

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA PARA LA
INSTALACION DE UNA PLANTA DE LICUEFACCION Y UNA PLANTA DE
REGASIFICACION DE GAS NATURAL-GN EN COLOMBIA**

**GUSTAVO TOLOZA IDÁRRAGA
SERGIO FABIÁN RODRÍGUEZ DUARTE**

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

2013

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA PARA LA
INSTALACION DE UNA PLANTA DE LICUEFACCION Y UNA PLANTA DE
REGASIFICACION DE GAS NATURAL-GN EN COLOMBIA**

**GUSTAVO TOLOZA IDÁRRAGA
SERGIO FABIÁN RODRÍGUEZ DUARTE**

**TRABAJO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN
DE TITULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
NICOLAS SANTOS SANTOS
Ingeniero de Petróleos
Codirector
HERNADO CAÑAS ROJA
ECONOMISTA**

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

2013

*Primero darle gracias a dios por guiarme en este camino
que aunque largo me dejo lleno de muchas experiencias
También le doy gracias a mis padres por apoyarme,
darme fuerzas y nunca dejarme desfallecer
y por último, pero no menos importante, a mis amigos
tanto en Bucaramanga, Tavo, Rossi, Leo, Dianita, Guanumen
Camilo, Willy, Ximena, que siempre me tendieron la mano en cada
tropiezo que se tuvo y me ayudaron a superarlo, así como también, a mis
amigos de Cúcuta, Nata, Pollo, Mayra, Casadiego, Juancho, Soto,
que aunque están lejos, nunca faltaron sus palabras de
apoyo, y a todos esos que también se me escapan
en este momento les digo*

GRACIAS

Gustavo Toloza Idárraga

*A Dios...con su inmenso amor permitió que llegara tan lejos,
a mi mentor amigo y maestro...Mi viejo...te extraño padre,
a mi Mamita hermosa que tanta paciencia
me tuvo pero nunca perdió la fe y a mis
amigos que nunca dejaron atrás sus
sueños y creímos los unos en los otros
mil y mil gracias a todos y
que dios los bendiga.*

Sergio Fabián Rodríguez Duarte

AGRADECIMIENTOS

- Al ingeniero Nicolás Santos, por su colaboración brindada durante el desarrollo de nuestro Trabajo de Grado, y por brindarnos la oportunidad de ser parte en un proyecto que podrá ser de interés nacional en un futuro.
- Al Economista Hernando Cañas, por guiarnos y acompañarnos en la tarea de proyectar nuestro Trabajo de Grado a una escala superior.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA PARA LA INSTALACION DE UNA PLANTA DE LICUEFACCION Y UNA PLANTA DE REGASIFICACION DE GAS NATURAL-GN EN COLOMBIA

AUTORES

GUSTAVO TOLOZA IDÁRRAGA
SERGIO FABIÁN RODRÍGUEZ DUARTE

PALABRAS CLAVES

Prefactibilidad, mercado, Gas Natural Licuado, Importación de gas, planta de licuefacción, planta de regasificación.

DESCRIPCIÓN

El aumento en el consumo de Gas Natural – GN, a colocado a Colombia en la búsqueda de nuevas fuentes que puedan suplir dicha necesidad, es por eso, que la nación contempla la idea de la importación del recurso energético, y a su vez contemplando la mejor forma de hacerlo y así capturar el mejor enfoque para suplir la demanda nacional. Este documento, plantea la instalación de un sistema integrado de Gas Natural Licuado – GNL donde el país entre a jugar un papel importante durante cada proceso, y así buscar una reducción de costos significativa para los colombianos, buscando el beneficio a nivel nacional así como también buscar nuevas alternativas de auxilio a una crisis energética eminente pensando en un futuro a mediano plazo, y propones una nueva opción o alternativa para un buen desarrollo de los medios gasíferos a nivel nacional. También se han planteado de forma económica diferentes proyecciones para establecer unos parámetros de control y contra-propuesta beneficiosa para cada uno de los ciudadanos y beneficio económico de las diferentes empresas nacionales, como búsqueda de un medio de solución al futuro inmediato a la crisis energética que se tendrá en los próximos años

* Proyecto de Grado

** Facultad: FISICO-QUIMICAS Escuela INGENIERIA DE PETROLEOS

Director: NICOLAS SANTOS SANTOS

Codirector HERNANDO CAÑAS ROJAS

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC STUDY OF PREFEASABILITY FOR THE ESTABLISHMENT OF A LIQUEFACTION PLAN AND A REGASIFICATION PLANT OF NATURAL GAS – NG IN COLOMBIA

AUTHORS

GUSTAVO TOLOZA IDÁRRAGA
SERGIO FABIÁN RODRÍGUEZ DUARTE

KEY WORDS

Pre-feasibility, market, Liquefied Natural Gas, Import, liquefaction plant, regasification plant.

DESCRIPTION

The high rising in the use of Natural Gas - NG, has placed Colombia in the search for new sources that can fulfill this need, this is why the entire nation is contemplating the option of importing this energetic resource, and at the same time the best way to do it, and therefore, get the best option to supply the high national demand. This document gives the option of installing an integrated system of Liquefied Natural Gas (LNG) where the country plays an important role during every process, and with this proposal, also look for a significative reduction in the cost for the Colombian people, seeking the benefit nationwide as well as also finding new ways to assist a enminente energy crisis considering a medium-term future, and proposes a new option or alternative for a good development of gas fields nationwide media. Have also been raised in a different economic projections to establish control parameters and counter-proposal beneficial to each of the public and economic benefit of different national companies as a means of seeking immediate future solution to the energy crisis will have in the coming years.

* Graduation Project

**Faculty: PHYSICAL-CHEMICAL School: PETROLEUM ENGINEERING
Directed by: NICOLAS SANTOS SANTOS
CoDirector by: HERNANDO CAÑAS ROJAS

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	17
1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL Y EL COMERCIO DEL GAS NATURAL	18
1.1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL – GN.....	18
1.2. GAS NATURAL – GN EN COLOMBIA.	18
1.2.1. Especificaciones del gas natural en Colombia	19
1.3. GAS NATURAL LICUADO – GNL	22
1.3.1. Especificaciones de calidad para la licuefacción del gas natural.	23
1.4. CADENA DE MERCADO DEL GAS NATURAL LICUADO – GNL	24
1.4.1. Licuefacción.....	24
1.4.2. Almacenamiento	25
1.4.3. Transporte.....	26
1.4.4. Regasificación.....	27
2. MERCADO ACTUAL DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	28
2.1. CONSUMO (DEMANDA) MUNDIAL, REGIONAL Y EN COLOMBIA.....	28
2.2. PRODUCCIÓN Y RESERVAS.....	30
2.2.1. Reservas en Colombia.....	31
2.3. DÉFICIT DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	32
3. ESTRATEGIAS PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL GNL	35
3.1. PRE-TRATAMIENTO DEL GAS.	35
3.1.1. Deshidratación	36
3.1.2. Endulzamiento	36
3.1.3. Sólidos en suspensión	37
3.1.4. Control de presión y temperatura	38
3.1.5. Envío y distribución	38
3.2. PLANTA DE LICUEFACCIÓN (GENERALIDADES Y PROCESO DE LICUEFACCIÓN)	38
3.2.1. Licuar para exportar (mercado externo)	40
3.3. PLANTA DE REGASIFICACIÓN (GENERALIDADES Y PROCESO DE REGASIFICACIÓN)	43
3.3.1. Implementación de plantas de regasificación <i>on-shore</i> Vs. <i>offshore</i>	44

3.3.1.1.	Plantas de Regasificación ‘on shore’	45
3.3.1.2.	Planta de Regasificación “offshore”	46
3.3.2.	<i>Regasificar gas para importar</i>	48
3.4.	ESTACIÓN LICUEFACTORA – REGASIFICADORA	49
4.	DETERMINACIÓN Y EVALUACIÓN DE VARIABLES	51
4.1.	SELECCIÓN DE VARIABLES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	51
4.1.1.	Posibles países para la compra del Gas Natural	52
4.1.2.	Lugares posibles para la instalación de las plantas	52
4.1.3.	Selección de tipos de planta de licuefacción y regasificación.	57
4.1.3.1.	Representación económica de plantas licuefactoras	58
4.1.3.2.	Representación económica de plantas regasificadoras	59
4.1.4.	Precios del gas y su respectiva variación.	60
4.1.4.1.	Precios del GNL importado y su respectiva variación	63
5.	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	65
5.1.	EVALUACIÓN OPERATIVA	65
5.1.1.	Necesidades operativas de las plantas en Colombia	65
5.2.	EVALUACIÓN TÉCNICA	66
5.3.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	67
5.3.1.	Costo establecido en el tiempo	67
5.3.2.	Costo proyectado para la realización	70
5.3.2.1.	Selección de un proyecto de instalación de una planta única de regasificación “Proyecto1”	71
5.3.2.1.	Selección de un proyecto de instalación de las planta de licuefacción, de regasificación y compra de un buque transportador “Proyecto2”	75
5.3.3.	Costos de adquirir nuevos recursos	78
5.4.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PARA COLOMBIA.	79
5.5.	EVALUACIÓN DE RESULTADOS	89
6.	CONCLUSIONES	91
7.	Recomendaciones.	92
8.	BIBLIOGRAFÍA	93
8.1.	PÁGINAS WEB	94

Lista de Tablas

Tabla 1.	Especificaciones de calidad y transporte.....	20
Tabla 2.	Conversiones de un Ft ³ a BTU.....	22
Tabla 3.	Especificaciones del Metano.....	23
Tabla 4.	Especificaciones de contaminantes en un proceso de licuefacción.....	24
Tabla 5.	Consumo Mundial del Gas Natural.....	30
Tabla 6.	Variación del Consumo Mundial por año.....	30
Tabla 7.	Demanda y Producción del Gas Natural en Colombia.....	35
Tabla 8.	Costo capital estimado para una planta de regasificación típica.....	45
Tabla 9.	Comparación de plantas de regasificación Off Shore.....	49
Tabla 10.	Ranking de países con mayor capacidad de GNL/año.....	59
Tabla 11.	Proyección del Gas Natural en Colombia.....	63
Tabla 12.	Precios de GNL en el mundo y su respectiva variación.....	65
Tabla 13.	Inflación últimos 12 años en Colombia.....	69
Tabla 14.	Inflación promedio proyectada al 2028.....	70
Tabla 15.	Descripción de costos de vaporización de GNL.....	73
Tabla 16.	Costos asumidos por la compra del GNL.....	74
Tabla 17.	Duración de viaje de un Buque transportador de GNL.....	75
Tabla 18.	Costos por Transporte de GNL.....	76
Tabla 19.	Totalización de costos Proyecto1.....	82
Tabla 20.	Totalización de costos Proyecto2.....	83
Tabla 21.	Proyecciones operaciones Proyecto 1 2013-2028.....	84
Tabla 22.	Proyecciones operaciones Proyecto 2 2013-2028.....	85
Tabla 23.	Proyección 15 años operación Proyecto 1.....	87
Tabla 24.	Proyección 15 años operación Proyecto 2.....	88

Lista de Figuras

Figura 1.	Planta de licuefacción de gas natural tipo cascada.....	26
Figura 2.	Tanque de almacenamiento de GNL.....	27
Figura 3.	Barco transportador de GNL.....	27
Figura 4.	Terminal de regasificación flotante.....	28
Figura 5.	Distribución de reservas en el mundo.....	31
Figura 6.	Reservas totales en Colombia.....	32
Figura 7.	Producción Vs. Demanda de Gas Natural.....	34
Figura 8.	Plantas de licuefacción en el mundo.....	40
Figura 9.	Relación Costo Vs. Capacidad.....	43
Figura 10.	Distribución buques transportadores de GNL.....	43
Figura 11.	Forma típica de buque “Tipo Membrana” (Izq) y “Moss” (Der).....	44
Figura 12.	Proceso básico de regasificación	46
Figura 13.	Planta de regasificación Andrés Republica Dominicana.....	47
Figura 14.	Tecnología de licuefacción, transporte y regasificación.....	51
Figura 15.	Distancia en KM desde los principales centros de licuefacción en el mundo hasta las plantas de regasificación propuestas en Colombia.....	55
Figura 16.	Rutas de transporte marítimo de GNL en la cuenca Atlántica desde los centros de producción hasta la Guajira – Colombia.....	55
Figura 17.	Rutas de transporte marítimo de GNL en la cuenca Pacífica desde los centros de producción hasta la Guajira – Colombia.....	56
Figura 18.	Precio de transporte de GNL por barcos desde los centros de producción de licuefacción hasta los puertos de regasificación planteados en Colombia.....	56
Figura 19.	Costos estimados ideales de cada uno de los segmentos que componen el valor del GNL (US\$/MMBTU).....	58
Figura 20.	Relación “Proyecto 1” contra “Proyecto 2”.....	86
Figura 21.	Comparación de costos operaciones proyección 15 años.....	89

Lista de Anexos

ANEXO A DESCRIPCIÓN Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL GNL.....	96
ANEXO B DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN	100

INTRODUCCIÓN

Es necesario entender que la instalación de megaproyectos económicos como son las plantas de licuefacción y regasificación en un país, buscan suplir la necesidad que se tiene ante la ausencia de un recurso energético necesario; llevado al contexto nacional, la instalación de estas plantas generarían un gran impacto debido a que las interrupciones en momentos de déficit por la ausencia de Gas Natural – GN desarrollarían en el país, una gran crisis en la mayoría de los frentes económicos en Colombia.

Considerando todas las acciones que se generaran por la crisis energética, Colombia, se ha establecido que principalmente la ausencia de gas natural se enmarca como el primer foco de crisis energética, y que para un futuro se debe implementar de contingencia para contemplar la importación de gas natural, y determinar la posibilidad de la importación de Gas Natural Licuado – GNL para así realizar la posterior vaporización en el interior del país, es por tal motivo, que se desarrollo el “Estudio de prefactibilidad técnico-económica para la instalación de una planta de licuefacción y una planta de regasificación de gas natural – GN en Colombia” y así establecer los parámetros necesarios que busquen llevar a cabalidad la posible instauración de este megaproyecto..

1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL Y EL COMERCIO DEL GAS NATURAL

Lo necesario en todo estudio que involucre un medio minero energético, debe contemplar todos los factores necesarios, desde su composición, hasta evaluar los factores económicos que intervienen en todo análisis técnico-económico, y las respectivas proyecciones que se realizan para su puesta en práctica en un futuro.

1.1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL – GN

El gas natural es un medio energético no renovable, que está formado por compuestos hidrocarburos livianos donde el principal componente es el metano, que ronda porcentajes mayores del 85%, este porcentaje predominante, deja como restante los compuestos como el etano, propano, butano, entre otros, y dejando compuestos más pesados tales como pentanos, hexanos y heptanos en una proporción despreciable.

Esta fuente de energía gaseosa, adquiere el nombre de “natural” porque en su constitución química no intervino ningún proceso externo; también recalca composición limpia, no tiene color ni olor, es por esta razón que involucran cuestiones de seguridad que se olORIZA (se le adiciona un olor), y así se puede distinguir el gas natural en cuestiones de fuga.

1.2. GAS NATURAL – GN EN COLOMBIA.

El gas natural en Colombia es de características similares a cualquier gas natural distribuido en cualquier parte del mundo, y se mantiene un consumo que a finalizar el 2012 se mantuvo en valores superiores a los 800 Millones de Pies Cúbicos Día (MMPCD). En el país, el gas natural mantiene ciertas características particulares, debido a su composición y poder calorífico distintivo, y es de este último, donde se

coloca en juego el valor económico del mismo, debido a que el gas natural es vendido por los Millones de BTU que pueda proporcionar.

1.2.1. Especificaciones del gas natural en Colombia

Colombia maneja unos altos niveles de calidad en su producción del gas natural, aunque estos niveles de calidad fueron instaurados para mejorar el transporte del mismo, esto quedo establecido en el Reglamento Único de Transporte – RUT, dado por la Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG (Tabla 1.), aunque estos valores son establecidos para condiciones estándar de Presión=14,7 Psia y Temperatura=60°F.

Tabla 1. Especificaciones de Calidad y Transporte.

Especificaciones	Valor
Máximo poder calorífico bruto	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto	950 BTU/ft ³
Contenido de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	0,25 grano/100ft ³
Contenido total de azufre máximo	1 grano/100ft ³
Contenido de CO ₂ máximo en % volumen	2 %
Contenido de N ₂ máximo en % volumen	3 %
Contenido de inertes máximo en % volumen	5 %
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1 %
Contenido máximo de vapor de agua	6 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0,7 grano/1000ft ³

Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG

Es también necesario recalcar que en Colombia así como en el mundo el gas natural tiene su precio de venta dependiendo del poder calorífico entregado, y este es medido, debido a esto que la necesidad de especificar una composición estándar de un gas natural en Colombia y su respectivo poder calorífico (Tabla 2), permitirá que más adelante en este documento se pueda ejercer los respectivos cálculos de los precios.

Tabla 2. Conversión de un Ft³ a BTU

vol total entrada en ft³	1	vol x comp	masa en lb	masa en gramos	peso molecular	moles	Yí mol	%mol	poder calorífico	BTU/ft³
Metano	81,86	0,8186	15,74	7140,55	16,04	445,12	0,8705	87,05	909,4	791,65
Etano	11,61	0,1161	2,65	1203,77	30,07	40,03	0,0783	7,83	1618,7	126,73
Propano	3,92	0,0392	1,28	578,57	44,10	13,12	0,0257	2,57	2314,9	59,40
I-Butano	0,23	0,0023	0,08	37,66	58,12	0,65	0,0013	0,13	3000,4	3,80
N-Butano	0,22	0,0022	0,08	37,38	58,12	0,64	0,0013	0,13	3010,8	3,79
Nitrógeno	0,9	0,0090	0,47	211,24	44,01	4,80	0,0094	0,94	0	-
H2S	0,08	0,0008	0,04	18,68	34,08	0,55	0,0011	0,11	586,8	0,63
CO2	1,18	0,0118	0,62	282,17	44,01	6,41	0,0125	1,25	0	-
	100					511,32	1,00	100,00		986,01

Fuente: www.enegas.com, Editado por los autores

1.3. GAS NATURAL LICUADO – GNL

El Gas Natural Licuado – GNL, es gas natural que ha sufrido un cambio de fase de su estado natural, ha sido condensado y llevado a su estado liquido, por medio de procesos de gran enfriamiento; estos procesos normalmente son criogénicos y buscan reducir la temperatura a valores inferiores a los -160°C o aproximadamente -260°F . Estas temperaturas son utilizadas como de control, debido a que es la temperatura de ebullición a condiciones atmosféricas del Metano (CH_4) (Tabla 3), que es el compuesto que se encuentra en mayor proporción en las corrientes de gas natural que se desean volver liquidas y a su vez es la temperatura más baja de todos los compuestos presentes, este proceso se le conoce como *licuefacción*.

Tabla 3. Especificaciones del Metano

Peso molecular	16,04
Gravedad específica del gas (relativa al aire)	0,555
Gravedad específica del líquido a $-258,7^{\circ}\text{F}$ y 14,7 psi	0,425
Densidad del gas a $-258,7^{\circ}\text{F}$ y 14,7 psi	0,11 lb/ft ³
Densidad de líquido a $-258,7^{\circ}\text{F}$ y 14,7 psi	26,6 lb/ft ³
Punto de ebullición a 14,7 psia	$-258,7^{\circ}\text{F}$
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	$-116,37^{\circ}\text{F}$
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: Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la implementación de un proyecto de producción y exportación de Gas Natural Licuado - GNL en Colombia-Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander – UIS, 2004

1.3.1. Especificaciones de calidad para la licuefacción del gas natural.

Una parte vital para la mayoría de las plantas de licuefacción es la sección de pre-tratamiento del gas. Varios constituyentes comunes del gas natural, si se les deja entrar a una unidad de licuefacción, pudieran congelarse, ensuciar, o taponar los intercambiadores de calor, acumulándose en los tanques de almacenamiento, y causando daño a bombas y tuberías. Estos compuestos incluyen el bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y otros compuestos de azufre, agua, hidrocarburos pesados (C6+) y mercurio. 7 Concentraciones máximas típicamente permisibles de los compuestos mencionados en el gas de alimento para unidades de licuefacción se encuentran en la Tabla 4.

Todo esto debido a que 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 atmosférico de aproximadamente -260 °F. 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 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.

Tabla 4. Especificaciones de contaminantes en un proceso de licuefacción

Contaminante	Concentración
Acido Sulfhídrico	menos de 6 PPM (peso)
Agua	menos de 1 PPM (volumen)
Bióxido de carbono	menos de 100 PPM (volumen)
Hexanos C6+	máximo de 10-6 gr/m ³
Mercurio	máximo de 10 microgramos por metro cúbico (O C,760mm Hg)

Fuente: Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la implementación de un proyecto de producción y exportación de Gas Natural Licuado - GNL en Colombia-Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander – UIS, 2004

1.4. CADENA DE MERCADO DEL GAS NATURAL LICUADO – GNL

Los proyectos de Gas Natural Licuado siempre manejan la misma cadena de mercado, debido a que cada paso en el proceso debe mantenerse con ciertas regulaciones para que puedan desempeñarse de manera segura. Cada parte de la cadena de mercado busca plantear una parte fundamental para que el comercio del GNL sea una realidad, y aunque es un mercado de millones de dólares americanos, es necesario establecer los puntos fundamentales para su distribución, el mercado se fundamenta en:

- Licuefacción.
- Almacenamiento.
- Transporte.
- Regasificación.

1.4.1. Licuefacción

La licuefacción involucra el proceso criogénico de enfriamiento del Gas Natural y llevado a una temperatura superior a -160°C (-260°F) para poder convertirlo en líquido (Figura 1), y de esa manera que pueda ser almacenado en tanques aislados. 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.

Figura1. Planta de Licuefacción de Gas Natural Licuado tipo Cascada



Fuente: Página Web Atlantic LNG (Trinidad y Tobago)

1.4.2. Almacenamiento

En el proceso de almacenamiento es el más importante debido a que cuenta con el factor principal en el comercio del GNL, ya que es primordial determinar el diseño del sistema de almacenaje particular para contener el volumen total que se desea comercializar (Figura 2). Este volumen se determina por medio del análisis de las operaciones de la flotilla utilizando modelos computacionales para determinar el tanque o los tanques necesarios debido a que un pie cúbico de metano ocupa alrededor de 600 pies cúbicos como gas a condiciones estándar.

Figura 2. Tanque almacenador de GNL



Fuente: www.enagas.es

1.4.3. Transporte

El proceso de embarque y transporte del GNL siempre resalta en la magnitud de los buques transportadores y las respectivas conexiones que hacen con las respectivas plantas de licuefacción y regasificación, así como también los movimientos de tierra que hacen los diferentes países que tienen procesos de GNL. El GNL es llevado a presión atmosférica en tanqueros construidos especialmente para este fin (Figura 3).

Figura 3. Barco Transportador de GNL

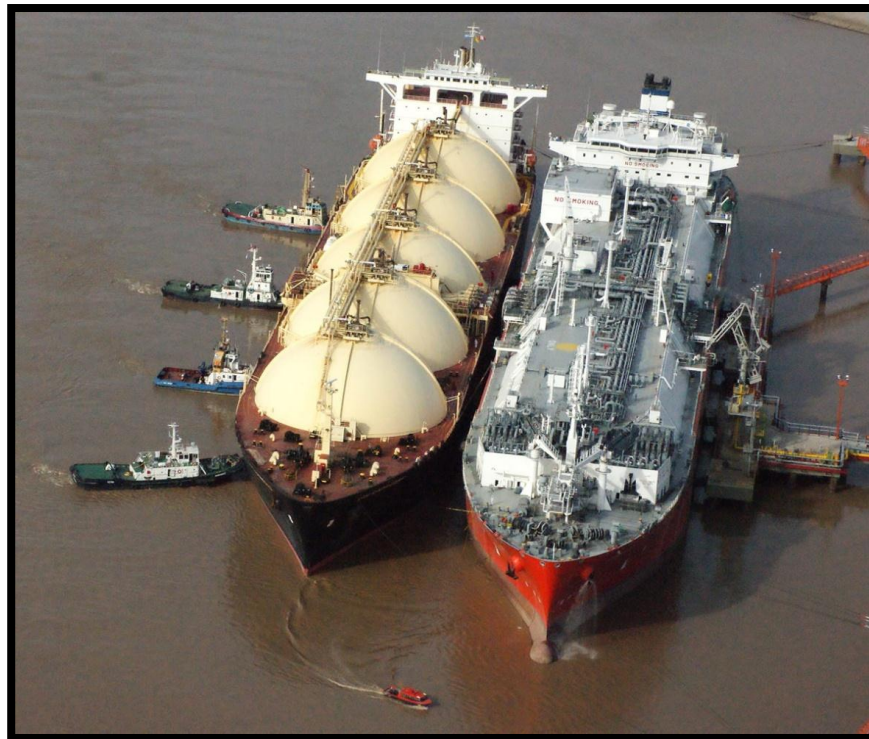


Fuente: Proyecto-para-regular-puertos-regasificadores-de-GNL-Argentina

1.4.4. Regasificación

Recepción y regasificación del gas natural licuado busca retornar el GNL a su estado gaseoso, este es descargado de los barcos a los terminales de recepción y regasificación de GNL y así lograr su distribución a los usuarios finales. A su arribo el gas natural en su estado liquido, es bombeado primero a un tanque de almacenamiento, similar a aquellos utilizados usualmente en las plantas de licuefacción a presión atmosférica, donde luego es bombeado a alta presión a través de varios componentes del terminal donde es calentado en un ambiente controlado, donde se le aplicara la regasificación por medio de procesos para lograr completar la cadena de comercialización, destinando el Gas Natural a sus respectivos consumidores, estas plantas pueden ubicarse costa adentro (on shore) o costa afuera (off shore) (Figura 4)

Figura 4. Terminal de regasificación flotante



Fuente: Proyecto-para-regular-puertos-regasificadores-de-GNL - Argentina

2. MERCADO ACTUAL DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

El mercado actual en el que se plantea el desarrollo de proyectos que involucran el gas natural licuado, es dependiente de varios factores que fundamentan un mercado multimillonario que busca suplir una demanda energética, que está teniendo un auge desde la década de los 80's, tomando mayor impulso en la actualidad por la ausencia general de las reservas de gas.

Este capítulo se hará comparación de cómo se encuentra el mercado actual de Gas Natural – GN en Colombia con respecto a los mercados internacionales, presentando un informe de:

1. Demanda mundial, regional y local
2. Comparación Producción vs. Reservas
3. Déficit de gas natural

2.1. CONSUMO (DEMANDA) MUNDIAL, REGIONAL Y EN COLOMBIA

La historia muestra un aumento en el consumo o demanda del gas natural basado en la ausencia de un combustible económico, estableciéndose desde el auge que se dio en la década de los 60's se ha visto un consumismo a niveles elevados.

En un manejo posterior de los datos actuales, se conto con la demanda del gas natural que se conto en los últimos 10 años y su variación con el año 2012 (Tabla 5.) y se estableció que el consumo mundial de gas natural en el mundo creció un 2,2% por debajo del promedio histórico 2,7% .a nivel regional se presenta un incremento de consumo por encima del promedio específicamente en América del sur-central, África y América del norte, donde EEUU se muestra como el país con el mayor incremento en consumo en el mundo con un (+4,1%). De igual forma en Asia los países con los mayores incrementos de consumo fueron China con un (+9,1%) y Japón con un (+10,3%) aparentemente el consumo presenta incrementos evidentes a nivel regional contrastando con el incremento a nivel

mundial el cual es inferior al promedio pero EU y Rusia compensan estos aumentos pues presentan una disminución de (-2,3%) y (-2,6%) respectivamente con respecto al promedio de historial de consumo para estos dos países. (Tabla 6.). Cabe aclarar que el GN representa el 23,9% de energía primaria consumida a nivel mundial .por primera vez desde el año 2000, los países pertenecientes a OCDE presentan un incremento en consumo más acelerado comparado con los países no pertenecientes a la OCDE.

Tabla 5. Consumo mundial de gas natural

CONSUMO MUNDIAL POR REGIONES 2012	
REGION	CONSUMO (billón SFC)
América del norte	32013,0
América central y del sur	5830,5
Europa y Eurasia	38256,7
Medio oriente	14541,7
África	4335,7
Asia pacifico	22070,3
TOTAL MUNDIAL	117048,0

Fuente: modificado de BP Statistical Review of World Energy June 2013 pg. 23

Tabla 6. Variación del consumo mundial por año

AÑO	CONSUMO (billion SFC)	VARIACION (billion SFC)	VARIACION PORCENTUAL
2002	89068,0	-	-
2003	91642,4	2574,5	2,84
2004	94464,1	2821,7	3,04
2005	97783,7	3319,6	3,44
2006	100259,3	2475,6	2,47
2007	103547,1	3287,8	3,18
2008	106351,1	2804,0	2,64
2009	103963,8	-2387,3	-2,30
2010	112171,0	8207,2	7,34
2011	114152,2	1981,2	1,74
2012	117048,0	2895,8	2,24
Promedio porcentual			2,7

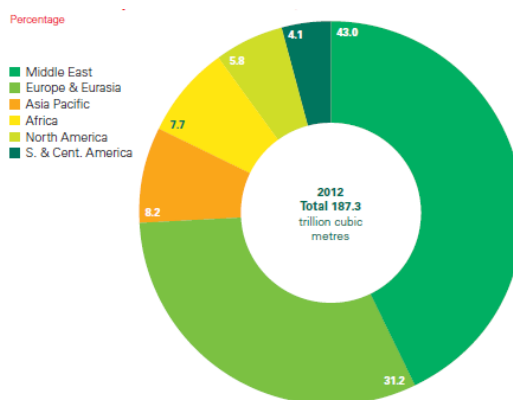
Fuente: modificado de BP Statistical Review of World Energy June 2013 pg. 22

2.2. PRODUCCIÓN Y RESERVAS

La producción de gas natural en el mundo tuvo un incremento del 1,9%. en términos volumétricos EU se presenta como el mayor productor de GN en el mundo con un incremento 4,7% manteniendo su posición. Noruega (12,6%), Qatar (7,8%), y Arabia Saudí (11,1%) también registraron aumentos significativos de la producción, mientras que Rusia (-2,7%) tuvo el mundo mayor caída en términos volumétricos representados en los últimos 10 años. También se presenta un comercio de gas natural bastante débil, creciendo solo 0,1% en el 2012 esto sumado a que los envíos de GN por tubería aumentaron en un 0,5% y que las exportaciones de GN en Rusia cayeron en un (-12%) y aumentaron en un (12%) en noruega compensando el mercado.

También se puede observar que en el mundo se han registrado un decrecimiento del 0,3% con referencia al 2011, y este ha sido el primer decrecimiento registrado en los últimos años, no obstante, se recalca que la distribución de las reservas sigue estando principalmente en la zona del medio Oriente aunque seguido por la región de norte América (Figura 5).

Figura 5. Distribución de reservas en el mundo 2012

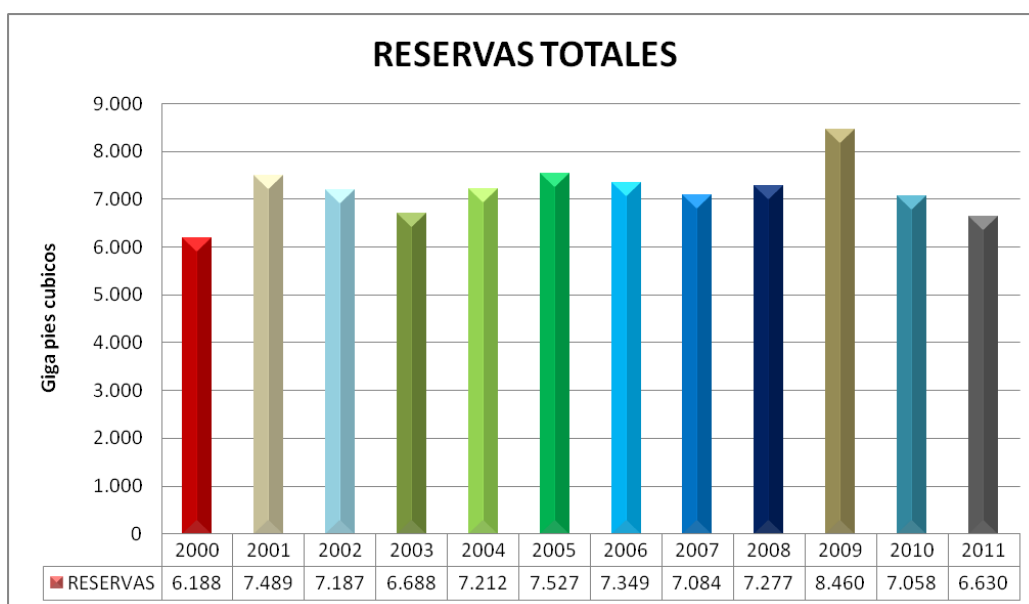


Fuente: Statistical Review of World Energy 2013 editado por los autores

2.2.1. Reservas en Colombia

En Colombia se ha presentado una reducción de las reservas debido a que no se ha hallado nuevos campos gasíferos grandes y/o gigantes han presentado tendencias a la baja esto representa que las reservas nacionales se hayan visto disminuidas y representado una reducción significativa en los últimos años (Figura6) colocando en aprietos la producción nacional, en un mediano futuro.

Figura 6. Reservas totales en Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH , Editado por los autores

Aunque es también de recalcar que el gas natural se ha convertido en uno de los energéticos más importantes, mientras en 1990 la oferta de gas natural era de 385 MPCD, en 2012 fue de 1.150 MPCD, siendo la principal fuente de producción el departamento de La Guajira; durante los últimos 5 años, las reservas probadas se han mantenido por encima de los 4.000 GPC₁ y se encuentran en el 2008 en 4.384 Gpc, en el 2009 en 4.737 Gpc, en el 2010 5.405 Gpc, en el 2011 en 5.463 Gpc y para el 2012 en 5.727 Gpc ².

1. INDICADORES DE GESTIÓN Y ESTADÍSTICAS DE LA INDUSTRIA A DICIEMBRE 31 DE 2012 – ANH

2. Sala de prensa – Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=26>

2.3. DÉFICIT DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

En la historia de los hidrocarburos siempre se ha contemplado las posibilidades de la ausencia de los mismos, es por esto que siempre busca nuevos proyectos de exploración que busquen que el déficit de los hidrocarburos líquidos y gaseosos no llegue en un tiempo cercano. Es por esto que los países siempre se anticipen antes de que llegue la necesidad de la importación de cualquiera de los hidrocarburos que necesite.

En Colombia la necesidad de encontrar hidrocarburos ha planteado nuevos métodos de suplir esa necesidad, pero para el caso del hidrocarburo gaseoso se está planteando la ausencia de gas natural puede llegar en un tiempo cercano, es por esto que se ha planteado la posibilidad de la importación de gas natural. La necesidad de la importación de gas ha generado que instituciones nacionales como el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG y Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, han considerado la un Plan de Abastecimiento Para el Suministro y Transporte de Gas Natural ¹ en el cual establece las consideraciones para la instalación de una planta de regasificación de GNL en la Costa Atlántica o Costa Pacífica, y fijando las reglas que se deben cumplir.

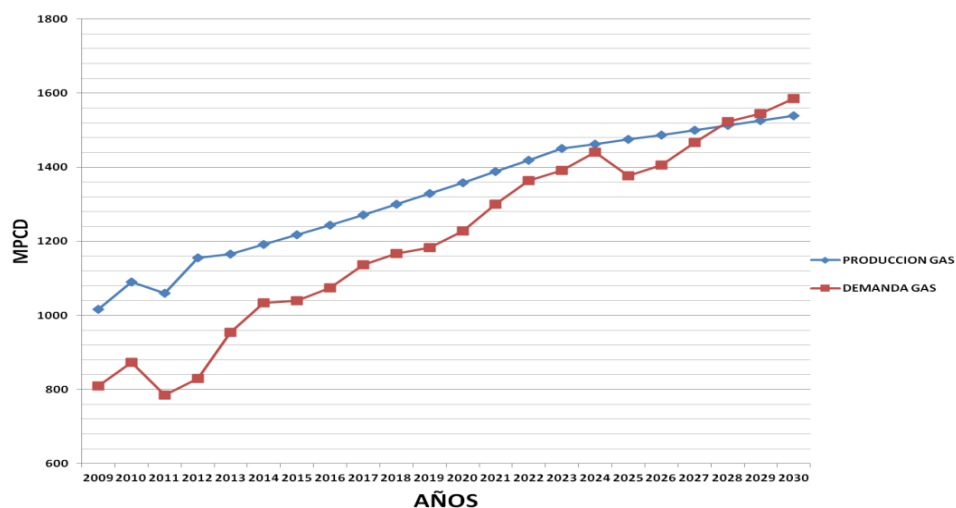
En Colombia se está afrontando que en un rango de tiempo cercano entre 10 a 15 años se puede ver un déficit de gas que puede generar una crisis al interior del país, es por esto que se debe evaluar un plan de contingencia que contemple la importación de gas natural al país. Aunque se contemplan varios países de la región, es necesario aclarar que Colombia ha desestimado a varios países por sus problemas socio-políticos y sus irregulares decisiones presidenciales, ya que los hace inestables para poder contemplarlos como sus vendedores potenciales de Gas Natural – GN.

1. Información tomada de: Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de Gas Natural Licuado. – Ministerio de minas y energía

Como la importación del gas natural de los países cercanos no se contempla en el plan de desabastecimiento del país, se ha generado la opción de compra de Gas Natural Licuado – GNL en un país amigo, y se busca la valides de instalar una planta regasificadora en el territorio nacional, aunque también contemplando los costos que se deben asumir por parte del país si solo compra el GNL o si lo compra en el país amigo, y Colombia asume la licuefacción y posterior regasificación en el territorio nacional, y se está contemplando desde este año debido a que los procesos que se requieren para su toma de decisión e instalación puede tomar cierta cantidad de años.

La necesidad de evaluar el comercio del gas natural en un futuro es necesario proyectar la necesidad del país en el respectivo tiempo que la producción no podrá sostener la demanda nacional. El factor predominante quedo establecido en BOLETÍN ESTADÍSTICO DE MINAS Y ENERGÍA 1990 – 2010 desarrollado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y es correlacionado con la proyección de la producción del país donde se puede ver que en años cercanos el país se puede acercar a una crisis energética por la ausencia de gas natural (Figura7) y se puede identificar los valores proyectados en la Tabla 7.

Figura 7. Producción Vs. Demanda de Gas Natural



Fuente: Los Autores

Tabla 7. Demanda y Producción de Gas Natural en Colombia

AÑO	DEMANDA TOTAL MPCD *	DEMANDA TOTAL MPCA	PRODUCCIÓN TOTAL MPCD	PRODUCCIÓN TOTAL MPCA
2009	810	295.613,50	1016**	371.008,36
2010	874	318.937,00	1090**	397.739,27
2011	785	286.379,00	1059**	386.639,54
2012	830	302.986,50	1155**	421.575,00
2013	954	348.064,00	1165	425.311,96
2014	1034	377.446,50	1191	434.712,99
2015	1040	379.454,00	1217	444.321,81
2016	1075	392.302,00	1244	454.143,03
2017	1137	415.114,50	1272	464.181,33
2018	1168	426.174,00	1300	474.441,52
2019	1183	431.941,00	1329	484.928,50
2020	1228	448.220,00	1358	495.647,28
2021	1300	474.573,00	1388	506.602,99
2022	1363	497.641,00	1419	517.800,86
2023	1391	507.788,00	1450	529.246,25
2024	1441	525.928,50	1462	533.745,09
2025	1377	502.568,50	1475	538.282,17
2026	1406	513.299,50	1487	542.857,82
2027	1466	535.199,50	1500	547.472,36
2028	1524	556.077,50	1513	552.126,13
2029	1546	564.107,50	1526	556.819,46
2030	1585	578.452,00	1539	561.552,68

Fuente: Los Autores

Las proyecciones de demanda de la UPME en su escenario alto indican que para mediados de 2017 se requerirán 1.100 MPCD y que en 2020 se solicitarán más de 1.200 MPCD, pasando el umbral de los 1.500 MPCD en 2028 y llevados hasta el 2030, así mismos se ha establecido la proyección de la producción hasta finales del 2030, manejando los mismos índices de incremento, generando un saldo en rojo en la producción de gas natural, y colocando al país en la búsqueda de proyectos para la importación del recurso energético.

* Datos suministrados por BOLETÍN ESTADÍSTICO DE MINAS Y ENERGÍA 1990 – 2010 de Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

** INDICADORES DE GESTIÓN Y ESTADÍSTICAS DE LA INDUSTRIA A DICIEMBRE 31 DE 2012 – ANH

3. ESTRATEGIAS PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL GNL

Las estrategias que se plantean en la instalación de una planta de licuefacción y regasificación, deben establecer los pasos principales que se consideran en la respectiva instalación de las plantas.

Estas estrategias están enfocadas al antes, durante y después de los respectivos procesos:

- Pre-tratamiento
- Operación en la planta (Licuefacción y Regasificación)
- Despacho y entrega del gas

Las plantas de licuefacción y regasificación, plantean un esquema de pre-tratamiento del gas para su posterior operación, el pre-tratamiento desarrolla diferentes tipos de procesos que se pueden reducir en un esquema de 6 puntos:

- Pre-tratamiento del gas
- Licuefacción
- Almacenamiento
- Re-gasificación
- Envío y distribución

3.1. PRE-TRATAMIENTO DEL GAS.

El pre-tratamiento del gas o tratamiento antes de ingresar a la planta debe contemplar varios factores, esto debido a los diferentes procesos al interior de la planta, entre los que se lleva al gas a tan bajas temperaturas y altas presiones que, que cualquier contaminante en el gas generaría diferentes problemas operacionales y deterioro de los equipos.

Entre los diferentes tratamientos y consideraciones que se tienen en cuenta para en el momento en que el gas entra a la planta, son de mayor importancia:

- La deshidratación
- El endulzamiento
- Retiro de sólidos en suspensión
- Control de presión y temperatura.

3.1.1. Deshidratación

El proceso de deshidratación es uno de los más importantes, debido a que en Colombia existen una normatividad que rige el transporte de gas por las líneas de transporte o gasoductos que se encuentra establecido por el Reglamento Único de Transporte (RUT), donde se plantea las especificaciones mínimas y máximas para que el gas sea apto para el transporte, aunque para el ingreso a la planta Licuefactora estas especificaciones no son permitidas debido a que el contenido de agua establecido por el RUT que en el momento se tiene de 6 lb/MMscf, generara un problema operacional en la generación de hidratos en el sistema; por esto se hace necesario contar con un tratamiento de deshidratación mas optimo donde se pueda llegar a concentraciones aproximadas al 0% vol. de agua

Los procesos de deshidratación del gas antes de su entrada a la planta Licuefactora, debe contemplar tratamientos por adsorción por medio de desecantes sólidos comerciales aptos, que pueda permitir reducir considerablemente los valores de temperatura de rocío del gas a valores muy bajos, para garantizar que durante cualquier punto, en los procesos realizados al interior de la planta, no se pueda presentar la formación de hidratos.

3.1.2. Endulzamiento

El proceso de endulzamiento del gas que entra a la planta debe ser de consideración, esto debido a que los valores de temperaturas que se manejan al

interior de la planta colocando en riesgo su funcionamiento. Los ácidos como el CO₂ se puedan congelar al interior de la planta generando un grave problema operacional y detención de la planta.

Por este motivo es necesario llevar el contenido de ácidos como el CO₂ a un valor entre 0,02% y 0% molar, el contenido de H₂S para que no representen riesgo significativo en el funcionamiento de la planta.

En la mayoría de los casos en plantas de licuefacción, el CO₂ es removido por adsorción sobre tamiz molecular de alúmina, donde el gas de regeneración y el CO₂ son desechados dentro de una tubería corriente abajo de la planta, o usado como combustible. Sin embargo, en este caso el CO₂ no podría ser reinyectado dentro de la tubería debido a las ajustadas especificaciones de la tubería en cuestión de manejo de CO₂. Fue requerido un método alternativo para remover el CO₂ del sistema para ello se seleccionó un sistema de aminas convencional (MEA) como el sistema más económico.

3.1.3. Sólidos en suspensión

Los sólidos en suspensión tienen una participación alta cuando se refiere al deterioro de los equipos, esto debido a que estos sólidos generan una erosión al interior de los equipos, permitiendo que el desgaste de los mismos se incremente considerablemente.

El incremento de los costos en el reemplazar equipos por desgaste y daños sufridos por los sólidos en suspensión, genera la necesidad de la implementación de filtros con capacidad de retirar partículas con tamaños iguales o inferiores a 1 micras dado inicialmente por un "Slug-Catcher", garantizando que los equipos al interior de la planta no se vean afectados, como también los diferentes procesos.

3.1.4. Control de presión y temperatura

Las plantas de licuefacción y regasificación manejan unas presiones de de entrada y una temperatura específica. Debido a que las presiones de operación de la planta se encuentran entre 20 a 70 mbar se genera la necesidad de la colocación de una válvula que pueda reducir la presión con la que viene el gas desde el gasoducto, facilitando la manipulación de gas durante su procesamiento en la planta.

3.1.5. Envío y distribución

El envío y distribución se hará de forma correspondiente para el tipo de planta que se vaya a necesitar, buscando como enfoque en suplir los desabastecimientos generados, así como también las necesidades de exportación.

3.2. PLANTA DE LICUEFACCIÓN (GENERALIDADES Y PROCESO DE LICUEFACCIÓN)

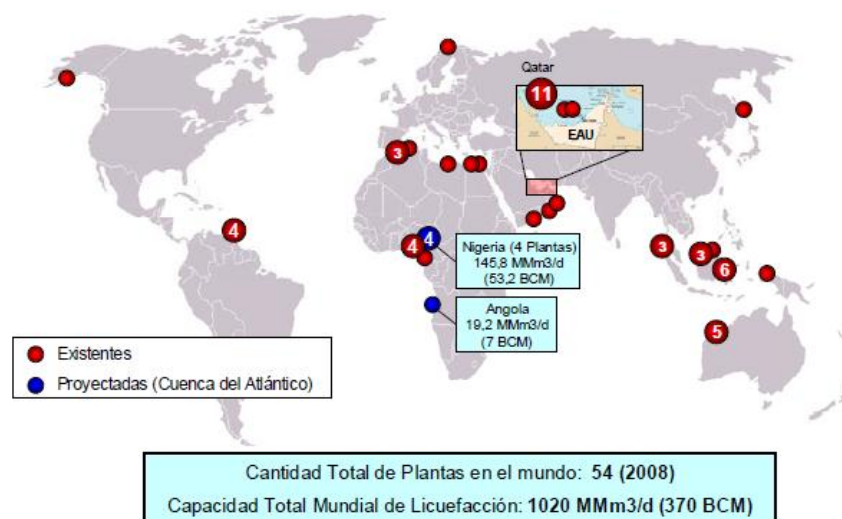
En la historia se ha visto un crecimiento con respecto a la instalación de plantas de licuefacción, el mundo existes el rededor de 58 plantas de licuefacción que tienen una capacidad de licuar 1020 MMm³/d o 13,1 Tpc/año ¹ (Figura 8.)

Una planta de licuefacción puede explicarse como un refrigerador de dimensiones exorbitantes, al cual ingresa el gas natural a temperatura ambiente, y lo enfría a temperaturas entre -166°C y -157°C, transformando el hidrocarburo gaseoso, a hidrocarburo liquido o gas liquido, pero a presión atmosférica, los procesos de licuefacción utilizan el efecto Joule-Thompson, en el cual el gas se comprime y después se somete a un enfriamiento por medio de una expansión en válvula.

1, Información tomada de: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICION DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGIAS DE REMUNERACION, preparado para: CREG

Aunque existen varios procesos de licuefacción en el mundo, más del 90% de los mismos, son procesos en el cual se hace por medio de un refrigerante mixto y pre-enfriado con propano, Las plantas de licuefacción vienen en módulos denominados “trenes”. El tamaño de cada tren está limitado por la tecnología del compresor. Entre más trenes haya más grandes serán las capacidades de operación, en la actualidad se tienen una capacidad de 530 MMpc/d.

Figura 8. Plantas de licuefacción en el mundo



Fuente: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG

Existen cuatro principales métodos aplicados para el monitoreo de las plantas de licuefacción, los cuales son usados dependiendo de los monitoreos de los centros de enfriamiento, estas tecnologías diseñadas y desarrolladas por sus inventores se encuentran desarrolladas a pequeñas escalas o magnitudes importantes, entre las tecnologías encontramos:

- Tecnología C3MR (también llamada APCI) que fue diseñado para tecnologías en aire, e incorporado a la industria de los hidrocarburos
- Tecnología en Cascada o “Cascade” Diseñado por ConocoPhillips.

- Tecnología Shell DMR
- Tecnología Linde

De las anteriores tecnologías la APCI y la tecnología en Cascada son las más importantes y aplicadas en las plantas de licuefacción en el mundo, dejando atrás a las tecnologías Shell DMR y Linde debido a que son para monitoreos a pequeñas escalas.

La tecnología APCI es la más usada en las plantas de licuefacción en el mundo debido a la utilización de 86 trenes que le dan capacidades de 243MMTpcA; la segunda tecnología más usada es la tecnología en Cascada debido a que usa 10 trenes y le dan capacidad operación de 36,16MMTpcA; la tercera tecnología y poco usada es la tecnología Shell DMR debido a que usa 3 trenes con capacidad de operación de 13,9 MMTpcA y por último se encuentra la tecnología Linde con un único tren y con capacidad de operación de 4,2 MMTpcA dejándola en el último lugar y solo siendo aplicada en un único proyecto en Noruega.

Existe una tecnología offshore implementada por la Shell y es la tecnología de Licuefacción Flotante de Gas Natural o FLNG por sus siglas en ingles "*Floating liquefied Natural Gas*", que permite licuar, almacenar y distribuir a los buques transportadores para su comercialización.

3.2.1. Licuar para exportar (mercado externo)

Los procesos de licuefacción para exportación, contemplan cual es la mejor condición de venta, y cuáles son los mejores mercados para la misma, es dado por hecho que una planta de licuefacción busca exportar es gas que se licua debido a que el nivel de inversión siempre es demasiado alto, y siempre se contempla que el "*pay back*" o el retorno de la inversión se pueda dar en el

menor tiempo posible, es por eso que los niveles de licuado de las plantas son fundamentales y donde sea un mayor nivel de gas que se vaya a licuar, los costos se reducirán y el retorno de la inversión se hará de manera más fácil y rápida (Figura 9.)

En el mundo se tiene una capacidad relativamente alta, aunque todo el gas que se licua no es necesariamente para exportación, sino también por las condiciones de los países que desarrollan esta actividad, es por eso que se manejan valores de exportación de 7,98 Tpc/año, que representa el 61% de la capacidad de licuefacción existente.

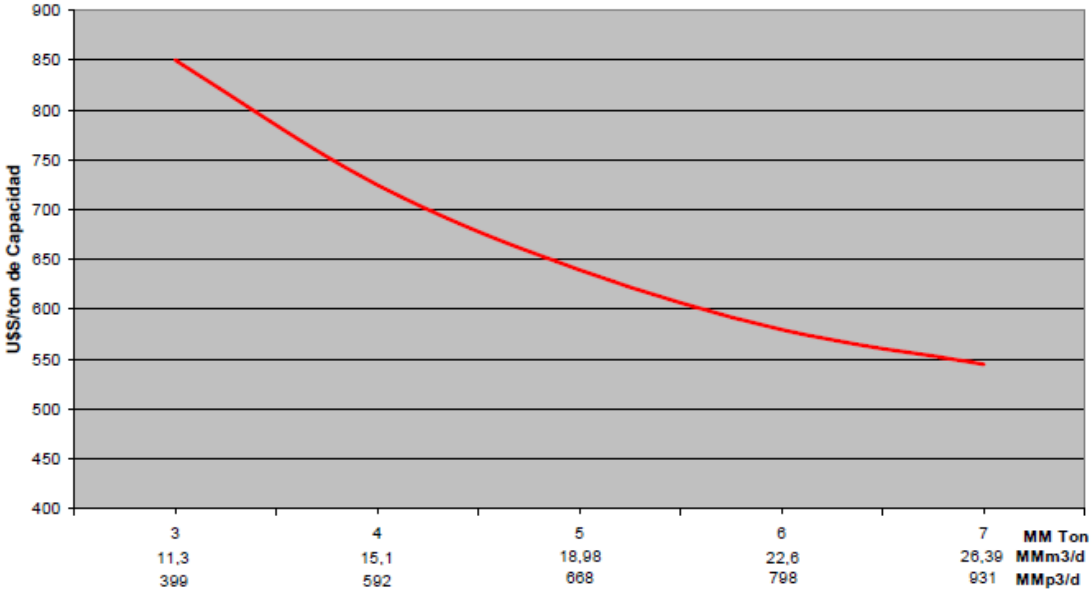
Dando cuenta a los niveles que se desean exportar, se han establecidos ciertos medios de transporte que se enfocan en medios de ultramar, basados en embarcaciones con cascos dobles, donde se busca una contención fuerte del GNL, para poder conservar las temperaturas criogénicas de sus respectivas cargas. Entre estos medios de transporte encontramos varios sistemas aunque los principales están los Moss, los sistemas¹ Gas Transport y los Technigaz, que son diseños del “tipo membrana” (Figura 10),

Una membrana de invar¹ actúa de contención y aislamiento del casco exterior. El tercer tipo es el sistema Moss Rosenberg utiliza tanques aislados esféricos hechos de aleación de aluminio. Los tanques Moss son fácilmente reconocibles por la parte superior de las esferas sobresaliendo sobre la superficie de la cubierta del buque. La mayoría de los barcos de GNL (52%) usan los tanques Moss ² (Figura11).

1. Información tomada de: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICION DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGIAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG.

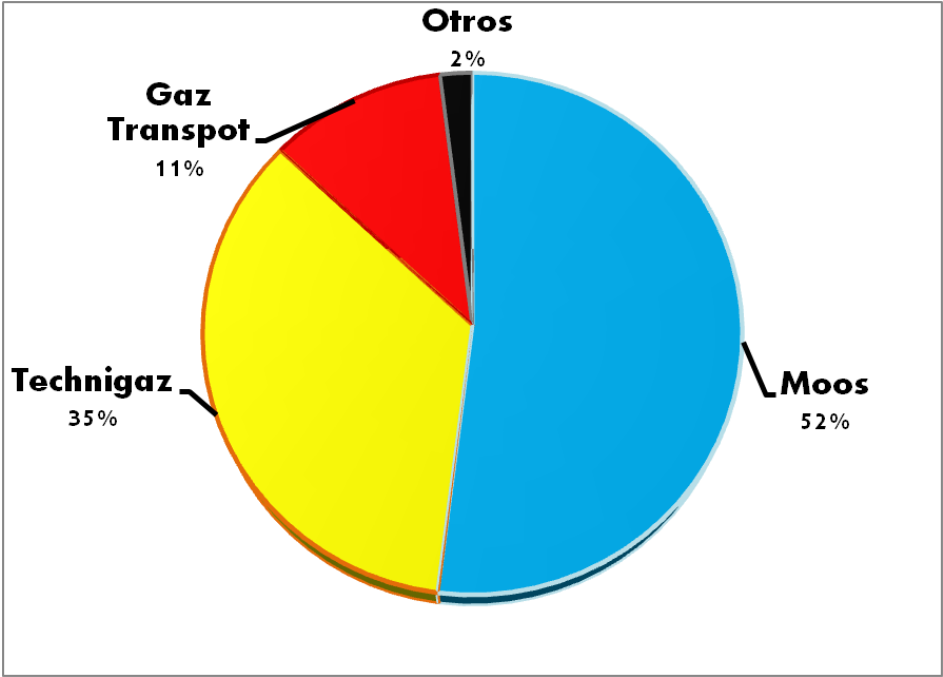
2. Anexo B: Descripción de las plantas de licuefacción y regasificación.

Figura 9. Relación costo vs Capacidad



Fuente: Información tomada de: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICION DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGIAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG

Figura 10. Distribución de buques transportadores de GNL



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Figura 11 - Forma típica de buques “tipo membrana” (izq.) y Moss (der.)



Fuente: Información tomada de: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG

3.3. PLANTA DE REGASIFICACIÓN (GENERALIDADES Y PROCESO DE REGASIFICACIÓN)

La instalación de la planta de regasificación en el territorio colombiano busca generar un cubrimiento de la demanda nacional, en el momento que se genera una escasez de gas para el país, es necesario enfocarse que en el momento de la instalación de una planta de regasificación, o tan solo tener la idea de la instalación de la infraestructura de regasificación, debe estar conforme al Art. 26 de la Resolución CREG - 022 de 2009: “La infraestructura de regasificación será de uso común y deberá garantizar el libre acceso. Esta actividad podrá ser desarrollada por agentes que no tengan interés económico en las actividades de comercialización de gas, de acuerdo a lo definido en la regulación vigente sobre integración vertical en la industria del gas natural”.

3.3.1. Implementación de plantas de regasificación *on-shore* Vs. *offshore*

Estableciendo la regulación nacional, y enfocando la posible localización de la planta de regasificación en territorio nacional, es necesario plantear que tipo de planta de regasificación se desea instalar y que procesos se manejan, por tal razón se debe establecer si se desea una planta *on-shore* o *offshore*. Todo proceso de regasificación se plantea bajo los mismos parámetros de operación, sin importar que el proceso de regasificación se realice *on-shore* o *offshore* ¹, las únicas variaciones con las que se cuenta es debido a la disposición de los equipos pertinentes (Figura 12.) ². Los procesos de regasificación siempre han buscado suplir las necesidades por la ausencia de gas, en el mundo existen para el 2008 alrededor de 62 plantas regasificadoras, con una capacidad total de regasificación de 556 BCM/año (1520 MMm³/d – 53,7 Bpc/d – 19,5 TCP/año), importando 226 BCM/año (7,98 TCP)₁. Las plantas de regasificación generan unos costos muy altos, se estiman alrededor de los US\$ 700 millones (Tabla 8), de los cuales se deben considerar un aumento de los costos alrededor de un 20% a un 30% si las plantas se ubiquen en lugares de alta sismicidad.

Tabla 8. Costo de capital estimado para una planta de regasificación típica

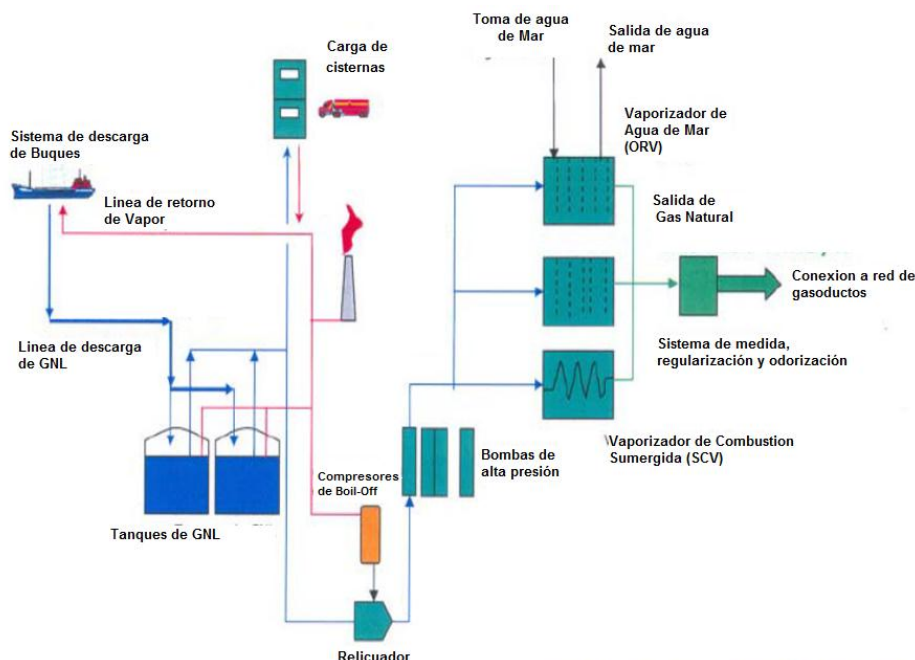
TERMINAL DE REGASIFICACIÓN DE 500 MMpcs/d COSTO DE CAPITAL ESTIMADO (2009 MMUS\$)	
Componente	Costo
Pre-EPC y Costo de Propietario 100	100
Dos tanques contenedores simples de 165.000 m ³	150
Equipos y Materiales a granel	150
Construcción Indirectos	60
Oficina central del Contratista EPC y otros costos	90
Instalaciones Portuarias	100
Preparación y estabilización del sitio	50
Total	700

Fuente: tomada de Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG -. Editada por los autores

1) Información tomada de: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICION DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGIAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG.

2) Anexo B: Descripción de las plantas de licuefacción y regasificación.

Figura 12. Proceso básico de regasificación



Fuente: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG – Editado por los autores

3.3.1.1. Plantas de Regasificación ‘on shore’

Los proyectos de regasificación costa adentro, son proyectos que pueden tener variaciones a los proyectos de regasificación a nivel mundial, esto debido a que algunos pueden alcanzar valores superiores a los típicos que manejan precios de US\$700 Millones, existen proyectos que no superan los US\$400 Millones, así como también existen proyectos a nivel mundial, como el desarrollado en Chile, superaron los valores estimados por cada país; estos proyectos de regasificación a nivel mundial a fin de aproximarnos a la tecnología y estructura de costos de las plantas de regasificación, en esta sección se describe una terminal de regasificación onshore (en tierra) típica, con una capacidad de rendimiento nominal de 14 MMm³/d (millones de metros cúbicos por día) aproximadamente equivalente a 500 MMpcd – millones de pies cúbicos por día) ¹.

1. Información tomada de: Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICION DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGIAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG.

Hay que anticipar que existen casos como Colombia que la capacidad de regasificación no es muy alta, y estos proyectos no requieren una inversión tan alta como los casos de en que se busca regasificar muy altos niveles de GNL, casos como el de Republica Dominicana (Figura 13), que tiene la primera planta de regasificación de América Latina (2003), en los que la inversión no supero los US\$400 Millones y maneja la capacidad que necesitaría Colombia.

Figura 13. Planta de regasificación Andrés en República Dominicana



Fuente: Imagen tomada de Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG

3.3.1.2. Planta de Regasificación “offshore”

Los proyectos de regasificación “offshore” o costa afuera, son proyectos que por la disposición de los terrenos, o por la decisiones políticas/administrativas de los diferentes países donde se han planteado las plantas de regasificación, ha generado un auge mucho mayor sobre las plantas de regasificación móviles, Las variables diferenciales a considerar para la implementación de la regasificación *offshore* son: la profundidad de las aguas, los vientos y corrientes marinas, el sistema de descarga de la terminal y las necesidades de almacenamiento; por los factores anteriores es que los países evalúan la disposición que tiene para la respectiva aplicación de este tipo de plantas regasificadoras. La alternativa de los

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

Existen dos variaciones para las instalaciones de regasificación *offshore*: fijas o no fijas. La plataforma es una instalación fija; se crea una isla para construir la terminal. Las estructuras de hormigón son instaladas hasta 25 metro de profundidad, y deben estar apoyadas en el fondo del mar, también son llamadas GBS (gravity based structure) (Tabla 9). Las GBS tienen menores limitaciones de espacio y mejores soluciones para el almacenamiento; son totalmente autónomas en cuanto a operación e instalaciones, al igual que las instalaciones tipo “Jacket” en las cuales se enfocan en estructuras de acero que realizan las respectivas conexiones de tierra y los buques transportadores. Las dificultades de estos equipos costa afuera tipo plataforma, están dadas por la necesidad de realizar atraques y transferencia de GNL en mar abierto.

En contraste también se tienen las plantas de regasificación *offshore* tipo buque, las cuales se han diseñado con tecnología no-fija, entre las cuales se encuentran los que desarrollan un único punto de sujeción en el fondo del mar, que constituye el “weathervanning” o eje de giro; la forma flotante permite una mejor reacción al cambio climático y movimientos marinos; así como también existe otro tipo de buque regasificador móvil que no tiene la necesidad de tener instalaciones fijas a la vista.

Tabla 9. Comparación de plantas regasificadoras Offshore

	GBS	Tipo Jacket	FSRU (sujeta al fondo del mar)	Barco regasificador FRU/FSRU
Ventaja	Estructura de hormigón	Instalación existente	Opera en grandes profundidades	No hay instalación fija a la vista
Desventaja	Opera en profundidades menores	Sin capacidad de Almacen	Sistema de carga a mar abierto	Requiere tecnología especializada
Costo	US\$ 650 MM	US\$400-800 MM	US\$400 - 800 MM	US\$200 MM
Entrada en Operación	2-3 años	1,5 años	3 años	2-2,5 años

Fuente: Utilis Energy – editado por los autores

3.3.2. Regasificar gas para importar

Según los datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en Colombia han aumentado los valores de reservas probadas en los últimos 5 años se han aumentado, pero los aumentos de nuevos descubrimientos han sido relativamente bajos, y estos aumentos se encuentran enfocados pero en la re-evaluación de reservas.

Se han previsto algunas consideraciones que son significativas para el momento que en Colombia se llegue al déficit de Gas Natural – GN, es por tal motivo que el Ministerio de Minas y energía ha dictado el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de Gas Natural Licuado, y proveer

3.4. ESTACIÓN LICUEFACTORA – REGASIFICADORA

El principio de una estación no es una manera de instalación conjunta de una planta licuefactora – regasificadora como sería una planta “Licuefactora”, sino hace referencia en el montaje de dos plantas individuales que busquen una reducción de costos para el país, debido a que los costos de compra de GNL para Regasificar puede originar un aumento en los valores individuales que pagaría cada colombiano en su respectiva factura de gas.

El concepto de una estación licuefactora – regasificadora de gas parte del principio en que los contratos de compra de gas natural con diferentes países asociados, puede generar que se amarre al estado colombiano a la compra de gas natural a un solo país durante mucho tiempo generando un posible detrimento patrimonial, es por este motivo la propuesta de instalar este tipo de estaciones. Que consta en realizar la instalación en buques que contengan una planta licuefactora móvil y que esta sea instalada en el país que se desee comprar el gas natural que se vaya a licuar, y una planta regasificadora en el territorio nacional posibilitando una reducción de los costos en la compra del gas y permitiendo una operación que no sea limitada a un solo país, así permitiendo que Colombia adquiera el gas natural dependiendo del país que ofrezca la mejor oferta para los colombianos.

Las plantas licuefactoras y regasificadoras móviles no son un término muy alejado de la realidad para Colombia, esto debido a que es un proyecto que ya se está desarrollando pero para una empresa privada¹, que busca la venta de el gas natural de sus campos para diferentes países, aunque la magnitud del gas que se venderá no es de la misma proporción, si permite establecer un punto de partida para que el gobierno nacional, y todas las entidades reguladoras en el territorio nacional, que deben intervenir, pueden contemplar este punto de partida para establecer un programa similar que traiga grandes beneficios para los colombianos.

Las estaciones de licuefacción y regasificación son fundamentales en los planes de Colombia debido la tecnología para desarrollarlas (Figura 14.) se encuentra disponible en la actualidad, posibilitando contemplar como opción posible su aplicación a Colombia y muy posible en un futuro no tan lejano, especificando que en el Artículo 78 de la Constitución Política de Colombia: “...Serán responsables, de acuerdo con la ley, quienes en la producción y en la comercialización de bienes y servicios, atenten contra la salud, la seguridad y el adecuado aprovisionamiento a consumidores y usuarios”, es genera que el estado colombiano asegure que en el caso que se atente contra cualquier aprovisionamiento será responsable y esto incluye el área minero – energética, y al ser contraproducente que la única instalación de una sola planta de regasificación en el país y depender de si puede conseguir un país que provea el GNL puede colocar al estado en un incumplimiento del Artículo 78.

Figura 14. Tecnología de Licuefacción, Transporte y Regasificación



Fuente: EXMAR gets go ahead from PRE for world's First Floating LNG Production Unit

1. Proyecto Pacific Rubiales Energy – Exmar “EXMAR gets go ahead from PRE for world's First Floating LNG Production Unit”

4. DETERMINACIÓN Y EVALUACIÓN DE VARIABLES

En el estudio de prefactibilidad técnico–económica para la instalación de una planta de licuefacción y una planta de regasificación de gas natural - GN en Colombia se identificaron varios factores para realizar un análisis más detallado enfocándonos en las variables más representativas, entre las que encontramos:

- La selección de los posibles países a los que se le vaya comprar el gas.
- Selección del lugar posible de la instalación de las plantas.
- Determinación de los tipos de planta de licuefacción y regasificación.
- Determinación de los costos de instalación y operación de las plantas.
- Determinación de los precios del gas y su respectiva variación.

4.1. SELECCIÓN DE VARIABLES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

La selección de las variables influye en la toma de decisión en un estudio de prefactibilidad, es por esta razón de ser debe enunciar que se debe plantear las variables necesarias tanto tangibles (Numéricas) como no tangibles (Cualitativas), debido a que para la instalación de las plantas de licuefacción y regasificación, influyen los factores económicos así como también los factores de ubicación y procesos eficientes de operación, y es ahí donde juega el papel de las variables cualitativas, así como también entra la regulación de expedida por Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG en la Resolución 062 de 2013, que da las directrices en materia de disponer de gas natural importado, como una manera de mantener la confiabilidad en la prestación de este servicio.

4.1.1. Posibles países para la compra del Gas Natural

Los posibles países donde se puede comprar el gas natural deben ser seleccionado profundizando en la promoción de la actividad exploratoria mediante la libertad de las exportaciones obedeciendo con los criterios técnicos enfocados al abastecimiento interno, también creando un esquema que permita la importación de gas natural garantizando un mecanismo de una distribución eficiente desde un punto de vista técnico – económico.

Los países de los cuales se puede hacer una compra eficiente entre los que se encuentran los países árabes, involucrando también a los de medio oriente, ya que es de ellos los posibles países de compra, pero para Colombia, no necesariamente cualquier país, con exceso de gas no significa un posible comprador, pero tampoco es ausente recalcar que entre más sea la distancia mayor son los incrementos de los precios del gas natural en Colombia. Existen varios países que son principalmente fuente de gas natural para la nación, pero en la cuestión de precios, es necesario recalcar, que uno de los principales países que como mínimo pueden soportar la mínima producción del país, es Trinidad y Tobago.

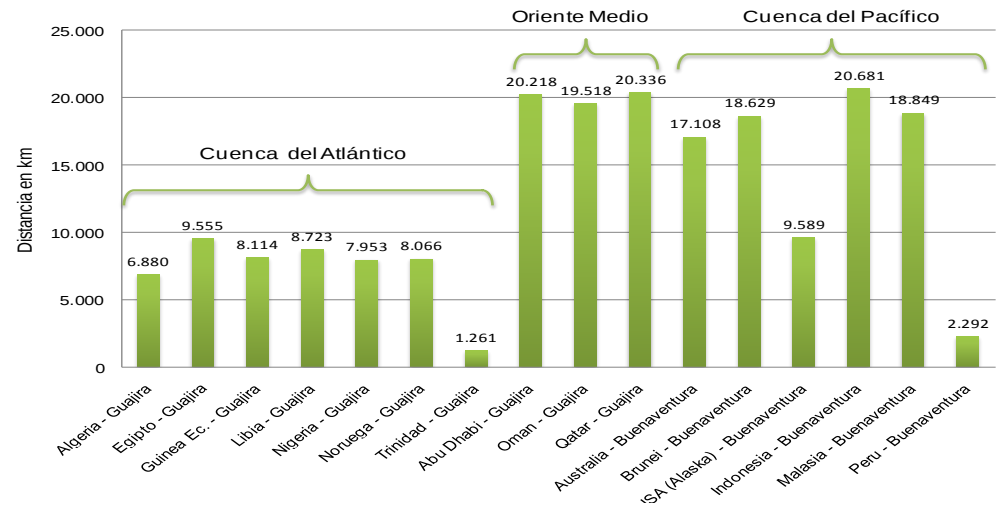
4.1.2. Lugares posibles para la instalación de las plantas.

El gobierno nacional, por medio del Ministerio de Minas y Energía, se ha enfocado que las posibles ubicaciones deben encontrarse en zonas de la costa atlántica así como también en la costa pacífica, mas efectivamente en zonas cercanas a puertos o lugares donde los barcos transportadores de GNL puedan llegar sin que tengan alguna dificultad. Primordialmente, citando al Departamento Nacional de Planeación en después del estudio sobre la importación de GNL, *“Se debe identificar, analizar y calificar las áreas físicas que cumplan con las condiciones*

técnicas, comerciales, ambientales, y sociales, de navegación marina, de infraestructura portuaria y de transporte de gas...”

Enfocando cada uno de los puntos anteriores, es necesario recalcar que en Colombia existen pocos lugares donde se pueda cumplir con esas condiciones, estos lugares fueron planteados en el “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia” de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS, y se enfocan de dos lugares: La Guajira y el Buenaventura. Los posibles comercios para realizar la importación de gas natural en Colombia están condicionados a varios factores que hace que el precio de importación del Gas Natural se incremente significativamente, generando que si se plantea que el GNL se compre en puerto colombiano, pueda influir en que cada proyecto de instalación de una planta de regasificación de gas natural licuado, no llegue a ser factible, por eso es necesario plantear inicialmente cuál es la condición fundamental y limitante en el precio del gas natural, este sería el flete marítimo, y se vería afectado por la distancia a la posición geográfica en Colombia y al país el cual se le compraría, (esto se puede ver en la Figura 15, Figura 16, y Figura17)

Figura 15. Distancias en km desde los principales centros de licuefacción en el mundo hasta las plantas de regasificación propuestas en Colombia.



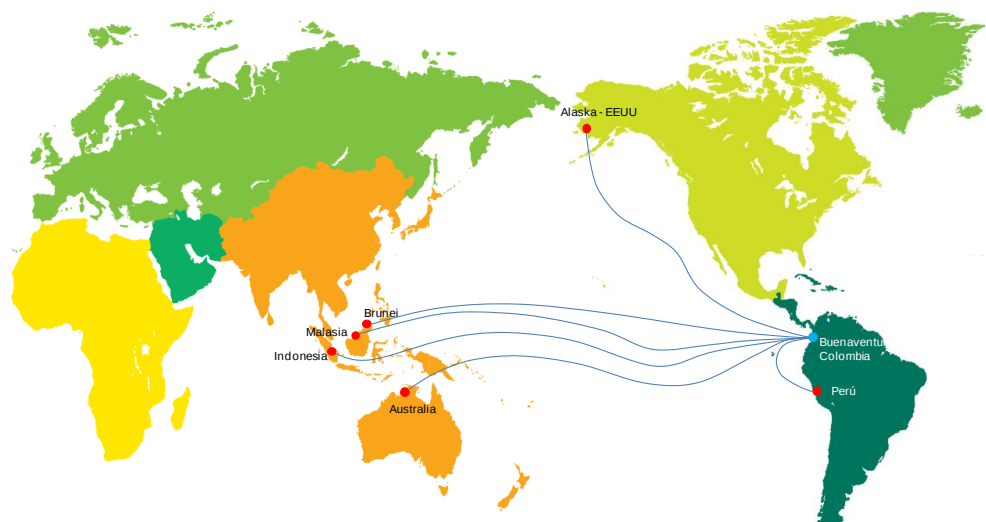
Fuente: Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

Figura 16. Rutas de transporte marítimo de GNL en la Cuenca Atlántica desde los centros de producción hasta la Guajira – Colombia



Fuente: Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

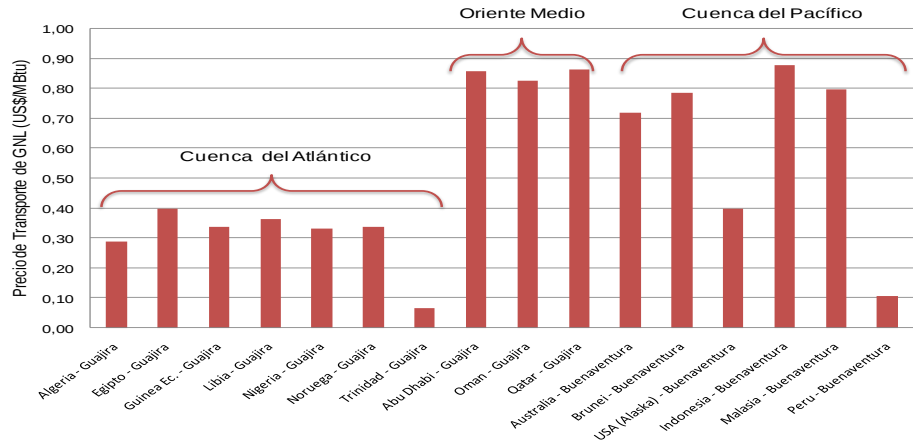
Figura 17. Rutas de transporte marítimo de GNL en la Cuenca Pacífica desde los centros de producción hasta Buenaventura – Colombia.



Fuente: Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

También es fundamental que los precios de la compra del GNL se ven afectados los el costo del proceso de licuefacción, esto podría afectar también el precio del Gas Natural en Colombia, por eso se plantea que si Colombia puede asumir ese costo, puede reducir significativamente los precios (Figura 18.)

Figura 18. Precio de transporte de GNL por barcos desde los centros de licuefacción hasta los puertos de regasificación planteados en Colombia



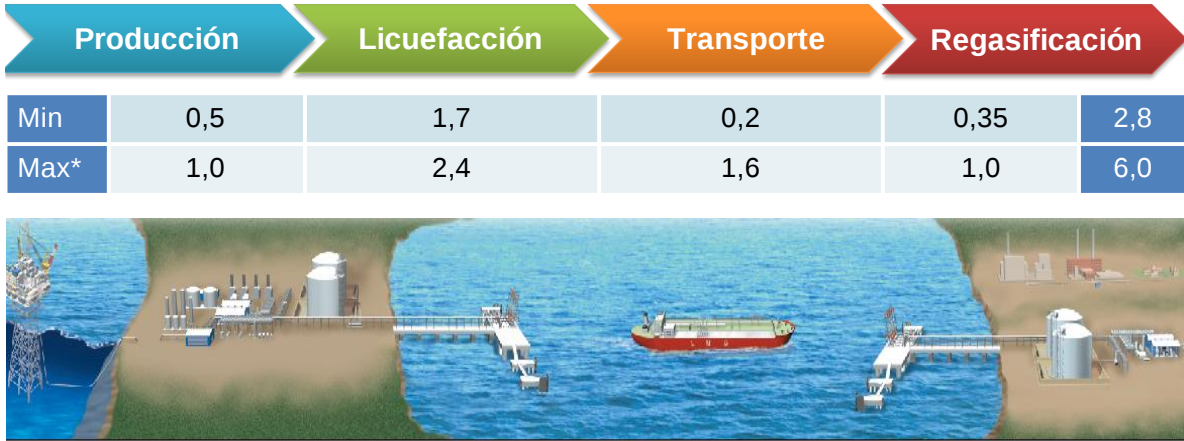
Fuente: Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

También se debe analizar los costos que en promedio de tienen desde el momento que se produce el gas, hasta el momento que se regasifica, pasando por los procesos de licuefacción y transporte del mismo, es claro notar que existen varios países que pueden ser fundamentales para los intereses de Colombia pero también se debe recalcar, que entre todos los procesos, el más costoso se desarrolla en la licuefacción, colocando así un problema para el país e indicando que Colombia en sus ideas de importar Gas Natural – GN debe concentrarse en determinar si estará en la condición de pagar esos valores adicionales o hacer un planteamiento de asumir el proceso de licuefacción como parte del plan original en la importación del GNL al país.

Por este motivo debe plantearse los dos escenarios en los que se debe contemplar si Colombia solo debe importar el GNL y este sea colocado un puerto del país, o si debe considerar asumir todos los costos de la cadena para así reducir los valores los costos que se le incluirían al Gas Natural.

Los valores de producción, licuefacción, transporte y regasificación del Gas Natural – GN ya fueron analizados en el Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS, y contemplan que los valores pueden alcanzar unos valores mínimos y máximos (Figura 19), aunque estos valores se encuentran sujetos a los precios de los países que venden el GNL, y sin incluir los valores adicionales que se le agregan al precio normal del gas natural que se le incluye a Colombia, que están referidos a impuestos, costos de transporte por la red de gasoductos al interior del país y valores de comercialización que le dan las empresas en cada departamento o ciudad, generando un aumento considerable sobre los precios del gas, que deberán ser asumidos por los consumidores, afectando así el bolsillo de los colombianos.

Figura 19. Costos estimados ideales de cada uno de los segmentos que componen la cadena de valor del GNL (US\$/MMBTU).



Fuente: Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

4.1.3. Selección de tipos de planta de licuefacción y regasificación.

El proceso de la selección de los tipos de plantas de licuefacción y regasificación ideales para Colombia no necesariamente debe enfocarse en los costos sino también en las capacidades de operación necesarios para el país, por tal motivo se contemplan estos dos factores para determinar la representación económica de las plantas de licuefacción y regasificación, apuntando a las necesidades que tiene Colombia.

En Colombia la necesidad de gas se estima que entre los años de 2023 donde el consumo llegara a los mismos niveles de su producción y al 2028 el consumo superara con creces los niveles de producción genera la necesidad del país en la búsqueda de planes para suplir dicha necesidad, que se estima en valores entre 140.000 m³ a los 160.000 m³ diarios y apuntando más hacia la instalación de plantas FSRU en la zonas de la costa pacífica permitiendo una mayor facilidad se revaporización del GNL que se desea importar y buscar medios de importación que generen menores costos para el país.

4.1.3.1. Representación económica de plantas licuefactoras

El recordar cuantas plantas de licuefacción existen en el mundo, es necesario mencionar los países en los que se encuentran distribuidas principalmente en 17 países en el mundo (Tabla 10), es por tal motivo que la instalación de una planta de licuefacción por parte de Colombia puede ser fundamental en los planes de importación de gas natural, el planteamiento de la instalación de una planta de licuefacción, no necesariamente hace referencia que su instalación se hará en Colombia.

Tabla 10. Ranking de países con mayor capacidad de GNL/Año

Ranking	País	MTPA
1	Qatar	77.2
2	Indonesia	35.9
3	Malasia	22.7
4	Nigeria	21.9
5	Argelia	19.9
6	Australia	19.8
7	Trinidad y Tobago	14.8
8	Egipto	12.2
9	Oman	10.3
10	Rusia	9.6
11	Brunei	7.2
12	Yemen	6.7
13	Peru	4.4
14	Abu Dhabi	5.7
15	Noruega	4.2
16	Guinea Ecuatorial	3.4
17	USA	1.3

Fuente: <http://www.gnl.es/mundo-gnl.php> editado por los autores

De los cuatro principales métodos, en las plantas de licuefacción, desarrolladas para su aplicación a pequeñas escalas o magnitudes importantes como lo son: Tecnología C3MR, Tecnología en Cascada, Tecnología Shell DMR y Tecnología Linde; hay que tener presente que sus costos pueden ser variable dependiendo de la magnitud a la que se desee llegar; en Colombia la necesidad de Gas Natural – GN que puede llegar a tener será a valores no superiores del 50 % al de consumo de anual debido a que la producción interna del país puede suplir el otro 50%.

Las plantas de licuefacción en el mundo son de precios relativamente variables, esto debido a que los precios dependen de los volúmenes de gas natural que las plantas deseen licuar, y sus precios varían en valores de US\$ 500 millones hasta los US\$ 1200 millones.

4.1.3.2. Representación económica de plantas regasificadoras

Las plantas regasificadoras en el mundo han sido instaladas dependiendo de las capacidades que necesitan en cada país, pero es necesario recalcar que existen diferentes tipos de plantas, y que se pueden instalar costa adentro “on shore” y costa afuera “offshore” y que también los precios pueden variar dependiendo del tipo de planta que se instalara, principalmente para Colombia es mejor la instalación de una planta costa afuera debido a que las adecuaciones del terreno generaría unos impactos ambientales adicionales, y los costos para adecuar las instalaciones en el mar para la llegada de los buques transportadores del GNL e incrementaría los costos iniciales de la instalación.

En Colombia se ha planteado que los sistemas costa afuera principalmente se desarrollen sistemas FSRU (Floating Storage Regasification Unit), así quedo establecido en el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL, del Ministerio de Minas y Energía, y búsqueda con

capacidad de vaporización de 262 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 160.000 m³

Los sistemas FSRU permiten la operación de vaporización con un respectivo almacenamiento, y los costos de su respectiva instalación pueden variar entre valores de US\$ 400 millones a US\$ 800 millones

4.1.4. Precios del gas y su respectiva variación.

Con base en los criterios anteriormente mencionados se procedió a aplicar la fórmula establecida mediante las resoluciones CREG 119 de 2005, CREG 187 de 2010 y CREG 199 de 2011 (Ecuación 1.). Dichos resultados proyectan una banda de precios en términos constantes de 2011 que oscila entre US\$4.3 /MBTU y US\$9.3 /MBTU, con una tasa de crecimiento promedio año de 2.44% en el horizonte de planeación para el escenario de referencia, mientras que los escenarios bajo y alto muestran tasas de crecimiento interanuales de -3.1% y 5.02% respectivamente.

En el escenario de referencia se presenta una disminución en el corto plazo que llega a los US\$5.4 /MBTU en 2013, revirtiéndose desde el siguiente año hasta alcanzarlos US\$7.4 /MBTU al final del periodo de estimación.

Ecuación 1. Fórmula para cálculo semestral del precio del Gas Natural – GN

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE_{T-1}}}{\overline{INDICE_{T-2}}}$$

Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas, Resolución 199 del 2011

PMR_t = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

PMR_{t-1} = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

$INDICE_{t-1}$ = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1)

$INDICE_{t-2}$ = Promedio aritmético del índice en el Sem precedente al anterior (t-2).

En Colombia se realizan los cálculos del precio del Gas Natural con un indicador el cual fue establecido en la última actualización con el promedio aritmético del índice Máximo diario del “Platts US Gulf Coast Residual Fuel No. 6 1.0% sulfur fuel oil” así como lo establece las resoluciones de la CREG (Tabla 11).

Los valores anteriores muestran un incremento considerable del precio del gas natural a cabeza de pozo y asumiendo que los precios se mantendrán así porque el país tiene las reservas para realizar la respectiva producción del Gas Natural- GN lo cual no necesariamente es cierto, es por este motivo que para el 2028 cuando la producción ya no sea capaz de mantener la demanda nacional, y el país se encuentre en la necesidad de importar gas, estos precios se aumentarían significativamente.

Tabla 11. Proyección del precio de Gas Natural en Colombia

Periodo de Variación del precio del Gas Natural Resolución CREG 119 de 2005 Resolución CREG 187 de 2010 Resolución CREG 199 de 2011							
VARIACION SEMESTRAL		PRECIOS	INDICE CALCULADO US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur fuel oil	VARIACION SEMESTRAL		PRECIOS	INDICE CALCULADO US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur fuel oil
01/07/2006	31/12/2006	3,1210*		01/01/2019	30/06/2019	10,6538	0,9507
01/01/2007	30/06/2007	2,7776*	0,8900	01/07/2019	31/12/2019	9,8724	0,8900
01/07/2007	31/12/2007	2,9157*	1,0497	01/01/2020	30/06/2020	9,5207	0,9015
01/01/2008	30/06/2008	3,9922*	1,3692	01/07/2020	31/12/2020	9,9267	0,8728
01/07/2008	31/12/2008	5,2385*	1,3122	01/01/2021	30/06/2021	9,8834	1,3692
01/01/2009	30/06/2009	4,5158*	0,8620	01/07/2021	31/12/2021	15,9719	1,0497
01/07/2009	31/12/2009	2,8903*	0,6400	01/01/2022	30/06/2022	12,5824	1,0265
01/01/2010	30/06/2010	4,2650*	1,4756	01/07/2022	31/12/2022	12,6336	1,0386
01/07/2010	31/12/2010	4,5456*	1,0658	01/01/2023	30/06/2023	13,1167	1,0578
01/01/2011	30/06/2011	4,6659*	1,0265	01/07/2023	31/12/2023	13,6998	0,9507
01/07/2011	31/12/2011	6,2793*	1,3458	01/01/2024	30/06/2024	12,6177	0,8900
01/01/2012	30/06/2012	6,5216*	1,0386	01/07/2024	31/12/2024	12,0979	0,9015
01/07/2012	31/12/2012	6,8988*	1,0578	01/01/2025	30/06/2025	12,5448	0,8728
01/01/2013	30/06/2013	6,5586*	0,9507	01/07/2025	31/12/2025	12,4250	1,0578
01/07/2013	31/12/2013	6,2352	0,8900	01/01/2026	30/06/2026	15,4046	0,9507
01/01/2014	30/06/2014	5,1947	1,0497	01/07/2026	31/12/2026	14,1510	0,8900
01/07/2014	31/12/2014	6,4318	0,8620	01/01/2027	30/06/2027	13,5344	1,0497
01/01/2015	30/06/2015	4,5532	0,6400	01/07/2027	31/12/2027	16,3024	1,0265
01/07/2015	31/12/2015	5,0049	0,8900	01/01/2028	30/06/2028	16,2725	1,0386
01/01/2016	30/06/2016	7,2274	0,6400	01/07/2028	31/12/2028	16,7997	1,0578
01/07/2016	31/12/2016	5,3906	0,8900	01/01/2029	30/06/2029	17,4524	0,9507
01/01/2017	30/06/2017	7,7637	1,0497	01/07/2029	31/12/2029	15,9914	0,8900
01/07/2017	31/12/2017	9,5856	1,0265	01/01/2030	30/06/2030	15,2572	0,9015
01/01/2018	30/06/2018	9,6948	1,0386	01/07/2030	31/12/2030	15,7462	0,8728
01/07/2018	31/12/2018	10,1346	1,0578				

Fuente: Los autores - * Datos tomados de <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42605&pagID=131276>

4.1.4.1. Precios del GNL importado y su respectiva variación

En el mundo los precios del Gas Natural Licuado – GNL se encuentran establecidos por valores establecidos por cada uno de los distribuidores del mismo, hay que recalcar incluye el mismo del precio del Gas Natural – GN y el precio de licuefacción, no obstante de es necesario recalcar que los países compradores del GNL deben asumir también los costos de transporte y costos adicionales, es por ende que los precios del GNL siempre son superiores a los precios con respecto al precio de Gas Natural tradicional.

En el mundo los precios del GNL tienen como precios superiores a los de US\$16, así quedo establecido en la revisión estadística de la energía mundial 2013 o “statistical review of world energy 2013” de la British Petroleum y se ha planteado como precio mínimo de US\$ 9 obteniendo este valor del promedio de los últimos 10 años (Tabla 12) y estos precios serán manejados para los cálculos económicos en el estudio de prefactibilidad para la instalación de la planta única de regasificación, y entrara a comparación con un proyecto significativo en costos para la nación, que involucra la generación del GNL por parte de Colombia para reducir costos internos del país.

Tabla 12. Precios de GNL en el mundo y Respectiva Variación

Año	Precio GNL US\$	Variación %
2003	4,77	
2004	5,18	7,9
2005	6,05	14,4
2006	7,14	15,3
2007	7,73	7,6
2008	12,55	38,4
2009	9,06	-38,5
2010	10,91	17,0
2011	14,73	25,9
2012	16,75	12,1
Promedio	9	11,1
Valor Max	16,75	38,4

Fuente: statistical review of world energy 2013, Editado por los autores

5. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

5.1. EVALUACIÓN OPERATIVA

La factibilidad operativa hace referencia a todos aquellos recursos con los que se realizan algún tipo de actividad (Procesos), donde depende de los recursos humanos que participen durante la operación del proyecto, como también todas las actividades que se realizan en los diferentes gasoductos para garantizar el flujo constante de gas. Durante esta etapa se identifican todas aquellas actividades que son necesarias para lograr el funcionamiento de la planta o plantas, para evaluar y determinar todo lo necesario para llevarla a cabo las diferentes operaciones que se tienen antes de llegar el gas a su destino. Es necesario establecer que los proyectos de regasificación y licuefacción en el país, mantienen bases como: Establecer los tanques de almacenamiento, así como también, los proyectos operativos ¹ pero es necesario recalcar, que todos los proyectos potenciales para Colombia son necesarios debido a la necesidad del país para la importación.

5.1.1. Necesidades operativas de las plantas en Colombia

Las necesidades de gas en Colombia es un hecho que las entidades reguladoras minero – energéticas ya tienen proyectado, es por eso que el país está preparándose para una posible escasez de gas en el territorio nacional afectando varios frentes económicos en el país, como lo son: el residencial, comercial, industrial, vehicular, eléctrico, refinerías y petroquímicas. Las proyecciones de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME en su escenario alto indican que para mediados de 2017 se requerirán 1.100 MPCD y que en 2020 se solicitarán más de 1.200 MPCD, pasando el umbral de los 1.500 MPCD en 2028, así mismos se ha establecido la proyección de la producción hasta finales del 2030, manejando los mismos índices de incremento, generando un saldo en

1. Anexo B, Operación de las plantas.

rojo en la producción de gas natural, y colocando al país en la búsqueda de proyectos para la importación del recurso energético.

5.2. EVALUACIÓN TÉCNICA

La evaluación técnica se referencia a los recursos necesarios como herramientas, conocimientos, habilidades, experiencia, etc., que son necesarios para efectuar los diferentes procesos durante la instalación de la planta, así como también realizar una discretización de los elementos que puedan mejorar el sistema actual y determinar la disponibilidad de la tecnología para satisfacer las necesidades de la planta o las plantas.

Generalmente nos referimos a elementos tangibles (medibles), el proyecto debe considerar, si los recursos técnicos actuales son suficientes o deben complementarse, pero para la evaluación técnica, es necesario recalcar que todos los proyectos establecidos a las magnitudes que necesita el estado Colombiano, son protegidos por las empresas que implementan cada una de las necesidades del país.

En Colombia las necesidades técnicas no serán evaluadas, sino solo contempladas en la evaluación económica necesaria para la nación, estos procesos técnicos contemplan: la importación de GNL o GN al territorio nacional, así como es el medio de negociación con el país de venta, también los procesos de negociación, participación política involucrada en conceptos técnicos, y demás detalles: los costos que se efectúan en cada proceso involucrado en cada proyecto serán evaluados, proyectados y colocados en consideración por cada proyecto, asimilando que el proyecto se establezca en el 2013, y se proyectara hasta la necesidad del país y de ahí hasta su capacidad operativa, técnicamente proyectada. Así también se evaluara los medios de transporte necesarios de cada proyecto previamente establecido para el desarrollo del documento que se desea evaluar.

5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se determinara con la factibilidad económica los recursos económicos y financieros necesarios para desarrollar y llevar a cabo la instalación de las plantas de licuefacción y regasificación de GNL, para obtener estos recursos básicos se debe considerar:

- El costo establecido en el tiempo
- El costo proyectado para la realización
- El costo de adquirir nuevos recursos.

Generalmente la factibilidad económica es el elemento más importante ya que se solventan en las carencias de otros recursos, es lo más difícil de conseguir y requiere de actividades adicionales cuando no se posee. Para la evaluación económica se ha destinado factores fundamentales para determinar cada proyecto necesario para el país, y cuantificar los costos que cada proyecto generaría.

En Colombia se busca la necesidad de importar gas natural, y se establecen 2 proyectos posibles ante la necesidad de la nación, el primero de ellos establece la instalación de una planta única de regasificación, y el segundo, propuesto por los autores, es la implementación de una planta licuefactora, una planta regasificadora y la adquisición de un buque transportador, insistiendo que estos costos adicionales sean asumidos por los colombianos.

5.3.1. Costo establecido en el tiempo

Se realizara la determinación de los tiempos de recuperación de la inversión, como también los tiempos de funcionamiento y el tiempo de entrada en operación,

a su vez, se determinara las inversiones significativas que se realizaran antes, durante y después de la instalación de las plantas seleccionadas.

En Colombia, se ha planteado en boletín estadístico de minas y energía 1990 – 2010, de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y el Ministerio de Minas y Energía, que las necesidades de gas natural en Colombia se estará desarrollando en el año 2028, siendo así, que las proyecciones de todos los costos establecidos en este documento se estarán ajustando hacia ese año. Los así como también los costos están ajustados al promedio de la inflación en Colombia hasta el 2012, contemplando los últimos 12 años, este promedio se encuentra en valores de 5,35% (Tabla 13); y se ejercerá un ajuste para que en el año del 2028, el promedio se mantenga en valores que no superen un promedio 5% y así mantener la tendencia que se ha tenido en el país (Tabla 14).

Tabla 13. Inflación últimos 12 años en Colombia

AÑO	INFLACIÓN ANUAL (%)	INFLACIÓN PROMEDIO (%) (RESPECTO AÑOS ANTERIORES)
2000	7,7600	7,7600
2001	8,7500	8,2550
2002	6,9900	7,8333
2003	6,4900	7,4975
2004	5,5000	7,0980
2005	4,8500	6,7233
2006	4,4800	6,4029
2007	5,6900	6,3138
2008	7,6700	6,4644
2009	2,0000	6,0180
2010	3,1700	5,7591
2011	3,7300	5,5900
2012	2,4400	5,3477

Fuente: <http://www.incp.org.co/indicadores-economicos-e-informacion-financiera-incp/indice-de-inflacion-1955-2011/>

Editado por los autores

Tabla 14. Inflación promedio proyectada al 2028

AÑO	INFLACIÓN PROMEDIO (%) (Respecto años anteriores)
2000	7,7600
2001	8,2550
2002	7,8333
2003	7,4975
2004	7,0980
2005	6,7233
2006	6,4029
2007	6,3138
2008	6,4644
2009	6,0180
2010	5,7591
2011	5,5900
2012	5,3477
2013	5,1413
2014	4,9361
2015	4,7321
2016	4,5288
2017	4,3263
2018	4,1244
2019	3,9230
2020	3,7221
2021	3,5215
2022	3,3212
2023	3,1213
2024	2,9216
2025	2,7221
2026	2,5228
2027	2,3238
2028	2,1248
PROMEDIO % FINAL 2028	5,0026

Fuente: los autores

5.3.2. Costo proyectado para la realización

Una vez se determine los costos basados en los tiempos antes, durante y después de la instalación de la planta, se determinara las relaciones costos-beneficios que se que acarrea la puesta en marcha de todo el proyecto.

En Colombia se debe establecer dos proyectos individuales aunque ambos tienen la misma meta, que es suplir el déficit de gas natural que presentara el país en el futuro.

El primer proyecto se enfoca en instalar una única planta de regasificación en el territorio nacional, buscando la compra del gas natural ya licuado, es decir GNL. Aunque el proyecto de comprar el Gas Natural – GN ya licuado, acarrea los costos adicionales que trae la compra del GNL, es decir la licuefacción que haría el país vendedor y el costo de transporte, que también involucra los costos de seguros y fletes del transportador; pero se aliviarían los costos para el país debido a la compra de buques transportadores y una planta de licuefacción.

El segundo proyecto constituye la instalación de una planta de regasificación en Colombia, compra de buques transportadores de GNL y la compra de una planta de licuefacción móvil, estos costos aunque subirían los presupuestos en más del doble del primer proyecto, se puede aliviar los costos que sufriría el país, costos que a una operación a futuro como mínimo de 15 años de las plantas pueda pagarse los excesos que se generaron y se vea representado en los bolsillos de los colombianos, debido a que los costos por millón de BTU que se debería pagar por el gas consumido, se reduciría considerablemente con respecto al primer proyecto así como también Colombia estaría a cargo de toda la operación y al tener una planta de licuefacción móvil, Colombia podría cambiar de comprador cuando se obtenga una mejor oferta de GNL.

5.3.2.1. Selección de un proyecto de instalación de una planta única de regasificación “Proyecto1”

El primer proyecto que se evalúa es referente a la instalación de una única planta de regasificación en Colombia la cual permite que se pueda elegir cualquier país que ofrezca GNL para su respectiva compra, este proyecto busca que los costos asumidos por el país como inversión inicial sean relativamente bajos, aunque coloca a los consumidores de gas natural a pagar por el incremento en los precios que el país deba asumir por la compra del GNL, que incluye el precio del gas del país al que se comprara así como también el precio de licuefacción, acarrea los costos de transporte para colocarlo en un puerto colombiano, ya sea los establecidos anteriormente en el numeral 4.1.2, donde se plantea la Guajira o Buenaventura como posibles puertos de llegada de los buques transportadores.

Es por eso la necesidad de evaluar los costos que se generaran en la selección de la instalación de una única planta de regasificación.

- **Costos de instalación de la planta**

Las plantas de regasificación que se desean instalar en Colombia deben cumplir con Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL establecido por el Ministerio de Minas y Energía, y se plantea que la planta de regasificación debe vaporizar y almacenar para su posterior inyección en el respectivo gasoducto. Estos tipos de plantas en la actualidad manejan precios estimados entre US\$ 400 millones y US\$ 800 millones que proyectados a 15 años y un interés compuesto del 5% generado del promedio de la inflación, proyecta un Valor en el futuro entre US\$ 831.571.271,76 y US\$ 1.663.142.543,53 (Ecuación 2, Ecuación 3, correspondientemente)

Ecuación 2. Calculo Valor Futuro mínimo

$$Vf_{min} = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 400.000.000 \times (1 + 0,05)^{15}$$

$$= 831.571.271,76$$

Fuente: Los Autores

Ecuación 3. Calculo Valor Futuro máximo

$$Vf_{max} = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 800.000.000 \times (1 + 0,05)^{15}$$

$$= 1.663.142.543,53$$

Fuente: Los Autores

Estos costos se representan en un 45% para los tanques de almacenamiento, un 25% del costo de los materiales y equipos, un 16% en la construcción y montaje, 9% en ingeniería y supervisión, un 2% en la puesta en marcha y un 3% destinado a otros gastos; todo para generar un 100% de la instalación de la estación de regasificación. También los costos de regasificación se encuentran los procesos de regasificación que tienen valores de US\$ 0,35 y US\$1 por millón de BTU (Tabla 15.)¹.

Tabla 15. Descripción costos de Vaporización de GNL

DESCRIPCIÓN	DATOS
Volumen Vaporizado GNL Día	260.000.000,00
Volumen Vaporizado GNL Año	94.900.000.000,00
MM BTU pos Volumen Diario	258.333,96
MM BTU pos Volumen Año	94.291.893,89
Costo Vap. GNL Día min US\$	90.416,88
Costo Vap GNL Año min US\$	33.002.162,86
Costo Vap. GNL Día max US\$	258.333,96
Costo Vap. GNL Año max US\$	94.291.893,89

Fuente: *Ministerio de Minas y Energía – Cálculos realizado por los Autores

Representando un aumento en el precio que asumirán los colombianos en el consumo del recurso energético, y afectando directamente el bolsillo de cada uno de los ciudadanos.

1. Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

- **Costos asumidos por el país**

El país al asumir la única instalación de una planta de regasificación debe establecer los costos que en el futuro inmediato, se debe comenzar con la importación de GNL de países vendedores del mismo, los precios que se manejan en el ámbito internacional se mantienen en valores estimados como mínimo de US\$ 9 y como máximo de US\$16 por millón de BTU₁ generando costos adicionales que asumirá la población colombiana (Tabla 16.), adicionalmente los costos de transporte, los costos de la operación de la planta de regasificación y el transporte por las redes internas, que llevan el Gas Natural producto de la vaporización.

Tabla 16. Costos asumidos por la compra del GNL

DESCRIPCIÓN	DATOS
Volumen Comprado GNL Día	260.000.000,00*
Volumen Comprado GNL Año	94.900.000.000,00
BTU pos Volumen Diario	258.333.955.862,40
BTU pos Volumen Año	94.291.893.889.777,50
Costo GNL Día min US\$	2.325.005,60
Costo GNL Año min US\$	848.627.045,01
Costo GNL Día max US\$	4.133.343,29
Costo GNL Año max US\$	1.508.670.302,24

Fuente: *Ministerio de Minas y Energía – Cálculos realizado por los Autores

A estos costos se presentan los costos adicionales que presentan por transporte desde sus posibles puntos de compra un aumento adicional en el costo que asume el país, que fue determinado en el numeral 4.1.2 en la Figura 18, y designa los precios que asumirá la nación en el primer proyecto, que para beneficios del país, no deben sobrepasar US\$ 1 por millón de BTU.

- **Costos por intermitencia del suministro del GNL**

La necesidad del país por la importación de GNL para ser vaporizado en los momentos en que la nación se vea afectada por la insuficiencia en la producción de Gas Natural – GN, debe considerar que los buques transportadores no hacen viajes que duren un solo día, y es en ese punto que llega el efecto de intermitencia del suministro del Gas Natural Licuado – GNL, colocando los puntos de partida de los buques, que lleguen al territorio nacional, desembarquen el GNL, regresen al país que se le está comprando el GNL y vuelvan a ser cargado, genera un tiempo de espera que colocaría los procesos de forma intermitente, si se llega a plantear que Colombia compre a países cercanos con viajes entre 2.000 millas náuticas a 4.000 millas náuticas, generaría un efecto de intermitencia entre 12 a 24 días respectivamente, incluyendo la carga y descarga de los mismos que representan de 2 a 4 días aproximadamente, ya que para esas distancias solo en el viaje se está representando viajes de aproximadamente 5 a 10 días respectivamente solo la ida del buque (Tabla 17), a la cual se le suma el regreso del mismo sumaría otros 5 a 10 días, generando unos costos que debe asumir el país en el precio del GNL (Tabla 18).

Tabla 17. Duración de viaje de un buque transportador de GNL

Velocidad promedio de los barcos= 18 nudos	
Distancia (Millas náuticas)	Duración (días)
500	1,16
1.000	2,31
1.500	3,47
2.000	4,63
2.500	5,79
3.000	6,94
3.500	8,10
4.000	9,26
4.500	10,41
5.000	11,57

Fuente: Montemayor, Arthur. Licuación y transporte de Gas Natural

Tabla 18. Costos por transporte de GNL

Buques Transportadores Costos de Viaje		
	Min	Max
Gastos del Buque		
Costos US\$/Milla Náutica (1,85Km)	\$ 0,30	\$ 0,40
Costo US\$ Viaje 12 días (2000millas náuticas)	\$ 600,00	\$ 800,00
Costo US\$ Viaje 24 días (4000millas náuticas)	\$ 1.200,00	\$ 1.600,00
Transportar GNL		
Costo US\$/MMBTU**	\$ 0,20	\$ 1,60
Costo US\$ por 259.000 MMBTU/D	\$ 51.666,79	\$ 413.334,33
Costo US\$ 6 Días	\$ 310.000,75	\$ 2.480.005,98
Costo US\$ 12 Días	\$ 620.001,49	\$ 4.960.011,95
Total Viaje 2000 millas náuticas	\$ 310.600,75	\$ 2.480.805,98
Total Viaje 4000 millas náuticas	\$ 621.201,49	\$ 4.961.611,95

Fuente: * Boletín Energético N° 19 de comisión nacional de energía atómica – Argentina www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/19/B19art1.pdf,

**Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; UPME – UIS 2009 , Calculado por Los Autores

5.3.2.1. Selección de un proyecto de instalación de las planta de licuefacción, de regasificación y compra de un buque transportador “Proyecto2”

En Colombia existe otra posibilidad para suplir la necesidad de Gas Natural – GN en los momentos de déficit, este proyecto incluye la instalación de una planta regasificadora en el territorio nacional, una planta regasificadora, posiblemente móvil, y la compra de un buque de transporte de GNL que sería importado.

Para la instalación de una planta de licuefacción que se desean instalar en Colombia debe cumplir con Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL establecido por el Ministerio de Minas y Energía, que plantea la instalación de una planta de licuefacción móvil en el país que se desea comprar el gas, así como también la planta debe contar con la capacidad de licuar Gas Natural – GN con un volumen de 262 Millones de pies cúbicos diarios, y que tenga la capacidad de almacenar el volumen necesario mientras los buques transportadores van y vuelven.

Para el proyecto de instalación de las dos plantas, y la compra de buques, el país debe hacer una inversión mayor a la de la instalación de una única planta regasificadora, pero a su vez aliviara considerablemente los precios que pagaran los ciudadanos en el precio del gas, generando así, un impacto mucho menor en el bolsillo de los consumidores. Es por eso la necesidad de evaluar los costos que se generaran en la puesta en marcha del proyecto conjunto de la instalación de las dos plantas y compra de buques.

- **Costo de la instalación de una planta licuefactora móvil (Flotante)**

Las plantas de licuefacción que se desean instalar en Colombia deben cumplir con Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL establecido por el Ministerio de Minas y Energía, y se plantea que la planta de regasificación debe licuar y almacenar para su posterior transporte en el respectivo buque. Como quedo establecido en la sección 4.1.3.1. estos tipos de plantas en la actualidad manejan precios estimados entre US\$ 500 millones y US\$ 1200 millones que proyectados a 15 años y un interés compuesto del 5% generado del promedio de la inflación, proyecta un Valor en el futuro entre US\$1.039.464.089,71 y US\$ 2.494.713.815,29 (Ecuación 4. Ecuación 5. correspondientemente)

Ecuación 4. Calculo Valor Futuro mínimo

$$Vf_{min} = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 500.000.000 \times (1 + 0,05)^{15} \\ = 1.039.464.089,71$$

Fuente: Los autores

Ecuación 5. Calculo Valor Futuro máximo

$$Vf_{max} = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 200.000.000 \times (1 + 0,05)^{15} \\ = 2.494.713.815,29$$

Fuente: Los autores

La posibilidad de que la planta de licuefacción sea móvil – flotante, permitirá a Colombia que dependiendo de la mejor oferta de gas natural, el país pueda trasladar su planta móvil hacia ese destino y permitir que no se genere un amarre con un país en específico.

Las plantas de licuefacción representan aproximadamente un 30 a 35% del costo total de la cadena de producción típica de GNL, y el costo de la infraestructura se distribuye en un 30% para equipos, 20% para materiales, en los trenes de licuefacción se invierten un 20% hasta un 30%, dejando el resto para las áreas de almacenamiento, servicios auxiliares y sistema de carga de los buques¹.

- **Costo de adquirir buques transportadores de GNL**

La puesta en marcha de un proyecto de la magnitud que se puede instalar en Colombia, genera la necesidad de la compra de un buque transportador de GNL para reducir los costos asumidos por los ciudadanos en el precio del gas; los respectivos costos varían entre el tipo de buque, y la capacidad volumen de transporte que tenga. Los tipos de buques transportadores quedo establecido en el numeral 3.2.1 y muestra las diferentes tecnologías que existen en el mercado.

Los costos de los buques están en valores estimados de US\$ 150 millones hasta los US\$ 280 Millones¹, pero estos valores son proyectados para el 2028 que sería el momento del déficit de Gas Natural – GN en Colombia mostrando valores que varían entre US\$ 311.839.226,91 y US\$ 582.099.890,24 (Ecuación 6, Ecuación 7. correspondientemente)

Ecuación 6. Calculo Valor Futuro máximo

$$Vf_{min} = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 150.000.000 \times (1 + 0,05)^{15} \\ = 311.839.226,91$$

Fuente: Los Autores

1. Boletín Energético N° 19 de comisión nacional de energía atómica – Argentina, www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/19/B19art1.pdf

Ecuación 7. Calculo Valor Futuro mínimo

$$Vfmax = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 280.000.000 \times (1 + 0,05)^{15} \\ = 582.099.890,24$$

Fuente: Los autores

También los costos de operación entran en la adquisición de los buques transportadores pero los costos de transporte por millón de BTU serian anulados debido a que esos precios son cobrados por las empresas de transporte, y en el caso que sean adquiridos por Colombia, la empresa de transporte seria representada por todos los colombianos.

- **Costos de adquirir una planta de regasificación**

Para Colombia el costo se adquirir una planta de regasificación no varía con respecto al primer proyecto, donde se refleja precios estimados entre US\$ 400 millones y US\$ 800 millones que proyectados dejaron un Valor en el futuro entre US\$ 831.571.271,76 y US\$ 1.663.142.543,53. Así como también los precios referentes a operaciones de la planta anteriormente asumidos en la instalación de una única planta de regasificación.

5.3.3. Costos de adquirir nuevos recursos

En una evaluación económica se debe contemplar varios factores, entre los que se encuentran los imprevistos, estos son los factores que generan la necesidad de adquirir nuevos recursos, estos costos son establecidos por variables no contemplados durante la instalación de la planta, donde se abarcara parámetros de modificaciones, reparaciones, entre otros puntos, para contemplar todos los escenarios posibles durante su construcción, estos valores pueden llegar a alcanzar los US\$ 100 millones, dado los casos que se tiene que dragar medios acuíferos para la entrada de los buques. Estos valores proyectados para el momento que en Colombia necesite realizar la respectiva inversión son de

US\$207892817,94 (Ecuación 8). Estos valores se incluirán en el análisis de los dos posibles proyectos que puede realizar Colombia.

Ecuación 8. Calculo Valor Futuro

$$Vf = (Valor\ presente) \times ((1 + Interes)^{años}) = 100.000.000 \times (1 + 0,05)^{15} \\ = 207.892.817,94$$

Fuente: Los autores

5.4. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PARA COLOMBIA.

En la evaluación del mejor proyecto para Colombia es necesario contemplar los valores económicos que representa cada uno de los proyectos, esto valores fueron proyectados para determinar los costos que asumirá el país, y los costos totales para cuando se coloque en marcha el proceso de importación de gas (Tabla 19, Tabla 20).

También es necesario realizar la evaluación de los costos pos-instalación de los diferentes proyectos, que para Colombia se estiman en 15 años de operación mínimo, es claro notar que los precios de los costos que se instauran para el 2013, son necesarios también ser llevados al 2028 para poder iniciar la operación de los diferentes proyectos.

Para el proyecto de la instalación de una única planta de regasificación, llamado “Proyecto 1” se proyectaron los costos que intervienen en la operación del mismo durante 1 año y todos esos costos se proyectaron al 2028, año en el que iniciaría la operación del mismo (Tabla 21). Para el proyecto de la instalación de una planta de licuefacción móvil, una planta de regasificación y adquisición de un buque transportador, llamado “Proyecto 2”, se evaluaron los costos para 1 año de operación, se realizó la misma operación que en el proyecto 1 donde se

proyectaron los costos hasta el 2028 (Tabla 22). y la comparación existente de un proyecto contra el otro (Figura 20).

Desde ese punto de partida a cada proyecto se le proyectó una operación de 15 años, y se le incluyo el pago anual que se debe pagar por motivos de inversión inicial (Proyecto1: Planta regasificadora; Proyecto2: Plantas licuefactora, regasificadora y barco transportador) (Tabla 23, Tabla 24), y las respectivas proyecciones compradas por sus valores mínimos y máximos (Figura21).

Tabla 19. Totalización de costos Proyecto 1

Proyecto 1 Instalación de una única planta de regasificación					
	Min Actualidad	Max Actualidad	Min Proyectado	Max Proyectado	
Costo de instalación de la planta US\$	400.000.000,00	800.000.000,00	831.571.271,76	1.663.142.543,53	
Costos por Nuevos Recursos US\$	-	100.000.000,00	-	207.892.817,94	
Costos por compra de GNL					
Costo GNL US\$	Min Día	Min Año	Max Día	Max Año	
Costo por Viaje 1 día (Teórico) US\$	2.325.005,60	848.627.045,01	4.133.343,29	1.508.670.302,24	
Costo por Viaje Corto US\$	27.900.067,23	848.627.045,01	49.600.119,53	1.508.670.302,24	
Costo por Viaje Largo US\$	55.800.134,47	848.627.045,01	99.200.239,05	1.508.670.302,24	
Costos Asumidos por Colombia					
Gastos del Buque (Sin Personal)	Min Viaje Corto	Min Viaje Largo	Max Viaje Corto	Max Viaje Largo	
Costo US\$ Viaje US\$/Milla Náutica	600,00	800,00	1.200,00	1.600,00	
Transportar GNL US\$	310.000,75	620.001,49	2.480.005,98	4.960.011,95	
Vaporización del GNL					
	Min	Min Año	Max	Max Año	
Costo por Viaje 1 día (Teórico) US\$	90.416,88	33.002.162,86	258.333,96	94.291.893,89	
Costo por Viaje Corto US\$	1.085.002,61	33.002.162,86	3.100.007,47	94.291.893,89	
Costo por Viaje Largo US\$	2.170.005,23	33.002.162,86	6.200.014,94	94.291.893,89	
PRECIO GAS NATURAL PARA CONSUMIDOR					
	Min Actualidad	Max Actualidad	Min Proyectado	Max Proyectado	
Total Costo 1Año US\$	882.273.542,70	1.607.970.874,75	1.834.183.329,86	3.342.855.963,18	
Total Costo 1Año + Instalación	1.282.273.542,70	2.507.970.874,75	2.665.754.601,62	5.213.891.324,65	
PRECIO del GN /MMBTU US\$					
Precio del GN /MMBTU + Instalación USD\$	9,36	17,05	19,45	35,45	
	13,60	25,54	28,27	55,30	

Fuente: Los autores

Tabla 20. Totalización de costos Proyecto 2

Proyecto 2 Instalación de Plantas de Licuefacción y Regasificación						
	Min Actualidad	Max Actualidad	Min Proyectado	Max Proyectado		
Costo de instalación de licuefactora US\$	500.000.000,00	1.200.000.000,00	1.039.464.089,71	2.494.713.815,29		
Costo de instalación de regasificadora US\$	400.000.000,00	800.000.000,00	831.571.271,76	1.663.142.543,53		
Costo Barco transportador	150.000.000,00	280.000.000,00	311.839.226,91	582.099.890,24		
Costos por Nuevos Recursos	-	100.000.000,00	-	207.892.817,94		
Costos por compra de Gas Natural - GN						
Costo GN US\$	Min Día	Min Año	Max Día	Max Año		
Costo por Viaje 1 día (Teórico)	180.833,77	66.004.325,72	387.500,93	141.437.840,83		
Costo por Viaje Corto	2.170.005,23	66.004.325,72	4.650.011,21	141.437.840,83		
Costo por Viaje Largo	4.340.010,46	66.004.325,72	9.300.022,41	141.437.840,83		
Costos Asumidos por Colombia						
Gastos del Buque (Sin Personal)	Min Viaje Corto	Min Viaje Largo	Max Viaje Corto	Max Viaje Largo		
Costo US\$ Viaje Año	600,00	800,00	1.200,00	1.600,00		
Transportar GNL US\$	310.000,75	620.001,49	2.480.005,98	4.960.011,95		
Licuefacción Año	160.296.219,61	160.296.219,61	273.446.492,28	273.446.492,28		
Vaporización del GNL						
	Min	Min Año	Max	Max Año		
Costo por Viaje 1 día (Teórico)	90.416,88	33.002.162,86	258.333,96	94.291.893,89		
Costo por Viaje Corto	1.085.002,61	33.002.162,86	3.100.007,47	94.291.893,89		
Costo por Viaje Largo	2.170.005,23	33.002.162,86	6.200.014,94	94.291.893,89		
	Min Actualidad	Max Actualidad	Min Proyectado	Max Proyectado		
Total Costo 1Año	259.947.043,02	514.184.905,62	411.654.758,12	803.706.908,72		
Total Costo 1Año + Instalación	1.309.947.043,02	2.894.184.905,62	1.451.118.847,83	3.506.313.541,95		
Precio del GN/MMBTU	7,88	15,58	12,47	24,35		
Precio del GN/MMBTU + Instalación	39,69	87,70	43,97	106,24		

Fuente: Los autores

Tabla 21. Proyecciones Operaciones Proyecto 1 2013-2028

20/	Costos por compra de GNL			Costos Asumidos por Colombia			Vaporización del GNL			TOTAL OPERACION + PLANTA		
	Min	Max		Min	Max		Min	Max		Min	Max	
13	848.627.045,0	1.508.670.302,2		644.334,8	5.008.678,6		33.002.162,9	94.291.893,9		1.282.273.542,7	2.507.970.874,75	
14	891.058.397,3	1.584.103.817,3		676.551,6	5.259.112,6		34.652.271,0	99.006.488,6		1.346.387.219,8	2.633.369.418,48	
15	935.611.317,1	1.663.309.008,2		710.379,1	5.522.068,2		36.384.884,6	103.956.813,0		1.413.706.580,8	2.765.037.889,41	
16	982.391.883,0	1.746.474.458,6		745.898,1	5.798.171,6		38.204.128,8	109.154.653,7		1.484.391.909,9	2.903.289.783,88	
17	1.031.511.477,1	1.833.798.181,6		783.193,0	6.088.080,2		40.114.335,2	114.612.386,3		1.558.611.505,4	3.048.454.273,07	
18	1.083.087.051,0	1.925.488.090,6		822.352,7	6.392.484,2		42.120.052,0	120.343.005,7		1.636.542.080,6	3.200.876.986,72	
19	1.137.241.403,5	2.021.762.495,2		863.470,3	6.712.108,4		44.226.054,6	126.360.155,9		1.718.369.184,7	3.360.920.836,06	
20	1.194.103.473,7	2.122.850.619,9		906.643,8	7.047.713,8		46.437.357,3	132.678.163,7		1.804.287.643,9	3.528.966.877,86	
21	1.253.808.647,4	2.228.993.150,9		951.976,0	7.400.099,5		48.759.225,2	139.312.071,9		1.894.502.026,1	3.705.415.221,76	
22	1.316.499.079,8	2.340.442.808,5		999.574,8	7.770.104,5		51.197.186,4	146.277.675,5		1.989.227.127,4	3.890.685.982,84	
23	1.382.324.033,8	2.457.464.948,9		1.049.553,5	8.158.609,7		53.757.045,8	153.591.559,3		2.088.688.483,8	4.085.220.281,99	
24	1.451.440.235,4	2.580.338.196,3		1.102.031,2	8.566.540,2		56.444.898,0	161.271.137,3		2.193.122.907,9	4.289.481.296,09	
25	1.524.012.247,2	2.709.355.106,2		1.157.132,8	8.994.867,2		59.267.142,9	169.334.694,1		2.302.779.053,3	4.503.955.360,89	
26	1.600.212.859,6	2.844.822.861,5		1.214.989,4	9.444.610,5		62.230.500,1	177.801.428,8		2.417.918.006,0	4.729.153.128,94	
27	1.680.223.502,6	2.987.064.004,5		1.275.738,9	9.916.841,1		65.342.025,1	186.691.500,3		2.538.813.906,3	4.965.610.785,38	
28	1.764.234.677,7	3.136.417.204,8		1.339.525,8	10.412.683,1		68.609.126,4	196.026.075,3		2.665.754.601,6	5.213.891.324,65	

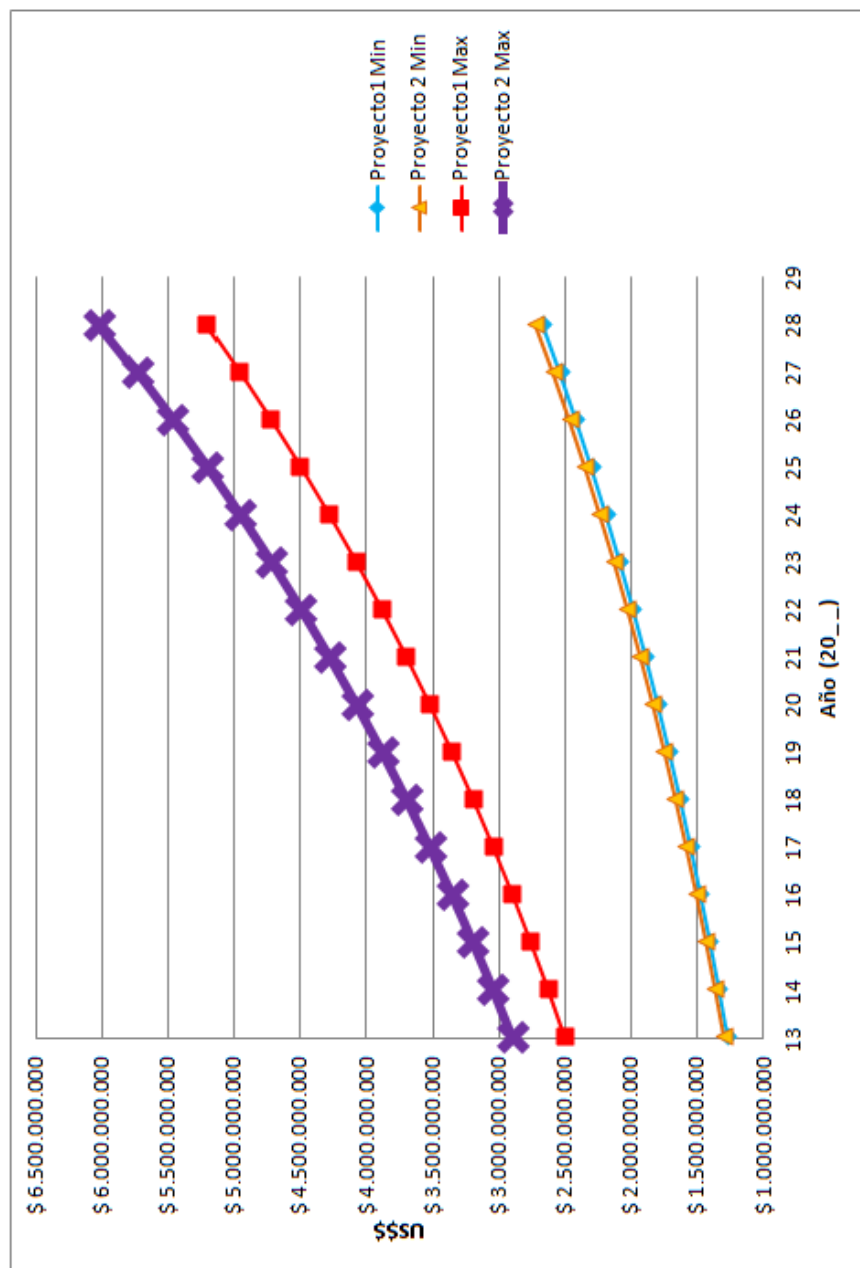
Fuente: Los autores

Tabla 22. Proyecciones Operaciones Proyecto2 2013-2028

20/ 13	Costos por compra de Gas Natural - GN		Costos Asumidos por Colombia		Vaporización del GN		TOTAL OPERACION + (PLANTAS+BARCO)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
13	66.004.325,7	141.437.840,8	160.940.554,4	278.455.170,9	33.002.162,9	94.291.893,9	1.309.947.043,0	2.894.184.905,62
14	69.304.542,0	148.509.732,9	168.987.582,2	292.377.929,4	34.652.271,0	99.006.488,6	1.375.444.395,18	3.038.894.150,91
15	72.769.769,1	155.935.219,5	177.436.961,3	306.996.825,9	36.384.884,6	103.956.813,0	1.444.216.614,93	3.190.838.858,45
16	76.408.257,6	163.731.980,5	186.308.809,3	322.346.667,2	38.204.128,8	109.154.653,7	1.516.427.445,68	3.350.380.801,37
17	80.228.670,4	171.918.579,5	195.624.249,8	338.464.000,6	40.114.335,2	114.612.386,3	1.592.248.817,97	3.517.899.841,44
18	84.240.104,0	180.514.508,5	205.405.462,3	355.387.200,6	42.120.052,0	120.343.005,7	1.671.861.258,86	3.693.794.833,51
19	88.452.109,2	189.540.233,9	215.675.735,4	373.156.560,6	44.226.054,6	126.360.155,9	1.755.454.321,81	3.878.484.575,19
20	92.874.714,6	199.017.245,6	226.459.522,2	391.814.388,7	46.437.357,3	132.678.163,7	1.843.227.037,90	4.072.408.803,95
21	97.518.450,4	208.968.107,9	237.782.498,3	411.405.108,1	48.759.225,2	139.312.071,9	1.935.388.389,79	4.276.029.244,15
22	102.394.372,9	219.416.513,3	249.671.623,2	431.975.363,5	51.197.186,4	146.277.675,5	2.032.157.809,28	4.489.830.706,35
23	107.514.091,5	230.387.339,0	262.155.204,4	453.574.131,7	53.757.045,8	153.591.559,3	2.133.765.699,75	4.714.322.241,67
24	112.889.796,1	241.906.705,9	275.262.964,6	476.252.838,3	56.444.898,0	161.271.137,3	2.240.453.984,73	4.950.038.353,75
25	118.534.285,9	254.002.041,2	289.026.112,8	500.065.480,2	59.267.142,9	169.334.694,1	2.352.476.683,97	5.197.540.271,44
26	124.461.000,2	266.702.143,3	303.477.418,4	525.068.754,2	62.230.500,1	177.801.428,8	2.470.100.518,17	5.457.417.285,01
27	130.684.050,2	280.037.250,4	318.651.289,4	551.322.191,9	65.342.025,1	186.691.500,3	2.593.605.544,08	5.730.288.149,27
28	137.218.252,7	294.039.112,9	334.583.853,8	578.888.301,5	68.609.126,4	196.026.075,3	2.723.285.821,28	6.016.802.556,73

Fuente: Los autores

Figura 20. Relación “Proyecto1” contra “Proyecto2”



Fuente: Los autores

Tabla 23. Proyección 15 años de Operación Proyecto 1

20/	TOTAL OPERACIÓN US\$		TOTAL + ANUALIDAD (166.554.326,14) US\$		TOTAL + ANUALIDAD (374.747.233,81) US\$	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
29	1.925.892.496,4	3.509.998.761,34	2.092.446.822,49		3.884.745.995,14	
30	2.022.187.121,2	3.685.498.699,41	2.188.741.447,31		4.060.245.933,21	
31	2.123.296.477,2	3.869.773.634,38	2.289.850.803,37		4.244.520.868,18	
32	2.229.461.301,1	4.063.262.316,10	2.396.015.627,23		4.438.009.549,90	
33	2.340.934.366,1	4.266.425.431,90	2.507.488.692,28		4.641.172.665,70	
34	2.457.981.084,5	4.479.746.703,50	2.624.535.410,59		4.854.493.937,30	
35	2.580.880.138,7	4.703.734.038,67	2.747.434.464,81		5.078.481.272,47	
36	2.709.924.145,6	4.938.920.740,60	2.876.478.471,75		5.313.667.974,41	
37	2.845.420.352,9	5.185.866.777,63	3.011.974.679,03		5.560.614.011,44	
38	2.987.691.370,5	5.445.160.116,52	3.154.245.696,67		5.819.907.350,32	
39	3.137.075.939,1	5.717.418.122,34	3.303.630.265,20		6.092.165.356,15	
40	3.293.929.736,0	6.003.289.028,46	3.460.484.062,15		6.378.036.262,26	
41	3.458.626.222,8	6.303.453.479,88	3.625.180.548,95		6.678.200.713,69	
42	3.631.557.534,0	6.618.626.153,88	3.798.111.860,09		6.993.373.387,68	
43	3.813.135.410,7	6.949.557.461,57	3.979.689.736,79		7.324.304.695,37	

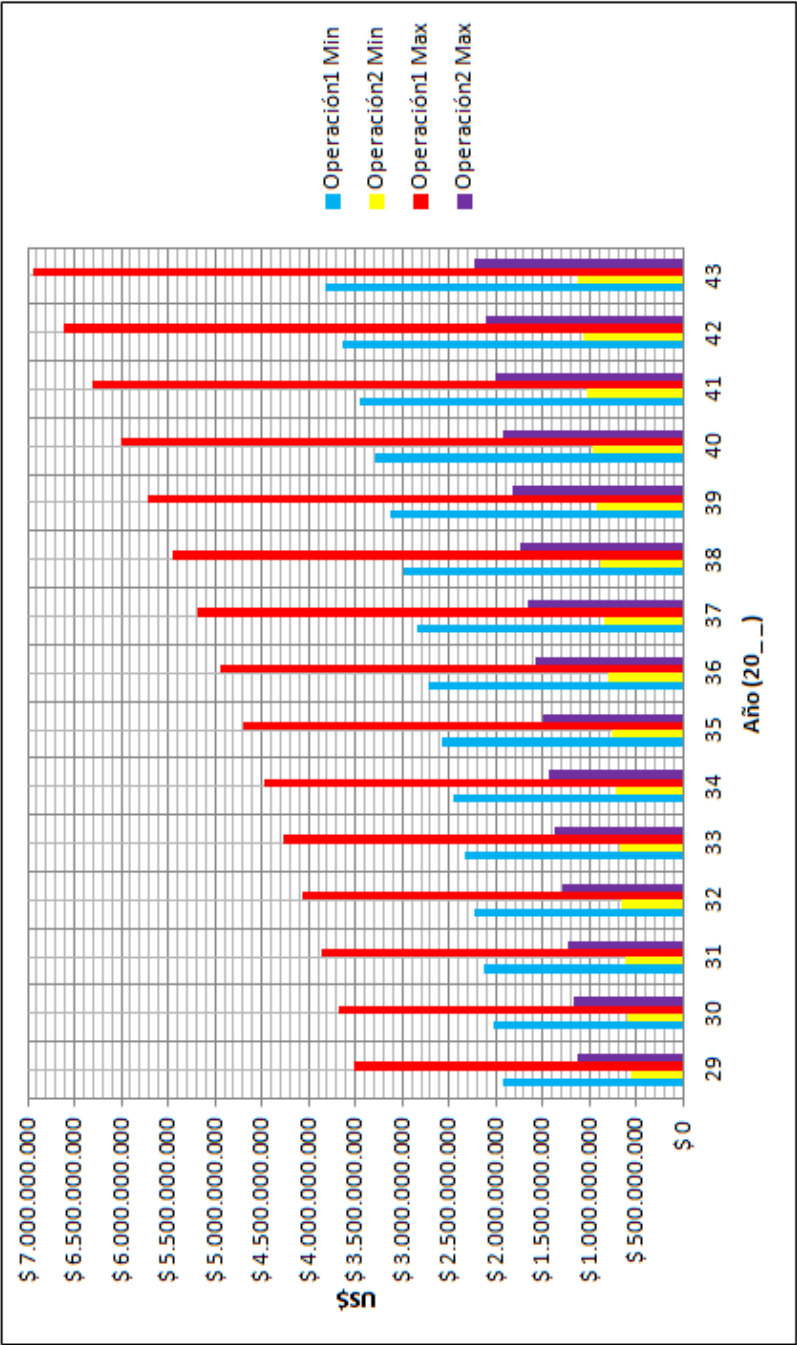
Fuente: Los Autores

Tabla 24. Proyección 15 años de Operación Proyecto 2

20/ 29	TOTAL		TOTAL + ANUALIDAD (437.205.106,10) US\$	TOTAL + ANUALIDAD (990.998.240,51) US\$
	Min	Max	Min	Max
29	567.431.794,54	1.122.401.164,22	1.004.636.900,65	2.113.399.404,73
30	595.803.384,27	1.178.521.222,43	1.033.008.490,37	2.169.519.462,94
31	625.593.553,48	1.237.447.283,55	1.062.798.659,59	2.228.445.524,06
32	656.873.231,16	1.299.319.647,73	1.094.078.337,26	2.290.317.888,24
33	689.716.892,72	1.364.285.630,11	1.126.921.998,82	2.355.283.870,63
34	724.202.737,35	1.432.499.911,62	1.161.407.843,46	2.423.498.152,13
35	760.412.874,22	1.504.124.907,20	1.197.617.980,32	2.495.123.147,71
36	798.433.517,93	1.579.331.152,56	1.235.638.624,03	2.570.329.393,07
37	838.355.193,83	1.658.297.710,19	1.275.560.299,93	2.649.295.950,70
38	880.272.953,52	1.741.212.595,70	1.317.478.059,62	2.732.210.836,21
39	924.286.601,19	1.828.273.225,48	1.361.491.707,30	2.819.271.465,99
40	970.500.931,25	1.919.686.886,75	1.407.706.037,36	2.910.685.127,27
41	1.019.025.977,82	2.015.671.231,09	1.456.231.083,92	3.006.669.471,61
42	1.069.977.276,71	2.116.454.792,65	1.507.182.382,81	3.107.453.033,16
43	1.123.476.140,54	2.222.277.532,28	1.560.681.246,65	3.213.275.772,79

Fuente: Los Autores

Figura 21. Comparación costos operacionales Proyección 15 años



Fuente: Los Autores

5.5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Los datos obtenidos durante el estudio de prefactibilidad arrojó un margen muy superior de la instalación de las plantas de licuefacción y regasificación, así como también la adquisición de un buque transportador de GNL, con respecto de la instalación de una única planta de regasificación en Colombia.

Los datos que se generaron dieron que los costos iniciales de la instalación de una única planta son mucho mas bajos, pero los costos de operación de dicho proyecto son mucho más altos, y es ahí donde se marco la diferencia. Los costos por comprar el GNL se enmarca como máximo de US\$1.508.670.302,2, los costos asumidos por el país que incluye el transporte maneja precios como máximo de US\$ 5.008.678,6 y la vaporización del GNL representa como valor máximo de US\$94.291.893,9 , si a estos valores sumando la instalación de la planta única deja un total de US\$ 2.507.970.874,75; que proyectados al 2028 da un valor de US\$ 5.213.891.324,65: es desde este punto donde entra a jugar el valor de la operación de la misma como quedo representado en la Tabla 22, donde se proyecta la operación de la misma y los valores al final de 15 años de operación la planta maneja costos de **US\$ 6.949.557.461,57**

Por el otro lado la instalación de las plantas de licuefacción, regasificación y adquisición de un buque transportador, siempre representa una inversión muy superior, pero los costos de operación deja un margen mucho menor de los gastos para la nación. Estos costos son establecidos en los costos por la compra del gas natural US\$ 141.437.840,8 , los costos asumidos por Colombia de 278.455.170,9 y los costos por vaporización de US\$ 94.291.893,9 , si a estos valores se le suma el valor inicial por la instalación da un total de US\$ 2.894.184.905,62 , que proyectado al 2028 da un valor de US\$ 6.016.802.556,73 , es desde este punto donde entra a jugar el valor de la operación de la misma como quedo representado en la Tabla 23, donde se proyecta la operación de la misma y los

valores al final de 15 años de operación la planta maneja costos de **US\$ 3.213.275.772,79** un valor mucho menor que el primer proyecto marcándolo como el proyecto seleccionado.

6. CONCLUSIONES

- Colombia en los próximos 10 a 15 años debe contemplar la importación de gas natural, debido a la incapacidad del país de producir la cantidad necesaria con respecto al consumo que tendrá, así como también por sus niveles de reservas.
- Los proyectos de instalación de una única planta de regasificación, son mucho más económicos que los proyectos mixtos de planta licuefactora y regasificadora, enfocándose en la inversión inicial que deben hacer los países.
- Los procesos de importación de gas natural, en los que involucre Gas Natural Licuado, deben contemplar que los países o empresas que venden el GNL siempre tienen una ganancia adicional al proceso de licuefacción, y a estos precios se deben incorporar los precios por transporte y regasificación.
- El proyecto de instalación de una planta licuefactora, una planta regasificadora y la adquisición de un buque transportador siempre generara una inversión inicial más elevada, pero genera costos mucho menores en operaciones de licuefacción, que enmarcan la diferencia con respecto a la instalación de una única planta de regasificación.
- La instalación de una planta de regasificación móvil permitirá que la nación, pueda decidir el país comprador y pueda movilizarse hacia donde se encuentre la mejor oferta de Gas Natural – GN para reducir los costos asumidos por los colombianos, y posteriormente realice el respectivo proceso de licuefacción.

7. Recomendaciones.

- Realizar un estudio únicamente destinado a las variaciones de operación y capacidad de producción de Gas Natural Licuado, que incluya como se verá afectado el precio del GNL en el futuro.
- Generar un análisis socio-político acerca de las facilidades que ofrece Colombia sobre los cobros que se le asignaran anualmente a los ciudadanos para poder generar recursos que puedan dar pago al proyecto de la instalación de una planta licuefactora, una planta regasificadora y la adquisición de un barco transportador de GNL.
- Realizar una identificación de los factores influyentes que puedan generar un incremento en los costos adicionales NO previstos y determinar las posibles soluciones a estos factores para evitar un aumento de los costos adicionales que asumirá la nación en el momento de ejecutar el proyecto.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Boletín Energético N° 19 de comisión nacional de energía atómica – Argentina, Ines Torino Araoz, 2011
- BOLETÍN ESTADÍSTICO DE MINAS Y ENERGÍA 1990 – 2010 de Unidad de Planeación Minero Energética – UPME
- BP Statistical Review of World Energy June 2013
- Comisión Reguladora de Energía y Gas, Resolución 199 del 2011
- Comisión Reguladora de Energía y Gas, Resolución CREG 119 de 2005
- Comisión Reguladora de Energía y Gas, Resolución CREG 187 de 2010
- Constitución Política de Colombia - Artículo 78
- Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la implementación de un proyecto de producción y exportación de Gas Natural Licuado - GNL en Colombia-Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander – UIS, 2004
- EXMAR gets go ahead from PRE for world's First Floating LNG Production Unit - Proyecto Pacific Rubiales Energy – Exmar, 2012
- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para la CREG, 2007
- INDICADORES DE GESTIÓN Y ESTADÍSTICAS DE LA INDUSTRIA A DICIEMBRE 31 DE 2012 – ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH
- INTRODUCCIÓN AL GNL, Guillermo Pita, 2006
- Itansuca – Freyre & Asociados- FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN, preparado para: CREG, 2010
- Licuación y transporte de Gas; Natural Montemayor, Arthur.
- MODELING AND OPTIMIZATION OF A C3MR LNG PLANT EFFICIENCY BY CHANGE OF MIXED REFRIGERANTS' COMPONENTS, Hamid Saffari - Masoud Fasihbeiki, 2008
- Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia; Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y la Universidad Industrial de Santander – UIS 2009

- Plantas de licuefacción Cambio de fase, Alfonso Vigre, 2001
- PROYECCIONES DE PRECIOS DE GAS NATURAL Y COMBUSTIBLES LIQUIDOS PARA GENERACIÓN ELECTRICA, UPME, 2012
- Proyecto para regular puertos regasificadores de GNL Argentina 2008
- Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de Gas Natural Licuado – Ministerio de minas y energía, 2012

8.1. PÁGINAS WEB

- <https://ngc.co.tt>
- www.anh.gov.co/es/index.php?id=26 ; Sala de prensa – Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH
- www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/19/B19art1.pdf
- www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42605&pagID=131276
- www.enagas.com
- www.gnl.es/licuefaccion-gnl.php
- www.gnl.es/mundo-gnl.php
- www.incp.org.co/indicadores-economicos-e-informacion-financiera-incp/indice-de-inflacion-1955-2011
- www.slideshare.net/hserrani/gas-natural-en-el-ne-argentino
- www.worldoil.com/April-2007-Breaking-the-offshore-LNG-stalemate.html

9. ANEXOS

9.1. ANEXO A DESCRIPCIÓN Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL GNL

Los orígenes de la tecnología de licuefacción del GNL aparecen alrededor de 1920 cuando se desarrollaron las primeras técnicas de licuefacción del aire. El primer uso de GNL fue para recuperar helio del gas natural. El proceso se basaba en la licuefacción de los hidrocarburos que contenían helio, dejando este último en fase gaseosa; después de la extracción del helio, el GNL se vaporizaba y se vendía como combustible.

En el pasado, el gas natural se consideraba un subproducto sin valor asociado con la extracción petróleo crudo, hasta que en 1920 se hizo evidente que era una valiosa fuente de combustibles como el propano y el butano.

1941 – Primera planta de licuefacción en Cleveland, Ohio.

1959 – Primer envío de GNL por buque.

1960 – Primera planta de licuefacción con carga de base en Argelia.

1969 – Transporte de GNL de Alaska a Japón.

2008 - Primera planta de Reserva de GNL en Quintero, Chile

La industria del gas natural licuado – GNL ha tenido un gran avance a nivel mundial debido a la necesidad que se ha generado en la búsqueda de nuevos recursos energéticos, esta necesidad implica una cadena que incluye varias actividades tanto corriente arriba “*upstream*” como corriente abajo “*downstream*”; ya que en cada una de estas partes de la cadena se manejan unidades diferentes dependiendo si su volumen encuentra en estado gaseoso o se halla en su forma

líquida o en ciertas ocasiones en las cuales es comercializado en unidades de energía.

Este anexo tiene como objetivo es el de presentar todos los datos actuales del mercado de GNL, a través de su historia que se encuentra enmarcado por la instalación global de las plantas de licuefacción de gas natural y terminales de recepción y regasificación que actualmente soportan la necesidad energética de la población mundial así como también la inclusión detallada de la información específica del movimiento del GNL producido a nivel mundial, detallando quienes son los compradores y vendedores actuales.

Para la interpretación de los datos representados en este documento se enmarca los valores de la demanda, oferta y canales de comercialización actuales, y la respectiva representación histórica determinada enfocada en:

- Incremento en los precios internacionales del gas natural.
- Disminución en los costos de transporte y distribución.
- Disminución de la producción.

Estos valores fueron presentados en la revisión estadística de la energía mundial 2013 o “statistical review of world energy 2013” de la British Petroleum – BP

La proyección de la comercialización del GNL en América del Sur es una realidad de mediano plazo, que podría ser considerada en los futuros proyectos de compra y venta de Gas Natural (Figura A.1, Figura A.2).

Figura A.1 Variación de precios del Gas Natural y Gas Natural Licuado

US dollars per million Btu	LNG Japan cif	Natural gas				Crude oil OECD countries cif
		Average German Import Price*	UK (Heren NBP Index)†	US Henry Hub‡	Canada (Alberta)§	
1985	5.23	4.25	—	—	—	4.75
1986	4.10	3.93	—	—	—	2.57
1987	3.35	2.55	—	—	—	3.09
1988	3.34	2.22	—	—	—	2.56
1989	3.28	2.00	—	1.70	—	3.01
1990	3.64	2.78	—	1.64	1.05	3.82
1991	3.99	3.19	—	1.49	0.89	3.33
1992	3.62	2.69	—	1.77	0.98	3.19
1993	3.52	2.50	—	2.12	1.69	2.82
1994	3.18	2.35	—	1.92	1.45	2.70
1995	3.46	2.39	—	1.69	0.89	2.96
1996	3.66	2.46	1.87	2.76	1.12	3.54
1997	3.91	2.64	1.96	2.53	1.36	3.29
1998	3.05	2.32	1.86	2.08	1.42	2.16
1999	3.14	1.88	1.58	2.27	2.00	2.98
2000	4.72	2.89	2.71	4.23	3.75	4.83
2001	4.64	3.66	3.17	4.07	3.61	4.08
2002	4.27	3.23	2.37	3.33	2.57	4.17
2003	4.77	4.06	3.33	5.63	4.83	4.89
2004	5.18	4.32	4.46	5.85	5.03	6.27
2005	6.05	5.88	7.38	8.79	7.25	8.74
2006	7.14	7.85	7.87	6.76	5.83	10.66
2007	7.73	8.03	6.01	6.95	6.17	11.95
2008	12.55	11.56	10.79	8.85	7.99	16.76
2009	9.06	8.52	4.85	3.89	3.38	10.41
2010	10.91	8.01	6.56	4.39	3.69	13.47
2011	14.73	10.48	9.04	4.01	3.47	18.55
2012	16.75	11.03	9.46	2.76	2.27	18.82

Fuente: statistical_review_of_world_energy_2013-BP

Figura A.2. Distribución de precios



Fuente: statistical_review_of_world_energy_2013-BP

9.2. ANEXO B DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN

De acuerdo a la Asociación de Procesadores de Gas (GPA) existe un amplio consenso entre los industriales, de cuáles deben ser, las condiciones mínimas que deben tener los productos procesados.

Las especificaciones de calidad del gas natural han sido históricamente negociadas entre compradores o compañías fabricantes de tubería y los productores o procesadores de gas. Dichas especificaciones pueden considerar: valor calórico, composición, contaminantes, contenido de agua y punto de rocío de los hidrocarburos. Todas estas especificaciones permiten generar un mejor proceso de las plantas de licuefacción y regasificación.

El tamaño de la planta de GNL se refiere a la capacidad en términos de su producción, por lo general millones de toneladas de GNL por año (mtpa). La definición del tamaño es bastante compleja debido a que obedece a aspectos de tipo técnico, económico o legal que pueden tener cierta autonomía. La capacidad de la planta de licuefacción de gas natural planteada en el presente proyecto se determinará teniendo en cuenta tres factores;

- Disponibilidad, tamaño y crecimiento de la demanda a cubrir.
- Disponibilidad de reservas de gas natural a tratar en la planta.
- La tecnología a utilizar, la cual define la capacidad de los equipos.

Disponibilidad, tamaño y crecimiento de la demanda a cubrir busca cubrir el concepto de demanda debido a que un proyecto de GNL en Colombia, tiene como objetivo la cobertura de aquellos mercados que tengan una demanda energética en gas natural en su mayor parte proyectada a largo plazo. Es por tal motivo que la nación debe buscar un acuerdo de compra de GNL con un país aliado y establecer un vendedor seguro y eficiente

8.2.1 Proceso típico de una planta de licuefacción.

Una planta de licuefacción típica busca siempre es la obtención de Gas Natural Licuado, partiendo de una refrigeración del Gas Natural para convertirlo en líquido. Necesariamente se deben establecer los procesos que pueden intervenir en una licuefacción debido a que estos varían dependiendo de la tecnología con la que se cuenta a disposición.

Es el proceso propiamente criogénico, basado en la absorción de calor producido por la expansión de un gas en circuito cerrado, que en este caso es nitrógeno en fase gas. El proceso se realiza en tres etapas de descenso de temperatura hasta llegar al cambio de fase del gas. En esta etapa se considera el almacenamiento del GNL en depósitos criogénicos y su expedición en cisternas criogénicas. El diseño del proceso de limpieza y licuación depende de la composición inicial del gas; por tanto, se tendrá que diseñar las columnas de licuación adaptadas a las necesidades y características de cada gas.

Consideraciones técnicas*

En un proyecto de licuación de GNL, el propietario de la planta aporta únicamente cuatro datos: la composición del gas a la entrada, la capacidad nominal de la planta, los requisitos de calidad de los productos y la zona del emplazamiento. El diseñador tiene que definir, a partir de esos datos, los siguientes conceptos básicos:

- Tamaño y número de trenes de licuación
- Métodos de eliminación de gases ácidos y agua
- Proceso de enfriamiento y licuación (incluye intercambiadores criogénicos)
- Tipo y tamaño de turbinas para los compresores
- Medio refrigerante exterior (aire o agua)
- Tamaño y número de los tanques de almacenamiento

*Tomado de: INTRODUCCIÓN AL GNL, Guillermo Pita

9.2.1. Proceso típico de una planta de regasificación

Puede decirse que las dos partes principales de una planta de regasificación son los tanques de almacenamiento de GNL y el muelle de atraque para los buques metaneros.

El resto de la planta puede dividirse en los siguientes grupos:

- Sistemas de captación y descarga de agua de mar
- Equipos principales (regasificadores, relicuador)
- Tuberías
- Servicios auxiliares
- Edificios

Una planta de estas características tiene como misión la recepción del gas natural licuado, que llega en los buques metaneros, y después de un período de almacenamiento, transformarlo a gas para inyectarlo a presión en las redes de transporte.

Asimismo, después de almacenarlo en los tanques, el GNL también puede enviarse, mediante camiones cisterna, a plantas satélite.

Las funciones que debe asegurar un Terminal de regasificación son *:

- Descarga: Por medio de brazos de descarga criogénicos, se hace la transferencia a los tanques, utilizando las bombas de los metaneros.
- Almacenamiento: El GNL recibido se almacena durante varios días en tanques especiales diseñados para condiciones criogénicas.
- El bombeo: Desde los tanques hasta el relicuador o hasta la estación de carga de camiones lo realizan las denominadas bombas primarias, que se encuentran sumergidas en los tanques de almacenamiento. Desde el relicuador hasta la red de gas –previo paso por los vaporizadores- lo realizan las bombas secundarias o de alta presión.
- Regasificación: El GNL líquido es calentado bajo presión en los vaporizadores y transformado en gas a la presión de emisión.

*Tomado de: INTRODUCCIÓN AL GNL, Guillermo Pita

- Medida: El gas se mide a la salida de la planta mediante contadores de turbina y se regula la presión de emisión.
- Odorización: Se inyecta odorizante, para poder detectar las fugas en las redes de transporte y distribución.

Descripción del proceso*

El GNL se descarga del buque metanero utilizando las bombas criogénicas que están ubicadas en el interior de los tanques de almacenamiento del barco.

El vapor desplazado durante la operación de llenado del tanque en tierra se envía otra vez al buque para restablecer la presión en el tanque del barco, modificada debido a la descarga. Durante la operación de descarga del buque, la presión (relativa) en los tanques de almacenamiento se mantiene a 150 mbar (normalmente se encuentra en los 180 mbar). La presión del tanque de GNL se controla principalmente extrayendo el gas evaporado con los compresores de boil-off. En caso de un aumento de presión en los tanques, el exceso de gas de evaporación se puede enviar también a la antorcha.

Ya realizada la descarga, el GNL se extrae de los tanques en tierra utilizando las llamadas bombas primarias, que se encuentran en el interior de los tanques de almacenamiento. Estas bombas impulsan al GNL para dirigirlo hacia el equipo regasificador, previo paso por el relicuador.

En éste, el gas comprimido por los compresores de boil-off se pone en contacto con el GNL y se condensa. A la salida del relicuador, se obtiene GNL con una presión inferior a la exigida por la red de gas natural. Este GNL es aspirado por las llamadas bombas secundarias, que le otorgan la presión necesaria para atravesar el sistema de regasificación y alcanzar la red con la presión requerida.

*Tomado de: INTRODUCCIÓN AL GNL, Guillermo Pita