoramiento de las tecnologías en la industria del gas natural que han permitido la optimización de procesos y el aumento en las capacidades y el continuo crecimiento de la demanda en los países industrializados principalmente en Norte América y Europa.

Analizando el comportamiento del gas natural durante los años 2005 y 2006, se encuentra un crecimiento tan solo del 1%, en cuanto a la producción mundial de este combustible fósil, llegando a una producción acumulada en el 2006 de más de 2580 billones de metros cúbicos (91 TPC), dentro de esta cifra, el 26%, es decir 697 billones de metros cúbicos (24,6 TPC), han sido comercializados internacionalmente (exportaciones-importaciones). De esta cantidad, el GNL creció un 4.3% en el año llegando a 195 billones de metros cúbicos (15,1 TPC), esto representa el 28% del mercado mundial de gas natural. Además durante estos años se presentó un hito dentro del comercio de gas natural licuado, el 9% fue importado dentro de estructuras de contrato a corto plazo y entregas puntuales (spot), cifra record que marca la tendencia hacia un mercado más flexible.

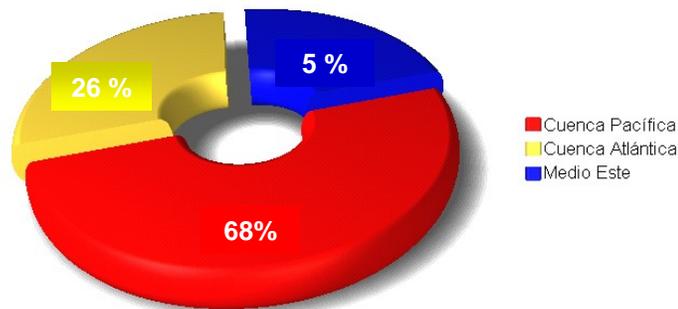
A través de las cuatro décadas de operación de las plantas de GNL, se han venido consolidando tres regiones de comercialización con características diferentes y bien definidas, esta situación debida principalmente al manejo de los precios del gas natural, en algunas zonas regulado y en otras con un mercado abierto de libre oferta y demanda. En la figura 9 se encuentran delimitadas geográficamente las tres zonas de comercialización de gas natural licuado.

Figura 9. Principales Mercados de GNL



Las tres grandes regiones que producen GNL son: región Asia-Pacífico que cuenta con un 50% de la producción al 2006, Cuenca Atlántica con un 28% y Medio Oriente con un 22%. La región Asia Pacífico es la región que produce y consume la mayor cantidad de GNL, cerca del 68% de la producción mundial. Mediante la Figura 10, se esquematiza esta situación actual del mercado.

Figura 10. Distribución del mercado mundial de GNL



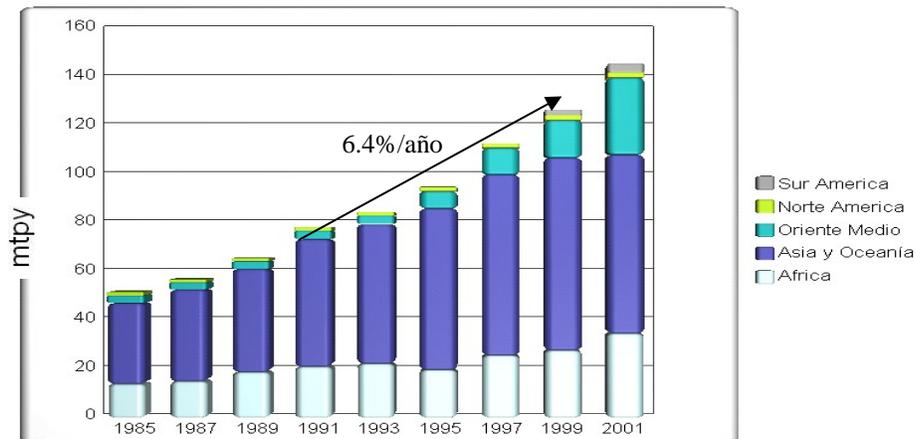
Fuente: LNGOneWorld

Teniendo en cuenta esta distribución de los mercados de GNL a nivel mundial, podemos observar que para el caso de Colombia, su ubicación geográfica le otorga grandes ventajas en cuanto a la búsqueda de un mercado potencial para el gas natural licuado que se produzca. Su ubicación le permite tener acceso a dos de las principales cuencas de comercialización de GNL; la cuenca Atlántica y la Cuenca Pacífica, donde se encuentran dos de los países con mayor crecimiento en la demanda de gas natural; Estados Unidos y Japón, además de otros que actualmente se están volviendo más atractivos, por su tendencia a la liberación de sus mercados y la necesidad de cubrimiento de pequeñas demandas que vienen en crecimiento.

Varios autores han coincidido en los últimos años en señalar que si la demanda de gas natural esta creciendo y se proyecta en el mundo a una tasa de 2.5 a 3% por año según predicciones de la Energy Information Administration (EIA), la demanda

de GNL puede crecer el doble de dicha tasa y de hecho lo ha venido haciendo en los últimos años, como lo muestra la Figura 11.

Figura 11. Comercio mundial de GNL – Histórico



Fuente: LNGOneWorld

Durante la última década la demanda de la cuenca Atlántica creció un promedio de 12% al año, mientras que en la región Asia Pacífico el crecimiento fue solo de 5% al año en el mismo periodo. Existe un gran número de proyectos de plantas de GNL, en diversas regiones del planeta como lo son Rusia, Noruega, Irán, el Suroeste Africano (Nigeria, Guinea Ecuatorial y Angola), Venezuela, Perú y Bolivia. Estas tres últimas pertenecientes a la región de Sur América, donde Colombia también podría abrir nuevos mercados de gas natural licuado o participar en lo ya existentes y proyectados en aumento de capacidad a mediano y largo plazo. Es interesante observar y plantear que la tendencia hacia el planeamiento de proyectos de exportación de gas natural en forma de GNL de esta zona de Sur América, resulta para Colombia en un foco de empuje estratégico hacia la toma de decisiones que lleven a dar los primeros pasos para estar en una posición privilegiada, condicionado al descubrimiento del potencial de gas con el que cuenta el país (más de 50 TPC), con el fin de capturar la creciente demanda de gas en los mercados de la Costa Este y Oeste de lo Estados Unidos, México, las Islas del Caribe y los países de Europa Occidental, convirtiéndose en un posible exportador de gas natural licuado - GNL en Sur América.

Probablemente y teniendo en cuenta las tendencias actuales, el futuro del comercio de GNL será dominado por:

- Cambios en la estructura corriente abajo (downstream) de los mercados, correspondiente al surgimiento de nuevos mercados tanto a gran escala como mediana y pequeña, que forzarán a los compradores a buscar suministros más flexibles que en el pasado. Es decir un viraje hacia contratos a corto plazo y suministros a mercados puntuales (spot), haciendo que los tradicionales contratos a largo plazo no sean la estructura predominante del negocio.
- Reducciones en los costos de GNL a un punto donde sea competitivo con el transporte de gas por tubería, en un gran número de mercados crecientes tanto a mediana como pequeña escala.

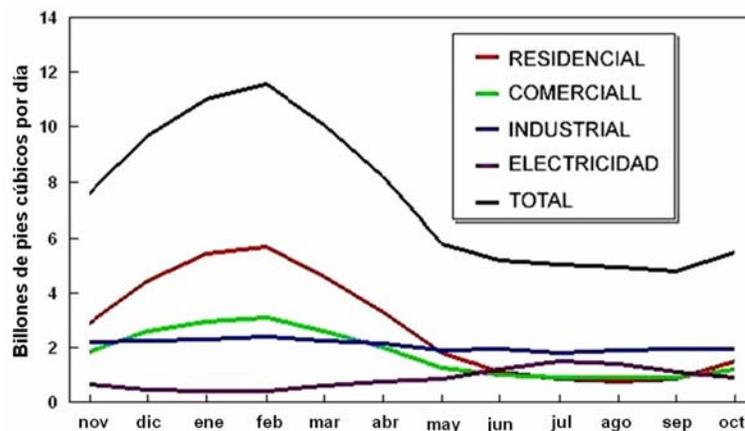
1.7 ANALISIS DE PRECIOS DEL GNL

El análisis llevado a cabo en esta sección toma en cuenta el comportamiento en principio de los precios del gas natural como tal, pero se hace un enfoque progresivo hacia los sistemas y características de precios del gas natural licuado dominantes a nivel internacional que lleven a obtener una perspectiva de los precios en el corto y mediano plazo dentro del cual se puede proyectar un esquema de producción y distribución a pequeña escala de GNL en Colombia.

1.7.1 Fluctuación de los precios de gas natural. La oferta y demanda de gas natural varía a través del año, debido principalmente a los diferentes comportamientos de consumo presentados por los mercados, dependiendo de la estación climática que se este presentando (este último factor más dominante en algunos países). Esta tendencia hace que los diferentes consumidores de gas; domiciliarios, industriales y generación eléctrica durante el invierno aumenten la demanda, excediendo los niveles de producción e importación de gas natural para

poder cumplir con sus requerimientos, mientras que durante el verano los niveles de demanda bajan a puntos en los cuales se presentan excesos de producción y de importación. Un claro ejemplo de esto se puede observar en el mercado de los Estados Unidos, como lo muestra la Figura 12.

Figura 12. Variación en el consumo de gas natural en EE.UU.



Fuente: EIA, Natural Gas División

1.7.2 Grupos de consumidores. Los consumidores residenciales y pequeños, denominados dentro del llamado consumo domiciliario, tienden a pagar los precios más altos por unidad de gas, pero generalmente gozan de un servicio sin interrupciones. En contraparte los consumidores del sector industrial y eléctrico utilizan gas en grandes volúmenes, pagando generalmente bajos precios por unidad de gas pero con contratos de suministro a corto plazo y con interrupciones comunes.

1.7.3 Componentes del precio del gas natural. El precio del gas natural pagado por los consumidores en el caso de suministro mediante GNL, esta basado principalmente en el volumen de gas suministrado y su poder energético y esta constituido por estos elementos:

- Costos del gas. (producción de gas, pretratamiento, producción de GNL), que para el caso de un esquema a gran escala no puede pasar de U\$1.00/MMBtu, y

para mediana y pequeña escala, no puede pasar los U\$0.3-0.5/MMBtu (gas de bajo costo)

- Costos de transporte (gasoducto y marino-GNL). Para pequeña escala se encuentra el transporte por carrotanques.
- Costo de regasificación (importaciones y mercados a pequeña escala)
- Costos de distribución.

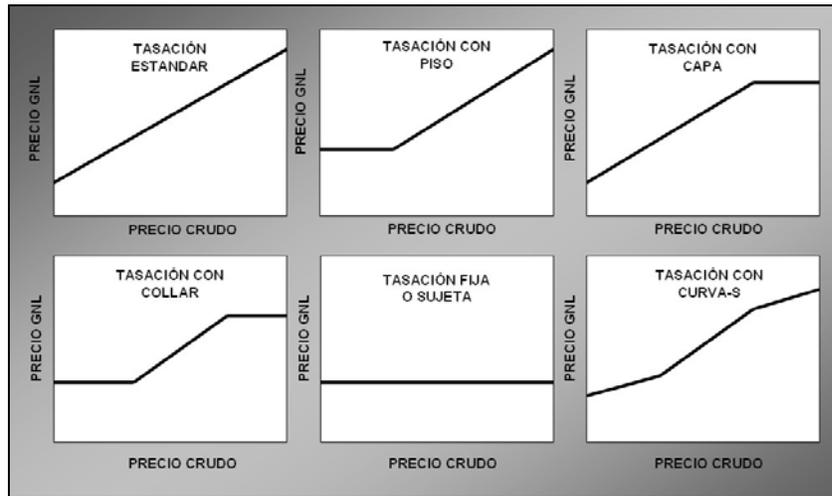
1.7.4 Volatilidad de precios. El termino “volatilidad de precios”, es usado para describir las rápidas fluctuaciones de los precios y es medida por la diferencia porcentual que día a día se presenta en los precios. El grado de variación define la volatilidad de un mercado, no los niveles de los precios.

1.7.5 Evolución de los sistemas de precios del gas natural licuado. Durante los primeros años del comercio oficial de gas natural licuado a nivel internacional, en la década de los años 40s, el precio del GNL producido por Argelia, en la primera planta tipo “Base load”, fue principalmente determinado por el costo de producción del mismo. En el año de 1973, el GNL comenzó a ser tasado al mismo nivel de los hidrocarburos líquidos, tomando como base una equivalencia energética en Btu.

Esta práctica es generalmente conocida como “indexación con base en el crudo”. En este método el precio del GNL es proporcional al del aceite crudo más un factor de inflación. Los productores han tendido a usar diferentes referencias de precios de crudo dependiendo de la ubicación geográfica de sus mercados consumidores.

A medida que la industria del GNL ha crecido y evolucionado, se han tenido que diseñar nuevas alternativas a los mecanismos tradicionales de precios, todo esto para adaptarse a los requerimientos tanto de los compradores como de los vendedores. Las formulas de precios que están emergiendo han venido incorporando varias características de manejo de riesgos (*risk- management*), limitadas anteriormente solo para los productos combustibles finales. Los ejemplos de estas nuevas estructuras de precios pueden ser observados en la figura 13.

Figura 13. Escenarios o estructuras de precios para el GNL



Fuente: Oil & Gas Journal/June23, 2003

1.7.6 Sistemas de precios para el GNL actualmente en vigencia. Existen diferentes sistemas de precios localizados en las tres regiones de mayor mercado, Asia-Pacífico, Europa y Estados Unidos. De forma previsible otros nuevos sistemas surgirán en la región del Caribe basados en principios sencillos de mercado y economía. Los precios del GNL en Asia-Pacífico son manejados de acuerdo a los precios del crudo, aún en Japón e Indonesia, en algunos casos se utiliza un escenario con curva-S para limitar el impacto de los movimientos extremos del precio del petróleo.

El GNL en Europa compite con el gas de gasoductos y adopta factores de acuerdo al precio petróleo y sus derivados (gasolina y fuel oil), aunque también puede haber elementos como el carbón, la electricidad o el índice de inflación que influyan en el precio del GNL. Los precios del GNL en el mercado de Estados Unidos están regulados por el índice Henry Hub basados en la oferta y la demanda más o menos un porcentaje que refleja la base entre el punto de entrega del GNL y el Henry Hub. Los principales precios de referencia en el mundo, para el comercio del GNL, los presentados en la tabla siguiente.

Tabla 3. Precios de referencia para el GNL - 1984-2002 (Dólares por Millón de BTU)

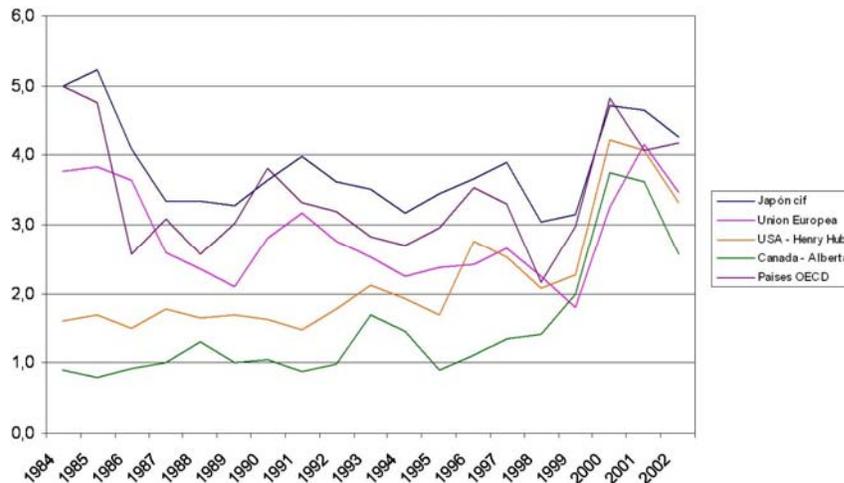
Años	US Dólares por millón de BTU				
	GNL	Gas Natural			Crudo
	Japón cif	Europea Unión cif	USA Henry Hub &	Canadá (Alberta) &	OECD Países cif
1991	3,99	3,18	1,49	0,89	3,33
1992	3,62	2,76	1,77	0,98	3,19
1993	3,52	2,53	2,12	1,69	2,82
1994	3,18	2,24	1,92	1,45	2,70
1995	3,46	2,37	1,69	0,89	2,96
1996	3,66	2,43	2,76	1,12	3,54
1997	3,91	2,65	2,53	1,36	3,29
1998	3,05	2,26	2,08	1,42	2,16
1999	3,14	1,80	2,27	2,00	2,98
2000	4,72	3,25	4,23	3,75	4,83
2001	4,64	4,15	4,07	3,61	4,08
2002	4,27	3,47	3,33	2,57	4,17

Fuente: Heren Energy Ltda. Natural Gas Week

Como es observado, los precios del gas natural licuado son tasados con base a su poder calorífico, es decir se compra y vende en forma de energía y no de volumen, aunque el precio referenciado a volumen si es utilizado en otras etapas de la cadena como la producción y transporte. A nivel mundial existen algunos mercados con sobreoferta, donde se ha generado una fuerte disminución en el precio del GNL, un ejemplo claro de esto es el que se da con el mayor importador de GNL de Trinidad y Tobago (Distrigas), que pagó 3.72 US\$/MMBtu durante el primer semestre de 2002 y durante el segundo trimestre de 2002, esta misma empresa pagó 3.03 US\$/MMBtu, produciéndose una reducción del 18.5 %. Estos comportamientos han

reflejado marcadas volatilidades en los precios del GNL en los últimos 5 años, que pueden ser observadas en la figura 14.

Figura 14. Histórico de precios de referencia para el GNL (Dólares por Millón de BTU)



Fuente: Heren Energy Ltda. Natural Gas Week

Según las estadísticas y proyecciones de la EIA (Energy Information Administration), se establece un comportamiento de los precios del GNL, con tendencia a mantenerse entre los 4 y 6 dólares en los mercados de Estados Unidos (Henry Hub) y la Unión Europea, entre 3 y 5 dólares en México y 2.5 a 3.5 dólares en el Caribe. Todas estas proyecciones hechas para los próximos 10 años. Es difícil entonces, el poder establecer un precio fijo base con el cual un proyecto distribución a pequeña escala en Colombia pueda estructurarse y proyectarse financieramente, sin embargo se tomaran en cuenta las proyecciones suministradas por la EIA. En conclusión se establece en un escenario alto un precio de 6 dólares por millón de BTU, en un escenario medio un precio de 4.5 dólares por millón de BTU y en un escenario bajo un precio de 3 dólares por millón de BTU.

1.8 TECNOLOGIAS PARA LA LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL

1.8.1 Descripción general del proceso. La base del proceso de obtención de GNL es enfriar el gas natural hasta que se condense, lo cual se logra mediante un

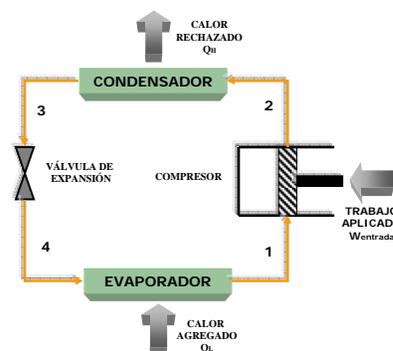
ciclo de refrigeración o enfriamiento que disminuya la temperatura del gas hasta -160° C (-260° F) a presión atmosférica; esta refrigeración puede llevarse a cabo con la utilización de varias opciones tecnológicas.

La refrigeración puede definirse como el proceso de reducción o mantenimiento de la temperatura de un cuerpo a una temperatura inferior a la de sus alrededores. Para lograr esto, debe sustraerse calor del cuerpo que va a ser refrigerado para transferirlo a otro cuerpo cuya temperatura sea mayor.

Las plantas de refrigeración pueden clasificarse, según su función, como refrigeradores o como bombas de calor. Termodinámicamente vienen siendo lo mismo y ambos suelen caer en la clasificación general de refrigeradores. Para este estudio, el interés principal es el de remover calor del gas natural por lo cual nos enfocaremos en el estudio de refrigeradores propiamente dichos.

El método más utilizado para llevar a cabo un proceso de refrigeración es la vaporización de un líquido refrigerante. Un sistema simple de refrigeración por compresión de vapor consta de varios elementos cada uno de los cuales tiene una función y ubicación específica dentro del ciclo de refrigeración. El fluido refrigerante, el evaporador, el compresor, el condensador y la válvula de expansión son los principales componentes del sistema. En la figura 15 se muestra la distribución de un sistema simple de refrigeración por compresión.

Figura 15. Ciclo simple de refrigeración por compresión de vapor



Fuente: Haywood, *Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración*

A medida que el refrigerante circula a través del sistema, pasa por un número de cambios en su estado o condición; el refrigerante atraviesa una serie de procesos en una secuencia definida y regresa a su condición original, formando un ciclo. El evaporador proporciona una superficie para la transferencia del calor que fluye desde el producto refrigerado hacia el vaporizante. El compresor tiene la función de succionar el vapor del evaporador y elevar su temperatura y presión hasta las condiciones de condensación; este elemento se ocupa de mantener la diferencia entre la zona de alta y baja presión del sistema. El condensador ofrece una superficie para la transferencia de calor desde el refrigerante hasta el medio condensante disponible. Y por último, la válvula de expansión se encarga principalmente de controlar el flujo de refrigerante y reducir la presión al líquido que se dirige al evaporador; esta reducción conlleva a que parte del refrigerante en estado líquido se vaporice y la temperatura disminuya a las condiciones que maneja el evaporador.

El aumento de etapas de refrigeración produce una disminución en la fuerza requerida para el proceso. La unidad de licuefacción ideal tendría un número infinito de etapas de refrigeración, cada una removiendo una cantidad infinitesimal de calor en un rango mínimo de temperatura.

Por otro lado, la presión con la que se alimenta el gas natural al sistema, también tiene incidencia sobre la potencia requerida para el proceso, de modo que, la fuerza requerida decrece a altas presiones debido a que las características del gas a estas condiciones permite remover más calor a temperaturas mayores.

1.8.2 Tecnologías para la obtención de GNL. La licuefacción del gas natural se lleva a cabo mediante la remoción del calor sensible y latente del gas, principalmente en dos formas: mediante transferencia de calor a causa de refrigerantes o permitiendo que el gas realice un trabajo mediante el uso de un expansor. El primer método, conocido como ciclo cascada, utiliza refrigerantes de puntos de burbuja sucesivamente menores, por otro lado, el segundo método, conocido como ciclo de expansión utiliza el efecto refrigerante que se obtienen mediante la expansión de una corriente de gas licuado debido a una turbina o a una

máquina extractora de trabajo. También es muy usada una variación del ciclo cascada que usa una mezcla multi-componente de refrigerantes.

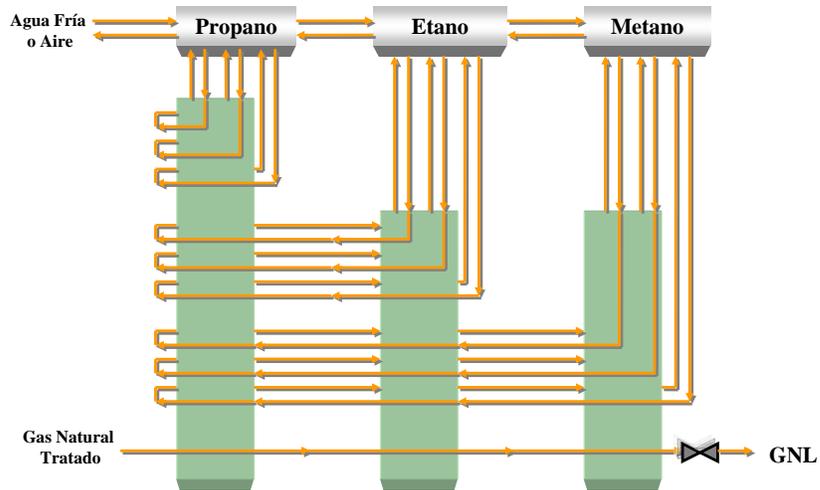
Antes que una corriente de gas natural sea licuada es necesario remover o reducir a cantidades insignificantes cualquier componente que se encuentre en estado sólido a las bajas temperaturas que se alcanzan en el sistema de licuefacción. Algunos de los componentes que es necesario remover de la corriente de gas que será licuada son agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, aceites lubricantes y partículas. Además, se requiere remover los hidrocarburos pesados.

La fracción del costo total de inversión debida a la maquinaria de un proceso de licuefacción, siempre es alta. Por ello se han desarrollado nuevas tecnologías que hacen modificaciones a alguno de estos procesos en busca de optimizar el diseño del ciclo para mejorar la eficiencia termodinámica y reducir los requerimientos de potencia y maquinaria para ahorrar capital de inversión y operación de la planta.

1.8.2.1 Ciclo de refrigeración en Cascada. En un ciclo simple de refrigeración por compresión de vapor la temperatura más baja se tiene en el evaporador. Para un refrigerante dado, mientras más baja sea la temperatura de refrigeración requerida, más baja será la presión de saturación necesaria para el refrigerante del evaporador, y al mismo tiempo, será mayor el volumen específico del vapor que entra al compresor y, también, aumentará el tamaño físico de la planta. Sin embargo, pueden obtenerse temperaturas mucho más bajas si se trabajan en cascada dos o más de estas plantas para dar origen a ciclos múltiples de compresión de vapor.

En el ciclo de refrigeración en cascada el gas natural es enfriado, condensado y sub-enfriado en intercambio de calor con propano, etano (o etileno) y finalmente metano en tres etapas continuas como se muestra en la figura 16.

Figura 16. Diagrama simplificado del ciclo cascada



Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *Developments in natural gas liquefaction*

El circuito de propano enfría el etano o etileno, el metano y el gas natural de alimento hasta una temperatura de aproximadamente -35°C (-31°F). De allí el gas natural se envía a fraccionamiento para la remoción de los componentes pesados que se puedan solidificar a en este rango de temperaturas bajas. El gas natural regresa luego al ciclo, y junto con la corriente de metano refrigerante, se refrigera por el etileno en evaporación hasta una temperatura de aproximadamente -100°C (-148°F). Finalmente se licúa el gas natural en el circuito de evaporación del metano, a una temperatura de unos -161°C (-260°F).

Dentro de las ventajas principales de la operación en cascada están el intervalo de presión relativamente pequeño del refrigerante en cualquiera de los ciclos; además, el ciclo cascada es el de menor requerimiento energético de todos los procesos de licuefacción, principalmente por que el flujo de refrigerante es menor. Es de operación flexible, siempre que cada circuito refrigerante se pueda controlar separadamente y en comparación con los otros ciclos, requiere, un área de intercambio de calor relativamente baja debido a que los diferenciales de temperatura son grandes.

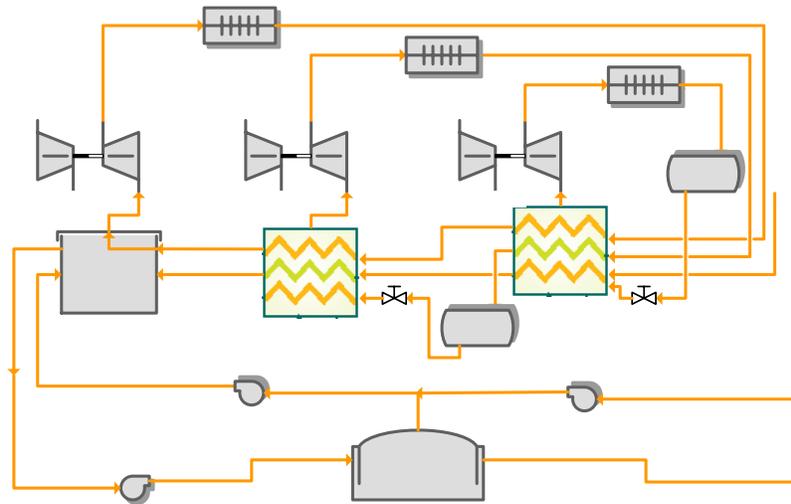
La mayor desventaja del ciclo cascada es el alto costo debido al número de circuitos de refrigeración, cada uno de los cuales requiere su propio compresor y sistema de almacenamiento de refrigerante. Los costos de mantenimiento y reparación de los equipos tienden a ser altos debido al gran número de máquinas. El ciclo cascada requiere relativamente poca energía y baja área superficial, pero incrementa la complejidad en la configuración de la maquinaria.

Análisis económicos muestran que este ciclo es el más apropiado para trenes de gran capacidad donde la poca área de intercambio de calor y los bajos requerimientos de energía compensen el costo de tener múltiples máquinas.

Mediante optimización de la selección de maquinaria este ciclo puede ser competitivo con el ciclo refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano, que es el proceso dominante en las plantas base-load en las últimas décadas. Una optimización del ciclo cascada conocida como ciclo cascada optimizado, patentado por Phillips, ha propiciado en la industria una reevaluación del uso de la tecnología de licuefacción en cascada.

Este proceso, el cual se puede apreciar en la figura 16, constituye un método para mejorar la eficiencia del ciclo cascada abierto para la producción de Gas natural Licuado (GNL) mediante la utilización de un expansor de líquido para recuperar la energía mecánica asociada con el flasheo de la corriente presurizada del GNL producido y empleando directamente dicha energía para comprimir la corriente de vapores producto del flasheo en el ciclo abierto del proceso de licuefacción.

Figura 17. Diagrama de flujo del ciclo cascada optimizado



Intercambiador de calor de aire

Compresor de Metano

Compresor de Etileno

Fuente: Berkoe, Fluid dynamics visualization solves LNG plant recirculation problems

Se requiere de tratamiento previo al proceso de licuefacción para remover componentes indeseables tales como gases ácidos, mercaptanos, mercurio o humedad de la corriente de gas natural. La composición del gas natural puede variar, sin embargo, por lo general esta formado principalmente por metano, generalmente sobre un 85% en volumen, y el porcentaje restante de etano, hidrocarburos más pesados, nitrógeno dióxido de carbono y pequeñas cantidades de otros contaminantes. El pre-tratamiento puede realizarse aguas arriba de los ciclos de enfriamiento o aguas abajo de una de las primeras etapas del ciclo inicial de enfriamiento.

La corriente de gas natural entra al proceso de licuefacción a presión elevada, entre 500 y 900 psi, y su temperatura típicamente está ligeramente sobre la temperatura ambiente, entre 16° C y 49° C (60° F y 120° F).

GNL

El proceso cascada optimizado de Phillips fue usado para los 3.2 mtpa del proyecto Atlantic GNL en Trinidad, el cual fue puesto en marcha en el verano de 1999, y ha

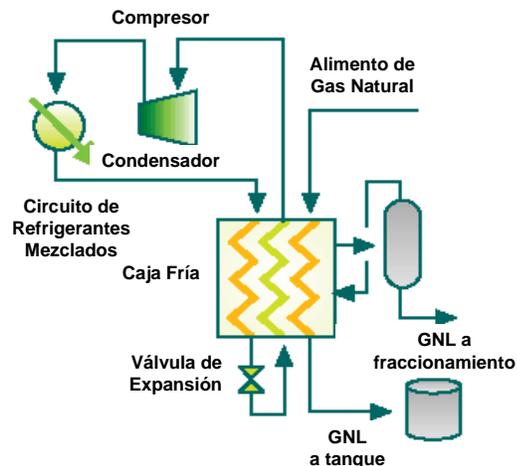
Bomba de transferencia

Tanque de A

sido usado también para el segundo y tercer tren. El éxito de este proyecto se debe a un gran número de factores, pero ha iniciado una reevaluación del uso correcto de la tecnología de refrigeración en cascada en la industria del GNL.

1.8.2.2 Ciclo de refrigerantes mezclados. El ciclo de refrigerantes mezclados (MRC) usa un solo ciclo de una mezcla de refrigerantes en lugar de los múltiples refrigerantes puros del ciclo cascada. La composición de la mezcla se especifica para que el refrigerante líquido se evapore en el rango de temperatura en el que se licúa el gas natural y proporcione un mejor ajuste de las curvas de calentamiento. Se usa una mezcla de nitrógeno e hidrocarburos (usualmente de C1 al C5) para suministrar las características de refrigeración óptima. En la figura 18 se presenta este proceso.

Figura 18. Diagrama simplificado del ciclo simple de refrigerantes mezclados



Fuente: Sawchuck y Howard, LNG Technology

Pequeños diferenciales de temperatura proporcionan una operación cercana a la reversibilidad, conduciendo a una estupenda eficiencia termodinámica, bajos requerimientos de potencia y menos maquinaria. Sin embargo, un MCR típico, usualmente, tiene menor eficiencia que el ciclo cascada, debido a que, aunque los diferenciales de temperatura son pequeños, el flujo de refrigerante es mucho mayor y las pérdidas termodinámicas asociadas conllevan a ineficiencias. El MCR tiene la ventaja de una configuración más simple y la minimización de la cantidad de equipo

necesario ya que el ciclo requiere sólo un compresor y necesita menos recipientes para la separación del refrigerante.

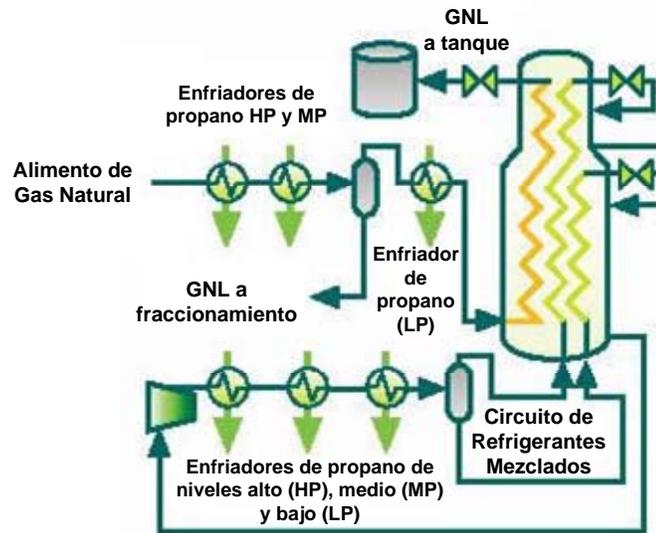
A diferencia del ciclo cascada de componentes puros, en un sistema refrigeración multi-componentes, la composición del refrigerante, y por lo tanto la presión de vapor, varía alrededor del circuito a medida que los componentes del refrigerante se separan. La simulación dinámica puede calcular las presiones de diseño muy exactamente, evitando costos innecesarios.

Recientemente se han desarrollado mejoras al proceso MRC que usan intercambiadores de calor compactos con aletas de aluminio para reducir el consumo de energía. Los intercambiadores de aleta para varias corrientes brindan una alta eficiencia termodinámica, debido a que se hacen posibles pequeños diferenciales de temperatura permitiendo un buen ajuste en las curvas de enfriamiento. Múltiples etapas de separación requieren un flujo de refrigerante menor, en comparación con el proceso MRC simple y, por lo tanto, un consumo de potencia menor. Consecuentemente, es posible alcanzar requerimientos de potencia aproximados a los del ciclo cascada con una configuración más simple de la maquinaria.

Varias formas del proceso MRC han sido usados para plantas de GNL. El factor más importante en el éxito de un ciclo es su alta eficiencia, y consecuentemente, su bajo consumo de energía, sin la complejidad del ciclo cascada.

- **Ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano (C3MRC).** Pre-enfriar el gas de alimento usando un sistema separado de refrigeración con propano, es una opción económica para plantas grandes y ha sido usada en la mayoría de las plantas base-load en los últimos 25 años; es común usar un sistema de refrigeración de tres etapas, como el que se muestra en la figura 19, para enfriar el gas natural antes de licuarlo con la mezcla refrigerante.

Figura 19. Ciclo de refrigerantes mezclados con sistema de pre-enfriamiento con propano



Fuente: Sawchuck y Howard, LNG Technology.

El proceso C3MRC es uno de los más comúnmente usados para el diseño de plantas de GNL. La empresa Air Products and Chemicals, Inc. (APCI) posee la licencia de esta tecnología.

- **Ciclo doble de refrigerantes mezclados (DMR).** En los últimos años, ha tenido gran aceptación para la implementación de nuevos proyectos el ciclo de doble mezcla de refrigerantes (DMR), como es el caso del proyecto Sakhalin en Rusia; este proceso usa dos mezclas separadas de refrigerantes la primera para pre-enfriar el gas y la segunda para licuarlo.

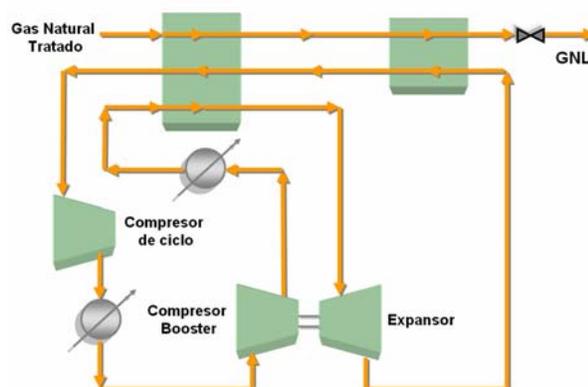
El DMR ofrece entre 10 y 15% más de capacidad de producción de Gas Natural Licuado (GNL) que el C3MRC. Esto se debe a que en el proceso DMR el ciclo de pre-enfriamiento tiene una flexibilidad que permite total aprovechamiento de la turbina de gas y ayuda a la potencia del motor. La energía de compresión en el ciclo de propano se limita debido a las limitaciones del flujo de succión del compresor. El proceso DMR, por consiguiente tiene un 11% más de energía aprovechable.

1.8.2.3 Ciclo de Expansión. Este es el proceso más simple para la licuefacción de gas natural. Existen dos formas diferentes del ciclo de expansión, en la primera se usa un refrigerante que es licuado y luego realiza trabajo mediante expansión cediendo toda su refrigeración al gas natural para licuarlo; la segunda forma es permitir que el gas natural, que en primera instancia se comprime, realice un trabajo mediante el uso de etapas de expansión y aprovechar la refrigeración que se obtiene debido al efecto Joule – Thomson.

Un gas puede enfriarse por medio de la expansión de Joule – Thomson, es decir, por estrangulación, únicamente cuando la temperatura inicial del gas es menor a su máxima temperatura de inversión. Un proceso de estrangulamiento resultará en licuefacción si en el estado final la sustancia se encuentra en la región de equilibrio de fase, líquido saturado o líquido sub-enfriado.

- **Ciclo de expansión de gas refrigerante.** La refrigeración se lleva a cabo mediante la compresión y expansión de una corriente de gas de un solo componente. Como se ve en la figura 19, en el ciclo el gas a alta presión se enfría en intercambio de calor en contra corriente con el gas refrigerante que ya ha realizado el ciclo. A la temperatura apropiada el gas refrigerante se expande, de modo casi isentrópico, a través de una turbina de expansión, reduciendo su temperatura hasta una menor a la que se puede lograr por la expansión a través de una válvula Joule-Thomson. El trabajo útil generado se recupera mediante un compresor booster, el cual trabaja en el ciclo principal de compresión.

Figura 20. Ciclo simple de expansión de gas refrigerante



Esta forma de ciclo de expansión tiene varias ventajas sobre los ciclos cascada y de refrigerantes mezclados. Este permite una puesta en marcha y cierres de un modo relativamente rápido y simple. Esto es importante cuando se anticipan cierres frecuentes de la planta, tal como sucede con las plantas Peak-Shave. Debido a que el refrigerante siempre es gaseoso y el intercambiador de calor opera en un rango relativamente amplio de diferencias de temperatura, el ciclo expansión de gas refrigerante, tolera cambios en la composición del gas de alimento con una mínima necesidad de cambios del circuito refrigerante. El control de temperatura no es tan crucial como para las plantas con MRC y el comportamiento del ciclo es más estable. El fluido del ciclo se mantiene en fase gaseosa, por lo cual se elimina el problema de la distribución de las fases líquida y de vapor dentro del intercambiador de calor.

La mayor desventaja de este ciclo de expansión es su consumo de energía alto en comparación con los ciclos cascada y MRC. La simplicidad del proceso puede, sin embargo, opacar el gran consumo de energía, principalmente para plantas pequeñas, en las que el requerimiento de potencia tiene menor importancia.

Se pueden hacer cambios en el ciclo simple de expansión para incrementar su eficiencia. Por ejemplo, el consumo de potencia se puede reducir en aproximadamente un 20% usando gas natural pre-enfriado con un ciclo convencional de compresión de vapor, típicamente de propano. Esto introduce una complejidad extra, pero puede ser económicamente efectivo si el costo del equipo extra puede compensarse con la reducción en el tamaño y costos de la maquinaria del ciclo.

El ciclo expansión de refrigerante es la mejor elección para plantas pequeñas, siempre que tengan requerimientos de energía relativamente altos. Este proceso ha sido usado cuando se requiere de un periodo de operación anual corto y cuando es importante una rápida puesta en marcha y cierre de la planta, tal como en el caso de las facilidades Peak-Shave. En plantas offshore, este ciclo expansión es adecuado para cualquier tamaño de planta.

- **Ciclo de expansión de gas natural.** En este proceso el gas natural primero es licuado y luego se permite que realice un trabajo mediante el uso de etapas de expansión de modo que se obtenga refrigeración debido al efecto Joule – Thomson. En este proceso no se suministra refrigeración externa, toda la refrigeración necesaria se lleva a cabo mediante trabajo de expansión de la corriente de proceso.

Cuando hablamos de trabajo de expansión, nos referimos al paso del gas presurizado a través de una máquina apropiada, tal como una turbina, donde el gas se expande hasta una presión lo suficientemente baja para extraer energía y enfriarse apreciablemente. El gas licuado se alimenta a presión subcrítica y una porción del mismo realiza trabajo de expansión a nivel intermedio de temperatura y baja presión.

Una evaluación reciente de los proyectos de GNL de capacidades de aproximadamente 100 toneladas por día estableció que el ciclo de expansión, normalmente, es el óptimo comparado con los otros ciclos para esta capacidad. A capacidades mayores, la elección de la tecnología esta altamente influenciada por los costos de energía pero es improbable que una planta con el ciclo de expansión se pueda justificar para plantas de más de 200 toneladas por día.

El creciente interés en plantas de GNL con facilidades medianas y el hecho de que sean económicamente más rentables que las plantas grandes, ha propiciado innovaciones en los procesos tradicionales de refrigeración. Métodos de diseño modernos pueden reducir el costo de las facilidades para plantas GNL. Por ejemplo el uso de análisis exergético⁷ en el diseño conceptual, un mejor modelamiento del proceso mediante el uso de simulación dinámica, el uso de márgenes de diseño y estándares de ingeniería apropiados y la aplicación de ingeniería modular y técnicas de construcción; prácticas que unidas a una tecnología de licuefacción optimizada resultan en ahorros significativos en los costos, mientras que mejoran la seguridad y confiabilidad de la planta.

⁷ Exergía o disponibilidad de flujo es el trabajo reversible máximo por unidad de flujo en masa sin transferencias de calor adicionales. VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica.

Los ciclos de licuefacción varían tanto en complejidad como en consumo de energía. Escoger el ciclo óptimo es crucial para el capital de inversión y de operación de la planta. La elección de un ciclo de licuefacción depende de varios factores entre los que se incluyen:

- ✓ Configuración de la maquinaria.
- ✓ Requerimientos específicos de energía (afecta tanto los costos de maquinaria como los costos de operación).
- ✓ Recobro de GNL.
- ✓ Tipo de intercambiadores de calor y área superficial.
- ✓ Requerimientos de flexibilidad.
- ✓ Facilidad de cierres y arranques de operación.

Además, la selección y diseño de un proceso de GNL esta influenciado por el sitio de emplazamiento de la planta, las condiciones ambientales y la disponibilidad de utilidades así como las condiciones específicas del gas de alimento.

2 NUEVO ENFOQUE DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA

2.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema de producción y distribución de Gas Natural Licuado – GNL convencional, requiere una inversión de capital superior al billón de dólares, y ha sido tradicionalmente desarrollada en base a contratos de suministro a largo plazo, con capacidades de producción de las plantas por encima de cuatro millones de toneladas al año de GNL (6 millones GAL/día). Sin embargo esta situación está cambiando a nivel mundial y se puede observar que están creciendo las oportunidades para mercados pequeños de baja demanda, esto debido a la evolución tecnológica de la capacidad de las plantas de licuefacción de gas natural, en la cual se ha logrado vencer el fenómeno de la economía de escalas y así diseñar plantas de capacidades entre los 600 y 100.000 GAL/día de GNL.

La distribución de GNL a pequeña escala es un nuevo enfoque debido a esta evolución. La fuente de GNL puede ser, una pequeña facilidad de licuefacción cercana a una fuente de gas natural ya sea convencional o no convencional (gas de rellenos sanitarios o plantas de tratamiento de aguas, gas de mantos de carbon), y el punto final de la cadena, un pequeño terminal de recibo para su regasificación y comercialización en el mercado objetivo.

La industria mundial del GNL, ha estado tratando de invertir una larga y establecida tendencia a expandir el tamaño de los trenes de producción para lograr una mayor eficiencia de escala. Numerosos diseños de plantas pequeñas han sido propuestos y construidos con equipos estándar que pueden ser comprados económicamente y ensamblados rápidamente.

2.2 CASOS DE DESARROLLO CONCEPTUAL E INGENIERIL DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA

Varias organizaciones han estado desarrollando procesos de licuefacción a pequeña escala en respuesta a las oportunidades de mercado. Su trabajo está típicamente orientado hacia sistemas con capacidades menores a 200 m³/día de GNL utilizando como conexión gasoductos troncales u otros combustibles de bajo costo tal como el gas de rellenos sanitarios, como suministro al proceso de licuefacción, algunas de estas unidades ya han sido probadas comercialmente.

La licuefacción del gas natural a pequeña escala, es actualmente realizada utilizando dos tecnologías termodinámicas: la primera expandiendo un refrigerante, este gas a alta presión a través de una turbina, remueve la energía del gas para crear bajas temperaturas, y el segundo por transferencia de calor utilizando refrigerantes en ciclos de refrigeración multietapas.

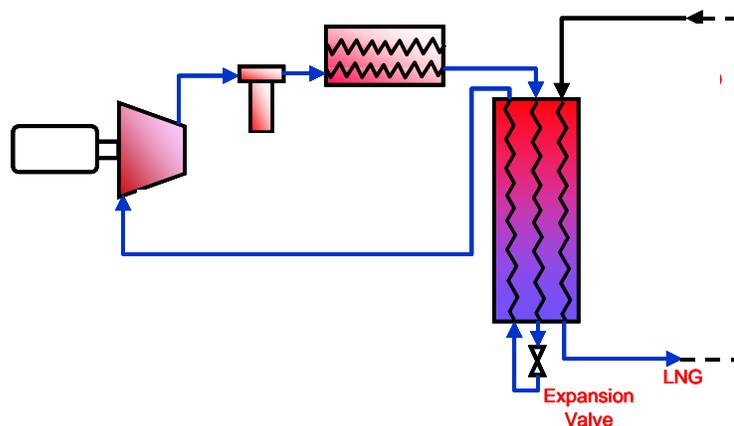
Los sistemas basados en expansión utilizan compresores para llevar la presión del gas natural a magnitudes que permitan la suficiente energía a ser removida durante la expansión. Se necesitan buenos volúmenes de gas natural. Por estas condiciones, este proceso está visualizado para funcionar como parte de una estación de CNG vehicular. En contraste, los sistemas basados en refrigeración permiten el uso de gas a baja presión típicamente encontrado en operaciones de distribución.

Recientemente el uso de las características únicas de los refrigerantes mezclados ha mejorado los ciclos de refrigerante convencionales utilizados en la licuefacción del gas. En particular, los refrigerantes mezclados permiten cambios grandes de temperatura que ocurren en las transiciones de fase durante la condensación y la evaporación.

2.2.1 Caso del Intituto Tecnológico de Gas de EE.UU. GTI. El GTI, con el apoyo del departamento de energía de U.S. y el laboratorio nacional de Brookhaven, ha desarrollado sistemas de licuefacción de gas a pequeña escala para su utilización en vehículos, gas remoto y otros mercados de gas especializados. Este proyecto esta actualmente enfocado a capacidades de producción alrededor de 4 a 40 m³/día (1,000 to 10,000 galones/día, gpd), para un mercado en gran parte vehicular.

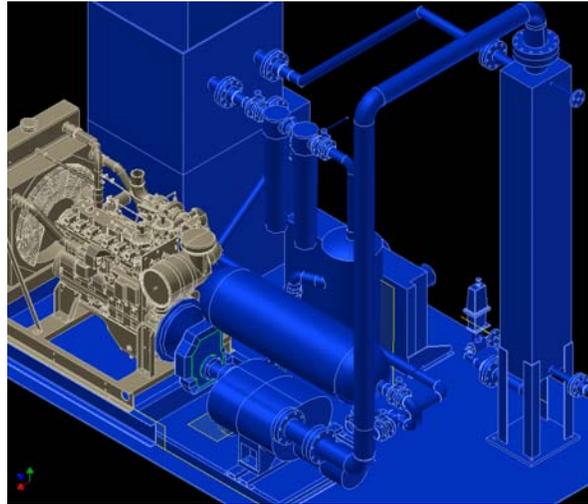
El proceso diseñado por el GTI, utiliza refrigerantes mezclados en un *loop* sencillo de refrigeración. El amplio modelamiento del ciclo ha resultado en un sistema que maximiza su desempeño y eficiencia. Primero fue probado experimentalmente con una capacidad de 1 m³/día de GNL (250 gpd), siendo exitosamente probado. Luego el sistema fue escalado a 4 m³/día de GNL (1000 gpd), utilizando una estructura sobre patines (skid-mounted). Este sistema fue probado en el 2002 junto con el equipo para la limpieza y pretratamiento del gas asociado al mismo y puede ser observado en la figura 21.

Figura 21. Diagrama esquemático del proceso de licuefacción a pequeña escala del GTI.



Este proceso fue hecho posible por la identificación de una nueva composición de mezcla de refrigerantes que permite una configuración del sistema sencilla, usando los compresores estandar HVAC y otros componentes.

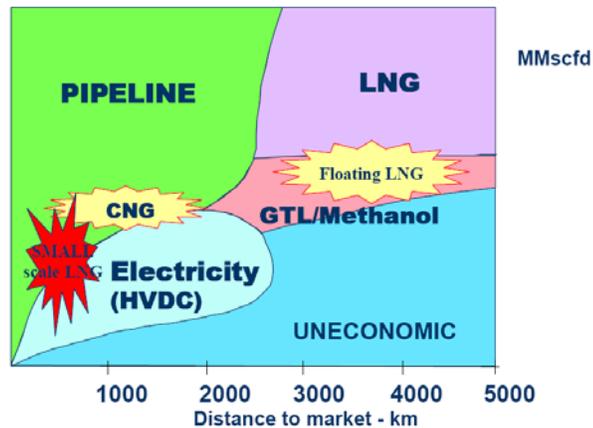
Figura 22. Diagrama a computador del sistema de GNL a pequeña escala.



2.2.2 Centro Tecnológico de Gas de NTNU. SINTEF. Este centro ha desarrollado un nuevo concepto para la producción y distribución de GNL a pequeña escala y lo ha aplicado a los mercados domésticos de Noruega.

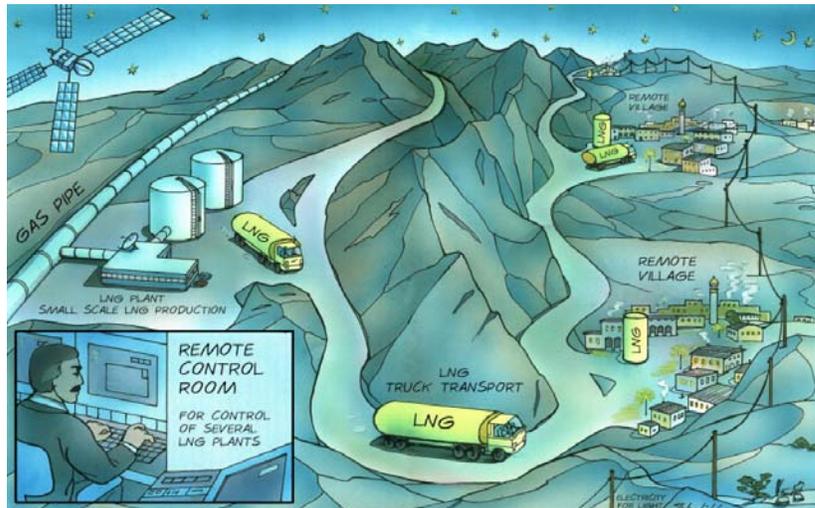
En la figura 23, se presenta claramente la tendencia de la distribución a pequeña escala en la cual se pueden aplicar proyectos a cortas distancias y con bajos volúmenes o demandas, frente a la gran magnitud de escala necesaria para un proyecto convencional de GNL.

Figura 23. Aplicabilidad de las tecnologías de transporte de energía.



En la figura 24, se encuentra esquematizado el nuevo concepto desarrollado por el instituto SINTEF, para la distribución de GNL a pequeña escala.

Figura 24. Distribución de GNL a los usuarios finales sin acceso a la infraestructura de transporte.



El diseño conceptual de la planta de GNL de SINTEF, se puede observar en la figura 25 y 26, donde Las plantas desarrolladas que utilizan esta tecnología pueden ofrecer capacidades en un rango 30 – 500 toneladas por día. (15000 a 30000 galones/día, gpd). El proceso esta basado en un intercambio de calor en cascada.

Figura 25. Prototipo de mini-planta de GNL

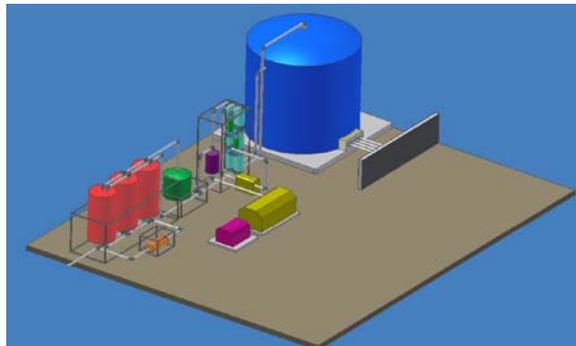
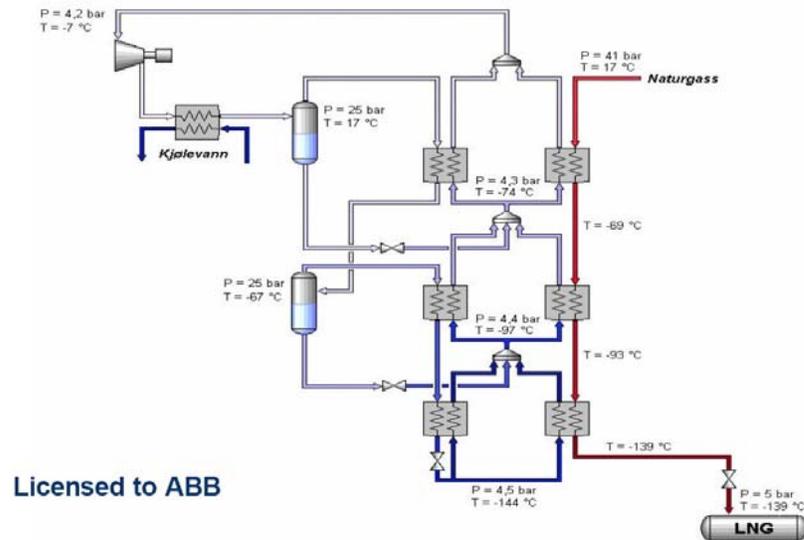


Figura 26. Proceso patentado para la producción de GNL a baja escala.



2.3 INFRAESTRUCTURA DOMESTICA DE GNL A PEQUEÑA ESCALA

La infraestructura en esta tecnología a nivel mundial esta compuesta por la fuente de gas (convencional y no convencional), plantas *peakshaving* (para suplir picos de consumo), plantas satelites de GNL, camiones o carrotanques de transporte (trailers de GNL), terminales de regasificación de GNL y los mercados especializados.

En la figura 27, se encuentran los diferentes componentes de la cadena del GNL a pequeña escala. Es importante tener en cuenta que el GNL a pequeña escala es una cadena de suministro en la cual las dos variables de mayor impacto en la economía del mismo es el precio de compra de la materia prima, en este caso el gas natural y la distancia y tecnología para el transporte del GNL.

Figura 27. Cadena del GNL a pequeña escala.



2.3.1 Fuente de gas. El gas de alimento puede venir de una fuente tanto convencional como no convencional. El objetivo fundamental es bajar el precio del gas por debajo de los 0.5 \$/MMBtu, para que sea eficiente el precio final de venta. Para lograr este objetivo se pueden buscar fuentes de gas como las presentadas en la figura 28.

Figura 28. Fuentes de gas natural.



2.3.2 Licuefacción del gas natural. Todos los procesos desarrollados en los más de 50 años de historia de la industria del GNL, pueden ser adaptados a una pequeña escala, sin embargo los pocos casos de plantas pequeñas o satélites a nivel mundial han utilizado principalmente el proceso de enfriamiento en cascada y el de refrigerantes mezclados.

En Noruega, la compañía Hamworthy Gas Systems AS, ha desarrollado tomando como base los avances tecnológicos de la universidad de Noruega NTNU y el instituto SINTEF, plantas a pequeña escala y las denominadas mini-GNL. La planta que ha sido colocada en funcionamiento comercial cuenta con una capacidad de diseño de 60 ton/día de GNL. Esta planta recibe un gas en especificaciones de transporte por gasoducto de la línea principal que viene de las plataformas costa afuera del Mar del Norte. Antes de la licuefacción las sustancias que pueden solidificarse a las temperaturas del GNL son removidas. La planta consiste de las siguientes partes y puede observarse en la figura 29.

- Unidad de deshidratación
- Unidad de remoción de CO₂
- Circuito de enfriamiento criogénico.
- Caja fría
- Tanque de almacenamiento de GNL y estación de carga a los carrotaques.

Figura 29. Cadena del GNL a pequeña escala.



En esta planta, un ciclo cerrado de expansión de nitrógeno provee el enfriamiento requerido para licuar el gas natural. El nitrógeno es comprimido en tres etapas con enfriamiento con enfriadores a aire inter-etapa, y expandido en un expandir de una sola etapa. El refrigerante es mantenido en su estado gaseoso a través del ciclo. Las plantas con esta tecnología pueden ofrecer capacidades que van desde 30 a 500 ton/día.

En la figura 30, se encuentra esquematizada una mini-planta de GNL, que es utilizada en la utilización del gas natural alejado del sistema principal de transporte de gas. El gas proveniente de un campo alejado en el cual se ventee o se queme el gas natural, de un relleno sanitario, de una planta de tratamiento de agua o de una mina de carbón es licuado y llevado a un mercado cercano o utilizado como gas combustible vehicular. La capacidad de estas plantas es de 2-18 k ton/año (5-50 ton/día)

Figura 30. Mini planta de GNL.



Esta mini-planta de GNL es tanto energéticamente como en costos optimizados. Es una planta modular, con pretratamiento, motor a gas, almacenamiento y Terminal de carga a camiones. El ahorro de costos y la rapidez en el ensamblaje se ve reflejado por la utilización de equipos estándar. Es además una planta móvil, con capacidad variable y con ciclo de refrigerantes mezclados para un consumo de energía óptimo.

2.3.1 Transporte y distribución de GNL. La flota de camiones carrotanque específicos para GNL entregará el combustible directamente a los usuarios en tanques criogénicos, como puede ser observado en la figura 31.

Estas vasijas térmicas para ultra bajas temperaturas se encuentran al vacío, con un sistema de aislamiento en perlita y equipados con sistemas de vaporización y regulación de presión.

Figura 31. Transporte y distribución de GNL.



2.4 MERCADOS DE GNL

2.4.1 Gas Natural Vehicular – GNV. Este mercado no es suficientemente grande en la actualidad para soportar las inversiones de plantas de GNL a gran escala. Sin embargo el creciente mercado de GNV, ofrece una oportunidad para considerar el concepto de licuefacción a pequeña escala, que cuenta con costos de las facilidades más bajos. El reciente crecimiento en las flotas de camiones y tractomulas alimentadas con GNL en partes como California, han creado una demanda en este mercado de plantas con capacidades entre 4 a 40 m³.

Un ejemplo claro de este mercado es el de EE.UU., donde se ha experimentado un crecimiento estable tanto en GNL como GNL. El gas natural para uso vehicular en los EE.UU., representa una sustitución de alrededor de 120 – 130 millones de galones de gasolina o diesel. De hecho el GNL cuenta con el 10% del mercado. Existen alrededor de 2100 vehiculos a GNL y 45 estaciones de GNL en EE.UU.

El mercado de vehiculos a GNL incluye vehiculos de alto consumo de combustible, tales como camiones de basura, autobuses de transito y transbordo y tractomulas de carga. Estos vehiculos son generalmente alimentados con diesel. Con una economia baja de combustible de 5 millas por galon, estos vehiculos consumen una gran cantidad de combustible diariamente. Para estos usuarios, el GNL representa un combustible alternativo viable.

2.3.1 Gas Natural Vehicular – GNV. E

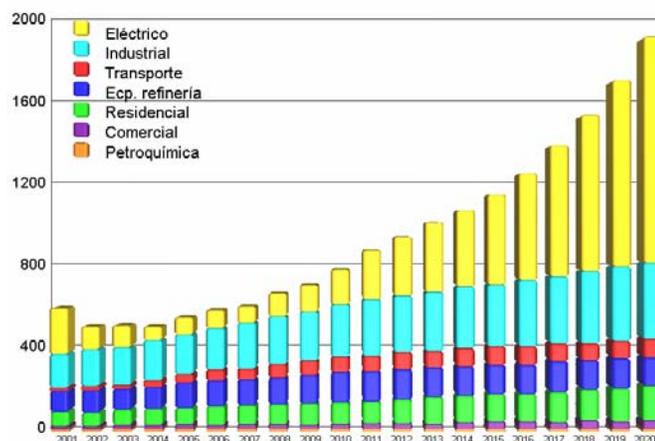
3 ESTRUCTURA COMERCIAL PARA LA DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA

3.1 ANALISIS DEL MERCADO OBJETIVO

El consumo de Gas Natural en la década de los noventa creció anualmente a una tasa del 3%, aunque si se toman los consumos a partir del año 1993, fecha en la que se inicia el Plan de Masificación de Gas Natural, la tasa de crecimiento anual sube al 5.2%.

- **Demanda proyectada.** En la actualidad la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, viene aplicando metodologías de proyección integrada de demanda, las cuales tiene como objetivo central, calcular los requerimientos energéticos de la economía nacional para un determinado escenario macroeconómico, dentro del horizonte de proyección especificado, mediante un programa de distribución del mercado entre competidores, los pronósticos suelen ser muy positivos como se muestra en la figura 32.

Figura 32. Demanda de gas natural 2001-2020. (Millones de pies cúbicos diarios)



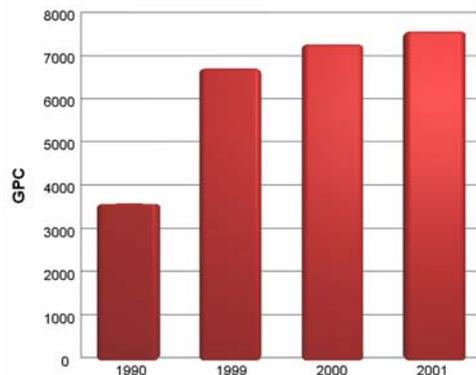
Fuente: Demanda de gas natural, escenario BAU. Business As Usual 2002-2015. UPME

3.2 DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA

En esta fase del estudio de mercado, se determina la cantidad de reservas que se encuentran disponibles o en términos comerciales, sin esquema de distribución. Es decir reservas que no se encuentren comprometidas con la demanda interna del país y por lo tanto puedan ser introducidas dentro de un esquema de distribución a pequeña escala. Además de las fuentes convencionales de gas, son analizadas las no-convencionales.

3.2.1 Reservas probadas de gas natural en Colombia. Los volúmenes remanentes de gas, a diciembre 31 de 2002, ascendieron a 7,489 GPC probados. De estos, 4,539 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización - es decir, existe seguridad sobre su sventa futura- e incluye una parte de la reservas de los campos Cusiana y Cupiagua, que en un futuro podrán compensar la declinación de los campos ubicados en la costa norte del país.

Figura 33. Reservas probadas de gas natural en Colombia al 2002



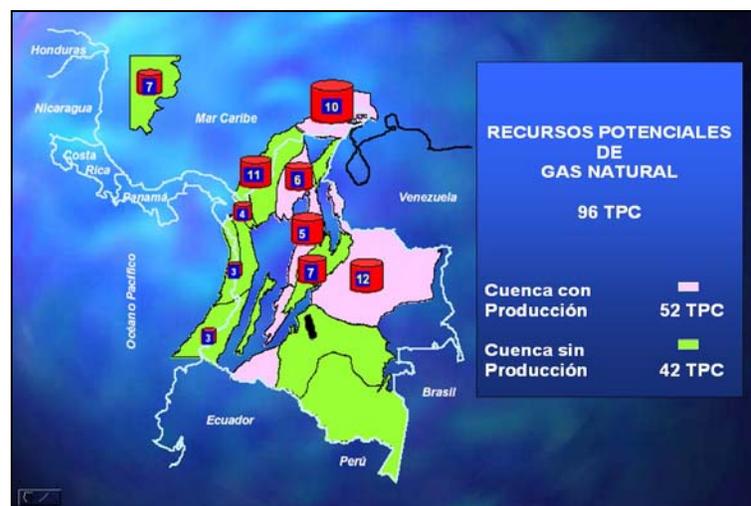
Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

Así mismo, 2,651 GPC de gas no tiene a la fecha definido un esquema de comercialización, entre los que se incluyen 1,000 GPC que serian consumidos en la operación propia de los campos (especialmente Cusiana y Cupiagua). Sin embargo, este volumen podría estar disponible para su utilización dependiendo de las condiciones que se presenten en el futuro. Puede ser concluido que no existen las

reservas probadas suficientes para un proyecto estándar de exportación de GNL, que en la actualidad exige una capacidad de 4.5 mtpa, es decir una tasa diaria de alrededor de 600 MMPCD, y reservas promedio de 5 TPC. Y menos teniendo en cuenta el consumo actual y proyectado que posee Colombia.

3.2.2 Reservas de gas natural probables y posibles en Colombia. El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, los cuales representan 96 TPC de gas natural potencial, distribuidos de la siguiente manera: El 56% en las cuencas con Producción y el 44% en las que actualmente no presentan producción, como puede ser observado en la figura 34.

Figura 34. Esquema de las reservas probables de gas natural en Colombia.



Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

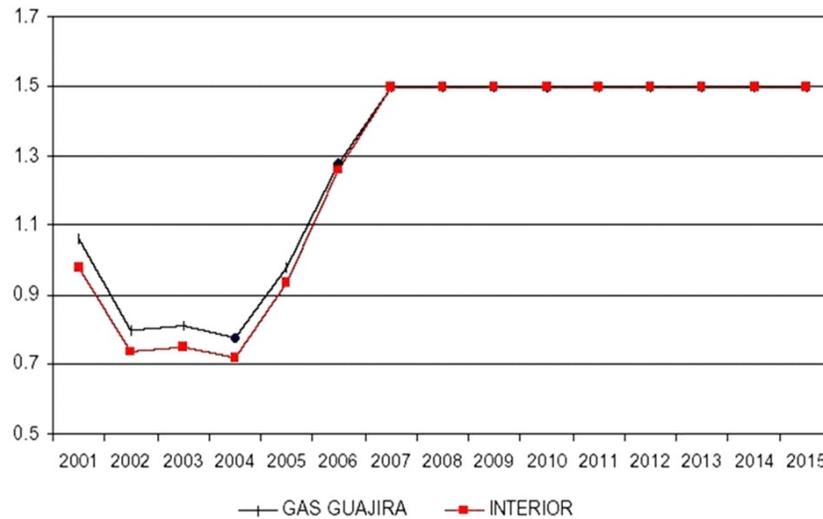
La región de la Costa Atlántica, conocida como la Cuenca Colombia, cuenta con el mayor porcentaje de reservas probables en Colombia, con alrededor de 40 TPC de gas natural que de ser descubiertos pondrían al país en un escenario excelente para la exportación a través de GNL, de estas reservas. Es una razón más que justifica los mercados objetivo que la planta propuesta por este proyecto ha planteado en etapas anteriores de este estudio.

3.2.3 Potencial de gas natural no convencionales. Existe un potencial adecuado de gas Asociado a mantos de carbón (Alrededor de 1.5 TPC) y el potencial de gas de rellenos sanitarios es de alrededor de 6000 ft³/día, en un municipio de 1´000.000 de habitantes.

3.2.4 Precios de la materia prima. Dentro de la estructura financiera de un proyecto de gas natural licuado, tanto el precio de venta, en el mercado consumidor, como el precio de compra en boca de pozo o en la fuente juegan un papel preponderante en el flujo de caja neto (netback) del proyecto. Por lo tanto, el poder establecer buenos escenarios para estas dos variables se convierte en una herramienta que puede marcar el éxito en la búsqueda de un concepto de viabilidad.

Con base en la figura 35. Puede ser observado claramente, que gracias a la estructura regulada que existe actualmente en Colombia, no es difícil predecir el comportamiento de los precios del gas natural en boca de pozo. Por esta razón el precio de referencia a tomar dentro de las proyecciones de financieras será de 1.5 dólares por millón de BTU.

Figura 35. Proyecciones de precios de referencia para el gas en boca de pozo- Colombia (Dólares por Millón de BTU)



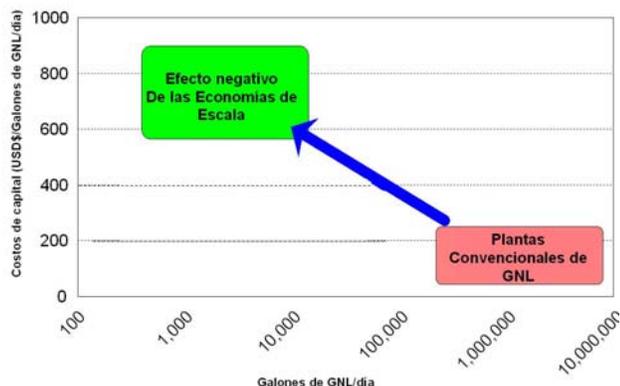
Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG

En un proyecto de producción y distribución de GNL a pequeña escala, basados en la experiencia de los proyectos a nivel internacional como Noruega y Holanda, se puede establecer la necesidad de un precio de compra del gas de entrada en un rango máximo de 0.5 a 0.8 \$/MMBtu.

3.2.5 Características económicas actuales y tendencias en los proyectos de GNL. Aunque existen tendencias hacia un mercado más flexible con contratos a corto tiempo y entregas puntuales (spot), los contratos duraderos (long-term) siguen siendo ideales para poder asegurar suministros competitivos y soportar las inversiones y compromisos contractuales de esta clase de proyectos, sobre todo en el desarrollo de los segmentos corriente arriba (upstream). Además la alta graduación de crédito (credit-rating) ha hecho del financiamiento un proceso de mayor disponibilidad, debido a la creciente importancia de este factor en toda la cadena de valor, especialmente los segmentos de desarrollo de reservas (producción de gas) y planta de licuefacción.

3.2.6 Tendencias comerciales en la industria del GNL. Muchos factores han incrementado el fenómeno de la economía de escala (economy of scale). Este fenómeno ha hecho que los proyectos de GNL sean cada vez más grandes en cuanto a su capacidad de producción, situación no muy atractiva para el montaje de plantas de tamaños pequeños e inclusive medianos, como lo presenta la Figura 36.

Figura 36. Efecto de la Economía de Escala en los proyectos de producción de GNL

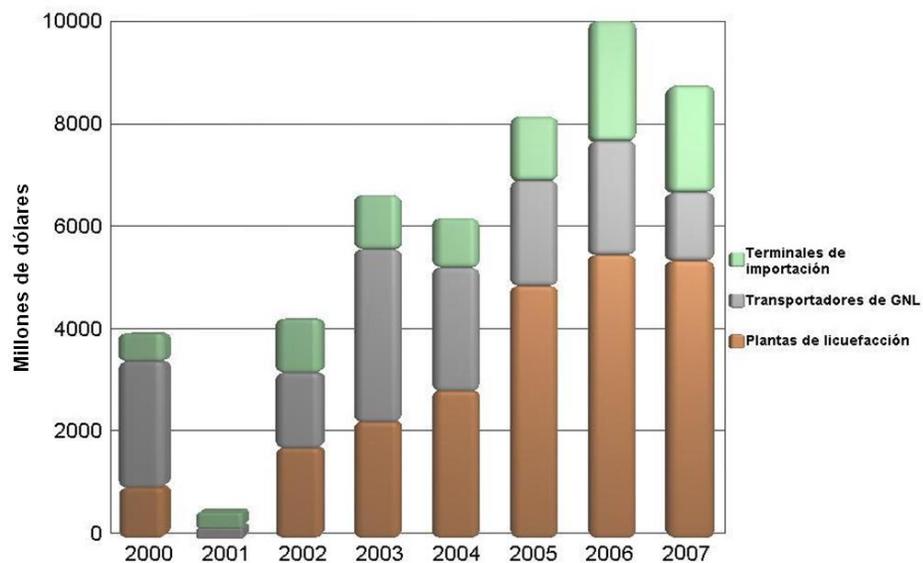


Un paradigma fundamental de cambio se está dando en la estructura comercial de la industria del GNL, históricamente tratada como un producto utilitario. En donde el negocio se está convirtiendo hacia un esquema más parecido al del comercio de petróleo, es decir un mercado de activos (commodity market). Las señales más marcadas de este cambio son; las preferencias de los compradores hacia contratos más flexibles con términos a corto y mediano plazo y del mismo modo precios más alineados con el del gas natural en comparación con la actual fijación de precios del GNL con base en el comportamiento del petróleo.

3.2.7 Comportamiento de los costos y las inversiones en la industria del GNL.

En el análisis del comportamiento económico de un proyecto de GNL, el primer paso es establecer los costos primarios (maquinaria, instalación, etc.) y los costos periódicos de operación y mantenimiento. Un elemento dentro de los costos tendrá un mayor impacto económicamente si cuenta con una combinación de; magnitud esperada, frecuencia y variabilidad. La suma de todos estos elementos determina los gastos de capital en los proyectos. En la Figura 35, se puede observar la variabilidad y crecimiento del capital a invertir dentro de esta clase de proyectos en los próximos 4 años.

Figura 37. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL.

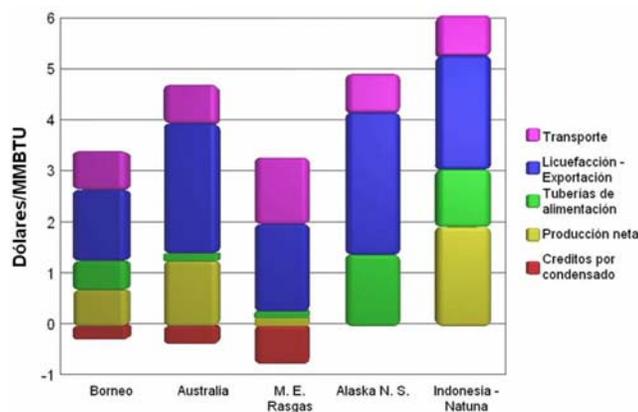


Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

La anterior figura, presenta los tres segmentos de la cadena de valor de GNL más críticos en cuanto a los niveles de inversión de capital y los costos de operación y mantenimiento. Como puede ser observado la tendencia en cuanto a los gastos de capital para el montaje de plantas de licuefacción convencionales se mantiene igual, con un alto grado de inversión por encima de los 5 billones anuales, que muestra la tendencia marcada hacia el crecimiento de la industria. Como es de esperarse las cuantías en capital de inversión en el segmento del transporte tienden a caer debido los bajos costos de nuevas tecnologías y el aumento de competitividad en el mercado de la construcción de buques de GNL. Por último al igual que la tendencia en las plantas de GNL, los terminales de recepción y regasificación también se mantienen en un muy buen nivel de inversión de alrededor de los 2 billones de dólares, inversión que garantiza la suficiente evolución de los mercados para atender la oferta en los próximos años.

3.2.8 Análisis de Costos en Proyectos de GNL. Recientes análisis de costos fijos y costos de servicio (COS - Cost Of Service) en proyectos de GNL, han mostrado que a pesar de los bajos precios de la energía en los más grandes mercados a nivel mundial, la mayoría de los proyectos de ampliación y varios de los proyectos de montaje son económicamente viables bajo escenarios de precios conservadores. Estos análisis de los precios y costos en cada uno de los segmentos de la cadena son presentados en la figura 38.

Figura 38. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL.



Fuente: *The Challenges Facing LNG. Oil & Gas Journal. 1999*

El estudio estima los costos y costos-de-servicio (Cost Of Service) para el proyecto de GNL, sin embargo es necesario dejar claro que existen incertidumbres en cuanto a varios ítems, dentro de ellos se encuentran; la viabilidad económica de los proyectos de GNL planeados a los precios esperados, el respaldo que pueda dar la estructura actual de precios a los nuevos suministros requeridos, la competitividad de esta estructura en un mercado de vendedores como es el que se plantea a futuro, la estrategia para que los proyectos prospectivos de GNL puedan posicionarse económicamente para competir con los demás vendedores dentro de los mercados emergentes de importación de GNL y la forma de comparar los elementos claves de cada proyecto como: COS. FOB, costos técnicos, condensados y GLP.

- **Estructuras de los contratos de venta de GNL.** Las estructuras del proyecto pueden ser agrupadas en tres modelos genéricos: proyectos integrados, arreglos de transferencia de precios y distribuciones por producción total.

- **Estructura integrada.** En un proyecto integrado existe un dueño común de las reservas de gas, la planta de licuefacción y en la mayoría de los casos los buques de GNL. Un proyecto integrado tiene la ventaja de alinear los intereses de las diferentes partes involucradas y así evitar las negociaciones de transferencia de precios. Existe un caso de estudio particular con esta estructura en el proyecto integrado RasGas (Qatar, tren 1 y 2). Una estructura integrada no es posible en algunas ocasiones debido a que los propietarios de las reservas de gas difieren con los dueños de la planta de licuefacción. En estos casos la alternativa más común es un acuerdo de transferencia de precios.

- **Estructura con arreglos en la transferencia de precios.** Los socios en cada segmento acuerdan un precio de transferencia (precio al cual un segmento de la cadena vende al siguiente segmento el gas natural o GNL). Estos arreglos en los precios de transferencia pueden llevar a conflictos, particularmente cuando las condiciones del mercado cambian el balance

riesgo/ganancias entre los diferentes socios. En esta estructura existe un caso de estudio en Malasia LNG.

- **Estructura de arreglo con base en la producción total.** La tercera forma en la estructura de los proyectos es un arreglo en la producción total cuando los socios en el segmento upstream pagan aranceles, es decir un cargo por utilizar la planta de GNL y luego comerciar el GNL a su propio riesgo. Existe actualmente un proyecto operando sobre esta estructura, en los trenes 2 y 3 del proyecto de GNL en Trinidad y Tobago.
- **Financiación de los proyectos de GNL.** La tendencia cambiante en el comercio de GNL, esta incrementando la complejidad en cuanto a los tópicos comerciales, fiscales y financieros. Los riesgos inherentes a la industria del GNL, a lo largo de toda su cadena de valor, se ha vuelto después de 4 décadas bien reconocidos y aceptados por toda la comunidad financiera internacional.

La robustez total de los proyectos de GNL en cuanto a los aspectos económicos unido con el hecho de no haberse presentado ningún fracaso financiero, ni para los miembros de los consorcios ni para las entidades financieras hasta la fecha, a incrementado en las entidades financieras (prestamistas) el compromiso de proveer financiamiento a estos proyectos multi-billonarios.

Existen también nuevos cambios en los paradigmas de los mercados de deuda (debt markets). Uno de ellos y tal vez el más crítico es la reducción dramática en los últimos 5 años en el número de entidades financieras que actúan como financiadoras (prestamistas) en la mayoría de los proyectos del sector energético formando los consorcios bancarios a nivel mundial. En la Tabla 4 se puede observar un poco esta tendencia hacia la disminución de las entidades financieras, si embargo se puede notar un aumento del 5% en la cantidad de los préstamos.

Tabla 4. Principales entidades prestamistas durante los últimos años en el sector energético

Puesto 2000	Puesto 1999	Prestamistas	Cantidad prestada	Número de negocios
1	3	JP Morgan	970,25	7
2	5	Bank of America	774,78	7
3	na	Commerbank	517,22	3
4	14	Barclays Bank	474,58	5
5	42	Mizuno Financial Group	468,54	12
6	10	WestLB	441,93	4
7	6	Credit Suisse Firs Boston	376,58	4
8	17	Bank of Nova Scotia	363,33	3
9	9	Dresdner Bank	354,63	6
10	13	BPN Paribas	305,02	9
11	2	ABN Amor Bank	301,33	7
12	33	Credit Lyonnais	294,7	3
13	39	Royal Bank of Scotland	288,57	3
14	8	ANZ Banking Group	278,11	4
15	26	Societe Generale	264,7	4
16	na	Bank of Montreal	255,4	4
17	1	Citigroup	244,98	5
18	4	Deutsche Bank	221,25	4
19	na	Japan BIC	212,1	1
20	24	Commonwealth Bank of Australia	208,02	2
Total prestado para proyectos (MU\$)			1999	2000
			10527,7	11148,75

Fuente: *The Challenges Facing LNG. Oil & Gas Journal. 1999*

3.3 ESTRUCTURA DEL MODELO COMERCIAL PROPUESTO PARA EL PROYECTO DE GNL A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA.

La definición de la estructura comercial es una parte clave en el desarrollo del proyecto de GNL a pequeña escala en Colombia. La estructura del proyecto debe satisfacer varios objetivos que incluyen; garantía de estabilidad en la operación, riesgos compartidos y remuneración equitativa entre los socios, satisfacción de los requerimientos del gobierno anfitrión y minimización del potencial por conflicto y demora. Las estructuras del proyecto pueden ser agrupadas en tres modelos genéricos como se menciona anteriormente: proyectos integrados, arreglos de transferencia de precios y distribuciones por producción total.

- ***Supuestos de la estructura del proyecto - Caso base propuesto.*** Los supuestos sobre los cuales son construidas las proyecciones se constituyen en las piezas fundamentales para entender los resultados de este ejercicio. La característica principal que determina el caso base es la cobertura de la cadena de suministro que con base en la estructura definida para el proyecto en las secciones anteriores ha quedado especificada hasta el transporte de GNL hacia los mercados objetivos, y la regasificación del GNL en la puerta de entrada donde es medido y regulado.

El gas de alimento a la planta es la primera gran suposición que ha sido tenida en cuenta para la estructuración del proyecto.

La segunda suposición hecha es que los costos de la cadena de suministro (Cost Of Service) o costos de operación más costos de mantenimiento son asumidos como un 15% de los gastos de capital de cada uno de los segmentos de la cadena de valor.

Con respecto al transporte de GNL se han realizado varias suposiciones, entre ellas; las operaciones marítimas en los puertos de carga y de descarga se llevan a cabo las veinticuatro horas del día, del mismo modo hay disponible suficiente espacio en dique e instalaciones de mantenimiento para prestar servicio a la flotilla dentro de

las horas especificadas. Se ha establecido un gas de troncal principalmente como fuente para esta clase de proyectos (gas con porcentaje mayor a 90 de metano), el cual no requiere pretratamiento. El costo de este gas podría estar según los datos analizados en los 1.5 \$/MMBtu. Sin embargo no se puede descartar, el poder encontrar un gas de bajo precio (0.5-0.8 \$/MMBtu), que puede estar presente en una mina de carbon asociado a este o en un relleno sanitario.

3.3.1 Descripción de la cadena de valor del proyecto de GNL a pequeña escala en Colombia. En esta sección del estudio, después de tener definido el modelo estructural del proyecto de GNL a pequeña escala para. Se presenta entonces en forma detallada cada uno de los elementos que integran la cadena de valor del proyecto y se especifican los costos asociados a cada uno de ellos.

- **Desarrollo del potencial de gas de bajo costos (rellenos sanitarios o gas asociado a mantos de carbon) o precios en cabeza de pozo o troncal.** De acuerdo al análisis de precios de la materia prima para la producción de GNL en este caso gas natural, se estableció para el periodo 2006 a 2020 un precio único nacional con base en las expectativas de los productores y una evaluación netback partiendo de precios de carbón como competidor en la industria y en la generación de electricidad. Finalmente se escogió un valor de US\$ 1,5 constantes por MMBtu. En la tabla 5, se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 5. Costos asociados al segmento de la cadena de valor de precio base de gas.

Desarrollo del potencial de gas de bajo costos (rellenos sanitarios o gas asociado a mantos de carbon) o precios en cabeza de pozo o troncal	0.8
Costos de desarrollo del gas de rellenos o mantos de carbon (US\$ miles)	250
Costos de producción, recolección, separación (US\$ miles)	200
Gastos de Capital (Capex) (US\$ miles)	450
Costos anuales de operación (Opex) COS % 15%	67,5
Producción anual (mmpce)	255
Costo por mmpce (US\$) puesto en la planta de licuefacción	0.8

- **Planta de Liquefacción y almacenamiento de GNL.** El factor económico es muy importante a la hora de elegir un proceso, en la tabla 6 vemos una comparación de los costos de inversión y operación para las tres tecnologías básicas que fueron tenidas en cuenta durante el estudio.

Tabla 6. Costos de los ciclos de licuefacción de gas natural

Costos de los ciclos de licuefacción			
Criterio	Ciclo cascada	MRC	Ciclo de expansión
Costos de inversión	Altos	Moderados/Altos	Altos
Costos de operación	Altos	Moderados/Altos	Bajos

El ciclo cascada elegida como la tecnología seleccionada para la planta, tiene unos costos de inversión altos con respecto a las tecnologías que han sido planteadas para un proyecto de GNL a pequeña escala. Sus costos de operación también son altos y variables. La inversión en mantenimiento y repuestos es necesaria para reducir el tiempo de cierre en caso que se requiera reparación y prevenir deterioro de los equipos. Por otro lado, los costos de consumo de energía son los menores. El consumo de energía típico para un ciclo cascada está alrededor de 0.33 kilowatt-hora por kilogramo de GNL (kWh/kg)

Para el caso específico del proyecto diseñado por este estudio se puede hacer una correlación de costos con la planta de licuefacción a pequeña escala ubicada Noruega, que cuenta con una infraestructura parecida a la diseñada para el proyecto en Colombia. Por lo tanto de totalizan unos gastos de capital (Capex) de aproximadamente 1,2 millones de dólares para las instalaciones de la planta. Este capital es distribuido principalmente dentro cuatro conceptos, estos son; misceláneos, facilidades para el almacenamiento y carga del GNL, utilitarios y tecnología para el proceso de licuefacción.

- **Almacenamiento del GNL producido.** El factor más importante que debe determinarse en el diseño de un sistema de almacenamiento es el volumen total de almacenamiento que será empleado. Este volumen se determina por medio de un análisis de las operaciones de la flotilla de carotanques o trailers, la distancia al

mercado y la demanda o capacidad de licuefacción de la planta. El paso siguiente es la determinación del número de tanques que proporcionen el almacenamiento total

Los costos de capital de inversión, para estas especificaciones y teniendo en cuenta que existe la necesidad de construir un solo tanque para lograr almacenar durante un tiempo de retención exacto, que este en relación con el programa de viajes diseñado para los carrotranques y flotilla de tarilers que transportaran el GNL producido en la planta de licuefacción hacia los terminales de recepción y regasificación en los mercados especializados, se tasa en los 100 mil dólares por tanque, para el montaje total de la sección de almacenamiento en la planta. En la Tabla 9 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto incluyendo el almacenamiento.

Tabla 7. Costos asociados al segmento de la cadena de las facilidades de licuefacción.

Planta de Licuefacción	0.83
Capacidad (tpd)	15-20
Planta con tecnología seleccionada (Cascada Optimizado Phillips) (US\$miles)	1200
Tanques de almacenamiento (Unidades)	1
Capacidad de Almacenamiento (m ³)	20000
Costos por tanque (US\$ miles)	100
Costos Totales de Almacenamiento (US\$ miles)	100
Gastos de Capital (Capex) (US\$ miles)	1300
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones) 15%	195
Gas natural tratado anual (mmpce)	255
Costo por mmpce (US\$) de licuefacción	0.8

- **Transporte desde la planta de GNL.** Dentro de las características más importantes del transporte de GNL se encuentran; cada carrotanque o trailer de GNL está en servicio un promedio de 330 días al año. Los restantes 35 días se utilizan para el plan de mantenimiento y para otras reparaciones y demoras. Además todos los tanques y trailers son mecánicamente similares e idénticos en términos de capacidad de cargamento, velocidad de servicio y características de

operación. Por último, la proporción de regasificación diaria del cargamento de GNL debido a pérdida por calor, será de 0.25%, y el tiempo de los viajes según el tipo de carretera es el parámetro más importante, se debe poner toda la atención en el desarrollo de tiempos exactos.

Los costos del embarque de GNL son función de la distancia entre la planta de licuefacción y la planta de regasificación. Estos costos incluyen: costos fijos (costos de capital, costos de tripulación y el aseguramiento), costos variables del viaje (combustible, pérdidas por regasificación del GNL). Los costos fijos generalmente cuentan las dos terceras partes del costo total.

Los costos de los carrotanques de GNL se encuentran alrededor de los US\$ 175 mil cada uno en promedio. Las fluctuaciones de estos costos dependen principalmente de la competencia existente en el mercado, pero actualmente existen tendencias hacia la disminución.

En la tabla 8 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 8. Costos asociados al segmento de la cadena de transporte de GNL.

Transporte del GNL	0.91
Numero de carrotanques de GNL	2
Capacidad de almacenamiento por barco (m3)	10000
Costos por carrotanque (US\$ miles)	175
Gastos de Capital (Capex) (US\$ miles)	350
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	52,5
Capacidad Total de almacenamiento (mmpced)	0,7
Kilometros por día	40
Distancia promedio a los mercados objetivo (Km)	40
Tiempo de Carga/Descarga de GNL por carrotanque (horas)	4
Tiempo total de viaje ida y vuelta por carrotanque (hr)	12
Idas y Vuelta por día por carrotanque	2
Costo por mmpced (US\$) del transporte	0.91

- **Recepción y regasificación de GNL.** El costo de un terminal de revaporización de GNL, varía considerablemente, pero se encuentra alrededor de USD\$ 200 mil y depende de muchos factores. En la tabla 9 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 9. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL.

Terminal de recepción, regasificación y almacenamiento	0.22
Gastos de Capital (Capex) (US\$ miles)	200
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	30
GNL regasificado anual (mmpce)	255
Factor de reducción (Shrinkage Factor)	38
GNL regasificado neto	210
Costo por mmpced (US\$) de regasificación	0.22

- **Consumo de gas natural.** En la tabla 10 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 10. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL

Consumo de gas natural (miles de m3 día)	20000
Distribución de gas	
Líneas de transmisión - Tubería:	
Longitud (Km)	50
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones/Km)	1.75
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	88
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	13.30
Costo por MMpc (US\$)	0.41
Precio en el mercado de combustible por MMpc (US\$)	4.44
Mercado de gas natural vehicular	
Longitud (millas)	300
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones/milla)	1
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	300
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	45
Costo por MMpc (US\$)	0.20
Precio en el mercado por MMpc (entregado a City Gate)	3.75

- **Precios de venta de GNL.** Según las estadísticas y proyecciones de la EIA (Energy Information Administration), se establece un comportamiento de los precios del GNL, con tendencia a mantenerse entre los 4 y 6 dólares en los mercados de Estados Unidos (Henry Hub) y la Unión Europea, entre 3 y 5 dólares en México y 2.5 a 3.5 dólares en el Caribe. Todas estas proyecciones hechas para los próximos 10 años. Es difícil el poder establecer un precio fijo base con el cual el proyecto a pequeña escala en Colombia pueda estructurarse y proyectarse financieramente, sin embargo se tomaran en cuenta las proyecciones suministradas por la EIA, durante esta etapa de prefactibilidad del proyecto. En conclusión se establece en un escenario alto un precio de 8 dólares por millón de BTU, en un escenario medio un precio de 7 dólares por millón de BTU y en un escenario bajo un precio de 6 dólares por millón de BTU.

- **Tiempo de evaluación del proyecto.** Este tiempo se determino con base en el promedio de duración histórico de 6 meses para la construcción de toda la infraestructura de la cadena de suministro de GNL a pequeña escala y la vida útil de la planta que por lo general es establecida en 20 años para todas las tecnologías de licuefacción.

3.4 ANALISIS ECONOMICO

3.4.1 Indicadores de evaluación. En las tablas 11 y 12 se presentan correspondientemente a las suposiciones realizadas en la cadena de costos de servicio del proyecto de GNL a pequeña escala en Colombia y el resumen de resultados de VPN y TIR con los parámetros necesarios para su evaluación. Dichos indicadores surgen del análisis para la viabilidad financiera del estudio, con una producción de 15-20 tpd

Tabla 11. Suposiciones de costos de servicios

Suposiciones de vida del proyecto y volumen		
Vida del proyecto	20 años	
Valor residual	Ninguno	
Tiempo de construcción	3 meses	
Tasas de retorno requeridas	Nominal, %anual	Real, %anual
FOB de la cadena	13	12

Tabla 12. Resultados Generales

PESPECTIVA DEL PROYECTO				PERSPECTIVA DEL INVERSIONISTA			
VPN	TIR	Periodo de repago	Eficiencia de la Inversión	VPN	TIR	Periodo de repago	Eficiencia de la Inversión
(KUS\$)	(%)	Años		(KUS\$)	(%)	Años	
0.00	12.00	13.60	1.00	0.00	12.00	13.60	1.00

3.5 COMPARACION DEL GNL A PEQUEÑA ESCALA CON OTRAS FUENTES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE A MERCADOS DOMESTICOS.

La penetración del gas natural licuado esta asegurada cuando el precio del gas, incluyendo precio en entrada a troncal (precios de gas de bajo costo), más licuefacción, más distribución urbana, es menor al precio del energético sustituible.

En nuestro caso, en el sector residencial y comercial, los energéticos sustituibles por el GNL son el GLP, el gas natural por gasoducto, el GNC y la electricidad. El precio de la electricidad (superior a 25 US\$/MBTU) es muy alto comparado con el precio del gas al igual que la banda de precios del GNC esta por el orden de 10 US\$/MBTU, por lo cual realmente no se considera competencia del gas natural.

3.5.1 Comparacion Con GLP. El precio del GLP al usuario final depende del precio en planta de abasto más el valor del transporte desde la planta de abasto hasta la población consumidora. Según datos de las estadísticas de la CREG sobre los precios actuales que se tienen para cilindros de 40 libras de GLP, que es el más usado por el sector residencial, varían entre \$ 26.000, para poblaciones que tengan planta de abasto de GLP (Apiay, Puerto salgar), y \$ 30.000, para los sitios más retirados (poblaciones en el oriente de Casanare). Estos precios nos dan una banda entre 6,07 y 8,85 US\$/MBTU, para una distancia entre 0 y 150 kilómetros desde la planta de abasto de GLP. Esta banda significa que precios del gas natural licuado por debajo 6.07 US\$/MBTU permiten que penetre el gas natural, mientras que precios del gas por encima de 8,85 US\$/MBTU hacen imposible su consumo.

Dentro de la banda de 6.07 y 8.85 US\$/MBTU el gas natural licuado penetra si el valor del transporte de GLP hace que el precio de éste supere el del gas natural, por lo cual, entre más retirada este la población de la planta de abastecimiento de GLP es más fácil penetrar con el gas natural.

Por otra parte, el precio del gas natural, excluyendo el costo calculado para el GNL en el actual estudio, también tiene una banda de precios, dada básicamente por la distancia de la planta de licuefacción de gas natural a los puntos de entrada del gas al gasoducto troncal (tarifa de transporte) o por lo bajos precios que se puedan manejar con el gas de fuentes no convencionales y por las características de la red de distribución donde está la planta y de acuerdo con el tamaño y consumo de la red que va a consumir el gas natural licuado.

Con información de precios del gas natural para estrato 4 tomada de las estadísticas de la CREG se encuentra que el precio mínimo del gas es de 122 \$/m³ (Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.) y el precio máximo es 1.769 \$/m³ (Empresa Caucana de Gas S.A. E.S.P.). Sin embargo, no considerando los datos extremos por tener características especiales, puede decirse que el precio del gas natural para el estrato 4 oscila entre 213 \$/m³ (Gases del Llano S.A. E.S.P.) y 337 \$/m³ (Gas Natural S.A. E.S.P.), que equivale a una banda entre 2,62 y 4,15 US\$/MBTU.

Adicionando el Dt para la nueva población que puede estimarse en promedio de 1,5 US\$/MBTU, tenemos una banda total para el precio del gas más transporte más distribución (sin incluir GNL) entre 4,12 y 5,65 US\$/MBTU.

Esto significa que el costo de licuefacción, transporte y regasificación del gas natural licuado tiene un margen entre la banda de precio del GLP y la banda del precio del gas natural con transporte y distribución (ver figura 39).

Figura 39. Oportunidad de GNL, según precio del GLP y GN



Al hacer la comparación entre las dos bandas de precios se concluye que siempre que el GNL tenga un costo inferior a 0,42 US\$/MBTU es viable económicamente su utilización y que no hay viabilidad económica cuando el GNL cuesta más de 4,72 US\$/MBTU.

Cuando el costo del GNL está entre 0,42 US\$/MBTU (diferencia entre mínimo precio del GLP y máximo precio del gas natural con transporte y distribución) y 4,72 US\$/MBTU (diferencia entre máximo precio del GLP y mínimo precio del gas natural con transporte y distribución) puede o no ser viable dependiendo del precio del GLP en la población que vaya a utilizar el GNL y del precio del gas natural a la entrada de la planta de GNL.

Es decir, es necesario analizar en cada caso en particular la población a ser abastecida para saber si hay viabilidad económica para desarrollar el proyecto de GNL.

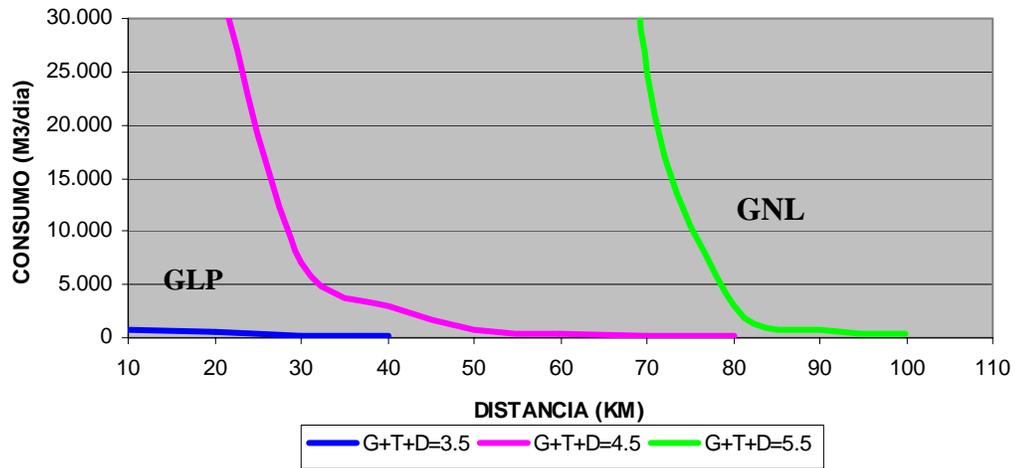
Con base en las cifras obtenidas se concluye que no es viable abastecer con GNL poblaciones con demandas inferiores a 300 m³/día, independientemente de la distancia, por tener costos de licuefacción, transporte y regasificación del GNL superiores a los 4,72 US\$/MBTU.

Solamente como un ejercicio didáctico, en la figura 40 se muestra la competitividad del GNL respecto al GLP para tres diferentes precios del gas en campo más el transporte más la distribución, asumiendo que la planta de licuefacción para el GN está ubicada en el mismo sitio en que se encuentra la planta de abasto de GLP y, por tanto, la distancia para el GLP y el GNL coinciden. Cuando G+T+D es 5.5 US\$/MBTU el gas natural licuado compite con el GLP solamente en distancias superiores a 70 km desde la población hasta la planta de abasto de GLP (parte derecha de la curva).

Si G+T+D disminuye, la competitividad del GNL aumenta: cuando G+T+D es 4.5 US\$/MBTU el GNL ya se vuelve competitivo desde 30 Km; y cuando G+T+D baja a 3.5 US\$/MBTU, el GNL compite desde los 10 km de distancia.

Figura 40. Oportunidad de GNL, según precio del GLP y GN

COMPETITIVIDAD GNL vs GLP



3.5.2 Comparacion Con Gasoductos. También es conveniente conocer la competitividad del gas natural licuado respecto a la construcción de un gasoducto, para lo cual se hace una comparación de costos durante toda la vida útil del proyecto para cada una de las dos opciones.

Utilizando una metodología que permita calcular el valor presente de las inversiones y los costos y gastos de operación y mantenimiento para el gasoducto que abastecería a la población durante veinte años, de acuerdo con la demanda y la distancia, y lo comparamos con el valor presente del costo de abastecimiento con gas natural licuado durante el mismo período, con los costos unitarios totales calculados.

En consecuencia, primero se requiere conocer las características del gasoducto que puede abastecer la demanda de la población.

Como estos gasoductos son ramales, se calcula con una presión de entrada de 250 psig y presión de salida de 60 psig, para lo cual es mejor aplicar la ecuación de Weymouth. Adicionalmente se considera que se utiliza tubería nueva (libre de corrosión interna), que el flujo es estacionario (no hay “empaquetamiento” ni “desempaquetamiento” del sistema) y que no hay presencia de líquidos, es decir que es flujo de una sola fase.

En la tabla 28 se muestran las capacidades obtenidas para los gasoductos según su diámetro y longitud.

Tabla 28. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL

CAPACIDADES DE LOS GASODUCTOS, EN MPCED										
Long Km	Diámetros nominales, pulgadas									
	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18
1	1.97	5.66	11.60	34.85	72.47	132.95	215.06	280.13	407.55	566.10
5	0.88	2.53	5.22	15.58	32.41	59.46	96.18	125.27	182.25	253.17
10	0.62	1.79	3.69	11.02	22.91	42.04	68.01	88.58	128.88	179.03
15	0.51	1.46	3.01	8.99	18.71	34.33	55.53	72.33	105.23	146.17
20	0.44	1.26	2.61	7.79	16.20	29.73	48.09	62.64	91.12	126.59
25	0.39	1.13	2.33	6.97	14.49	26.59	43.01	56.02	81.51	113.22
30	0.36	1.03	2.13	6.36	13.23	24.27	39.26	51.14	74.41	103.36
35	0.33	0.95	1.97	5.89	12.25	22.47	36.35	47.35	68.89	95.69
40	0.31	0.89	1.84	5.51	11.45	21.02	34.00	44.29	64.44	89.51
45	0.29	0.84	1.74	5.19	10.80	19.82	32.06	41.76	60.75	84.39
50	0.27	0.80	1.65	4.92	10.24	18.81	30.41	39.61	57.63	80.06

55	0.26	0.76	1.57	4.69	9.77	17.92	29.00	37.77	54.95	76.34
60	0.25	0.73	1.50	4.49	9.35	17.16	27.76	36.16	52.61	73.09
65	0.24	0.70	1.44	4.32	8.98	16.49	26.67	34.74	50.55	70.22
70	0.23	0.67	1.39	4.16	8.66	15.89	25.70	33.48	48.71	67.66
75	0.22	0.65	1.34	4.02	8.36	15.35	24.83	32.34	47.06	65.37
80	0.22	0.63	1.30	3.89	8.10	14.86	24.04	31.32	45.56	63.29

Suponiendo que las poblaciones tendrán demanda principalmente residencial y que en las horas pico se presentarán “desempaquetamientos” importantes, la capacidad de transporte de los gasoductos se reduce sustancialmente, por lo cual es necesario ajustarla. Una buena aproximación para efectos de este estudio es considerar que la capacidad promedio diaria es el 50 % de la capacidad calculada.

En la figura 41 se muestra la capacidad corregida de los gasoductos y en la tabla 4.2 el diámetro requerido del gasoducto para atender una demanda determinada, según la longitud del mismo.

Para calcular el valor presente del costo del gasoducto se tiene en cuenta los costos unitarios por metro-pulgada y el porcentaje sobre la inversión para los costos de operación y mantenimiento mostrados en la tabla 29.

Figura 41. Oportunidad de GNL, según precio del GLP y GN

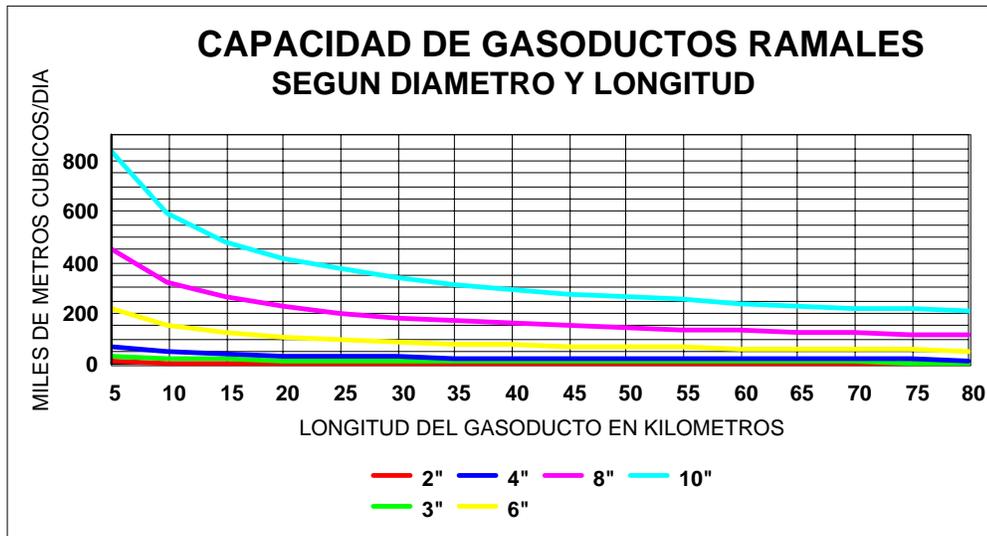


Tabla 29. GASODUCTO REQUERIDO SEGÚN DEMANDA Y DISTANCIA

DISTANCIA Km	CONSUMO DIARIO EN METROS CUBICOS						
	300	1.000	5.000	10.000	20.000	30.000	100.000
10	2"	2"	2"	3"	3"	4"	6"
20	2"	2"	2"	3"	4"	4"	6"
30	2"	2"	2"	3"	4"	4"	8"
40	2"	2"	3"	3"	4"	6"	8"
50	2"	2"	3"	3"	4"	6"	8"
60	2"	2"	3"	3"	4"	6"	8"
70	2"	2"	3"	4"	4"	6"	8"
80	2"	2"	3"	4"	6"	6"	8"
90	2"	2"	3"	4"	6"	6"	8"
100	2"	2"	3"	4"	6"	6"	10"

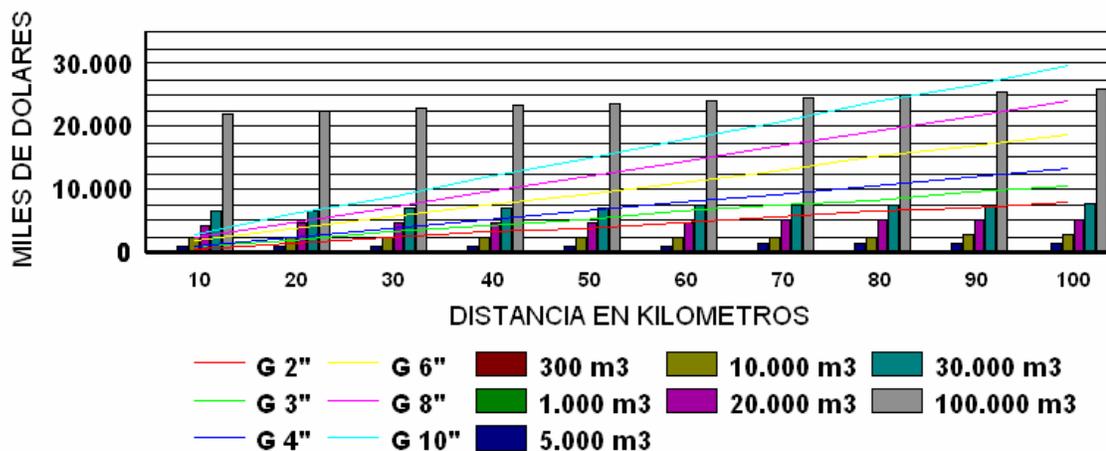
Tabla 30. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL COSTOS UNITARIOS PARA GASODUCTOS

DIÁMETRO EN PULGADAS

	2	3	4	6	8	10
COSTO UNITARIO (US\$/m-pulg)	29,14	25,95	24,36	22,77	21,97	21,49
O&M	5%	5%	5%	5%	5%	5%

Al comparar los valores presentes descontados al 14 % se ve que el gas natural licuado se vuelve más competitivo que los gasoductos en la medida en que la distancia aumenta, pero cuando el consumo aumenta pierde competitividad (figura 42).

Figura 42. GNL VS. Gasoducto. Valor Presente del Costo en 20 años.



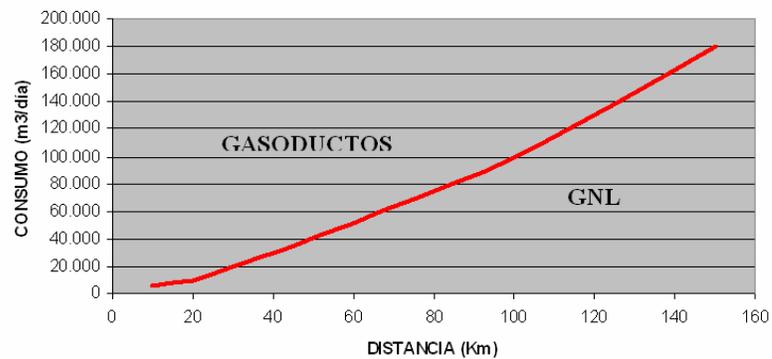
En la tabla 31 se resume la competitividad del GNL con gasoductos. Puede decirse que para consumos menores de 5.000 metros cúbicos siempre es menos costoso el GNL y por encima de estas cantidades ya no compite en distancias cortas.

Tabla 31. COMPETITIVIDAD DE GNL Vs GASODUCTOS

DISTANCIA	CONSUMO DIARIO EN METROS CUBICOS						
	300	1.000	5.000	10.000	20.000	30.000	100.000
km							
10	GNL	GNL	G 2"	G 3"	G 3"	G 4"	G 6"
20	GNL	GNL	GNL	G 3"	G 4"	G 4"	G 6"
30	GNL	GNL	GNL	GNL	G 4"	G 4"	G 8"
40	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
50	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
60	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
70	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
80	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
90	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
100	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	G 8"
150	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL

En la figura 43 se puede observar la competitividad del GNL respecto al suministro por gasoducto, estando al lado derecho de la curva. A medida que la distancia aumenta, el GNL mejora su ventaja sobre el gasoducto.

Figura 43. Competitividad del GNL vs. Gasoductos.



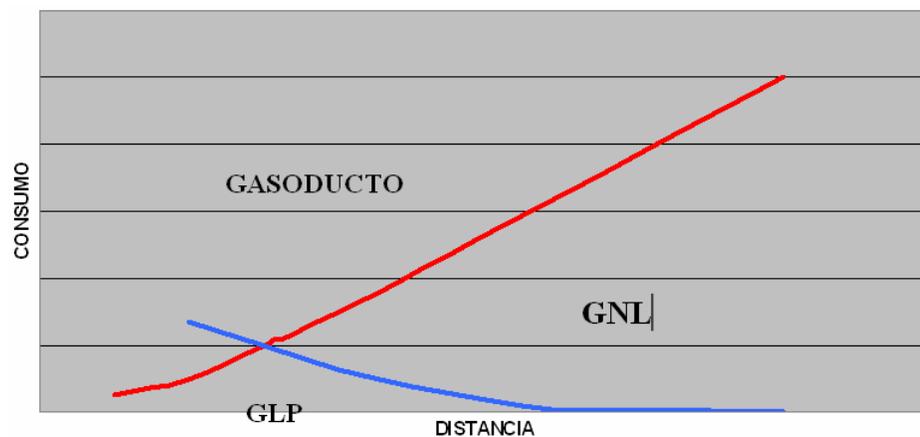
3.6 OPORTUNIDAD DEL GNL

Con base en los resultados obtenidos puede afirmarse que el GNL tiene un espacio importante para llevar energía a poblaciones que están aisladas de la red nacional de gasoductos.

Tal como puede observarse en la figura 35, en poblaciones con consumos no demasiado pequeños y ubicados a distancias considerables de las plantas de abasto de GLP y de la red de gasoductos, el GNL es la forma más económica para abastecerlas con gas.

Sin embargo, dado que el precio del gas natural en entrada a troncal más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución urbana, aumenta o disminuye la competitividad del GNL respecto al GLP, al igual que la distancia entre la población y la planta de abasto de GLP, no puede conocerse previamente la viabilidad económica del proyecto de GNL hasta no evaluar específicamente para dicha población cuales son los costos del gas natural y del GLP. Por esta razón, la figura 44 es indicativa.

Figura 44. Competitividad del GNL vs. Gasoductos.



4. CONCLUSIONES

- Una de las principales estrategias al comenzar la planeación de un proyecto de GNL a pequeña escala, es la de ubicar una fuente de gas de bajo costo, ya que este es uno de los principales factores determinantes en la viabilidad económica de estos proyectos.
- Es clara la tendencia de desarrollo e innovación tecnológica a nivel mundial en el desarrollo de proyectos de producción y distribución de GNL a pequeña y mediana escala, por lo tanto es crucial para el país comenzar una línea de investigación en esta área que permita una posición competitiva frente a otros países y compañías multinacionales.
- El GNL como fuente de gas combustible en los mercados domiciliarios remanentes de Colombia, tiene según este estudio un buen margen de competencia frente a los posibles sustituibles como el GLP, GNC y Gasoductos, por el orden de los 5 a 8 US\$/MBTU.
- Con base en los resultados obtenidos puede afirmarse que el GNL tiene un espacio importante para llevar energía a poblaciones que están aisladas de la red nacional de gasoductos.
- En poblaciones con consumos no demasiado pequeños y ubicados a distancias considerables de las plantas de abasto de GLP y de la red de gasoductos, el GNL es la forma más económica para abastecerlas con gas.

5. RECOMENDACIONES

- El ejercicio económico realizado en este estudio es un primer planteamiento y acercamiento a la dimensión financiera de un proyecto de producción y distribución de gas natural a pequeña escala. Por lo tanto es necesario que en una segunda etapa se profundice en esta parte.
- Este estudio debe convertirse en una primera aproximación para las instituciones cuya función sea la de analizar la prospectiva energética del país, y las principalmente enfocadas al sector gas. Con el objetivo de buscar opciones tecnológicas para la valorización del gas natural tanto convencional como no convencional.
- Una buena estrategia para viabilizar esta clase de proyectos, es la de enmarcarlos dentro de las políticas nacionales y mundiales que apuntan hacia la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y la disminución de los impactos al medio ambiente por la emisión de gases contaminantes.

BIBLIOGRAFIA

- AOKI, ICHIZO; KIKKAWA, YOSHITSUGI. Technical efforts focus on cutting LNG plant costs. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jul 3, 1995 p: 43-7
- ACORD, H. KENT. LNG ventures raise economic, technical, partnership issues. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jul 3, 1995 p: 33-6.
- Applied LNG Technologies ALT. Disponible en Internet: <http://www.altlngusa.com/>
- Atlantic LNG. Company of Trinidad y Tobago. Disponible en Internet: <http://www.atlanticlng.com/index.html>
- Australia LNG. Disponible en Internet: <http://www.australialng.com.au/>
- AVIDAN, AMOS A.; GARDNER, Robert E.; Nelson, Daniel. LNG links remote supplies and markets. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jun 2, 1997 p: 54-6+.
- AVIDAN, AMOS A. Resurgent LNG rides wave of new projects. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. ISSN: 50, Diciembre 13, 1999 p: 97-8+.
- BELLOW, Edward J. Jr.; GHAZAL, Fouad P. SILVERMAN, Alan J. Technology advances keeping LNG cost-competitive. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388, Junio 2, 1997 p: 74-6+.
- BERKOE, Jon. Fluid dynamics visualization solves LNG plant recirculation problem. Oil and gas journal; Marzo de 1999.

- Biblioteca de Consulta Microsoft Encarta 2003. 1993-2002 Microsoft Corporation.
- Biblioteca virtual Luis Ángel Arango. Banco de la República. Colombia. Disponible en Internet:<http://www.banrep.org:8088/compass?browsecategory=Regiones%20y%20Departamentos%20de%20Colombia%3ARegi%F3n%20Caribe%3ALa%20Guajira>
- BP Doug Rotenberg, Business Unit Leader Global LNG. Citibank N.A Rufus Beldam, Managing Director global energy and mining. World LNG Map CD. ISBN: 1-8618-6191-5.
- BP. Liquefied Natural Gas. Disponible en Internet: <http://www.bpenergy.com/products/liquefied.html>
- BP, "BP statistical review of world energy 2003", 2003". Disponible en Internet: <http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=95&contentId=2006480>
- CAMPBELL, Wanda. LNG production in plants. Elcor Corporation [US/US]; Wellington Centre, Suite 1000, 14643 Dallas Parkway, Dallas, TX 75240-8871. Clasificación de patentes Internacionales: F25J 3/00 International.
- CANTONI, Alexander. Simulador del comportamiento de un sistema de refrigeración. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 1999.
- CLARENCE, G; RONG-JWYN, L.; NED, B. Efficiency improvement of open-cycle cascaded refrigeration process for LNG production. Assignee: Phillips Petroleum Company, Bartlesville, OK (US).

- CORTES, J. VARGAS, E. Estudio de viabilidad del transporte terrestre del Gas Natural Licuado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2000.
- Cuadernos regionales, departamento de La Guajira. Disponible en Internet: <http://www.pnud.org.co/publicaciones/internet-PDF/02-guajira.pdf>
- CH-IV CRYOGENICS. Disponible en Internet: <http://www.ch-iv.com/cryo/>
- Chive Fuels Ltd. Disponible en Internet: <http://www.lng-cng.com/>
- Darwin 10 mtpa LNG facility public environmental report. Phillips Petroleum Company; Marzo de 2002. Disponible en internet: <http://www.darwinlng.com/>
- DE LURY, James. RUSSELL Alexander. BODLE, William W. Method and apparatus for liquefaction of natural gas. Patente de Febrero de 1962.
- DEANNE, J; AFSANEH, M. The economics of natural gas. Published by Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies 1990. ISBN 0-19-730011-1.
- DUREMBERG, Christian. FLESCH, Emmanuel. RAILLARD, Jean-Christophe. Cost reduction of LNG Caín: development of a new liquefaction process.
- El Paso Corporation. Disponible en Internet: <http://www.elpaso.com/>
- FINN, A. J. JONHSON, G. L. TOMLINSON, T. R. Developments in natural gas liquefaction. Hydrocarbon processing; Abril de 1999

- FINN, A. J. JONHSON, G. L. TOMLINSON, T. R. LNG Technology for offshore and mid-scale plants. Constain oil, gas and process limited; Manchester, UK.
- FLOWER, ANDY. Market access remains key for LNG producers. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Abril 22, 2002 p: 74-80.
- FLOWER, ANDY. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. LNG's evolution. 99. Julio 16, 2001 p: 60-72.
- FOGLIETTA, Jorge. LNG production using dual independent expander refrigeration cycles. ABB Lummus Global, Inc. - Randall Division (Houston, TX). International patent. Current U.S. Class:62/611; 62/619.
- FÖRG, Wolfgang. BACH, Wilfried. STOCKMANN Rudolf. HEIERSTED, Roy. PAUROLA, Pentti. FREDHEIM, Arne. A new LNG baseload process and manufacturing of the main heat exchanger. Reports on science and technology; 1999.
- Golar LNG Limited. Disponible en Internet: <http://www.golargas.com/index2.html>
- GONZALEZ, H, Luis. Principios sobre la formulación y evaluación de proyectos económicos. Ediciones UIS. 3a Ed. 1996. Bucaramnaga, Colombia.
- HAYWOOD Richard Wilson, Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración. Editorial Limusa. 2da ed. México; 2000.
- HOUSER, Clarence G. LEE, Rong – Jwyn. BAUDAT, Ned. Efficiency Improvement of open-cycle cascaded refrigeration process for LNG production. Patente de Septiembre de 2001.

- Información básica departamental de La Guajira. Departamento nacional de planeación. República de Colombia; Agosto de 2002. Disponible en Internet: <http://www.dnp.gov.co/>
- JONES J. B. DUGAN R. E, Ingeniería Termodinámica. Prentice – Hall Hispanoamericana 1ra ed. México; 1997.
- Levantamiento sanitario de las cabeceras municipales de Riohacha, Uribia, Albania, El Molino y Urumita del departamento de La Guajira (Colombia). Disponible en Internet: <http://www.roboroz.ca/guajirafiles/guajira-general.htm>
- LNG One World. Disponible en Internet: <http://www.lngoneworld.com/lngv1.nsf/portal/index.html>
- LNG Japon Corporation. Disponible en Internet: <http://www.lngjapan.com/en/index.html>
- MCDERMOTT, J. Liquefied Natural Gas Technology. Noyes Data Corporation, London England. 1973. ISBN: 0-8155-0486-1.
- MINYARD, Robert J.; STRODE, Michael O. Project financing knits parts of costly LNG supply chain. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jun 2, 1997 p: 66+.
- MONTEMAYOR, A. Licuación y transporte de Gas Natural. El Paso LNG Company. Publicado para la Facultad de Minas y Asociación Colombiana de Ingenieros, Geólogos de Minas, Metalurgia y Petróleos. 1979.
- NIBBELKE, Rob. KAUFFMAN, Steve. PEK, Bared. Doble mixed refrigerant LNG process provides viable alternative for tropical conditions. Oil and gas journal; Julio de 2002.

- Nigeria LNG Limited. Disponible en Internet: <http://www.nigeriaing.com/>
- NISSEN, DAVID; DINAPOLI, ROBERT N. Strategic evaluation central to LNG project formation. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jul 3, 1995 p: 37-40+
- OLSZEWSKI, Walter J. Gas liquefaction process and apparatus, Patente de Julio de 1972.
- Omán LNG". Disponible en Internet: <http://www.oman-Ing.com/>
- Petronet LNG Limited. Disponible en Internet: <http://www.petronetIng.com/>
- Programa de meteorología aeronáutica. Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Disponible en Internet: <http://bart.ideam.gov.co/climatol.htm>
- Rasgas. Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co. Disponible en Internet: <http://www.rasgas.com/>
- ROBERT, L.; CLARY, R. World economic growth pushing LNG use. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Junio 2, 1997 p: 60+
- RYAN, ROBERT G.; BOWKLEY, COLIN; BARUCH, PETER. Technology, commercial developments speed changes in world's LNG industry. 99 Iss: 29. Julio 16, 2001 p: 60-7. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388.
- SAWCHUCK, Jeff. HOWARD, Mark. LNG Technology. A gas economy brief; Disponible en Internet: <http://wwwwww.bpgaseconomy.com>.
- Shell. Liquefied Natural Gas. Disponible en Internet: http://www.shellglobalsolutions.com/solutions_for/gas_and_Ing/gasmain.htm

- STUBER, Wayne G. NEWTON Charles L. Double mixed refrigerant liquefaction process for natural gas. Patente de Marzo de 1985.
- Términos de referencia para diagnóstico ambiental de alternativas para nuevas plantas de refinación y petroquímicas. Ministerio del medio ambiente. Disponible en Internet: <http://web.minambiente.gov.co/html/plimpia/botones/hidrocarburos.htm>
- TORRES, Mónica. Estudio de prefactibilidad técnico – económica para el montaje de una planta productora de dimetil tereftalato. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2001.
- TRUE, WARREN R. LNG demand, shipping will expand through 2010. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Febrero 9, 1998 p: 53-4+.
- TRUE, WARREN R. Reducing scale, increasing flexibility are targets of new LNG designs. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Iss: 49. Diciembre 6, 1999 p: 54-8+.