

 **Impacto Científico**

Revista arbitrada venezolana
del Núcleo LUZ-Costa Oriental del Lago

ISSN: 1836-5042 ~ Depósito legal pp 200602ZU2811

Vol. 7 N° 2, 2012, pp. 313 - 333

Tecnologías de licuefacción del gas natural para su implantación en Venezuela

**Vigni González¹, Alberto González², Verónica González²,
Daryeling Betancourt² y José Perozo²**

¹PDVSA. Puerto la Cruz, Barcelona, Venezuela. vignigonzalez@yahoo.com

²Núcleo LUZ-COL. alengora@gmail.com, vegoran@gmail.com,
daryeling@gmail.com, joseperozo13@gmail.com

Resumen

El gas natural licuado (GNL), gas natural en fase líquida a una temperatura de -161°C y presión atmosférica, es la forma más rentable de transportar este combustible, cuando se tienen distancias superiores a los 3.800 km desde la fuente hasta los mercados de consumo debido a la reducción de su volumen (600 veces). La producción de GNL es una tecnología madura, con más de 30 años de experiencia, respaldada mundialmente por diferentes procesos comerciales. Este trabajo se basó en el estudio de las tecnologías de licuefacción existentes para aplicarlos al proyecto de nuestro país, teniendo en cuenta los procesos comercialmente disponibles que se encuentran en la industria de GNL: proceso con intercambiadores de tubos en espiral, de cascada optimizada, el triple ciclo, entre otros. Se realizó un análisis comparativo de variables técnicas y económicas de tres tecnologías seleccionadas, tales como: flexibilidad, eficiencia, grado de madurez, aspectos ambientales, costo de capital, entre otros, por medio de una matriz de evaluación seleccionando el proceso de mezcla refrigerante con pre-enfriamiento de propano por ser el que obtuvo el mejor resultado dentro de la matriz de evaluación.

Palabras clave: GNL, licuefacción, evaluación, selección.

Technologies for Liquefying Natural Gas to Be Implemented in Venezuela

Abstract

Liquefied natural gas (LNG), natural gas in liquid phase at -256°F temperature and atmospheric pressure, is the cheapest way of transporting the fuel when distances exceed 3,800 km from source to market, due to volume reduction (600 times). LNG production is a mature technology with over 30 year's experience, supported globally by different business processes. This work was based on a study of the existing liquefaction technologies in order to implement the project in Venezuela, taking into account processes that are commercially available in the LNG industry: the spiral tube exchanger process, optimized cascade and the triple cycle, among others. A comparative analysis of technical and economic variables for the three selected technologies was performed, including flexibility, efficiency, maturity, environmental issues, capital cost, among others, using an evaluation matrix. The process selected was that of mixing coolant with propane pre-cooling since it produced the best results in the evaluation matrix.

Keywords: LNG, liquefaction, evaluation, selection.

Introducción

Durante los últimos años, el consumo de energía en el mundo se ha transformado de tal manera que, ha variado la proporción en que las diversas formas de energía primaria contribuyen en el consumo energético total. Por razones ambientales, se ha disminuido principalmente el uso de combustibles como el carbón y las fracciones pesadas del petróleo y se ha favorecido gradualmente el consumo de combustibles mucho más limpios, como el gas natural.

Asimismo, para poder transportar el gas natural desde las fuentes de producción hasta los mercados de consumo se emplean los gasoductos, pero en los casos donde los consumidores finales se encuentran a grandes distancias de la fuente de producción o estén separados por mares u océanos, donde la instalación de los gasoductos resulte poco rentable, por los altos costos que implica o por la mínima factibilidad de construcción, se transporta el gas natural como Gas Natural Licuado (GNL), por medio de buques especiales para ello. El gas natural licuado (GNL) se obtiene por la licuefacción del gas natural (principalmente metano) a una fase líquida a -161°C y a presión atmosférica. Al efectuar este cambio de fase, el gas natural reduce su volumen 600 veces y se facilita su transporte de un lado a otro

A nivel mundial, por más de 30 años se han instalados plantas de GNL, con la finalidad de transportar y comercializar el gas natural por vía marítima. La producción de GNL es una tecnología madura, respaldada mundialmente por diferentes procesos comerciales, los cuales se han venido optimizando a través de los años, básicamente en mejoramiento de los equipos de intercambio de calor, tipo de refrigerante, equipos más compactos, mayor aprovechamiento de la energía, simplicidad

en los procesos (esquema modulares), confiabilidad y disminución de los costos de inversión y operación, entre otros. Esto ha traído como consecuencia el surgimiento y desarrollo de nuevos procesos para la licuefacción del gas natural con un alto componente tecnológico, algunos de los cuales han sido recientemente propuestos para futuros proyectos de instalación de plantas de GNL.

Un proyecto de GNL es altamente complejo tanto desde el punto de vista técnico así como del comercial, que representan varios miles de millones de dólares de inversión, por lo que requieren la participación de compañías integradas de alta solvencia económica y entidades financieras que contribuyan el capital de inversión. El proyecto debe tener en cuenta todos los aspectos de la cadena de valor o producción desde el yacimiento, el tratamiento preliminar en los pozos, el transporte por tubería a la planta de licuefacción, la planta y almacenamiento del producto, el llenado de barcos, el transporte a las unidades de revaporización y, finalmente, la venta y distribución del gas natural ya sea como directamente o en la forma de electricidad.

Es por ello, que basados en las reservas de gas natural existentes en el oriente del país, PDVSA se encuentra desarrollando un proyecto para la construcción de una planta de GNL para lo cual requirió la evaluación de los diversos procesos de licuefacción existentes en la actualidad, con el fin de valorizar de forma segura y confiable estas reservas.

En este sentido, la empresa se encuentra desarrollando un proyecto para la construcción de una planta de GNL para lo cual requirió la evaluación de los diversos procesos de licuefacción existentes en la actualidad, con el fin de valorizar de forma segura y confiable estas reservas. A partir de lo antes planteado, el objeto del presente estudio fue analizar las tecnologías de licuefacción existentes para aplicarlos al proyecto de nuestro país, evaluando los procesos con intercambiadores de tubos en espiral de Air Products, la cascada optimizada de Phillips, y el triple ciclo refrigerante de Linde.

Metodología

El tipo de investigación para la evaluación de las tecnologías de licuefacción del gas natural para su implantación en la planta de GNL del macro proyecto gas delta caribe oriental se define descriptiva-experimental, ya que se determinó la eficiencia del proceso por medio de la manipulación de ciertas variables de operación y utilizando la herramienta de simulación Hysys.

Las tecnologías para la licuefacción del gas natural consideradas, se agrupan de acuerdo al número de ciclos de refrigeración. Se definieron las siguientes premisas para la selección de las tecnologías a evaluar:

1. Utilizar información de la empresa y pública disponible.
2. Considerar tecnologías de licuefacción de gas natural comercialmente probadas de una manera integrada y en operación.

3. Considerar la eficiencia del proceso.
4. Soportar el crecimiento modular de una planta de licuefacción de gas natural con capacidad entre 4,5 y 5 MMTMA por tren.
5. Capacidad para procesar los gases naturales con las diferentes composiciones de gas, bajo el concepto de “planta de acceso abierto” (Open Access).
6. Ubicación de la planta en tierra. Para la ubicación física de la planta de licuefacción de gas se consideró que la misma se encontrará en tierra (onshore).
7. Maximizar las preferencias nacionales, tomando en consideración el contenido local y el desarrollo sustentable del área.
8. Utilización de un máximo de 8 parámetros de evaluación

Para la depuración de las tecnologías existentes, se aplicaron los siguientes criterios establecidos: (i) Existencia de plantas con capacidad de producción mayor a 3,3 MMTMA, (ii) Tecnología probada, integrada y en operación, por mas de un año, (iii) Tecnología aplicable a plantas de licuefacción de gas en tierra (onshore), y (iv) Capacidad de producción dentro del rango de interés del proyecto. La lista corta de tecnologías fue la que se evaluó por medio de la matriz comparativa.

Luego se creó una matriz primaria que acumuló una gama de parámetros identificados, los cuales fueron depurados y agrupados de acuerdo a su naturaleza. Se le asignó pesos a cada parámetro y se le colocó la calificación correspondiente de acuerdo a la información pública recabada, las tecnologías de la lista corta fueron jerarquizadas, de acuerdo al puntaje resultante de cada una. Tanto la distribución de los pesos por parámetros principales y secundarios como la asignación de puntajes se realizaron mediante la participación de un equipo de trabajo multidisciplinario.

Parámetros de selección

Se obtuvo un total de 8 parámetros macros de evaluación, y algunos de ellos con sus correspondientes sub-parámetros, tal como se muestra a continuación:

1. Parámetros Técnicos. Se refiere a la complejidad y eficiencia del proceso. Se encuentra integrado por los siguientes sub-parámetros:
 - 1.1. Tipo de intercambiador criogénico.
 - 1.2. Tipo de compresor/accionador.
 - 1.3. Tipo y Cantidad de refrigerante.
 - 1.4. Número de ciclos de refrigeración.
 - 1.5. Eficiencia Térmica Global (%).
 - 1.6. Disponibilidad de refrigerante.
2. Parámetros de Madurez. Considera los años en operación de la tecnología, la cantidad de plantas instaladas en el mundo con capacidades cercanas a las del

rango de interés del proyecto. Esta integrado por los siguientes sub-parámetros:

- 2.1. Años de operación.
- 2.2. Número de plantas instaladas
- 2.3. Capacidad máxima por tren instalado (MMTMA)
- 2.4. Capacidad total instalada (MMTMA).
- 2.5. Capacidad por tren proyectada (MMTMA).
3. Parámetro de Constructividad. Integrado por los siguientes sub - parámetros:
 - 3.1. Requerimientos de servicios especiales.
4. Parámetro Económico. Integrado por los siguientes sub-parámetros:
 - 4.1. CAPEX (MMUS\$).
 - 4.2. Índices de Rentabilidad.
5. Parámetro de Ambiente y Seguridad. Considera el grado o el nivel de seguridad integral en las instalaciones, personal a terceros y al ambiente.
6. Parámetro de Tiempo de Ejecución de la Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (IPC). Considera el tiempo (medido en meses) que se llevará en realizar la ingeniería de detalle, la procura y la construcción.
7. Parámetro de Flexibilidad.
 - 7.1. Comercial del Licenciante.
 - 7.2. Flexibilidad operacional.
8. Parámetro de Preferencias Nacionales. Se refiere a la participación que tendrían empresas consultoras de ingeniería nacionales durante la fase del IPC.

Simulación básica de los procesos seleccionados

Las premisas a seguir para la realización de las simulaciones de las opciones seleccionadas fueron:

1. Se empleó la herramienta de simulación Hysys versión 2006.
2. Dentro de las ecuaciones de estado a estudiar para evaluar los procesos se seleccionaron: PR, PRSV y BWRS. La validación del método termodinámico se realizó con los datos del trabajo de la empresa TECHNIP. Ledesma (2008).
3. Los datos empleados en la validación y selección del método termodinámico son:

El gas natural del Campo Norte de Qatar a 34°C y 66,5 bar(a), con un flujo 800 MMPCED (40.000 kgmol/h), y la composición indicada en la Tabla 1 (Ledesma, 2008).

$N_2 = 4,0\%$; $CH_4 = 87,5\%$; $C_2H_6 = 5,5\%$; $C_3H_8 = 2,1\%$; $C_4H_{10} = 0,5\%$; $C_5H_{12} = 0,1\%$

Las condiciones de salida del GNL fueron: 5,5 MMTMA, $-148,1^{\circ}\text{C}$ y 1 MPa, con un flujo de la mezcla refrigerante de 1.143.960 kg/h y una composición molar igual a: $\text{CH}_4 = 42,60\%$, $\text{C}_2\text{H}_6 = 42,87\%$, $\text{C}_3\text{H}_8 = 11,64\%$ y $\text{N}_2 = 2,89$.

4. Se elaboraron modelos de simulación para cada opción. Paradowski (2008). Se especificó el método termodinámico seleccionado.
5. Se identificaron todos los equipos con sus respectivas corrientes y condiciones de proceso. El gas natural a procesar en la planta de licuefacción, para la evaluación de cada opción, es de 783,6 MMPCED. La producción de la planta de licuefacción es de 4,7 MMTMA de GNL. Se asumió que el gas natural está previamente acondicionado.
6. Las condiciones de entrada del gas natural de alimentación son las siguientes: 21°C y 66 bar (962 psia). Las condiciones finales del gas natural licuado (GNL) deben estar lo más próximas a: -162°C y 1 bar (14,7 psia).
7. Se manejó un flujo de corriente pobre y otro de corriente rica para realizar estudios de sensibilidad a los procesos, pero para la simulación general se tomó el promedio de las dos corrientes. La composición del gas natural a la entrada del proceso pobre, promedio y rico se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Composición del gas natural a evaluar

Componentes	Composición		
	Pobre	Promedio	Rico
N_2	0,000	0,000	0,030
CO_2	0,000	0,000	0,010
H_2S	0,000	0,000	0,000
CH_4	0,986	0,977	96,720
C_2H_6	0,008	0,014	2,030
C_3H_8	0,004	0,006	0,850
C_4H_8	0,001	0,001	0,130
C_4H_{10}	0,001	0,002	0,200
C_5H_{10}	0,000	0,000	0,020
C_5H_{12}	0,000	0,000	0,010

Fuente: Los autores.

Evaluación económica

1. La rentabilidad del proyecto se basó en los cálculos de los índices de rentabilidad considerando los ingresos y egresos del proyecto. El análisis económico de las diferentes opciones fue realizado en el Sistema de Evaluaciones Económicas "SEEPLUS". Las premisas empleadas fueron:

- Las inversiones consideradas corresponden a un estimado Clase V. Normas PDVSA (2008)
- La inversión asociada a las opciones 1 y 2 fue obtenida basada en el estudio de costo de GNL realizado a mediados del año 2003 (Ledesma, 2008), ver Tabla 2.

Tabla 2. Inversión asociada a las opciones 1 y 2 año 2003 para una planta de 6 MMTMA de GNL

	Opción 1	Opción 2
Producción GNL, MMTMA	6,21	6,12
Total instalaciones IPC, US\$	1.228.152.189	1.284.973.623
Total del Proyecto, US\$	1.344.184.959	1.403.811.918

Fuente: Los autores.

2. Como las inversiones se encuentran desactualizadas, se realizó un cálculo lineal de cada opción, tomando como base US\$ 7.258.647.182 de dos trenes de licuefacción con capacidad de capacidad 9,4 MMTMA del estudio realizado en el 2008. González y Fang (2003).
 - Para la Opción 3 se consideró un valor referencial obtenido de un trabajo realizado por la empresa Statoil. LNG World (2007). La inversión asociada a esta planta (4,3 MMTMA) fue MMUS\$ 4.800 en Agosto 2005. En este caso, se consideró una reducción de MMUS\$ 1.158 asociados a los procesos de acondicionamiento del gas natural; por lo que la inversión considerada corresponde a MMUS\$ 3.641,65.
 - Se consideró un valor del poder calorífico del GNL de 1.023 BTU/PCE, a fin de mantener la base del estudio de mercadeo de GNL Merlin Associates (2007).
 - Los costos asociados a la Operación y Mantenimiento de la Planta, fueron obtenidos tomando como referencia los porcentajes asociados al Capex, indicados en el estudio anteriormente mencionado, tal como se presenta en la Tabla 3 (Ledesma, 2008 y González y Fang, 2003).
 - Se consideró un precio de venta FOB en el Puerto de Güiría de 8,48 \$/MMBTU para GNL, con un horizonte económico del estudio corresponde a 20 años.
 - Se consideró una paridad cambiaria de BsF 2,150 por dólar americano (US\$).
 - El precio de adquisición de gas natural se consideró US\$ 1.32/MMBTU.

Tabla 3. Costos de Operación y Mantenimiento de una Planta de Licuefacción de GNL

	% Capex
Personal de Operaciones	0,24
Personal de Mantenimiento	1,95
Materiales de Proceso	0,15
Materiales de Marina	0,30
Materiales de Mantenimiento	0,18
Servicios Técnicos	0,14
Administración General	0,25
Seguro de Operaciones	0,04
Otros	0,30
Total	3,55

Fuente: Los autores.

Matriz comparativa

Se procedió a realizar una matriz de decisión técnica para evaluar estas tecnologías, considerando criterios de selección y asignándole un valor cualitativo que permitió ponderar y seleccionar la mejor alternativa. Se procedió de la siguiente manera:

- Se colocaron los parámetros en la matriz de forma vertical y las opciones de forma horizontal. Se realizó la distribución de pesos correspondiente a los parámetros principales, de acuerdo al grado de complejidad de cada uno de esto según el criterio obtenido por el grupo evaluador, en la cual el total es de cien (100).
- Para la distribución de los pesos de los sub-parámetros se le asignó un valor del 0 al 1, donde uno (1) es el valor más favorable, hasta que la suma total de los mismos sea uno (01). Se evaluó cada opción según los criterios de evaluación establecidos. La escala empleada varió del 0 al 3 donde 3 corresponde al mejor valor. La calificación se realiza al nivel de sub-parámetros y con ello se calcula el puntaje ponderado para el parámetro principal.
- Por último, para obtener el puntaje de cada uno de los parámetros principales y secundarios se multiplicó la calificación dada al sub-parámetro por el peso ponderando al mismo y por el peso establecido del parámetro principal. Se realizó con cada parámetro el paso anterior y al final se sumaron todos los puntajes. Se seleccionó la opción con el mayor puntaje.

Resultados y discusión

Las publicaciones especializadas en la licuefacción de gas natural reportan que a lo largo de la cadena de valor del negocio de gas licuado, existen riesgos generales y específicos, los cuales son mitigables, en la medida en que los conceptos y tecnologías sean conocidos y probadas, respectivamente. En consecuencia, las tecnologías no probadas mantienen riesgos específicos que solo serán superados, a partir del momento en que las mismas hayan sido probadas satisfactoriamente. Esta es una de las razones principales por lo cual se decidió para este estudio, considerar solo aquellas tecnologías que han comprobado su buena operación comercialmente y de una manera integrada.

Las tecnologías para la licuefacción del gas natural se agrupan de acuerdo al número de ciclos de refrigeración que tenga el proceso como tal, en: Procesos de ciclo sencillo, Procesos de ciclo doble y Procesos de ciclo triple.

A manera de resumen se presenta la Tabla 4 en la que se muestran los diferentes procesos existentes, agrupados por el número de ciclos de refrigeración, al cual se le aplicaron los parámetros establecidos en la premisa para su depuración.

Tabla 4. Comparación de todas las tecnologías existentes

Nº	Ciclos	Proceso	Mayor 4,0 MMTMA	Probada En Operación + 1 año	Instalada en Tierra
1		Mezclas de refrigerantes simple		X	X
2	Sencillo	PRICO II		X	X
3		Nitrógeno como turbo-expansor			
4		Mezclas de refrigerantes con enfriamiento de propano	X	X	X
5	Doble	Doble mezcla de refrigerantes	X	X	X
6		Liquefin	X		
7		Doble mezcla de refrigerantes. Paralelo	X		X
8		Cascada Optimizado	X	X	X
9	Triple	Casacada cin mezcla de fluidos	X	X	X
10		Mezclas de refrigerantes con enfriamiento C3 y subenfriamiento con N2	X	X	X

Fuente: Los autores.

Se obtuvo una lista de tres (03) tecnologías (a las que se le aplicó la matriz de evaluación) que cumplieron con estos criterios:

- Opción 1. Proceso de mezcla de refrigerantes con pre-enfriamiento de propano de dos ciclos
- Opción 2. Proceso en cascada optimizado de tres ciclos

- Opción 3. Proceso en cascada con mezcla refrigerante de tres ciclos

De ahora en adelante los procesos se nombraran como Opción 1, Opción 2 y Opción 3.

Desarrollo de los métodos de simulación

Se validó el modelo termodinámico resultando seleccionado el de Benedict Webb-Rubin-Starling. Luego se evaluaron cada una de las opciones, ver Tabla 5.

Tabla 5. Resultados de las simulaciones de las opciones

	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Temperatura, °C	-130	-140	-129
Presión, bar	6	14	14
Cantidad de Refrigerante, Kg/h	3.394.823	10.874.000	3.446.956
Trabajo, Btu/h	$4,47 \times 10^8$	$2,75 \times 10^9$	$2,22 \times 10^9$
Calor Generado, Btu/h	$1,10 \times 10^9$	$7,80 \times 10^9$	$5,54 \times 10^9$

Fuente: Los autores.

Análisis de los parámetros seleccionados

El análisis comparativo de estas las opciones se presenta a continuación.

- Parámetros técnicos
 - Tipo de intercambiador criogénico. La transferencia de calor en una planta de licuefacción se lleva a cabo mediante el empleo de intercambiadores de calor de placas de aluminio (cajas frías) y/o del tipo espiral vertical (*spiral/coil wound heat exchanger* - SWHE) Flowers (2008) y LNG (2008). Los procesos de la Opción 2 utilizan refrigerantes puros en intercambiadores de placa de aluminio; y los de las opciones 1 y 3 emplean una combinación de intercambiadores de placa para el pre-enfriamiento y de espiral vertical para la licuefacción (Tabla 6).
 - Tipo de compresor/accionador. El tipo de compresor mayormente empleado en este tipo de plantas es el centrífugo, por permitir el manejo de grandes volúmenes manteniendo una baja relación peso/potencia. Para accionar los compresores de las plantas se han empleado las turbinas a gas industriales, siendo la mas usada las turbinas Frame, de eje doble. Las turbinas aeroderivadas de doble eje ofrecen grandes beneficio (Tabla 7 y 8) (Flowers, 2008 y LNG, 2008). Se indican los costos relativos y específicos de cada turbina respecto a la turbina Frame 5C.

Tabla 6. Ventajas y desventajas del uso de intercambiador tipo espiral vs. tipo placa

Tipo Intercambiador	Ventajas	Desventajas
Intercambiador de espiral (<i>spiral wound exchanger</i> , SWHE)	Flexibilidad de operación. Más robusto y resistente a choques térmicos, lo que se traduce en menor esfuerzo de mantenimiento. Manejan capacidades superiores a los 5 MMTMA	<ul style="list-style-type: none"> • Propietario: APCI (USA), LINDE (Alemania). • Mas costoso. • Limita la capacidad del tren. • Menos eficiente por pérdidas de presión en la licuefacción. • No se diseñan para contener la presión del refrigerante. • Se debe ajustar la composición del refrigerante antes de arrancar la planta.
PFHE	<ul style="list-style-type: none"> • Diferentes suplidores competitivos disponibles. • Menores caída de presión y diferencias de temperatura. • Pueden diseñarse para resistir la presión del refrigerante por largos períodos de tiempo. • Pueden manejar corrientes calientes y frías a varias presiones simultáneamente 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere un cuidadoso diseño para asegurar una buena distribución del flujo bifásico en la configuración múltiple del intercambiador. • Requiere de una gran área física.

Fuente: Los autores.

Tabla 7. Comparación entre las turbinas a gas natural fabricadas por la General Electric

Turbinas Industriales					
Modelo	FRAME 5C	FRAME 5D	FRAME 6	FRAME 7	FRAME 9
Potencia, MW	28,3	32,6	43,5	85,4	123,4
Costo relativo	1,0	1,2	1,3	2,7	3,0
Costo específico relativo	1,0	1,04	0,85	0,89	0,69
Eficiencia, %	29,3	30,3	33,2	32,7	33,8
Turbinas Aero derivadas					
Modelo	LM2500	LM6000	RR Coberra 6761	RR Trent	
Potencia ISO, MW	30,0	44,5	33,4	52,55	
Costo relativo	1,2	1,7	1,2	1,9	
Costo específico relativo	1,13	1,08	1,02	1,02	
Eficiencia, %	40,3	42,6	40,5	42,5	

Fuente: Los autores.

Tabla 8. Arreglo de los compresores y accionadores seleccionados para cada opción

Área	Equipos	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Pre-enfriamiento	• Turbinas a Gas	• FRAME 6	• 2 - FRAME 5D	• FRAME 7
	• Compresor	• Centrífugo -4 etapas	• 2 - Centrífugo -3 etapas	• Centrífugo
Licuefacción	• Turbinas a Gas	• FRAME 7	• 4 - FRAME 5D	• FRAME 7 + Turbina a vapor
	• Compresor	• Centrífugo -2 etapas	• C2: 2 Centrífugo -3 etapas • C1: 2 Centrífugo -4 etapas	• Centrífugo

- Tipo y cantidad de refrigerante. El tipo y la cantidad de refrigerante empleado para cada opción se muestran en la Tabla 9.
- Número de ciclos de refrigeración. La opción 1 posee dos ciclos de refrigeración mientras que las opciones 2 y 3 están compuestas por tres ciclos cada una (Flowers, 2008 y Ledesma, 2008).
- Eficiencia térmica global. En la Tabla 10 y 11 se listan las temperaturas, presiones y eficiencias térmicas obtenidas en las simulaciones. En la Tabla 11 se ven reflejados los valores de trabajo y calor para cada una de las opciones.
- Disponibilidad de refrigerante. Debido a que la planta de licuefacción de gas natural será instalada dentro del Complejo CIGMA no habrá dificultades en cuanto a la disponibilidad de los refrigerantes, ya que éstos serán provistos por la Planta de Acondicionamiento de Gas Natural. El etileno y nitrógeno son componentes importados de otras plantas externas al Complejo CIGMA.
- Parámetros de madurez. En la Tabla 12 se reportan para cada opción los valores de cada uno de los sub-parámetros (García, 2005; Flower, 2007 y LNG World, 2007).
- Parámetro de Constructividad. Los sub-parámetros se listan en la Tabla 13 (Coyle, 2007 y González y Fang, 2003).

Tabla 9. Cantidad total de refrigerante empleado en cada opción

Opciones	Refrigerante	Cantidad, kg/h	Total, kg/h
1	CH ₄	305.886	3.394.823
	C ₂ H ₆	576.968	
	C ₃ H ₈	2.475.735	
	N ₂	36.235	
2	CH ₄	4.314.000	10.874.000
	C ₂ H ₄	4.314.000	
	C ₃ H ₈	2.246.000	
3	CH ₄	736.060	3.446.956
	C ₂ H ₄	1.692.550	
	C ₃ H ₈	977.555	
	N ₂	40.791	

Fuente: Los autores.

Tabla 10. Temperatura, Presión obtenida en cada opción

Composición /Opciones	1	2	3
	Temperatura, °C		
Pobre/ Promedio/ Rica	-129/-130/-131	-140/-140/-140	-129/-129/-129
	Presión, bar		
Pobre/Promedio / Rica	7/6/6	14/14/14	14/14/14

Fuente: Los autores.

Tabla 11. Eficiencia térmica de cada opción

Opción	Ciclos	Eficiencia, %
1	Propano	30,17
	Mezcla Refrigerante	41,40
2	Propano	19,83
	Etileno	14,45
	Metano	24,18
3	Mezcla Refrigerante	29,43
	Mezcla Refrigerante	12,11
	Mezcla Refrigerante	36,66

Fuente: Los autores.

Tabla 12. Tabla comparativa de los parámetros de madurez

Parámetros de madurez	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Años de operación	42	45	2
Número de plantas instaladas	20	6	1
Número de trenes instalados	65	9	1
Capacidad máxima por tren instalado, MMTMA	7,8	5,2	4,2
Cap. total instalada, MMTMA	130	17,4	4,2
Capacidad máxima por tren proyectada, MMTMA	8,4	5,0	5,0

Fuente: Los autores.

Tabla 13. Tabla comparativa de los parámetros de constructibilidad

Riesgos tecnológicos	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Requerimientos de Servicios Especiales	Almacenamiento de refrigerante. Planta de producción de N ₂	Almacenamiento de refrigerante	Almacenamiento de refrigerante. Planta de producción de N ₂
Area requerida por Tren de licuefacción (m ²)	27.600	33.600	30.400

Fuente: Los autores.

- **Parámetro Económico.** De acuerdo a las premisas establecidas en la Tabla 13, los costos de inversión en las opciones 1 y 2 vienen dado por:
 - Costo de inversión (año 2003) Opción 1 = (US\$ 1.344.184.959*4,7 MMTMA)/6 MMTMA = US\$ 1.052.944.885 para una planta de 4,7 MMTMA
 - Costo de inversión (año 2003) Opción 2 = (US\$ 1.403.811.918*4,7 MMTMA) / 6 MMTMA = US\$ 1.099.652.669 para una Planta de 4,7 MMTMA.
 - Estimado de costos (año 2008) de una planta de 9,4 MMTMA para la Opción 1 = US\$ 7.258.647.182.
Como se requiere para una planta de 4,7 MMTMA se divide entre dos.
 - Estimado de costos (año 2008) para una planta de 4,7 MMTMA para la opción 1 = US\$ 7.258.647.182 / 2 = US\$ 3.629.323.591
 - Costo de inversión (año 2008) para la Opción 2 = (US\$ 1.099.652.669 * US\$ 3.629.323.590,79) / US\$ 1.052.944.885 = US\$ 3.790.317.453,65

En la Tabla 14 se muestran los indicadores de rentabilidad obtenidos del simulador.

- **Parámetro de ambiente y seguridad.** Se obtuvieron las actividades generadoras de impacto (Tabla 15), luego los potenciales impactos ambientales (Tabla 16) y por ultimo se jerarquizaron (Tabla 17) (Diocee, 2004).

Tabla 14. Índices de rentabilidad de las opciones obtenidos con el SEEPLUS

Indicadores de Rentabilidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Tasa Interna de Retorno (%)	19,42	18,64	16,77
Valor Presente Neto al 12% (MUS\$)	1.437.857	1.324.818	1.022.589
Eficiencia de la Inversión (\$/\$)	1,59	1,52	1,36
Periodo de Recuperación Dinámico (años)	6,5	7	8

Fuente: Los autores.

Tabla 15. Actividades generadoras de impacto asociadas a las características de las opciones

Características de las opciones	Actividades generadores de impactos
Descripción de las fases del proceso para generar GNL	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte de productos, sub-productos, insumos y desechos por tierra y mar. • Generación de emisiones, efluentes y desechos. • Demanda de servicios locales
Personal necesario para construcción y operación de la planta	<ul style="list-style-type: none"> • Expectativas de la población • Transporte de personal en tierra
Naturaleza del refrigerante	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo ambiental por manejo de químicos tóxicos • Transporte de insumos por el gasoducto • Autogeneración en la instalación
Requerimientos de mantenimiento de inventarios de insumos y productos	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo ambiental por manejos de químicos tóxicos.
Requerimientos energéticos y eficiencia de los procesos	<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones, ruido y vibraciones de turbinas y equipos.

Fuente: Los autores.

- Parámetro de tiempo de ejecución de la Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (IPC). El cronograma típico se muestra en la Figura 1 (Coyle, 2007 y De la Vega, 2008).
- Parámetro de Flexibilidad
 - Flexibilidad comercial del licenciante. En la Opción 1, las condiciones del uso de la licencia, son amplias, debido a que permite la libre participación de empresas para la IPC y ofrece menores restricciones para el manejo de los libros de balance de masa. En la Opción 2 se tiene la ventaja de que en Trinidad y Tobago hay 4 trenes con la misma tecnología; por lo tanto, se dispondría a poca distancia, un tren de servicios para los equipos principales.

Tabla 16. Identificación de impactos potenciales asociados a las actividades de obtención de GNL

Actividades generadoras de impactos	Impactos potenciales asociados
A1: Transporte de personal, productos, sub-productos, insumos y desechos por tierra.	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la red de comunicación terrestre
A2: Transporte de personal, productos, sub-productos, insumos y desechos por mar	<ul style="list-style-type: none"> • Irrupción en áreas de pesca tradicionales y afectación de la actividad económica. • Afectación del área costera de carga y descarga por congestión, ruidos y emisiones. • Afectación del tránsito marítimo local • Afectación de la calidad del agua y del aire por emisiones y fugas de aceite o combustible.
A3: Generación de emisiones, ruido y vibraciones de turbinas y equipos	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación de la calidad del aire • Afectación a la salud de la población local por emisiones y ruido.
A4: Riesgo ambiental por manejo y almacenamiento de refrigerante.	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de afectación de los ecosistemas marinos y costeros
A5: Generación de efluentes y desechos industriales descargables	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación de los ecosistemas locales
A6: Expectativas de la población	<ul style="list-style-type: none"> • Migración • Crecimiento sin control • Incremento en la demanda de servicios locales • Promoción de actividades económicas
A7: Demanda de servicios locales	<ul style="list-style-type: none"> • Adecuación de servicios locales por requerimientos de la planta. • Promoción de las actividades económicas.

Fuente: Los autores.

Tabla 17. Evaluación de impactos potenciales con las opciones evaluadas

Actividad generadora de impactos	Valoración relativa del impacto según la opción
A1	Equivalentes. Sin diferencia significativa.
A2	Equivalentes. Sin diferencia significativa.
A3	Equivalentes. Sin diferencia significativa.
A4	Opción 1 > opción 3 > opción 2
A5	Equivalentes. Sin diferencia significativa
A6	Equivalentes. Sin diferencia significativa
A7	Equivalentes. Sin diferencia significativa

Fuente: Los autores.

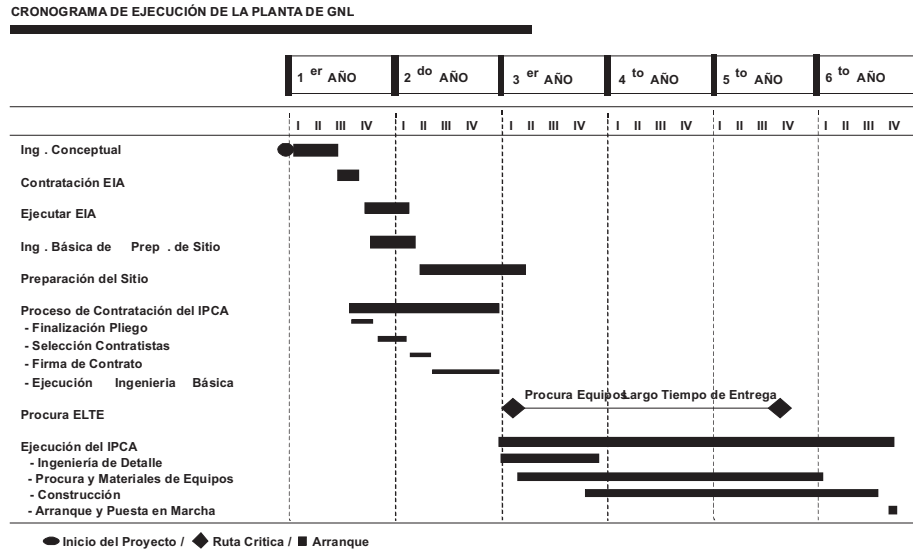


Figura 1. Cronograma típico de ejecución de una planta de licuefacción de GNL.

En la Opción 3, el licenciante no permite la participación de cualquier empresa que se requiera para efectuar mejoras de procesos sin su expreso consentimiento.

- Flexibilidad operacional. Las opciones no presentaron grandes variaciones en los resultados del proceso con el cambio de la composición de la corriente de alimentación. Por otra parte, en plantas de las opciones 1 y 3 se utilizan mezclas refrigerantes, presentan como principal desventaja su gran sensibilidad operacional a los cambios en la composición del gas natural, requiriéndose ajustes constantemente en la composición del refrigerante para mantener la eficiencia del proceso.
- Parámetro de Preferencias Nacionales. Las tres opciones se permite que otras empresas participen en el IPC pero en la Opción 3 la empresa es más selectiva debido al mejoramiento que se encuentra realizando en la actualidad a su proceso.

Matriz comparativa

Ver la Tabla 18.

Tabla 18. Resultados de la Matriz de Selección

Parámetros	Peso (%)	Opción 1		Opción 2		Opción 3	
		Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Técnicos	22	2,15	47,30	1,95	42,90	1,70	37,40
Tipo de intercambiador criogénico	0,20	2,00	8,80	3,00	13,20	2,0	8,80
Tipo de compresor/accionador	0,20	2,00	8,80	3,00	13,20	1,0	4,40
Tipo de refrigerante	0,25	2,00	11,00	1,00	5,50	2,0	11,00
Nº de ciclos de refrigeración	0,05	3,00	3,30	2,00	2,20	2,0	2,20
Eficiencia térmica Global	0,20	2,00	8,80	1,00	4,40	2,0	8,80
Disponibilidad del refrigerante	0,10	3,00	6,60	2,00	4,40	1,0	2,20
Normalización	1,00						
Riesgo Tecnológico	25	3,00	75,00	2,10	52,50	1,00	25,00
Años de operación	0,30	3,00	22,50	3,00	22,50	1,00	7,50
Número de plantas instaladas	0,30	3,00	22,50	2,00	15,00	1,00	7,50
Capacidad máx. por tren instalado (MMTMPA)	0,10	3,00	7,50	2,00	5,00	1,00	2,50
Capacidad total instalada (MMTMPA)	0,20	3,00	15,00	1,00	5,00	1,00	5,00
Capacidad máx. por tren proyectada (MMTMPA)	0,10	3,00	7,50	2,00	5,00	1,00	2,50
Normalización	1,00						

Tabla 18. (Continuación)

Parámetros	Peso (%)	Opción 1		Opción 2		Opción 3	
		Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Constructibilidad	11	2,50	27,50	2,50	27,50	2,00	22,00
Requerimientos de servicios especiales	0,50	2,00	11,00	3,00	16,50	2,00	11,00
Área requerida por tren (m ²)	0,50	3,00	16,50	2,00	11,00	2,00	11,00
Normalización	1,00						
Económicos	22	1,60	35,20	1,60	35,20	1,60	35,20
CAPEX (MM\$)	0,40	1,00	8,80	1,00	8,80	1,00	8,80
VPN (MM\$)	0,30	1,00	6,60	2,00	13,20	2,00	13,20
TIR (%)	0,30	3,00	19,80	2,00	13,20	2,00	13,20
Normalización	1,00						
Ambiente y seguridad	5	2,00	10,00	2,00	10,00	2,00	10,00
Tiempo de Ejecución	5	3,00	15,00	3,00	15,00	3,00	15,00
Flexibilidad	5	2,50	12,50	2,00	10,00	1,50	7,50
Comercial del licitante	0,50	3,00	7,50	2,00	5,00	1,00	2,50
Operacional	0,50	2,00	5,00	2,00	5,00	2,00	5,00
Normalización	1,00						
Preferencias Nacionales	5	3,00	15,00	3,00	15,00	3,00	15,00
Totales	100		288		208		167

Fuente: Los autores.

Conclusiones

1. En este trabajo se analizaron 3 tecnologías para la licuefacción del gas natural en la planta de licuefacción de GNL de Venezuela: Proceso de mezcla de refrigerantes con pre-enfriamiento de propano de dos ciclos- Air Product & Chemicals International Inc. (APCI) (Opción 1), Proceso en cascada optimizado de tres ciclos - Phillips Petroleum Co. (Opción 2) y Proceso en cascada con mezcla refrigerante de tres ciclos - Statoil y Linde (Opción 3). Del análisis de las variables técnicas y económicas se encontró que el orden de viabilidad fue el siguiente: Opción 1 > Opción 2 > Opción 3.
2. Un número mayor de compresores y accionadores se utilizan en la tecnología de Phillips con respecto a las otras dos tecnologías. Los accionadores son los de menor costo relativo y potencia pero los menos eficientes. Las tecnologías APCI y Linde utilizan accionadores con eficiencias similares, sólo que los de la tecnología Linde son más costosos y utilizan mayor potencia.
3. Las tres tecnologías son viables económicamente.
4. La tecnología Linde es termodinámicamente más eficiente que las otras dos, seguida por APCI y por último la de Phillips. Esta última presentó una baja eficiencia.
5. En la tecnología APCI se utiliza una menor cantidad de refrigerante. Los refrigerantes serán provistos por el complejo directamente, por lo tanto esto será una desventaja para las tecnologías de Phillips y Linde que tendrán que importar etileno.
6. La tecnología APCI es la que posee un mayor grado de madurez por la experiencia que ha alcanzado en los años de operación y por la cantidad de plantas instaladas a nivel mundial.
7. El impacto ambiental, el tiempo de ejecución del IPC, flexibilidad y la participación nacional, aunque son variables de alta importancia, no se consideraron determinantes para la selección de la tecnología.

Referencias bibliográficas

- Coyle D. (2007). Design and Construction of Liquefaction Plants. KBR. LNG Technology. The Fundamentals of Base-Load LNG.
- De la Vega, Felix (2008). Design and Construction of Liquefaction Plants. KBR-LNG Technology. The fundamentals of Baseload LNG. Anzoátegui, Venezuela.
- Diocee T. (2004). Atlantic LNG train 4-The world's largest LNG train. Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago.
- Flowers A. (2008). LNG Safety, Environment, Security and Public Perception. The fundamentals of Baseload LNG. Anzoátegui, Venezuela.
- Flower A. (2007). Overview of the LNG Industry of the LNG Industry. Gas Technology Institute. The Fundamentals of Base-load LNG. Houston.

- García E. (2005). Metodología para la selección de procesos de producción de gas natural licuado (GNL). Tesis de grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado de Ingeniería Química.
- González V. y Fang Y. (2003). Optimización del Sistema de Extracción de LGN y del GRE de la planta compresora Tía Juana 3. Tesis de grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División Ingeniería Química.
- Ledesma D. (2008). Gas and LNG Supply. The fundamentals of Baseload LNG. Anzoátegui, Venezuela.
- Ledesma D. (2008). LNG history & overview of the LNG industry. The fundamentals of Baseload LNG. Anzoátegui, Venezuela.
- Ledesma D. (2008). LNG Markets. The fundamentals of Baseload LNG. Anzoátegui, Venezuela.
- Ledesma D. (2008). LNG Prices in the Americas. The fundamentals of Baseload LNG. Anzoátegui, Venezuela.
- LNG Journal (2007). The world's leading LNG publication.
- LNG Journal (2008). The world's leading LNG publication.
- LNG World Shipping journal (2007). November / December
- Merlin Associates (2007). Project Economics.
- Paradowski H. (2004). Propane precooling cycles for increased LNG train capacity. TECHNIP. 92973 París La Défense, Cedex, France.
- Turbo-Expansores. Tesis de grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado de Ingeniería Química.
- Normas PDVSA (2008). Manual de estimación de costos clase V. Plantas de extracción de líquidos. Proceso mixto. Volumen 3. MEC-400-08-03.