



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÉTICA – PLANEACIÓN ENERGÉTICA**

**EL GAS NATURAL LICUADO Y LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
MÉXICO (*Seguridad de Suministro e Impacto Ambiental*)**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ROSA ESTELA FÉLIX NAVARRO

TUTOR:
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

MÉXICO, D. F. MAYO DE 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Ing. Jacinto Viqueira Landa
Secretario: Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Vocal: Dr. David Morillón Gálvez
1^{er.} Suplente: Dr. Víctor Rodríguez Padilla
2^{d o.} Suplente: Dr. Jorge Islas Sampeiro

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.,

TUTOR DE TESIS:

Dr. Fernando Samaniego Verduzco

FIRMA

RESUMEN

En México la demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica ha aumentado a tasas superiores a las de su producción, y se espera que esta tendencia continúe en los próximos 25 años. Ante esta perspectiva fue necesario desarrollar alternativas de suministro. La importación de gas natural licuado (GNL), fue una de las alternativas elegidas para diversificar las fuentes de suministro y para garantizar el abasto de gas natural para la generación de energía eléctrica.

El objetivo de esta tesis es analizar la política de importación de GNL en términos de diversificación y seguridad de suministro, de integración de la cadena del valor del GNL en las diferentes terminales de importación, así como comparar el impacto ambiental del GNL importado respecto el gas natural de producción nacional. La comparación se enfoca en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), del gas natural de origen nacional y el GNL importado, a fin de determinar cual es la mejor opción.

Los resultados de esta tesis muestran que: 1). La importación de gas natural licuado ha sido una medida que ha diversificado las fuentes de suministro y que ha garantizado el abasto de gas natural para el sector eléctrico mexicano a precios competitivos; sin embargo, los precios pactados para la importación de GNL para el Sistema Nacional de Gasoductos en la terminal de Manzanillo, han sido muy superiores al precio establecido en los contratos de la Comisión Federal de Electricidad. 2). Las empresas que integran la cadena del valor del GNL en México participan en las actividades *upstream* de la industria del gas natural, en los países de origen del GNL. 3). De acuerdo a la metodología establecida las emisiones de gases de efecto invernadero por millón de pie cúbico de gas natural son mayores para el GNL importado en relación con el gas natural de producción local.

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS.

Al Dr. Francisco Ávila Segura, por su amistad, por creer en mi, y sobre todo porque siempre me apoyó en las actividades académicas que emprendí, y siempre estuvo presionado para la obtención del grado de la maestría.

Al Dr. Fernando Cuevas Moreno por contribuir en mi formación profesional, por su apoyo, su confianza, y por haberme permitido incursionar en nuevos temas de la energía y el cambio climático, así como, por respaldar los trabajos de investigación que emprendí para la obtención del grado de maestra; pero sobre todo por su amistad.

A ellos mi admiración y respeto donde quiera que se encuentren.

A mi madre, mis hermanas y hermanos, mis sobrinos, mis profesores del posgrado, y a mis amigos.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco por ayudarme a sacar adelante esta tesis, por todos sus comentarios y observaciones, gracias; mi admiración y respeto.

Al Dr. David Morillón Gálvez por apoyar esta tesis, por sus comentarios y sugerencias, pero sobre todo por su amistad incondicional.

A los miembros del jurado, por haberse tomado el tiempo de leer el documento y hacer las observaciones y comentarios que consideraron pertinentes.

Al Maestro Francisco Torres Roldan, por la revisión y por sus comentarios a la metodología de emisiones propuesta.

Al Lic. Franco Vázquez, por la revisión y corrección de las referencias bibliográficas realizadas a esta tesis.

A la Dra. Rosa María Félix Navarro por alentar la elaboración de esta tesis, pero sobre todo por escucharme y apoyarme en momentos difíciles.

Rosa Estela Félix Navarro

ÍNDICE

Carátula.

Jurado asignado.

Resumen.

Dedicatorias y agradecimientos.

Capítulo 1. Introducción.

Capítulo 2. Aspectos técnicos y económicos del gas natural licuado.

2.1. Cadena del valor del gas natural licuado.

2.1.1. Exploración y producción de gas natural.

2.1.2. Licuefacción del gas natural.

2.1.2.1. Procesos de licuefacción del gas natural.

2.1.2.2. Tecnologías de licuefacción del gas natural.

2.1.3. Transporte del gas natural licuado.

2.1.4. Regasificación del gas natural licuado.

2.2. Composición y propiedades del gas natural licuado.

2.3. Emisiones de gases de efecto invernadero en las etapas de la cadena del valor del gas natural licuado.

2.4. Aspectos económicos de la cadena del valor del gas natural licuado.

2.4.1. Costos de la licuefacción del gas natural licuado.

2.4.2. Costos del transporte del gas natural licuado.

2.4.3. Costos de la regasificación del gas natural licuado.

Capítulo 3. Mercado mundial de gas natural licuado.

3.1. Países productores y consumidores de gas natural licuado.

3.1.1. Países productores de gas natural licuado.

3.1.2. Reservas probadas de los países productores de gas natural licuado.

3.1.3. Países consumidores de gas natural licuado.

3.2. Mercados del gas natural licuado.

3.2.1. Mercados regionales de gas natural licuado.

3.2.2. Mercado de la región Asia Pacífico.

3.2.3. Mercado de la región de Europa.

3.2.4. Mercado de la región de América.

3.2.5. Mercado de la región del Medio Oriente.

3.2.6. Mercado de la región de África.

3.3. Precios internacionales del gas natural en los diferentes mercados.

3.4. Futuro del mercado del gas natural licuado.

Capítulo 4. Mercado de gas natural y la generación eléctrica en México.

4.1. Políticas que impulsaron el consumo de gas natural.

4.2. Oferta de gas natural.

4.2.1. Reservas de gas natural.

4.2.2. Producción de gas natural.

4.2.3. Importación de gas natural.

4.2.3.1 Importación de gas natural mediante ductos.

4.2.3.2. Importación de gas natural licuado.

4.3. Demanda de gas natural.

4.3.1. Distribución de la demanda de gas natural en México.

4.3.2. Demanda de gas natural para el sector eléctrico mexicano.

4.4. Generación y emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.

4.4.1. Generación de energía eléctrica.

4.4.2. Emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.

Capítulo 5. El gas natural licuado en México.

5.1. Marco jurídico para el desarrollo del gas natural licuado.

5.1.1. Disposiciones legales para el desarrollo del gas natural licuado.

5.1.2. Normatividad para el desarrollo del gas natural licuado.

5.2. Política de importación del gas natural licuado

- 5.3. Permisos de gas natural licuado otorgados.
 - 5.3.1. Características de los permisos otorgados.
 - 5.3.2. Aspectos técnicos y problemática para el desarrollo de los proyectos.
- 5.4. Mercados de gas natural en las regiones importadores de gas natural licuado.
 - 5.4.1. Mercado de la región de la región de Baja California.
 - 5.4.2. Mercado de la región del Noreste.
 - 5.4.3. Mercado de la región Centro-Occidente.
- 5.5. Proyectos para la importación de gas natural licuado para generación eléctrica.
 - 5.5.1. Proyecto Altamira. .
 - 5.5.2. Proyecto Baja California.
 - 5.5.3. Proyecto Manzanillo
 - 5.5.4. Precio pactado para la importación de gas natural licuado.
- 5.6. Costos por la prestación del servicio de almacenamiento y regasificación.
- 5.7. Origen del gas natural licuado importado.
 - 5.7.1. Los importadores de gas natural licuado.

Capítulo 6. Impacto de la importación de gas natural licuado en México.

- 6.1. Seguridad de abastecimiento y diversificación de las fuentes de suministro.
- 6.2. Integración de la cadena del valor del gas natural licuado.
- 6.3. Impacto ambiental por la importación de gas natural licuado.
- 6.4. Impacto económico por la importación de gas natural licuado.
 - 6.4.1. Precio pactado por la importación de gas natural licuado para el sector eléctrico.
- 6.5. Seguridad energética.
 - 6.5.1. Diversificación de las fuentes de suministro de gas natural.
 - 6.5.2. Seguridad de suministro de gas natural.
- 6.6. Integración de la cadena del valor del gas natural licuado importado en México.
 - 6.6.1. Estructura de negocios para la terminal de Altamira.
 - 6.6.2. Estructura de negocios para la terminal de Baja California.

6.6.3. Estructura de negocios para la terminal de Manzanillo.

6.7. Impacto ambiental del gas natural licuado importado a México.

6.7.1. Emisiones en la producción de gas natural de origen nacional.

6.7.2. Emisiones por la importación de gas natural licuado.

Conclusiones.

Lista de figuras.

Lista de tablas.

Nomenclatura.

Referencias.

Apéndices:

Apéndice 1. Factores de conversión.

Apéndice 2. Flota mundial de buques de gas natural licuado.

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural licuado (GNL) es gas natural compuesto principalmente de metano (CH_4), que ha sido enfriado hasta su punto de condensación, para cambiar su estado físico y poder ser transportado mediante buque y/o ser almacenado en estado líquido; la licuefacción reduce el volumen del gas aproximadamente 600 veces. El GNL se recibe en terminales de almacenamiento y regasificación; una vez gasificado se conduce mediante ductos de transporte y distribución a plantas de generación eléctrica, usuarios industriales, comerciales y residenciales. La licuefacción permite que el gas natural se transporte a grandes distancias, donde los sistemas de conducción mediante tuberías tradicionales no serían económicamente competitivos y podrían ser técnica o políticamente inviables.

En México el consumo de gas natural ha crecido a tasas superiores a las de la producción, principalmente por el incremento del consumo en la generación de energía eléctrica, por el uso de la tecnología de ciclos combinados y por las medidas implementadas para la reducción de emisiones en zonas consideradas ambientalmente críticas, así como por el impulso del uso del gas natural en los demás sectores económicos. Las políticas del sector energético que favorecieron el uso del gas natural fueron las reformas de 1992 y 1995; la primera con la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y la segunda con la expedición del Reglamento del Gas Natural, que permitieron una mayor participación del capital privado en la generación de electricidad, y el desarrollo de nuevos sistemas de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural en el país, también influyeron las políticas ambientales implementadas en 1994, las cuales establecieron niveles máximos de emisión de contaminantes a la atmósfera.

Las políticas implementadas en México y en el mundo, intensificaron el mercado internacional de gas natural a través de gasoductos y buques. En la última década el

mercado de GNL ha crecido a tasas superiores que el mercado de gas mediante ductos; muchos países han entrado a este mercado y numerosos proyectos están en la agenda de países con déficit, escasa o nula producción de gas natural. En México el aumento del consumo de gas natural cambió la situación del país, al pasar de exportador a importador neto, tendencia que se ha mantenido desde 1985. El déficit de gas natural en el balance nacional llevó al incremento de las importaciones principalmente del Sur de Texas, y al desarrollo de nuevos puntos de interconexión. Las políticas en materia de gas natural integraron aún más al mercado mexicano con el mercado de los Estados Unidos, e incrementaron la dependencia de las importaciones del gas de origen estadounidense. Esta integración trajo consigo que en el mercado mexicano se reflejen los problemas del mercado estadounidense; la falta de gas natural en dicho mercado implica reducción de las importaciones y altos precios en los índices de referencia usados para la determinación del precio del gas natural mexicano.

El incremento en el consumo de gas natural en Norteamérica y la declinación de la producción de gas convencional en los Estados Unidos y en Canadá llevó a esos países a diversificar sus fuentes de suministro; Estados Unidos incrementó las importaciones de GNL y Canadá incursionó en este mercado, las expectativas de principios de este siglo eran que los Estados Unidos dependería cada vez más del GNL importado. Ante dichas expectativas México incursionó en el mercado del GNL; varios factores se conjuntaron para ello, el principal fue el aumento del precio del gas natural, causado por la disparidad entre la oferta y la demanda en los Estados Unidos, el aumento de los costos de producción en dicho país, la disminución de los costos en la cadena del GNL y el interés del capital privado por desarrollar terminales para importar GNL a México. El objetivo del capital privado era satisfacer la demanda creciente de gas nacional y exportar gas natural hacia los Estados Unidos, principalmente al Sur de California. Aunado a lo anterior, las proyecciones de producción nacional indicaban una mayor dependencia de las importaciones de gas natural de los Estados Unidos, razón por la cual el GNL se contempló como una opción de suministro.

En un principio las empresas privadas mostraron interés por desarrollar los proyectos de GNL en alianzas estratégicas con Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y con la Comisión Federal de Electricidad (CFE); al final CFE fue la que detonó

el desarrollo de las tres terminales de GNL existentes en el país. Las empresas internacionales que manifestaron interés fueron Shell, Marathon, BP, Total y Repsol, las cuales participan a nivel mundial en las diferentes etapas de la cadena del valor del GNL, otras empresas sin experiencia en la operación de terminales de GNL al momento de manifestar su interés fueron ChevronTexaco, El Paso Energy y Sempra.

Entre 2003 y 2008 se construyeron las dos primeras terminales de GNL, en Altamira, Tamaulipas y en Ensenada, Baja California; una tercera terminal fue construida entre 2008 y 2011 en Manzanillo, Colima. Con estas tres terminales se tiene una capacidad de almacenamiento de 940,000 m³ de GNL y capacidad para entregar entre 2,000 y 2,560 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas natural.

El objetivo de esta tesis es analizar el impacto de la política de importación de GNL en México, determinar si la política implementada fue una opción económicamente viable y sustentable en términos del precio del gas natural, e impacto ambiental para el sector eléctrico mexicano, determinar la caracterización de la cadena del valor del GNL importado, y si las medidas de diversificación de las fuentes de suministro del gas natural garantizan la seguridad del sistema eléctrico mexicano.

En el capítulo 2 se presentan los aspectos técnicos y económicos de las diferentes etapas de la cadena del valor del GNL, las características y propiedades fisicoquímicas del GNL, así como las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las diferentes etapas de la cadena del GNL.

En el capítulo 3 se presenta un análisis del mercado internacional de GNL, en el que se incluyen la evolución del mercado, los productores y consumidores de GNL, los mercados regionales de GNL existentes, los precios del gas natural en diferentes mercados internacionales y las expectativas del futuro del mercado mundial de GNL..

En el capítulo 4 se presenta un análisis del mercado del gas natural en México, las reservas, la oferta y demanda de gas natural, las tecnologías de generación eléctrica, el consumo de combustibles del sector eléctrico y las emisiones de GEI por el consumo de combustibles en el sector eléctrico.

En el capítulo 5 se presentan los aspectos relacionados con el desarrollo del GNL en México, los problemas del mercado estadounidense de la industria del gas

natural que llevaron a México a la incursión en el mercado de GNL, el marco legal para el desarrollo del GNL, las políticas de importación de GNL implementadas, las características de los permisos de GNL otorgados, los aspectos técnicos y la problemática para el desarrollo de las terminales de importación de GNL, los costos por la prestación del servicio de almacenamiento y regasificación de GNL, los proyectos de importación y los precios pactos por la CFE, los mercados de gas natural en las regiones importadoras, el origen del GNL importado y aspectos relacionados con los suministradores de GNL en México.

En el capítulo 6 se presentan los resultados de la política de importación de GNL, se incluyen los artículos que sirvieron de referencia para determinar los impactos relacionados con la seguridad energética, la integración de la cadena del valor del GNL de los suministradores en México y el impacto ambiental.

Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas de esta tesis y los anexos que contienen información sobre los factores de conversión utilizados, las plantas de licuefacción, las plantas de regasificación y la flota mundial de buques de GNL.

2. ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL GAS NATURAL LICUADO.

La tecnología de la licuefacción del gas natural es un arte antiguo; sin embargo, en las últimas décadas se ha despertado un interés renovado por su transporte y almacenamiento. Las ventajas del almacenamiento y transporte en forma líquida son evidentes, porque un pie cúbico de metano líquido a -161°C y una atmósfera de presión, equivale a aproximadamente 630 pies cúbicos de metano gaseoso (Perry y Chilton, 1985). El estado líquido del gas natural facilita su transporte a grandes distancias mediante embarcaciones marítimas especiales, donde los sistemas de transporte por tuberías no serían técnicamente o políticamente viables (Foss, 2003); la inviabilidad técnica y económica puede presentarse cuando la distancia a recorrer es demasiado extensa, o bien por complicaciones técnicas durante la construcción (cruce submarino profundo y complejidad del suelo (Pita, 2006).

2.1. Cadena de valor del GNL.

Los procesos para llevar el gas natural al mercado constituyen la cadena de valor; para el GNL las etapas más importantes, excluyendo las operaciones de conducción por tuberías en cada etapa, son: la exploración y producción, la licuefacción, el transporte marítimo y el almacenamiento y regasificación (véase la figura 1).

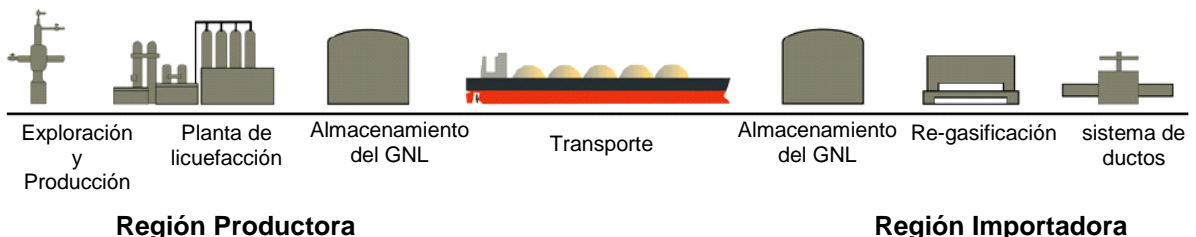


Figura 1. Cadena del valor del GNL.

Fuente: Universidad de Houston, Sistemas de Seguridad y Protección de GNL, 2003.

La creciente demanda mundial de gas natural, la explotación de petróleo con gas asociado en regiones cada vez más distantes de los mercados y las restricciones a las emisiones de GEI, han impulsado el desarrollo de tecnologías que permiten llevar el gas natural a los centros de consumo, como el enfriamiento y condensación del gas natural (GNL), la compresión del gas natural (CGN), la transformación de la molécula de metano en metanol, dimetil-éter, destilados medios (diesel y combustibles para aviones), químicos especiales y ceras, mediante la tecnología gas a líquido (GTL por sus siglas en inglés), y en un futuro, el transporte de hidratos de gas (Pacheco, 2010; Foss, 2007; y BP, 2001).

Países con grandes reservas de gas natural con un mercado doméstico poco significativo o alejado de los principales consumidores y productores de petróleo con gas asociado, que venteaban o quemaban gran cantidad de gas natural producen GNL para exportarlo a países donde la demanda es mayor que la oferta, o a países que dependen por completo del gas importado (GIIGNL, 2009).

2.1.1. Exploración y producción de gas natural.

La exploración es una etapa muy importante del proceso; comprende una serie de estudios geológicos y geofísicos tendientes a la localización, con bases técnico-científicas, de los sitios que presentan condiciones geológicas favorables para encontrar hidrocarburos en el subsuelo, así como la perforación de pozos exploratorios que determinan la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos, en las localidades en las que los trabajos geológicos y geofísicos muestran la existencia de condiciones adecuadas para su entrapamiento. Es posible estimar el potencial de desarrollo de las reservas de petróleo y gas mediante la interpretación de estudios y el análisis de la depositación de rocas, entre otros.

Para la extracción se perforan pozos de producción; usualmente el gas se encuentre bajo presión y emerge del pozo sin intervención externa; sin embargo a veces es necesario utilizar bombeo u otros métodos de extracción. Para el desarrollo de un proyecto de GNL se requiere garantizar reservas suficientes para una producción de por lo menos 20 ó 25 años (Jensen, 2004); aunque esta tendencia podría cambiar, ya que se están proponiendo terminales flotantes para desarrollar reservas aisladas y de menor tamaño a las explotadas actualmente (Pacheco, 2010).

El gas natural y los hidrocarburos pesados provenientes de los yacimientos se extraen y separan; el gas natural obtenido se conduce a las instalaciones de licuefacción por medio de ductos; los licuables y otras impurezas se separan y extraen en la planta de licuefacción.

2.1.2. Licuefacción del gas natural.

La licuefacción consiste en el enfriamiento del gas natural mediante el uso de refrigerantes. El enfriamiento se realiza en uno o más intercambiadores de calor; el refrigerante puede ser simple o una mezcla de varios refrigerantes, el proceso puede realizarse en una o varias etapas. La planta de licuefacción puede estar integrada por una o varias unidades (trenes de licuefacción); cada tren de licuefacción regularmente está asociado a un proyecto de re-gasificación específico. Una terminal de licuefacción se constituye principalmente de instalaciones para la purificación del gas natural, la licuefacción, el almacenamiento, la conducción y carga del GNL, infraestructura portuaria para la recepción de los barcos; así como de instalaciones auxiliares. Los equipos utilizados son de gran tamaño, se construyen con materiales especiales para usos criogénicos.

2.1.2.1. Procesos de licuefacción del gas natural.

El proceso y los servicios auxiliares requeridos para la licuefacción dependen de las condiciones del emplazamiento, la calidad del gas natural alimentado al proceso y las especificaciones del GNL producido, un diagrama del proceso se muestra en la figura 2.

Por lo general, el gas suministrado se somete a altas presiones desde los campos de gas, estabilizándose y eliminándose los condensados asociados. La presión del gas se ajusta a la presión operativa de la planta de licuefacción. El gas se trata previamente para eliminar cualquier impureza que pueda interferir con el proceso de licuefacción, o que no deba contener el GNL. El acondicionamiento del gas incluye la desulfuración y la deshidratación, que permiten eliminar los gases ácidos y los compuestos de azufre, por ejemplo, dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y mercaptanos, así como mercurio y otros contaminantes. Los contaminantes no deseables e hidrocarburos pesados se eliminan a fin de prevenir la formación de sólidos

cuando el gas se enfría a la temperatura de -161°C . La remoción de hidrocarburos pesados se hace por destilación, los gases ácidos y el agua por absorción y deshidratación. De este proceso se obtiene un vapor de gas natural seco, libre de contaminantes, adecuado para su licuefacción.

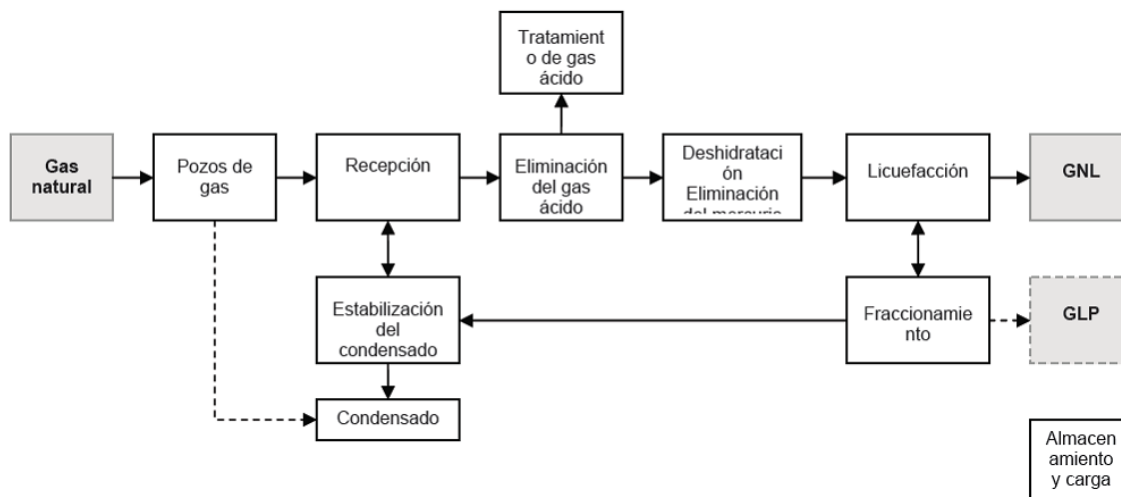


Figura 2. Proceso de producción de GNL.

Fuente: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad del Banco Mundial, 2007.

El gas dulce seco se enfría, se separan los hidrocarburos más pesados. El gas tratado se somete a múltiples fases de refrigeración con uno o más refrigerantes; durante el proceso se reduce progresivamente la temperatura del gas hasta llegar a la licuefacción. El GNL presurizado se expande y se subenfía en una o más fases, los vapores de expansión y los gases de evaporación (BOG por sus siglas en inglés) se reciclan en el proceso, o se usan como combustible en la planta de licuefacción. El GNL se almacena en tanques para su exportación en barco. Los hidrocarburos más pesados que puedan separarse durante la refrigeración se fraccionan y recuperan. El etano se reinyecta normalmente en la corriente de gas para licuarse, el propano y el butano pueden reinyectarse o exportarse, el pentano y los compuestos más pesados suelen exportarse.

El líquido obtenido de la planta de licuefacción se almacena a presión atmosférica en tanques criogénicos aislados, equipados con dispositivos de seguridad para alivio de presión y venteo en caso de emergencia. Los tanques criogénicos son tanques de paredes dobles; en realidad se trata de un tanque dentro de otro tanque; el espacio anular entre las paredes de los tanques se rellena con aislantes. El tanque

interno, en contacto con el GNL, debe construirse con materiales específicos para uso criogénico y soportar la carga estructural del GNL. Estos materiales incluyen aleaciones de acero-níquel al 9%, aceros inoxidables austenísticos o aluminio. El tanque exterior se construye generalmente de acero al carbono y concreto pretensado.

2.1.2.2. Tecnologías de licuefacción del gas natural.

Los procesos de licuefacción usan principalmente la refrigeración mecánica, durante la cual el calor del gas natural se transfiere a un fluido refrigerante, mediante intercambiadores de calor en circuito cerrado. Los servicios auxiliares requeridos para el procesamiento de GNL incluyen: gas de combustión (derivado de las corrientes de proceso) para generar electricidad; fuentes de refrigeración (agua o aire), y de calefacción (vapor o sistema de aceite caliente).

Los procesos de licuefacción pueden dividirse en tres categorías: 1). Ciclos de expansión, 2). Refrigerante mixto, y 3). Cascada. Los ciclos de expansión incluyen la expansión *Joule-Thomson* y la turbo-expansión; esta última, contempla los ciclos de turbo-expansión abiertos y cerrados, simples y dobles, con uno o dos fluidos de refrigeración, y la opción de pre-enfriamiento del propano. Existen varios procesos de licuefacción patentados, de los ciclos de expansión el *Nitrogen Loop Niche*, (NLN): los procesos de refrigerante mixto incluyen: *Black* y *Veatch Pritchard SMR*, *Technip Tealarc*, Linde (MFCP), Shell (DMR), ExxonMobil (PMR); los procesos cascada: *Phillips Cascade* y *Conoco-Phillips Optimized Cascade*, (Pacheco, 2010).¹. De acuerdo a McGuire y White (2000), los procesos básicos de licuefacción en uso son:

a). Proceso de refrigerante puro en cascada (*Pure refrigerant cascade process*). Con tres etapas de refrigeración, cada etapa tiene su propio refrigerante, compresor e intercambiador de calor, en la primera etapa de enfriamiento se utiliza propano, en la segunda, que es una etapa de condensación se utiliza etileno y finalmente, en la etapa de subenfriamiento se utiliza metano.

¹ SMR: *Single Mixed Refrigerant*, Tealarc: *Technip-L'Air Liquide (auto-refrigeration cycle)*, MFCP: *Mixed Fluid Cascade Process*, DMR: *Double Mixed Refrigerant Process*, PMR: *Parallel Mixed Refrigerant Process*.

b). Proceso de refrigerante mixto (*Mixed refrigerant process*). El proceso completo se alcanza en una sola etapa, se utiliza un refrigerante multicomponente, usualmente compuesto por metano, etano, propano y nitrógeno; la composición del refrigerante se optimiza para alcanzar la curva de enfriamiento del gas natural. El equipo es menos complejo que el proceso anterior, pero el consumo de energía es substancialmente mayor.

c). Proceso de refrigerante mixto preenfriado (*Pre-cooled mixed refrigerant process*). Es el proceso de licuefacción más utilizado, se conoce por sus siglas en inglés como MCR (*Multi-Component-Refrigerant*), es una combinación de los procesos cascada y refrigerante mixto; la combinación más utilizada es la del propano C3MR (*Propane Pre-Cooled Mixed Refrigerant*).

El proceso cascada se empleó en la construcción de la planta de licuefacción de Alaska en 1969; una variante de este proceso, el cascada optimizado (*Optimized Cascade Process*), se utilizó en las plantas de Trinidad y Tobago, Egipto (Idku), Australia (Darwin), y en Guinea Ecuatorial.² Para mejorar la eficiencia del proceso, en la planta de Darwin se incorporó la recuperación de calor residual y el uso de turbinas aero-derivativas de alta eficiencia (ConocoPhillips, 2009). Los procesos de refrigeración en cascada están asociados con altos costos de capital, diseño complejo y capacidad limitada por tren (Hansson, 2008). El proceso cascada optimizado se utiliza para producir de 1 a 5.2 millones de toneladas de GNL por año (mtpa).

El proceso de refrigerante mixto es el más utilizado,³ se usa para producir de 1 a 5 mtpa de GNL por cada tren de licuefacción (Liu, y otros, 2006), para trenes superiores se utilizan los procesos AP-X y PMR, desarrollados en años recientes por Shell y ExxonMobil, respectivamente, dichos procesos incluyen un ciclo de subenfriamiento, que permite incrementar la producción de GNL hasta en un 80% adicional (Liu, y otros 2004). La selección del tipo de proceso depende de las condiciones ambientales del

² El proceso cascada optimizado es propiedad de ConocoPhillips.

³ El proceso de refrigerante mixto más utilizado C3MR, es propiedad de *Air Product and Chemical Inc.*, (APCI), al igual que los procesos C3MR/SplitMRTM y AP-X y el SMR, este último utilizado en las plantas construidas antes de 1970.

sitio, la composición y propiedades del gas natural a licuar, y las especificaciones del GNL a producir.

Tabla 1. Procesos de licuefacción usados en las plantas de GNL.

| Ubicación | | Año de inicio de operación | Núm. de trenes | Producción de GNL por tren (mtpa) | Proceso |
|-------------------|--------------------|----------------------------|----------------|-----------------------------------|--------------------|
| Abu Dhabi | Das Island | 1977 | 2 | 1.7 | C3MR |
| | | 1994 | 1 | 2.6 | C3MR |
| Alaska | Kenai | 1969 | 1 | 1.5 | SMR |
| Algeria | GL1Z | 1977 | 6 | 1.3 | C3MR |
| | GL2Z | 1981 | 6 | 1.4 | C3MR |
| | Skikda | 2009 | 1 | 4.5 | C3MR/SplitMRTM |
| Australia | NWS | 1989 | 3 | 2.5 | C3MR |
| | | 1989-2003 | 2 | 4.5 | C3MR |
| | | Darwin | 2006 | 1 | 3.7 |
| Brunei | Lumut | 1973 | 5 | 1.3 | C3MR |
| Egipto | Damieta | 2004 | 1 | 5 | C3MR/SplitMRTM |
| | Idku | 2005 | 2 | 3.6 | Cascada optimizado |
| Guinea Ecuatorial | | 2007 | 1 | 3.7 | Cascada optimizado |
| Indonesia | Bontang** | 1978-1997 | 7 | 2.6 | C3MR |
| | | 1999 | 1 | 3 | C3MR |
| | Arun** | 1978-1986 | 6 | 2 | C3MR |
| | Tangguh | 2009 | 2 | 4 | C3MR/SplitMRTM |
| Libia | Mara-el-brega | 1970 | 4 | 0.8 | SMR |
| Malasia | Satu | 1982 | 3 | 2.5 | C3MR |
| | Dua | 1995 | 3 | 2.8 | C3MR |
| | Dua** | 2010 | 1 | 1.2 | C3MR |
| | Tiga | 2003 | 2 | 3.8 | C3MR |
| Nigeria | Nigeria LNG | 1999-2002 | 3 | 3.2 | C3MR |
| | | 2006-2008 | 3 | 4 | C3MR |
| Noruega | Snohvit | 2007 | 1 | 4 | MFC |
| Oman | Qalhat | 2000-2006 | 3 | 3.6 | C3MR |
| Perú | Pampa Melchorita | 2009 | 1 | 4.5 | C3MR/SplitMRTM |
| Qatar | Qatargas 1 | 1996-1999 | 3 | 3.2 | C3MR |
| | Qatargas 2: T1 | 2009 | 1 | 7.8 | AP-X |
| | Qatargas 2: T2 yT3 | 2010 | 2 | 7.8 | AP-X |
| | Qatargas 2: T4 | 2011 | 1 | 7.8 | PMR |
| | RasGas I | 1999 | 2 | 3.3 | C3MR |
| | RasGas II | 2004-2007 | 3 | 4.7 | C3MR/SplitMRTM |
| | RasGas 3 | 2009 | 2 | 7.8 | AP-X |
| | RasGas 4 | 2010 | 1 | 7.8 | PMR |
| Rusia | Sakhalin II | 2009 | 2 | 4.8 | DMR |
| Trinidad y Tobago | | 1999-2003 | 3 | 3.3 | Cascada optimizado |
| | | 2005 | 1 | 5.2 | Cascada optimizado |
| Yemen | Balhaf | 2009-2010 | 2 | 3.4 | C3MR/SplitMRTM |
| Total | | | 95 | | |

* * Existe discrepancia entre la información presentada por APCI y el GIILNG

Fuente: Elaboración propia con base en datos de APCI, 2008, ConocoPhillips, 2009 y GIILNG, 2011.

2.1.3. Transporte del GNL.

El GNL se transporta desde la planta de licuefacción hasta las terminales de regasificación mediante buques especialmente diseñados cuya capacidad oscila entre 18,000 m³ y 267,000 m³, aunque existen pocos barcos de capacidad menor a 100,000 m³ y superiores a 200,000 m³. Para su transporte el GNL se transfiere de los tanques de almacenamiento de la planta de licuefacción a los buques por medio de tuberías y brazos de descarga diseñados para operar a temperaturas criogénicas. El transporte se realiza en embarcaciones de casco doble especialmente diseñadas y aisladas para prevenir fugas o rupturas; se construyen usualmente para un proyecto específico y deben cumplir con los estándares de la Organización Marítima Internacional.⁴ El GNL se almacena en contenedores especiales en los que se mantiene a presión atmosférica y -161°C de temperatura.

En la industria naviera del GNL se utilizan dos tipos de contenedores; el contenedor autosoportado y el contenedor de membrana; en éste último el contenedor interior no autosoportado está constituido por membranas deformables de material compatible con las propiedades físico-químicas del GNL, cuya función es contener el GNL, deformándose de acuerdo con los cambios de temperatura del líquido. Los tanques autosoportados son fáciles de identificar, ya que la mitad del tanque aparece por encima de la cubierta. Existen tres clases de tanques del tipo autosoportado: el tanque esférico de *Kvaerner-Moss* (Moss), el prismático IHI, de *Ishikawajima-Harima Heavy Industries* y el cilíndrico; aunque embarcaciones de los dos últimos diseños son raras en la industria naviera del GNL. Para los tanques de membrana también existen tres sistemas: sistema *Gaz Transport* (GT), sistema *Technigaz* (Tz) y sistema *Container System 1* (CS1); éstos diseños utilizan una membrana muy fina apoyada sobre las paredes del casco. El sistema GT incorpora membranas invar primarias y secundarias de placas planas, mientras que el sistema Tz utiliza una membrana primaria corrugada de acero inoxidable, y el sistema CS1 combina placas invar del sistema GT para la primera membrana de aislamiento y las membranas triplex de Tz (una hoja de aluminio

⁴ *International Maritime Organization IGC Code, International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*, 1993.

en un sándwich de fibra de vidrio) para el segundo aislamiento. La tecnología de membrana tiene la ventaja de alcanzar la estabilización térmica en menos tiempo que la del sistema esférico Moss.

La capacidad total de los buques en operación a octubre de 2012 fue de 52.9 millones de m³ con 357 unidades; la mayoría utilizan el sistemas de contención tipo membrana (69.4%), esférico Moss 30%, y otros diseños 0.6%. La capacidad promedio de los buques es de 150,000 m³, aunque en años recientes fueron construidos los primeros metaneros de capacidad superior a 200,000 m³, denominados Q-Flex y Q-Max, los primeros de 209,000 a 216,000 m³ de capacidad y los segundos de 253,000 a 264,000 m³ (Standard & Poor's, 2006)⁵, en la actualidad existen en operación 45 buques de ese tipo, 32 Q-Flex y 13 Q-Max.

A diferencia de los buques de GLP, los buques de GNL generalmente no tienen una planta de licuefacción a bordo, el gas evaporado generado se utiliza para su propulsión, alrededor de 0.15% de volumen de carga por día. La infraestructura de transporte es fundamental para vincular a los importadores con los exportadores de GNL; los barcos de GNL son activos dedicados para rutas específicas y reservados bajo contratos de largo plazo. Sin embargo, en los últimos cinco años se han construido barcos sin una ruta específica, se pretende utilizarlos para un portafolio de proyectos o para el mercado spot.

21.4. Regasificación del GNL.

Una terminal de regasificación se compone principalmente de: un sistema de descarga de GNL, que incluye muelles y atracadero, tanques de almacenamiento de GNL; bombas de GNL dentro y fuera de los tanques, sistema de manejo del gas evaporado, y vaporizadores de GNL (véase la figura 3).

El GNL se transfiere del buque a las líneas de descarga y a los tanques de GNL en tierra, mediante las bombas de las embarcaciones. Durante la descarga, se genera gran cantidad del vapor en el tanque de almacenamiento, que se devuelve a los

⁵ La capacidad de los buques tipo Q-Flex es similar a la señalada por otros analistas (aproximadamente 215,000 m³), pero para los Q-Max, algunos indican una capacidad mayor a 250,000 m³ y otros entre 250,000 a 300,000 m³.

contenedores del barco mediante una línea de retorno de vapor. El vapor que no se devuelva al barco se comprime y canaliza hacia el recondensador.

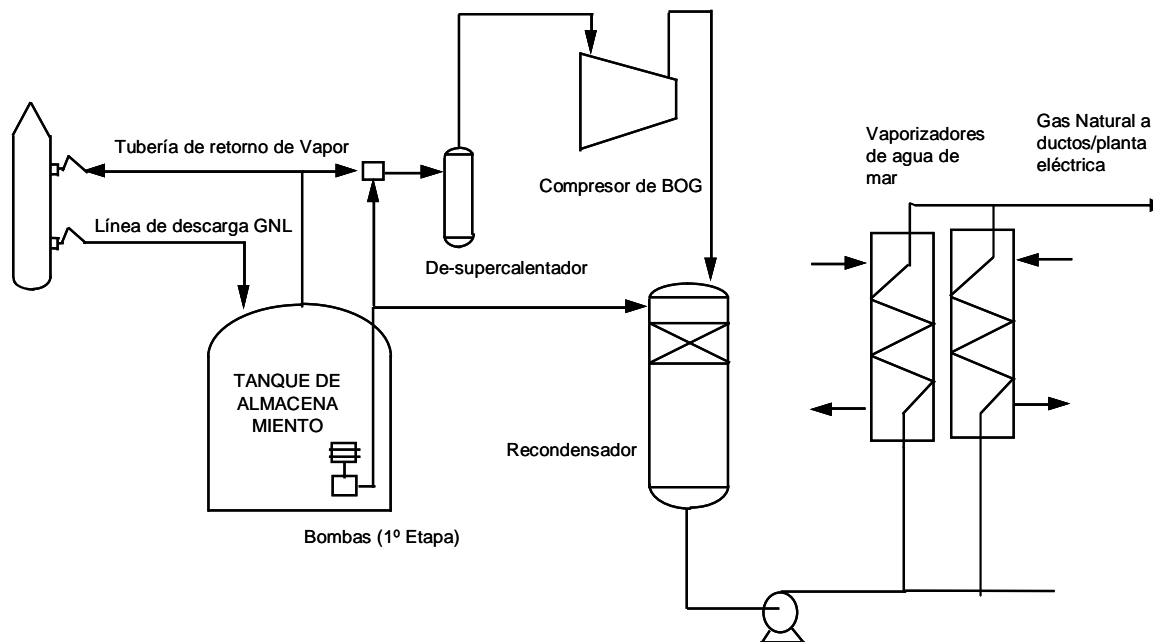


Figura 3. Diagrama de flujo simplificado de una regasificadora de GNL

Fuente: Elaboración propia con base en información de la CRE.

El sistema de almacenamiento consta de uno o más tanques especialmente diseñados para contener el GNL, construidos con materiales especiales, similares a los tanques de las terminales de licuefacción. Los tanques pueden ser subterráneos o estar localizados sobre la superficie; ser de contención doble, sencilla o total.

En el tanque de contención doble el contenedor primario está rodeado por un contenedor secundario diseñado para contener el líquido, más no la evaporación de GNL en caso de falla del contenedor primario. En el de contención sencilla, el contenedor primario no está rodeado por un contenedor secundario, por lo que requiere de un sistema de retención de derrames de GNL en caso de falla del contenedor primario. En el de contención total, el contenedor primario está rodeado por un contenedor secundario con techo, diseñado para contener el líquido y la evaporación de GNL en caso de falla del contenedor primario. Entre el contenedor primario y el contenedor secundario, existe un espacio vacío que puede llenarse de un gas inerte como el nitrógeno, o un aislante como la perlita y las espumas de poliuretano. Durante las operaciones normales, se produce BOG en los tanques y tuberías de líquido debido a la absorción de calor del entorno.

El GNL de los tanques de almacenamiento se envía por medio de bombas dentro de los tanques hasta el recondensador. El BOG generado durante la operación de la planta también se canaliza hacia el recondensador, donde se mezcla con el GNL subenfriado y condensado. Las bombas de emisión multifásicas de alta presión llevan el GNL desde el recondensador a los vaporizadores, el GNL vaporizado se envía directamente a los ductos de transporte o distribución.

El sistema de descarga está constituido por instalaciones, infraestructura y el equipo requerido para atracar el barco al muelle de manera segura, establecer la conexión barco costa y transferir el GNL de los tanques del barco a los ductos en tierra; también se incluyen instalaciones para desconectar el barco al final de la operación de descarga. El sistema de bombeo, consiste en una o dos etapas de bombeo, dependiendo de la presión requerida del gas y de la configuración del sistema de manejo del gas evaporado. En terminales modernas, la primera etapa de bombeo se instala dentro del tanque, y la segunda fuera del tanque, en el área de proceso. En el sistema de manejo del gas evaporado, el GNL gasificado a presión atmosférica por la absorción de calor, se usa como combustible, excepto en casos de emergencia, cuando se ventea o quema. En el diseño y operación del sistema de manejo del gas evaporado debe considerarse prioritaria la disposición eficiente del gas evaporado, incluyendo su utilización como combustible y su recondensación para ser enviado como GNL a los tanques y vaporizadores. El manejo del gas evaporado requiere de equipo de compresión cuya operación e instalación son costosas.

En el sistema de vaporización, el GNL se vaporiza o regasifica mediante el intercambio de calor entre el GNL y un fluido, que puede ser aire o agua de mar. Los vaporizadores más usuales son: 1). Vaporizadores de rejilla abierta (*Open-Rack Seawater Vaporizers*, ORV), 2). Vaporizadores de combustión sumergida (*Submerged Combustión Vaporizers*, SCV), y 3). Vaporizadores de tubo y coraza (o fluido intermedio), se usan cuando existe una fuente externa de calor. La tecnología ORV utiliza agua de mar para calentar y vaporizar el GNL; el agua fluye a través de una serie de paneles de serpentines, el GNL circula a contracorriente a través de ellos. El agua de mar se ingresa a través de una estructura de rejillas, para evitar la colisión y arrastre de organismos marinos, y eliminar la acumulación de residuos. Para controlar el

crecimiento de organismos marinos bioincrustados, se inyecta continuamente hipoclorito de sodio. Los SCV utilizan quemadores alimentados con gas natural para generar calor para la vaporización del GNL. La tecnología ORV es la tecnología de regasificación más popular, no requiere de combustión, por lo tanto no produce emisiones de GEI. El costo de instalación de los SCV puede ser mucho menor que los ORV, sin embargo, los costos de operación son significativamente mayores.

Además de los sistemas mencionados, se requiere de servicios auxiliares e instalaciones de apoyo. Los servicios auxiliares requeridos son: energía eléctrica, nitrógeno, aire, y combustible, en caso de utilizarse vaporizadores de combustión sumergida. El agua de mar para los vaporizadores de rejilla abierta se considera un servicio auxiliar. Otros servicios incluyen el suministro de agua potable, y el diesel para generar energía eléctrica en caso de emergencias. La energía eléctrica se consume en las bombas de GNL, en los compresores del gas evaporado, en las bombas de agua de mar, y en otros usos, tales como iluminación y aire acondicionado. El nitrógeno puede generarse dentro de las instalaciones o comprarse en forma líquida y almacenarse, se usa para purgar los brazos de descarga y para retornar el vapor, antes y después de la descarga del GNL del barco. Entre las instalaciones de soporte externas se incluyen los sistemas siguientes: combustión, disposición de agua de lluvia, disposición de agua de desecho, y el sistema de protección contra incendio, etc. Es común instalar dos quemadores, uno a baja y otro a alta presión; el primero maneja las descargas de los tanques de GNL y tuberías de baja presión, y el segundo principalmente las descargas de los vaporizadores y compresores. El sistema de protección contra incendios incluye sistemas pasivos y activos. Los sistemas pasivos comprenden embalses, diques, revestimiento de estructuras y equipos para mantener la resistencia y estabilidad de los materiales en caso de incendio, etc. El sistema activo abarca detectores para fuego, gas, humo, bajas temperaturas, así como medidas de supresión del fuego, como los sistemas de dispersión de agua, polvo químico seco, espuma de alta expansión, etc.

Las terminales de regasificación pueden construirse en tierra o en el mar; los diseños para el mar incluyen las estructuras de gravedad (*offshore gravity-based*) de concreto o de acero y las instalaciones flotantes (*offshore floating*). Las estructuras de gravedad de concreto son estructuras huecas construidas principalmente de concreto

que se apoyan sobre el fondo del mar, que se quedan fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma. En México, la Norma Oficial Mexicana no contempla el diseño y construcción de terminales flotantes; sin embargo, la guía para construir terminales de GNL costa afuera del *American Bureau of Shipping* de los Estados Unidos y las normas de *Lloyd's Register* sí las contemplan. La primera, en la Guía para la construcción y clasificación de terminales (*Guide for building and classing offshore LNG terminals*), y la segunda, en dos documentos; para estructuras de gravedad, la Guía para la clasificación y certificación de estructuras de gravedad (*Guidance notes: classification and certification of offshore gravity based liquefied gas terminals*), y para instalaciones flotantes, la Guía para la clasificación y certificación de instalaciones flotantes (*Guidance notes for classification and certification of floating offshore gas installations*).

2.2. Composición y propiedades del GNL.

El GNL es un líquido incoloro compuesto principalmente por metano; contiene pequeñas cantidades de etano, propano, nitrógeno y otros componentes, que usualmente contiene el gas natural, su composición varía, dependiendo del país de origen, fuente de producción y proceso de licuefacción (véase la tabla 2).

El GNL es un líquido incoloro, inodoro, no corrosivo ni tóxico, sin embargo, como cualquier material gaseoso, al vaporizarse puede causar asfixia al interior de un lugar sin ventilación. Cuando se vaporiza es inflamable a concentraciones entre 5 y 15% mezclado con aire. La densidad del GNL depende de su composición, usualmente fluctúa en un rango de 421 a 479 kg/m³.

La composición y propiedades fisicoquímicas del GNL son muy importantes ya que no todo el GNL producido puede mezclarse fácilmente en los tanques de almacenamiento, porque puede presentarse el fenómeno de estratificación y provocar la inversión térmica (*rollover*) del GNL, que podría provocar remolinos repentinos a gran escala dentro del tanque y generar grandes cantidades de gas evaporado. La inversión térmica es el resultado de la superposición de una capa relativamente pesada de GNL

sobre una capa más liviana. Para evitar la estratificación se recircula el GNL de tal forma que se mantenga una composición homogénea.

Tabla 2. Composición y propiedades del GNL por país de origen.

| Origen | Nitrógeno (N ₂) | Metano (CH ₄) | Etano (C ₂ H ₆) | Propano (C ₃ H ₈) | C4+ | Densidad del GNL* (kg/m ³) | Densidad del gas (kg/m ³ n)** | Relación de expansión (m ³ n/m ³ liq) | Poder Calorífico del gas (MJ/m ³ n)** | Índice Wobbe (MJ/m ³ n)** |
|-------------------|-----------------------------|---------------------------|--|--|------|--|--|---|--|--------------------------------------|
| Australia-NWS | 0.04 | 87.33 | 8.33 | 3.33 | 0.97 | 467.35 | 0.83 | 562.46 | 45.32 | 56.53 |
| Australia-Darwin | 0.10 | 87.64 | 9.97 | 1.96 | 0.33 | 461.05 | 0.81 | 567.73 | 44.39 | 56.01 |
| Algeria-Skikda | 0.63 | 91.40 | 7.35 | 0.57 | 0.05 | 446.65 | 0.78 | 575.95 | 42.30 | 54.62 |
| Algeria-Bethioua | 0.64 | 89.55 | 8.20 | 1.30 | 0.31 | 454.50 | 0.80 | 571.70 | 43.22 | 55.12 |
| Algeria-Arzew | 0.71 | 88.93 | 8.42 | 1.59 | 0.37 | 457.10 | 0.80 | 570.37 | 43.48 | 55.23 |
| Brunei | 0.04 | 90.12 | 5.34 | 3.02 | 1.48 | 461.63 | 0.82 | 564.48 | 44.68 | 56.18 |
| Egypt-Idku | 0.02 | 95.31 | 3.58 | 0.74 | 0.34 | 437.38 | 0.76 | 578.47 | 41.76 | 54.61 |
| Egypt-Damietta | 0.02 | 97.25 | 2.49 | 0.12 | 0.12 | 429.35 | 0.74 | 582.24 | 40.87 | 54.12 |
| Equatorial Guinea | 0.00 | 93.41 | 6.52 | 0.07 | 0.00 | 439.64 | 0.76 | 578.85 | 41.95 | 54.73 |
| Indonesia-Arun | 0.08 | 91.86 | 5.66 | 1.60 | 0.79 | 450.96 | 0.79 | 571.49 | 43.29 | 55.42 |
| Indonesia-Badak | 0.01 | 90.14 | 5.46 | 2.98 | 1.40 | 461.07 | 0.82 | 564.89 | 44.63 | 56.17 |
| Indonesia-Tangguh | 0.13 | 96.91 | 2.37 | 0.44 | 0.15 | 431.22 | 0.74 | 581.47 | 41.00 | 54.14 |
| Lybia | 0.59 | 82.57 | 12.62 | 3.56 | 0.65 | 478.72 | 0.86 | 558.08 | 46.24 | 56.77 |
| Malaysia | 0.14 | 91.69 | 4.64 | 2.60 | 0.93 | 454.19 | 0.80 | 569.15 | 43.67 | 55.59 |
| Nigeria | 0.03 | 91.70 | 5.52 | 2.17 | 0.58 | 451.66 | 0.79 | 571.14 | 43.41 | 55.50 |
| Norway | 0.46 | 92.03 | 5.75 | 1.31 | 0.45 | 448.39 | 0.78 | 573.75 | 42.69 | 54.91 |
| Abu Dhabi | 0.30 | 84.80 | 13.20 | 1.60 | 0.10 | 467.00 | 0.83 | 566.00 | 44.90 | |
| Oman | 0.20 | 90.68 | 5.75 | 2.12 | 1.24 | 457.27 | 0.81 | 567.76 | 43.99 | 55.73 |
| Perú | 0.57 | 89.07 | 10.26 | 0.10 | 0.01 | 451.80 | 0.79 | 547.30 | 42.90 | 55.00 |
| Qatar | 0.27 | 90.91 | 6.43 | 1.66 | 0.74 | 453.46 | 0.80 | 570.68 | 43.43 | 55.40 |
| Rusia-Sakhalin | 0.07 | 92.53 | 4.47 | 1.97 | 0.95 | 450.67 | 0.79 | 571.05 | 43.40 | 55.43 |
| USA-Alaska | 0.17 | 99.71 | 0.09 | 0.03 | 0.01 | 421.39 | 0.72 | 585.75 | 39.91 | 53.51 |
| Trinidad | 0.01 | 96.78 | 2.78 | 0.37 | 0.06 | 431.03 | 0.74 | 581.77 | 41.05 | 54.23 |
| Yemen | 0.02 | 93.17 | 5.93 | 0.77 | 0.12 | 442.42 | 0.77 | 576.90 | 42.29 | 54.91 |

* Calculado de acuerdo a la ISO 6578 (T=-160°C)

** Calculado de acuerdo a la ISO 6976 (0°C/0°C, 1.01325 bar)

Fuente: GIIGNL, *The LNG Industry*, 2010 y 2012.

2.3. Emisiones de GEI en las etapas de la cadena del valor del GNL.

En cada etapa de la cadena del GNL se usan procesos, instalaciones y equipos que emiten GEI. Los principales GEI emitidos son: metano (CH₄), bióxido de carbono (CO₂), y óxido de nitrógeno (N₂O), también puede emitirse monóxido de carbono (CO), y si el gas natural a licuar es gas ácido, dióxido de azufre (SO₂). Las emisiones suelen provenir de las actividades de combustión, venteo, quema, y por fugas (IFC, 2007).

a). Emisiones relacionadas con las actividades de combustión. Las fuentes de combustión incluyen la generación de electricidad, vapor, y calor para la exploración, producción, procesamiento (endulzamiento y deshidratación), licuefacción del gas natural, y en la regasificación, en caso de usarse vaporizadores de combustión sumergida. Las emisiones procedentes de la combustión de gas natural y/o hidrocarburos líquidos se generan en calderas/generadores de vapor, intercambiadores

de calor, máquinas de combustión interna, incineradores; constituyen la fuente más significativa de emisiones a la atmósfera, junto con el consumo de energía requerida para mover compresores, bombas y otros motores empleados para generar electricidad y calor requerido en las instalaciones; el uso de combustibles para los buques constituyen otra fuente de emisiones importante. En las terminales de regasificación que usan vaporizadores de rejilla abierta, se considera que no se generan emisiones a la atmósfera durante las operaciones normales, excepto por las emisiones fugitivas, venteo y quema de gases con alto contenido de metano.

b). Venteo y quema. Se usa como una medida operativa destinada a garantizar la eliminación segura del gas en caso de emergencia, por alguna falla eléctrica o por cualquier condición anómala en la exploración-producción y procesamiento, así como en las plantas de licuefacción y regasificación. La quema y venteo debe realizarse sólo en caso de emergencia o en condiciones de operación anómalas. El venteo y quema continúa del gas evaporado en operación normal de las plantas de licuefacción y regasificación, no se considera una buena práctica industrial y debe evitarse. Después de la licuefacción del gas natural, el GNL almacenado emite vapor de metano, a causa del calor procedente de las condiciones ambientales, bombas de tanques y cambios de presión barométrica que ocurren durante el almacenamiento. El vapor de metano se recoge empleando un sistema de recuperación de vapor mediante sistemas de compresores. En las plantas de GNL (salvo en las operaciones de carga de los buques), el vapor se regresa al proceso para su licuefacción o se usa como combustible; a bordo de los buques, el gas evaporado se licua de nuevo y se regresa a los tanques de almacenamiento o se emplea como combustible para impulsar el buque; en las terminales de regasificación, los vapores suelen devolverse al proceso para ser utilizados como combustible, comprimirse y canalizarse a los gasoductos de venta, o se quema.

c). Emisiones fugitivas. Las emisiones fugitivas en las instalaciones de GNL pueden estar asociadas con vientos fríos, fugas en conductos, tuberías, válvulas, conexiones, bridas, revestimientos, conducciones abiertas, juntas de bombas y compresores, válvulas de descompresión y, generalmente por las operaciones de carga y descarga del GNL.

2.4 Aspectos económicos de la cadena del valor del GNL.

Los procesos para llevar el gas natural de los pozos productores, la licuefacción, el transporte, la regasificación y la entrega a la red de gasoductos, crean un valor "cadena del valor". La cadena del valor del GNL es mucho más intensiva en capital que la del gas natural transportado por ductos (NPC, 2010). De entrada, la primera etapa de la cadena, requiere inversiones cuantiosas para exploración y desarrollo de las reservas. El factor clave de éxito de esta etapa está relacionado con las características del yacimiento, el tamaño, la forma, la ubicación de las reservas, y la calidad del gas. Los datos precisos sobre los costos de la cadena del GNL son difíciles de identificar, ya que éstos varían ampliamente dependiendo de su ubicación y si el proyecto es totalmente nuevo (*greenfield*), es decir construido en una nueva ubicación, o es la ampliación de una planta existente (DOE-EIA, 2003).

La mayor parte de las inversiones de la cadena del GNL se realizan en el país exportador sólo del 10% al 25% del total se efectúa en el país importador; la exploración y producción absorben entre 15% y 20% de los costos totales de la cadena del GNL, la licuefacción del 30% al 45%, los barcos del 10% al 30% (DOE, 2005). Las inversiones totales requeridas para construir y operar una cadena completa de GNL se estiman en aproximadamente US\$7,000.00 a US\$10,000.00 millones (DOE, 2005); US\$1,500.00 a US\$2,000.00 millones para una planta de licuefacción de 8.2 mtpa, US\$155,000 millones para buques de 138,000 m³ de GNL, y US\$400.00 millones para una planta de regasificación, que produzca de 1,800 a 3,600 millones de pies cúbicos de gas natural al año.⁶ Los desarrolladores del GNL normalmente requieren contratos de largo plazo con clientes específicos, para asegurar el financiamiento de los proyectos.⁷ Históricamente dichos contratos han sido estructurados con cláusulas tomar o pagar (*take-or-pay*) para determinados volúmenes, con precios ligados a los costos del petróleo, o una canasta de derivados del petróleo. De esta manera el riesgo se

⁶ Existe mucha diferencia en el costo de capital de la cadena del GNL de los diferentes proyectos desarrollados y en desarrollo, en algunos casos sólo en la exploración y producción hacen referencia a inversiones de US\$2,000.00 a US\$6000.00 millones.

⁷ Los contratos a largo plazo normalmente especifican el lugar de entrega del gas por un período de 20 a 25 años.

comparte entre el suministrador de GNL y el comprador, el suministrador asume el riesgo del precio y el comprador el riesgo del volumen.

2.4.1. Costos de la licuefacción de GNL.

Los costos de la licuefacción disminuyeron hasta finales de la década de 1990 y principios del año 2000; existía la expectativa generalizada de que la tendencia continuaría y sería un factor importante para el crecimiento del mercado del GNL. Pero la perspectiva cambio en el año 2003 ó 2004, debido a la inflación y los altos costos de los materiales, como resultado del incremento en la demanda de plantas de licuefacción y regasificación a nivel mundial, así como, por la falta de contratistas de ingeniería y construcción de los proyectos. Pocos proyectos pueden ser terminados en un año y sus costos pueden variar significativamente; es difícil conseguir información confiable sobre lo que está sucediendo con los costos de inversión. Los costos históricos observados en el período 1970-2000 fluctuaron en un rango muy amplio, US\$600.00/ton a USD\$200.00/ton, la disminución se atribuyó a los avances tecnológicos y a las economías de escala. El efecto de las economías de escala respecto el costo de capital de la licuefacción fue proyectado en 2008 por *Jensen Associates* (véase la figura 4).

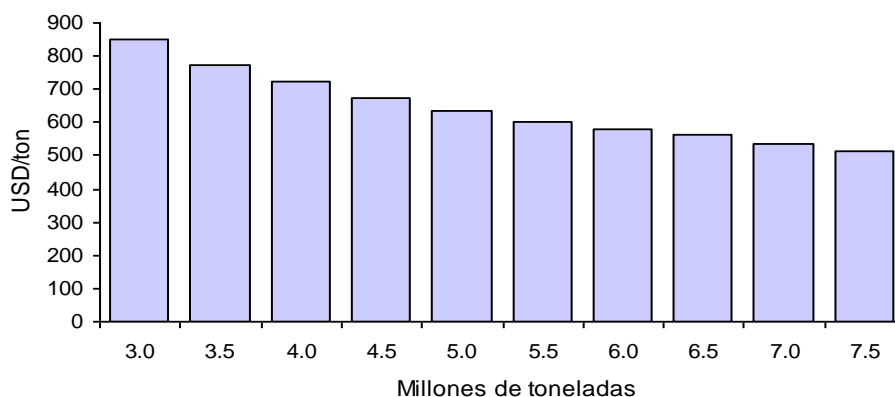


Figura 4. Costo de capital para una planta de licuefacción *green-field*.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del *Energy Charter Secretariat*, 2009.

Las innovaciones tecnológicas para la licuefacción están relacionadas con la tecnología de compresión. Hasta finales de los años noventa el tamaño de un tren de licuefacción era en promedio de 2.5 mtpa, limitado por el diseño de los compresores existentes. Nuevos diseños de compresores incrementaron significativamente el tamaño de un tren, y con ello las economías de escala.

Actualmente existen trenes de licuefacción de 7.8 mtpa, pero la mayoría se encuentra entre 4 y 5 mtpa. Adicionalmente a los aspectos económicos mencionados, el incremento del costo de los proyectos se atribuye también a problemas específicos que afectan a una planta en sí, algunas veces por la dificultad de reunir suficiente personal calificado en lugares remotos. El costo de construcción de un proyecto *greenfield* de GNL, calculado en US\$400.00/ton el año 2004, se incrementó a US\$1,000.00/ton en 2008; por ejemplo los proyectos de Noruega (Shohvit), Rusia (Sakhalin II y Australia (Pluto). Los primeros dos, afectados por los desafíos de construcción en ambientes extremadamente fríos, y Pluto, por ser un ejemplo de construcción remota. La figura 5 muestra los costos estimados para una planta de licuefacción de 4.5 mtpa en diferentes periodos.

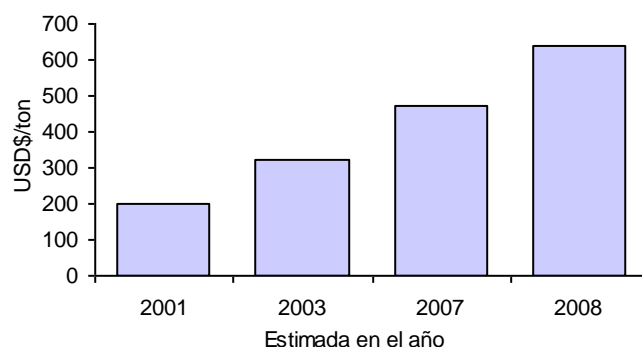


Figura 5. Costo de capital de una planta de licuefacción *green-field*.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del *Energy Charter Secretariat*, 2009.

2.4.2. Costos del transporte de GNL.

En cuanto al transporte de GNL, las características, tipo de diseño y capacidad del buque permiten reducir los costos. Los avances tecnológicos en la ingeniería naval han hecho posible el uso de sistemas de propulsión más eficientes. Los nuevos sistemas están destinados a reemplazar los motores de turbina de vapor tradicional, por unidades más pequeñas y eficientes que ayuden a reducir el consumo de combustible. El uso de barcos de dimensiones mayores aumenta la capacidad de carga transportable, reduciéndose significativamente el costo unitario del transporte. El costo de los cargueros de GNL también ha aumentado, pero no en la magnitud de las plantas de licuefacción, el incremento ha sido compensado parcialmente por las economías de

escala para los grandes cargueros; el costo de los barcos de GNL oscila entre 150 y 250 millones de dólares por barco (Standard & Poor, 2007).

Los costos para el transporte de GNL se determinan en gran medida por el número de días que tarda en llegar el buque del país exportador al país importador. Las tarifas típicas por día para contratos de transporte de GNL han sido cercanas a US\$55,000.00 - US\$65,000.00 por día, pero se duplican para a pedidos spot o de corto plazo (DOE-EIA, 2003). La tabla 3 muestra los precios de envío entre los principales exportadores de GNL y cuatro de las terminales de recepción de los Estados Unidos (Lee, 2005).

Tabla 3. Costo de capital del transporte a las terminales de los Estados Unidos.

| Exportador | US\$/MMBtu | | | |
|-------------------|------------|------------|-------------|--------------|
| | Evertet | Cove Point | Elba Island | Lake Charles |
| Argelia | 0.52 | 0.57 | 0.60 | 0.72 |
| Nigeria | 0.8 | 0.83 | 0.84 | 0.93 |
| Noruega | 0.56 | 0.61 | 0.64 | 0.77 |
| Trinidad y Tobago | 0.35 | 0.35 | 0.32 | 0.38 |
| Qatar | 1.37 | 1.43 | 1.46 | 1.58 |
| Australia | 1.76 | 1.82 | 1.84 | 1.84 |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Lee, 2005.

2.4.2. Costos de la regasificación de GNL.

En cuanto a la regasificación, hay grandes variaciones en el costo de las terminales, principalmente por las condiciones locales y el tipo de terminal, ya sea que ésta se ubique en la costa, o en el mar, en plataformas o en instalaciones flotantes. Pero, al igual que las terminales de licuefacción, el incremento de los precios de los materiales y la demanda de contratistas han elevado el costo; la tendencia es hacia mayores costos de construcción y operación. Se ha propuesto compensar el incremento del costo con el uso de terminales de regasificación flotante, cuyo costo probablemente represente menos de la mitad que el de una terminal fija; estas comparaciones son impulsadas por los diseñadores. La inversión requerida se relaciona con las características del sitio y el grado de desarrollo del puerto; en caso de requerirse rompeolas, dragado y, un gran caballete aumenta la inversión; por el contrario, un sitio con agua profunda cercano a la costa disminuye significativamente el costo.

La tabla 4 muestra el balance de los gastos de capital (CAPEX por sus siglas en inglés) y el costo del servicio para un proyecto de GNL hipotético. Se utiliza una fuente de África occidental, una terminal de regasificación de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, diseñada para dos trenes de licuefacción de 3.3 mtpa de GNL. Con una inversión total de US\$5,000.00, se pudiera entregar gas natural a la Costa del Golfo a un costo del servicio de US\$3.39. La tabla muestra que 58% de la inversión se ubica en el país exportador, 10% en el país consumidor y el 32% restante se requiere para los buques (Jensen, 2004).

Tabla 4. Costo de capital de la cadena del valor del GNL de un proyecto hipotético en los Estados Unidos.

| | Costos de capital | Costo del servicio |
|------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Desarrollo del campo (varia) | 1,300.0 | 0.8 |
| Licuefacción | 1,600.0 | 1.22 |
| Transporte | 1,600.0 | 0.98 |
| Regasificación (varia) | 500.0 | 0.39 |
| Total | 5,000.0 | 3.39 |

Planta *greenfield*, dos trenes de 3.3 mtpa, 6200 millas náuticas

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Jensen, 2004.

Otras estimaciones del costo de la cadena del valor del GNL señalan que el GNL podría producirse y transportarse a los Estados Unidos a un precio de entre 2.50 y 3.50 USD/MMBtu dependiendo principalmente de la fuente de suministro (Foss, 2003).

3. MERCADO MUNDIAL DE GAS NATURAL LICUADO.

En esta sección se describe y analizan las características y la evolución del mercado del GNL, los participantes del mismo, la capacidad de licuefacción y regasificación de los exportadores e importadores, los precios internacionales del gas natural y las expectativas del futuro del mercado del GNL.

Durante la década de los años noventa, el mercado de gas natural entre países y regiones se intensificó, a través de gasoductos y buques. El GNL ha sido la fuente principal de suministro de gas natural en países del Lejano Oriente con escasas o nulas reservas, como Japón, Corea del Sur y Taiwán. En Europa el mercado aumentó, y en los Estados Unidos e Inglaterra se reactivó, a través de infraestructura existente y mediante la construcción de nuevas instalaciones de regasificación.

Entre 2000 y 2011, el comercio internacional de gas natural creció en promedio anual 6.3%, al pasar de 50,912 a 99,213 MMpcd; el mercado de GNL ascendió de 13,251 a 32,008 MMpcd, y el intercambio comercial mediante ductos de 37,661 a 67,205 MMpcd. El crecimiento promedio anual durante el período referido fue 8.7% para el GNL, y 5.6% para el intercambio comercial mediante ductos. El GNL ha representado una porción pequeña del mercado mundial de gas natural, en el año 2000 fue 26% y en el 2009 32.3%.

3.1. Países productores y consumidores de GNL.

Durante los últimos años numerosos países se han incorporado al mercado de GNL, construyendo infraestructura para licuefacción y regasificación; al año 2011 existen 18 países productores y 25 consumidores. Por el lado de la oferta, países como Qatar, Trinidad y Tobago, Nigeria, Omán, Egipto, Noruega, Guinea Ecuatorial, Rusia, Yemen y Perú, incursionaron en este mercado; los siete últimos durante el periodo 2000-2009 y los tres primeros al final de la década anterior. Países como Qatar,

Trinidad y Tobago, Nigeria, Omán y Egipto construyeron nuevos trenes de licuefacción para aumentar su capacidad, al igual que Malasia, Australia e Indonesia, países con más tiempo en el mercado del GNL.

Por el lado de la demanda, en los Estados Unidos se reactivaron dos de las terminales de regasificación que habían cerrado en los años ochenta; Inglaterra, después de más de 40 años de haber recibido la primera embarcación de GNL, recibió en 2005 GNL de Argelia en la Isla de *Grain*. Otros países como, Grecia, Puerto Rico, Portugal, República Dominicana, India, México, China, Kuwait, Argentina, Brasil, Chile, Canadá, Dubai, Tailandia y Los Países Bajos, construyeron sus primeras terminales de regasificación, y países como España, Corea del Sur, Japón, Estados Unidos, Taiwán, Bélgica, Turquía y Francia incrementaron su capacidad de importación con nuevas terminales de regasificación.

3.1.1. Países productores de GNL.

La producción y el consumo de GNL se han incrementado en 27,364 MMpcd, entre 1984 y 2011. También el número de países productores aumentó, al pasar de 7 a 18. El primer país en producir comercialmente GNL fue Argelia en 1964; seguido de los Estados Unidos (1969), Libia (1970), Brunei (1973), Abú Dhabi (1977), Indonesia (1978), Malasia (1983), Australia (1989) Qatar (1997), Nigeria y Trinidad y Tobago (1999), Omán (2000), Egipto (2005), Noruega y Guinea Ecuatorial (2007), Rusia y Yemen (2009), y Perú (2010). De los países con más de 20 años de operación, Abú Dhabi y Libia no han incrementado su capacidad de licuefacción. En relación con los países que cuentan con 10 y 15 años de operación, todos han incrementado su capacidad de licuefacción. La producción se concentra en los países de la región Asia Pacífico, los productores principales son Indonesia y Malasia; seguidos por los países de África, en donde el principal productor es Argelia, y en el Medio Oriente, Qatar (véase la figura 6).

Entre 1984 y 2011 el comercio de GNL se incrementó en promedio anual 7.5%; los países con crecimiento anual superior al 100% fueron Yemen, Noruega y Perú, los que aumentaron su producción entre 50 y 70% Nigeria, Guinea Ecuatorial y Rusia, con incrementos entre 20 y 32% Qatar, Australia, Trinidad y Tobago y Omán, con

incrementos entre 10 y 20% Malasia y Egipto; Abu Dhabi incremento su producción en promedio anual 5.1%, los países con incrementos menores al 5% fueron Indonesia, los Estados Unidos, Brunei y Argelia, en el caso de Libia, se disminuyó la producción en promedio anual 2.7% y se cerró la planta de licuefacción en marzo de 2011, debido a los conflictos políticos de ese país.

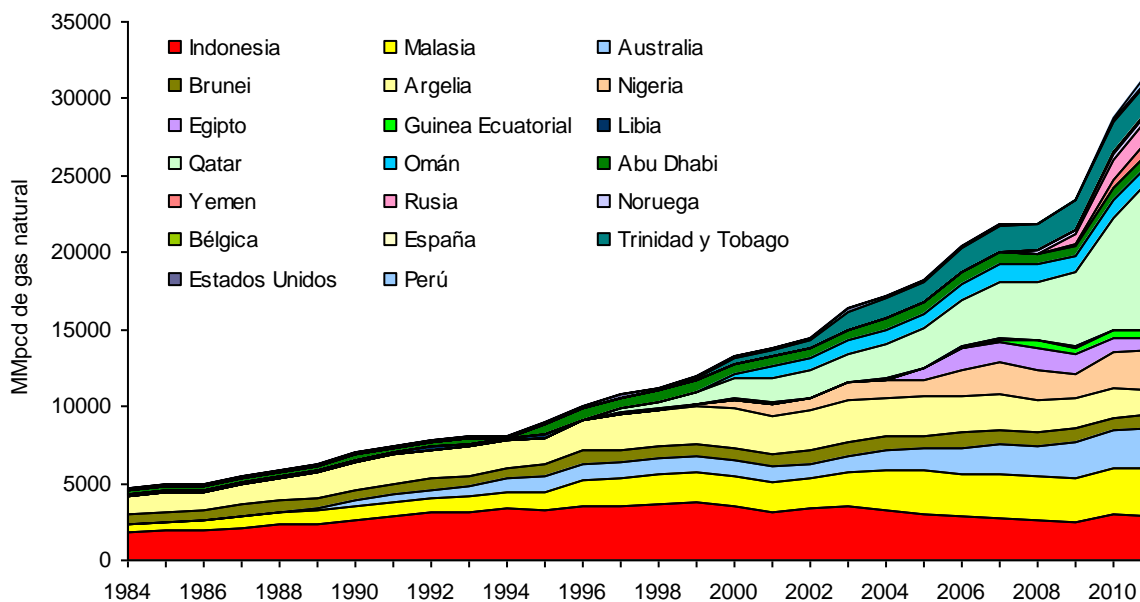


Figura 6. Evolución de la oferta de GNL por país (1984-2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

3.1.2. Reservas probadas de gas natural de los países productores de GNL.

El GNL proviene de países con grandes reservas de gas natural, como Rusia, Qatar, Abu Dhabi, Nigeria, Argelia, Indonesia, Australia, Malasia, Egipto, Noruega, Libia y Omán. La incorporación de reservas de los productores de GNL ha sido marginal; las mayores incorporaciones se dieron entre 1997 y 2001 principalmente en Qatar, Omán, Australia, Egipto, Nigeria, Indonesia, los Estados Unidos y Argelia; posterior a esa fecha, sólo Egipto y Australia mantuvieron un crecimiento sostenido, alcanzando tasas anuales de crecimiento promedio anual de 8.2% y 6%, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2011, las reservas probadas de los productores de GNL fueron 3,931 billones de pies cúbicos (BPC), suficientes para garantizar 54.8 años de producción; este valor supone una producción constante de 196.5 miles de millones de pies cúbicos, y que no existirán descubrimientos que agreguen nuevos volúmenes de

reservas.⁸ Las reservas se concentran en Rusia y en los países del Medio Oriente; dos países Rusia y Qatar concentran 62.6% de las reservas probadas de los productores de GNL. Los productores de GNL poseen 53.4% de las reservas probadas mundiales de gas natural (véase la tabla 5).

Tabla 5. Reservas probadas de gas de los productores de GNL (al 31 de Dic. 2011)

| País | Reservas (BPC) | Participación % | Relación (R/P) (Años) | Posición Mundial |
|------------------------|-------------------|--------------------|--------------------------|---------------------|
| Estados Unidos | 299.8 | 7.6 | 13.0 | 5 |
| Perú | 12.5 | 0.3 | 31.1 | 34 |
| Trinidad y Tobago | 14.2 | 0.4 | 9.9 | 33 |
| Noruega | 73.1 | 1.9 | 20.4 | 17 |
| Rusia | 1,575.0 | 40.1 | 73.5 | 1 |
| Emiratos Árabes Unidos | 215.1 | 5.5 | 117.7 | 7 |
| Omán | 33.5 | 0.9 | 35.8 | 26 |
| Qatar | 884.5 | 22.5 | 170.6 | 3 |
| Yemen | 16.9 | 0.4 | 50.7 | 30 |
| Argelia | 159.1 | 4.0 | 57.7 | 10 |
| Egipto | 77.3 | 2.0 | 35.7 | 16 |
| Guinea Ecuatorial | 1.3 | 0.03 | 5.5 | 51 |
| Libia | 54.4 | 1.4 | 364.6 | 22 |
| Nigeria | 180.5 | 4.6 | 128.2 | 9 |
| Australia | 132.8 | 3.4 | 83.6 | 12 |
| Brunei | 10.2 | 0.3 | 22.5 | 39 |
| Indonesia | 104.7 | 2.7 | 39.2 | 14 |
| Malasia | 86.0 | 2.2 | 39.4 | 15 |
| Subtotal | 3,930.8 | 100.0 | 54.8 | |
| Total mundial | 7,360.9 | 53.4 | 63.6 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP, junio de 2012.

3.1.3. Países consumidores de GNL.

En esta parte de la cadena del valor, es en donde se ha observado el mayor dinamismo en cuanto al número de participantes, los países importadores pasaron de 6 a 25, entre 1984 y 2011. Los consumidores que están en este mercado desde 1969 son España, Italia y Japón, seguidos de los Estados Unidos (1971), Francia (1972), Corea del Sur (1986), Bélgica (1987), Taiwán (1990), Turquía (1994), Grecia y Puerto Rico (2000), República Dominicana (2003), Portugal y la India (2004), Inglaterra (2005), China y México (2006), Argentina (2008), Brasil, Canadá, Chile y Kuwait (2009), Dubai y Tailandia (2010), y los Países Bajos (2011). En el caso de Inglaterra en 1964 se

⁸ Los 196.5 miles de millones de pies cúbicos corresponden a la producción de gas natural de los países referidos en la tabla 7.

construyó la primera terminal de regasificación, la cual fue desmantelada por el descubrimiento de los yacimientos del Mar del Norte. En todos los países con más de seis años de operación se ha incrementado la capacidad de regasificación, aunque, en Bélgica, Grecia, Portugal, Puerto Rico y República Dominicana, no se han construido nuevas terminales de regasificación. Los países con menos de diez años de operación donde se ha construido más de una terminal de regasificación son India, Inglaterra, China, México, Argentina, Brasil y Chile.

La evolución de la demanda de GNL ha sido ascendente en todos los países, pero únicamente en China, India, Taiwán, Japón, Corea del Sur, Portugal, Argentina, Chile, República Dominicana y Puerto Rico, este crecimiento ha sido sostenido; en los demás países la tendencia ha sido ascendente, aunque con picos de demanda y reducciones en el consumo, sobre todo en el último quinquenio, en donde, algunos países aún no han logrado alcanzar el nivel de consumo pico de años anteriores. Los países de la región Asia-Pacífico continúan siendo los consumidores principales, con Japón y Corea del Sur como líderes; Europa ha incrementado su consumo principalmente en España y Francia, el primero de ellos a la cabeza con un aumento importante en la importación de GNL y la construcción de nuevas plantas de regasificación para el suministro de gas natural a las plantas de generación eléctrica (véase la figura 7).

La demanda de GNL se ha incrementado en mayor proporción en los países que tienen seis años o menos en el negocio del GNL, Dubai, Brasil, Inglaterra, Chile, Argentina, Kuwait, China y Canadá. Los países con incrementos promedio anual del 25 al 35% fueron México, India, Portugal, Italia y Turquía, con incrementos del 10 al 20% República Dominicana, Grecia, Corea del Sur, Los Estados Unidos y España, con incrementos del 5 al 10% Taiwán y Bélgica, y menores al 5% Japón, Francia y Puerto Rico; se excluyeron del análisis Los Países Bajos y Tailandia por su reciente entrada en operación.

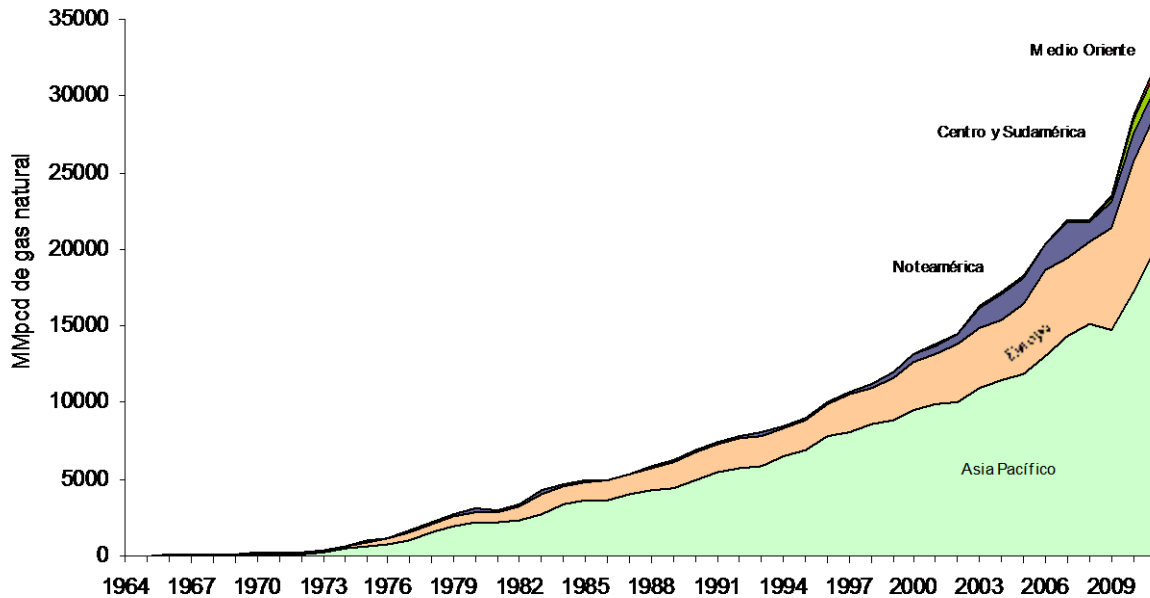


Figura 7. Evolución de la demanda de GNL por país (1984-2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

En 2011 Qatar concentró el 31% de la oferta de GNL, Malasia, Indonesia, Australia, Argelia, Nigeria, Trinidad y Tobago, y Argelia 45.5% Rusia, Omán, Brunei, Egipto, Abu Dhabi, Guinea Ecuatorial, Perú, Noruega, los Estados Unidos, Bélgica y España el 23.6% restante; los últimos tres países son reexportaciones de GNL. Por el lado de la demanda, cuatro países, Japón, Corea del Sur, Inglaterra y España, concentraron 62.2% de las importaciones; cinco países, India, China, Taiwán, Francia y Los Estados 22.6%, y 16 países, Italia, Bélgica, Turquía, Argentina, México, Chile, Canadá, Kuwait, Portugal, Grecia, Dubai, República Dominicana, Brasil, Tailandia, Puerto Rico, y Los Países Bajos el 15.2% restante, (véase la figura 8).

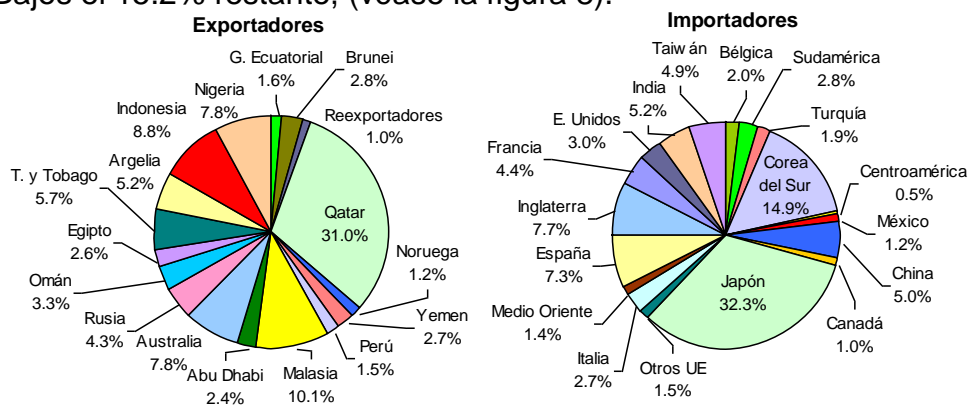


Figura 8. Productores y consumidores DE GNL (2011).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP, Junio 2012.

3.2. Mercados de GNL.

El mercado de GNL ha estado cambiando, se han incrementado los participantes y los flujos se están diversificando, tanto en los países productores como en los consumidores. El transporte se está desligando de productores y consumidores; algunos de los buques metaneros no tienen establecidas rutas específicas, debido a que fueron construidos para un portafolio de proyectos. De acuerdo al Grupo de Importadores y Exportadores de GNL (GIIGNL por sus siglas en francés), los precios ligados a la paridad del petróleo también están cambiando; el exceso de oferta tiende a venderse en el mercado *spot*; se están implementando nuevos servicios, como es el caso de Bélgica, España y Los Estados Unidos, que siendo importadores de GNL, lo reexportan, servicio que en el caso de Bélgica se proporciona desde el año 2008.

A pesar de los cambios observados y del surgimiento de nuevos productores, la producción continúa concentrada en los países de la región Asia Pacífico, Medio Oriente y África (véase la figura 9).

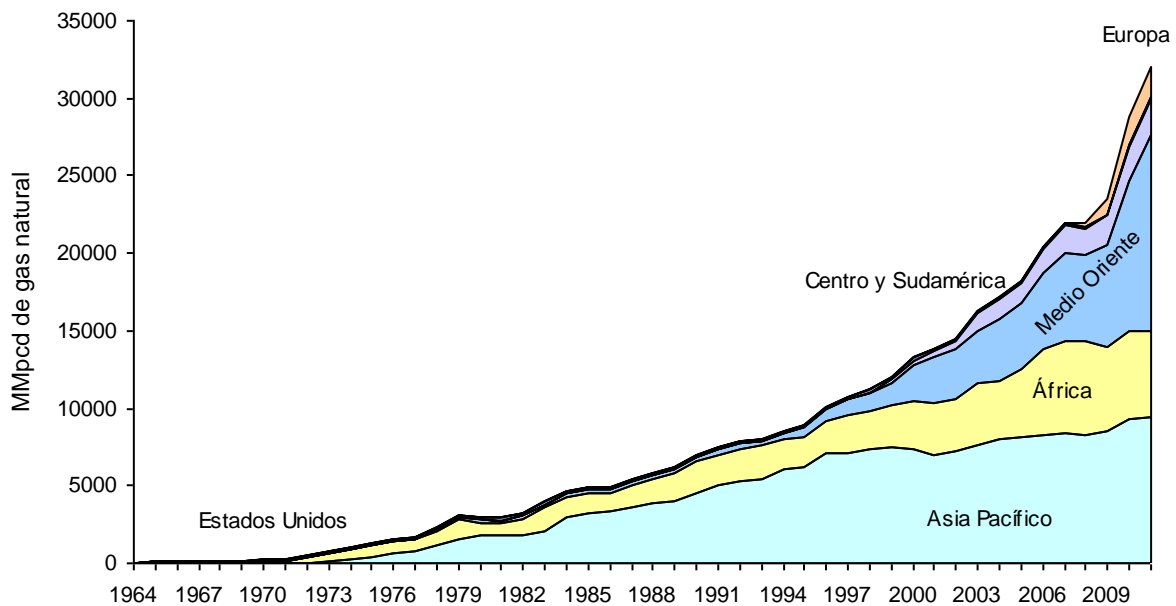


Figura 9. Regiones productoras de GNL (1964-2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

Por muchos años, los países de África ocuparon como región la segunda posición, pero han sido desplazados por los países del Medio Oriente, en particular por Qatar. En el caso de América Latina, Trinidad y Tobago ha venido ganando terreno en este

mercado, actualmente suministra GNL a países de todas las regiones. Se espera que en todas las regiones se incremente la producción de GNL, aunque, en algunos países como Indonesia y Libia se ha disminuido la producción; en el caso de Indonesia debido a la madurez de los campos productores y en el caso de Libia por los conflictos políticos. Indonesia fue el principal productor mundial de GNL, pero fue desplazado por Malasia el año 2004, debido a la declinación natural de reservas y al incremento de la demanda interna de gas natural.

En los países de África y el Medio Oriente, existe interés de países no incluidos en este mercado por desarrollar proyectos de GNL; actualmente cuatro de los países productores de GNL de estas regiones se ubican entre los 10 países con las mayores reservas mundiales de gas natural, que ante el incremento de la demanda podrían incrementar su producción de GNL. En el caso de Latinoamérica se incrementó la participación con la entrada en operación de la terminal de Licuefacción de Perú, existe la posibilidad de aumentar la capacidad en el futuro, tanto Perú como en Trinidad y Tobago. Ha habido interés por desarrollar este tipo de proyectos en Venezuela y en Bolivia; en el caso de Venezuela, no se han concretado las negociaciones con las petroleras internacionales, y en el caso de Bolivia, la oposición pública no permitió su desarrollo.

Por el lado de la demanda, al igual que la producción, el consumo está concentrado en los países de la región Asia Pacífico, seguidos por los países de Europa, los Estados Unidos, Centro y Sudamérica, y Kuwait y Dubai en el Medio Oriente. En la región Asia-Pacífico se han incorporado a este mercado India, China y Tailandia. En Europa la dinámica del mercado ha sido mayor en cuanto al número de participantes, se incorporaron en años recientes Portugal, Inglaterra y los Países Bajos. En el caso del Continente Americano, los Estados Unidos son el principal consumidor mundial de gas natural; durante la última década incrementó su consumo de GNL, y de acuerdo al Departamento de Energía de ese país se esperaba que para el año 2030 el consumo de GNL fuese 3.5% de la demanda total (AEO 2009, 2010), sin embargo, la perspectiva cambio, debido a la explotación masiva del *shale gas* (gas de lutitas). La demanda de los países de Latinoamérica es muy pequeña, comparada con los mercados de las otras regiones (véase la figura 10).

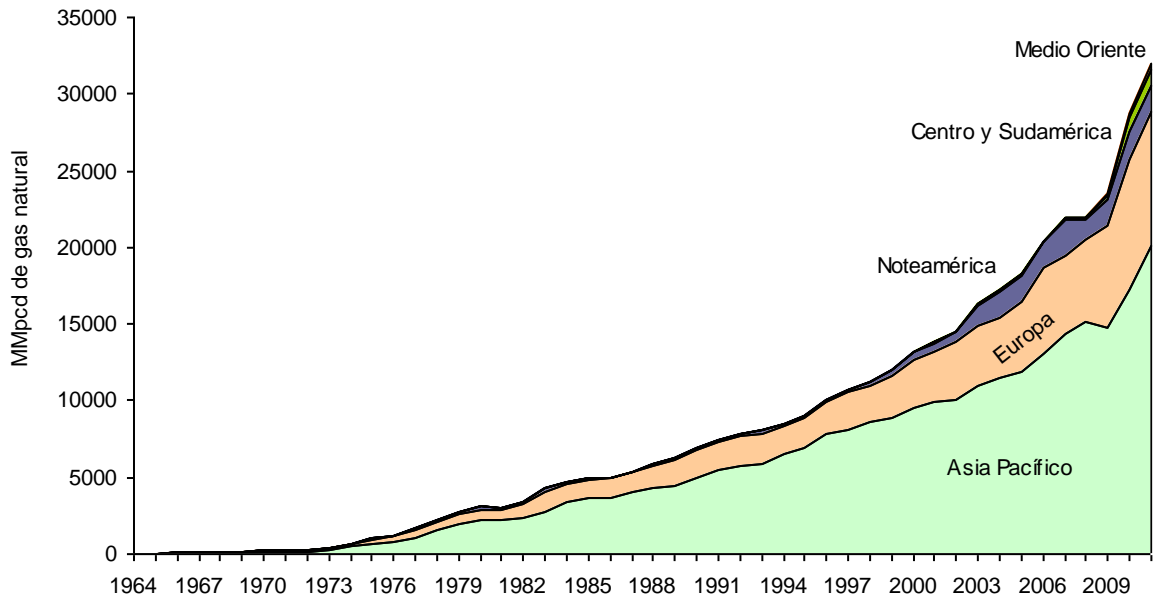


Figura 10. Regiones consumidoras de GNL (1984-2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

3.2.1. Mercados regionales de GNL

De acuerdo con el flujo de GNL y los volúmenes manejados, se pueden identificar tres mercados: el Americano, el Europeo y el de Asia-Pacífico (véase la figura 11).

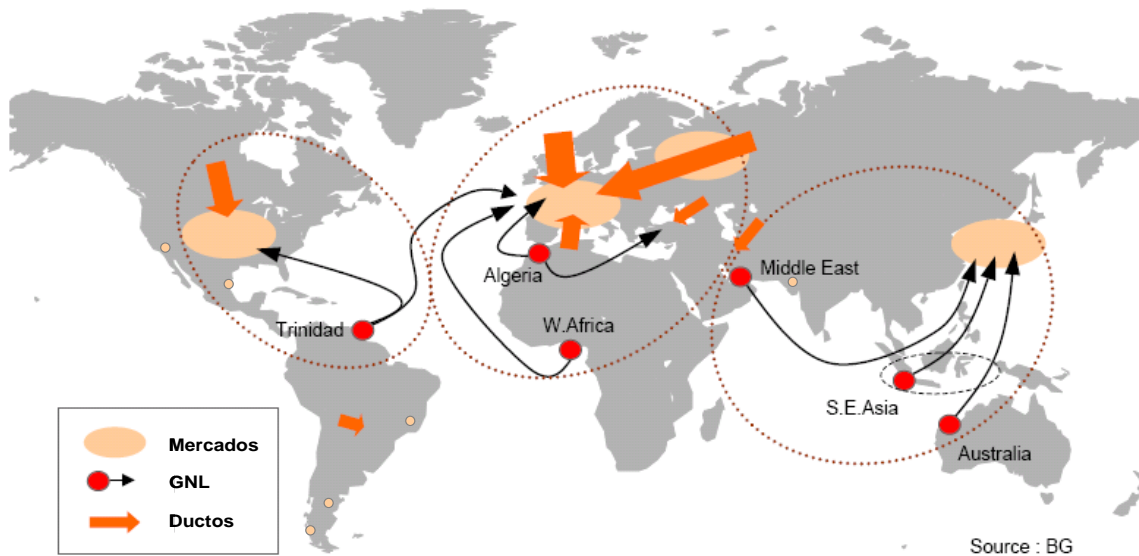


Figura 11. Flujo de GAS Natural Licuado.

Fuente: BP, actualizado al 2009.

El mercado americano engloba a los Estados Unidos, Canadá y a los países Latinoamericanos, se incluyen éstos últimos debido a que el volumen que se maneja es muy pequeño en comparación con el de los Estados Unidos. Todas las regiones interactúan entre sí, aunque con volúmenes muy pequeños que se comercializan en el mercado *spot* o de corto plazo. En los últimos años se ha observado cierta competencia entre el mercado americano y el europeo, ya que en ambos existe interés por el GNL de África y de Trinidad y Tobago; por el contrario, el mercado de la región Asia-Pacífico interactúa relativamente poco en estos mercados.

3.2.2. Mercado de la Región Asia-Pacífico.

En 2011, en la región se consumió el 18.3% de la demanda mundial de gas natural; se produjeron 46,352 MMpcd de gas natural, 14.6% de la producción mundial, en tanto la demanda fue 57, 143 MMpcd, lo que representó el 18.3% del consumo mundial. La región absorbió 24,234 MMpcd del comercio internacional de gas natural, que corresponde al 24.45% del mercado mundial, del cual 82.7% fue GNL y 17.3% por medio de ductos.

En esta región no existía infraestructura de gasoductos que interconectarán a los países consumidores de GNL con los productores,⁹ como ocurre en Europa y algunos países del continente americano. Actualmente China y Tailandia cuentan con infraestructura de ductos y terminales de GNL; las importaciones de GNL en China y Tailandia correspondieron al 53.8% y 10.2% respectivamente. En esta región confluyen todos los oferentes de GNL de las regiones productoras del mundo, a excepción de Libia, cuyo mercado se ha concentrado en Europa.

Para Japón, Corea del Sur y Taiwán la fuente principal de suministro de gas natural es el GNL, en tanto que para China e India representa menos de la cuarta parte de su consumo total de gas natural.¹⁰ Los suministradores más importantes son los

⁹ De acuerdo a la *Energy Information Administration*, en diciembre de 2009 inicio operaciones el primer gasoducto internacional en China, el *Central Asian Gas Pipeline*, el cual permitirá la importación de gas natural desde Turkmenistán, Kazajistán y de Uzbekistán; adicional a este ducto, existe interés por desarrollar dos ductos más para importar gas natural de Rusia.

¹⁰ En 2009 el consumo de gas natural en China fue 8,582.9 MMpcd, y en India de 5,019.7 MMpcd; las importaciones de GNL respecto el consumo total de gas natural presentaron 8.6% para China y 24.3% para India 24.3%.

propios países de la región (Malasia, Indonesia y Australia), y el Medio Oriente (Qatar), (véase la figura 12).

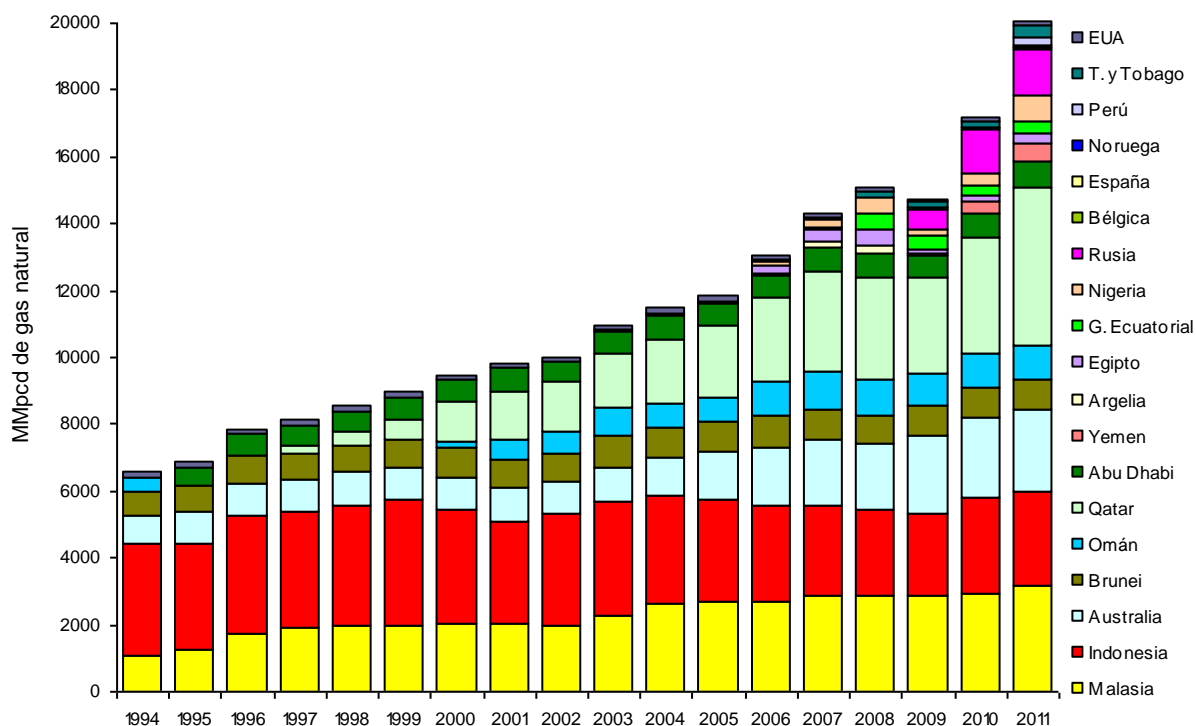


Figura 12. Fuentes de suministro de GNL, mercado Asia-Pacífico (1994 -2011).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

La región Asia-Pacífico ocupa el primer lugar en producción de GNL; sin embargo, resulta insuficiente para cubrir la demanda. En términos globales, entre 2000 y 2003, se observó una disminución de la producción, debido a la declinación de reservas del campo Arún y al incremento de la demanda de gas natural en Indonesia. Las plantas de licuefacción de Indonesia no se utilizan a su capacidad máxima, además continúa la declinación de su producción; la planta de Badak se utiliza al 90% de su capacidad y en la planta de Arún se cerraron dos trenes de licuefacción en el año 2000, reduciéndose la capacidad de licuefacción de la planta en 32%.

La falta de gas natural en la planta de Badak durante el 2004, llevó al Gobierno de Indonesia a cancelar entregas de GNL para el año 2005; sin embargo, se esperaba que para el 2011 se logaran incrementar las exportaciones, en virtud de la entrada en operación de la nueva terminal de licuefacción en Tangguh; planta que suministrará durante 20 años GNL a *Sempra Energy LNG Corporation*, para los mercados de los

Estados Unidos y México. A pesar de los problemas de producción observados, los nuevos proyectos de licuefacción en Malasia y Australia han permitido recuperar la tendencia ascendente de la producción de GNL de la región.¹¹

Indonesia fue el productor principal de GNL del mundo, perdió su posición de líder el año 2006 al ser desplazado por Qatar, y en 2008 por Malasia, lo que lo llevo a posicionarse en el tercer lugar mundial. Tres países de la región se ubican en los primeros lugares de la producción mundial de GNL; Malasia ocupó el segundo lugar, con el 10.1% de la producción mundial de GNL del año 2011, Indonesia el tercer lugar 8.87%, Australia la cuarta posición con 10% y Brunei el décimo lugar con 2.6% de la producción mundial.

En la región existen ocho plantas de licuefacción, con capacidad para producir 89.5 mtpa de GNL, lo cual equivale a 11,7709 MMpcd de gas natural y 30 tanques de almacenamiento de GNL con capacidad para almacenar 2.9 millones de m³. Indonesia concentra 38.1% de la capacidad de licuefacción de la región, Malasia 27.1%, Australia 26.9% y Brunei 7.9% (véase la tabla 6).

Tabla 6. Capacidad de licuefacción, mercado Asia-Pacífico (2012).

| País | Terminales de licuefacción | Almacenamiento | | Licuefacción | | Inicio de operación |
|--------------|----------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------|------------------------|---------------------|
| | | Núm. de tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de trenes | Capacidad total (mtpa) | |
| Australia | 3 | 8 | 753,000 | 7 | 24.1 | 1989 |
| Brunei | 1 | 3 | 195,000 | 5 | 7.1 | 1972 |
| Indonesia | 3 | 13 | 1,606,000 | 20 | 34.1 | 1977 |
| Malasia | 1 | 6 | 390,000 | 9 | 24.2 | 1983 |
| Total | 8 | 30 | 2,944,000 | 41 | 89.5 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL, *The LNG Industry 2012*.

La región cuenta con 47 terminales de importación de GNL, 29.6 millones de m³ de capacidad de almacenamiento y capacidad para entregar 43,921 MMpcd de gas natural. Japón, como consumidor principal, concentra 57.2% de la capacidad total de regasificación, Corea del Sur 26.7%, China 6.6%, India 3.8%, Taiwán 3.3%, Tailandia 1.4%, e Indonesia 0.9%, una tendencia similar se observa con la capacidad de almacenamiento, para el caso de Japón, Corea del Sur y China, (véase la tabla 7).

¹¹ La planta de licuefacción de Tangguh, Indonesia entró en operación en junio de 2009.

Tabla 7. Capacidad de regasificación, mercado Asia-Pacífico (2012).

| País | Terminales de Regasificación | Almacenamiento | | Regasificación | | Inicio de Operación |
|-----------|------------------------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Vaporizadores | Capacidad total (MMpc/año) | |
| China | 7 | 19 | 2,695,000 | 13 | 1,062,972 | 2006 |
| India | 2 | 6 | 912,000 | 24 | 614,475 | 2004 |
| Indonesia | 1 | 1 | | | 144,790 | 2012 |
| Japón | 30 | 178 | 15,793,200 | 250 | 9,170,162 | 1969 |
| Corea | 4 | 60 | 8,685,000 | 88 | 4,282,964 | 1986 |
| Taiwán | 2 | 9 | 1,170,000 | 26 | 526,189 | 1990 |
| Tailandia | 1 | 2 | 320,000 | 5 | 229,545 | 2011 |
| | 47 | 275 | 29,575,200 | 406 | 16,031,097 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL, *The LNG Industry*, 2012.

Los países de la región prácticamente destinaron toda su producción de GNL al mercado local; en 2011 se produjeron 9,455.8 MMpcd de GNL, lo que representó el 29.5% de la producción mundial; Malasia produjo 3,2182 MMpcd (34.1%), Indonesia 2,820.5 MMpcd (29.8%), Australia 2,509.3 MMpcd (26.5%) y Brunei 908 MMpcd (9.6%). La demanda de GNL fue 20,053.3 MMpcd, lo que correspondió al 62.7% del mercado mundial de GNL y al 20.2% del mercado mundial de gas natural. Japón importó 10,347.7 MMpcd (52.6%), Corea del Sur 4,770.8 MMpcd (23.8%), India 1,654.5 MMpcd (8.3%), China 1,608 MMpcd (8%), Taiwán 1,577.8 MMpcd (7.9%) y Tailandia 94.5 MMpcd (0.4%). A nivel regional, Asia-Pacífico suministró 9,322.1 MMpcd (46.6%) de la demanda, el Medio Oriente 7,034.7 MMpcd (35.1%), Europa 1,534.5 MMpcd (7.7%), África 1,450.5 MMpcd (7.2%), y América 689.2 MMpcd (3.4%).

3.2.3. Mercado de la Región de Europa.

En el mercado europeo se consume alrededor de un tercio de la demanda mundial de gas natural y se comercializa más de la mitad de gas natural del intercambio internacional. Existen redes de gasoductos de importación, que interconectan a las zonas productoras con los consumidores; por ello, la mayor parte de las importaciones de gas natural se realizan mediante ductos. En 2011, la región produjo 100,273.1 MMpcd de gas natural, lo cual correspondió al 31.6% de la producción mundial y se consumió 106,534.2 MMpcd, esto fue el 34.2% de la demanda mundial. Del mercado mundial de gas natural, la región absorbió 54,221.6 MMpcd; es decir, 52.9% de la oferta total, 83.8% fue mediante ductos y 16.2% GNL.

La región es la segunda en importancia, en cuanto al volumen de GNL que se maneja; sólo dos países Noruega y Rusia producen GNL. En esta región, al igual que en la región Asia-Pacífico, confluyen oferentes de todas las regiones; sin embargo, los países de África (Argelia, Nigeria y Egipto) y el Medio Oriente (Qatar), han sido los suministradores más importantes, (véase la figura 13).

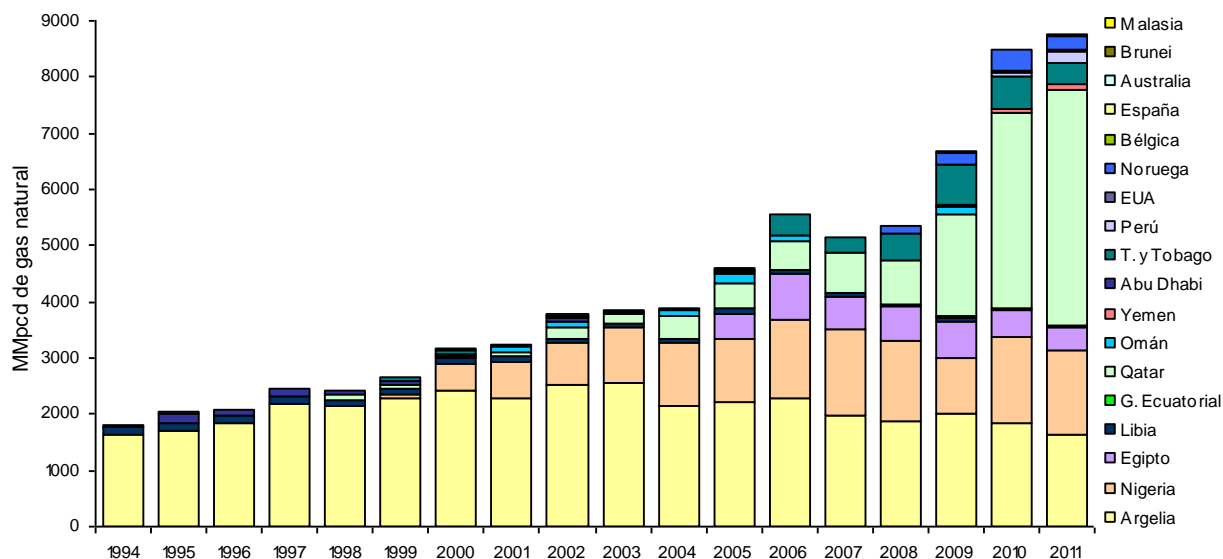


Figura13. Fuentes de suministro de GNL, mercado Europeo (1994 -2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

En la región existen dos plantas de licuefacción, con capacidad para producir 13.9 mtpa de GNL, lo cual equivale a 1,827.9 MMpcd de gas natural, y cuatro tanques con capacidad para almacenar 450,000 m³ de GNL; Rusia concentra 69.1% de la capacidad de licuefacción y Noruega el 30.9% restante (véase la tabla 8).

Tabla 8. Capacidad de licuefacción, mercado Europeo (a Dic. de 2010).

| País | Terminales de Licuefacción | Almacenamiento | | Licuefacción | | Inicio de Operación |
|---------|----------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------|------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Trenes | Capacidad total (mtpa) | |
| Noruega | 1 | 2 | 250,000 | 1 | 4.3 | 2007 |
| Rusia | 1 | 2 | 200,000 | 2 | 9.6 | 2009 |
| | 2 | 4 | 450,000 | 3 | 13.9 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL, *The LNG Industry, 2012*.

El proyecto de Noruega, *Snøhvit LNG*, ubicado en *Melkøya Island*, fue construido para explotar gas natural de tres campos del mar de *Barent: Snøhvit, Albatros y Askelad*; en abril de 2007 fue enviado al Sudeste de Europa el primer buque de GNL. El proyecto

Shakhalin LNG, ubicado en *Prigorodnoye*, en la bahía de *Aniva*, en Rusia, fue inaugurado en febrero de 2009, con la entrada en operación del primer tren de licuefacción. Shell, a través de su filial Coral Energy, importará GNL durante 20 años para la planta de generación eléctrica ubicada en Baja California, el GNL será recibido en la terminal de Sempra, Energía Costa Azul, en Baja California. Estas plantas se construyeron con dos de las nuevas tecnologías de licuefacción, el de Noruega con la tecnología MFC (*Mixed Fluid Cascade*) propiedad de Statoil-Linde y el de Rusia con la tecnología DMR (*Double Mixed Refrigerant*) propiedad de Shell.

La región cuenta con 21 terminales de importación, 8.6 millones de m³ de capacidad de almacenamiento de GNL, y capacidad para entregar 18,657.8 MMpcd de gas natural (véase la tabla 9).

Tabla 9. Capacidad de regasificación mercado Europeo (2012).

| País | Terminales de Regasificación | Almacenamiento | | Regasificación | | Inicio de Operación |
|--------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Vaporizadores | Capacidad total (MMpc/año) | |
| Bélgica | 1 | 4 | 380,000 | 11 | 317,832 | 1987 |
| España | 6 | 26 | 3,246,500 | 43 | 2,121,353 | 1969 |
| Francia | 3 | 9 | 840,000 | 30 | 838,724 | 1972 |
| Grecia | 1 | 2 | 130,000 | 6 | 176,573 | 2000 |
| Inglaterra | 4 | 16 | 2,233,000 | 35 | 1,832,832 | 2005 |
| Italia | 2 | 4 | 350,000 | 9 | 399,762 | 1969 |
| Países Bajos | 1 | 3 | 540,000 | | 423,776 | 2011 |
| Portugal | 1 | 3 | 390,000 | 7 | 268,392 | 2004 |
| Turquía | 2 | 5 | 535,000 | 12 | 430,839 | 2005 |
| Total | 21 | 72 | 8,644,500 | 153 | 6,810,082 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL, *The LNG Industry*, 2012.

España concentró 31.2% de la capacidad de regasificación, Inglaterra 26.9%, Francia 12.3%, Turquía 6.3%, Los Países Bajos 6.2%, Italia 5.9%, Bélgica 4.7%, Portugal 3.9% y Grecia 2.6%.

La expansión de la capacidad de regasificación registrada en los últimos 10 años ha respondido al incremento del consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica, principalmente en España, país que triplicó la demanda de GNL, al pasar de 820 a 2,613 MMpcd, entre 2000 y 2009. Aunado a lo anterior, la declinación acelerada de las reservas de gas natural de los últimos años en Inglaterra, ha llevado al incremento de sus importaciones, en promedio anual 137.2% entre 2005 y 2009, se

optara por el GNL para diversificar sus fuentes de suministro. A nivel regional, Inglaterra es el segundo consumidor de gas natural y el sexto productor; a nivel mundial es el octavo consumidor de gas natural.

En 2011, Noruega y Rusia produjeron 1,776.6 MMpcd de GNL, que representó el 5.6% de la producción mundial, Rusia produjo 1,392 MMpcd (78.4%) y Noruega 384.6 MMpcd (21.6%). La demanda de GNL de la región fue 8,772.3 MMpcd, lo cual correspondió al 27.4% del mercado mundial de GNL y al 8.8% del mercado mundial de gas natural. Inglaterra importó 2,448.8 MMpcd (27.9%), España 2,337.4 MMpcd (26.6%), Francia 1,409.2 MMpcd (16.1%), Italia 846.1 MMpcd (9.6%), Bélgica 635.8 MMpcd (7.2%), Turquía 602.2 MMpcd (6.9%), Portugal 291.4 MMpcd (3.3%), Grecia 125.2 MMpcd (1.4%), y Los Países Bajos 75.8 MMpcd (0.9%). Los países del Medio Oriente suministraron 4,324.6 MMpcd (49.4%), los de África 3,564.5 MMpcd (40.6%), América 587.6 MMpcd (6.7%), Europa 296.6MMpcd (3.4%).

3.2.4. Mercado de la Región de América.

El mercado americano está compuesto por tres subregiones: Norteamérica, Centroamérica y el Caribe, y Sudamérica. En el Caribe, en Puerto Rico y en República Dominicana no se consumía gas natural, la situación cambió con la entrada en operación de las terminales de regasificación de GNL, Peñuelas-Ecoeléctrica y Punta Caucedo-AES.

A diferencia de las otras regiones, Norteamérica y Sudamérica fueron autosuficientes en el suministro de gas natural; sólo en los Estados Unidos se importaba una pequeña cantidad de GNL para cubrir los picos de demanda. Las importaciones de GNL en los Estados Unidos representaron por muchos años alrededor del 0.2% del consumo total de gas natural. El aumento del uso del gas natural como combustible en los sectores industrial y eléctrico, incrementó el consumo, la acelerada explotación de los recursos convencionales disminuyó la producción de gas convencional en países como los Estados Unidos, Canadá y Argentina; Canadá exportador importante de gas natural hacia los Estados Unidos, y Argentina exportador de gas natural hacia Chile, Brasil y Uruguay.

En 2011, la región produjo 99,842.5 MMpcd de gas natural, que correspondió al 36.9% de la producción mundial, se consumieron 98,524.2 MMpcd, 31.6% de la demanda mundial; los excedentes se exportaron a las otras regiones, principalmente a Europa. Del comercio internacional de gas natural, la región absorbió 16,708.3MMpcd; es decir, 16.8% del mercado mundial, del cual 83.6% fue mediante ductos y 16.4% GNL. Los importadores de GNL absorbieron 98.7% del gas natural del mercado internacional de la región, Los Estados Unidos demandaron 9,491 MMpcd (57.5%), Canadá 2,893 MMpcd (17.5%), México 1,755 MMpcd (10.6%), Brasil 1,044 MMpcd (6.3%), Argentina 770 MMpcd (4.7%), Chile 385 MMpcd (2.3%), y República Dominicana y Puerto Rico 159 MMpcd (0.9%).

Esta región es la tercera en importancia por el volumen de GNL que se maneja. Actualmente existen tres productores, los Estados Unidos, Trinidad y Tobago, y Perú. En los Estados Unidos se produce GNL desde 1969 para su exportación hacia el Japón, Trinidad y Tobago incursionó en el mercado de GNL en 1999, y Perú en 2010.¹² En esta región, al igual que en las otras regiones, confluyen oferentes de GNL de todas las regiones; sin embargo, la propia región (Trinidad y Tobago) suministra una parte importante del GNL requerido, de otras regiones, África (Egipto, Nigeria y Argelia), y del Medio Oriente (Qatar, Yemen), han suministro volúmenes de GNL importantes (véase la figura 14).

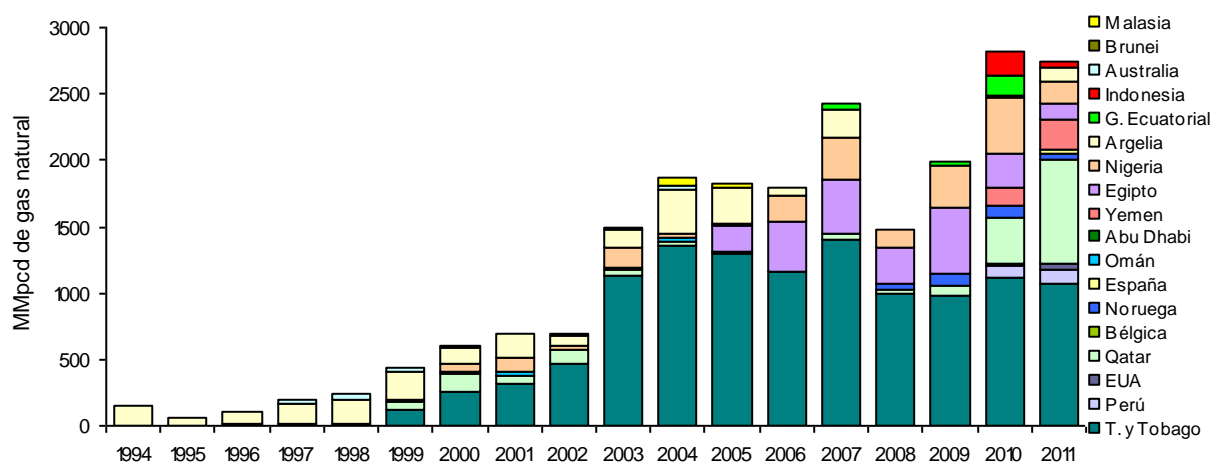


Figura 14. Fuentes de suministro de GNL, mercado Americano (1994 -2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP,

¹² Perú LNG, inició operaciones comerciales en junio de 2010.

En esta región existen tres plantas de licuefacción de gas natural, con capacidad para producir 21.4 mtpa de GNL, lo cual equivale a 2,807.7 MMpcd de gas natural y nueve tanques con capacidad para almacenar 892,000 m³ de GNL. Trinidad y Tobago concentra 72.6% de la capacidad de licuefacción, Perú 20.8% y los Estados Unidos 6.6% (véase la tabla 10).

Tabla 10. Capacidad de licuefacción, mercado americano (2012).

| País | Terminales de Licuefacción | Almacenamiento | | Licuefacción | | Inicio de Operación |
|-------------------|----------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------|------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Trenes | Capacidad total (mtpa) | |
| EUA | 1 | 3 | 108,000 | 2 | 1.4 | 1969 |
| Trinidad y Tobago | 1 | 4 | 524,000 | 4 | 15.5 | 1999 |
| Perú | 1 | 2 | 260,000 | 1 | 4.5 | 2010 |
| | 3 | 9 | 892,000 | 7 | 21.4 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL *The LNG Industry, 2012*.

La terminal de Trinidad y Tobago, *Atlantic LNG*, fue construida para suministrar GNL a los Estados Unidos, a las terminales de regasificación *Everett, Elba Island y Lake Charles*, así como a Puerto Rico y España; sin embargo, se ha posicionado como un productor mundial que interactúa en todos los mercados, en especial en la propia región y en Europa. La terminal de Kenai, Alaska, fue construida para suministrar GNL a *Tokyo Gas y Tokyo Electric* en Japón.

La región cuenta con 23 terminales de regasificación, 7.4 millones de m³ de capacidad de almacenamiento de GNL, y capacidad para entregar 23,780.8 MMpcd de gas natural (véase la tabla 11).

Tabla 11. Capacidad de regasificación, mercado americano (2012).

| País | Terminales de Regasificación | Almacenamiento | | Regasificación | | Inicio de Operación |
|-----------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Vaporizadores | Capacidad total (MMpc/año) | |
| Argentina | 2 | 2 | 302,000 | 12 | 360,210 | 2008 |
| Brasil | 2 | 2 | 280,000 | 8 | 264,860 | 2009 |
| Canadá | 1 | 3 | 160,000 | 8 | 353,147 | 2009 |
| Chile | 2 | 4 | 488,500 | 6 | 199,528 | 2009 |
| Estados Unidos | 11 | 38 | 4,950,000 | 87 | 6,463,998 | 1971 |
| México | 3 | 6 | 920,000 | 17 | 823,891 | 2006 |
| Puerto Rico | 1 | 1 | 160,000 | 2 | 132,430 | 2000 |
| Rep. Dominicana | 1 | 1 | 160,000 | 2 | 81,930 | 2005 |
| Total | 23 | 57 | 7,420,500 | 142 | 8,679,994 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL, *The LNG Industry, 2012*.

Cinco de las terminales de GNL de la región son del tipo flotante (FSRU por sus siglas en inglés), las cuales se ubican en Argentina, Brasil y Chile.

En 2009, la oferta de GNL en la región fue 2,518 MMpcd, que correspondió al 7.9% del comercio mundial de GNL y al 2.5% del comercio internacional de gas natural. Trinidad y Tobago produjo 1,827 MMpcd (72.6%), Perú 395.4 MMpcd (19.7%), y Los Estados Unidos 195.5 MMpcd (7.8%). Por el lado de la demanda, ésta fue 2,577.9 MMpcd; el volumen de las importaciones había sido muy similar que el de las exportaciones, se han observado cambios en esta tendencia sobre todos en los últimos dos años. Los Estados Unidos importaron 968.8 MMpcd (34.5%), Argentina 423.7 MMpcd (15.5%), México 391.5 MMpcd (14.3%), Chile 373.4 MMpcd (13.6%), Canadá 318.8 MMpcd (11.6%), Brasil 101.6 MMpcd (3.7%), República Dominicana 88.2 MMpcd (3.2%) y Puerto Rico 71.2 MMpcd (2.6%). A nivel regional, los países de la región suministraron 1,216.8 MMpcd de GNL (44.5%), el Medio Oriente 1,018.5 MMpcd (37.2%), África 401 MMpcd (14.7%); Europa 68.5 MMpcd (2.5%), y Asia-Pacífico 32.4 MMpcd (1.2%).

En esta región se esperaba el crecimiento más alto del mercado, debido al incremento del consumo de gas natural y a la declinación de la producción convencional de gas natural en los Estados Unidos y Canadá, sin embargo la situación cambio con la producción de gas no convencional; a pesar de ello, la capacidad de importación de GNL en los Estados Unidos se incrementó en 445.1%, entre 2000 y 2011, al pasar de 2,215 MMpcd a 17,7010 MMpcd, y la capacidad de almacenamiento aumentó en 504.8% entre 2003 y 2010, al pasar de 739,200 m³ a 4'470,694 m³ de GNL. De acuerdo a la FERC, al 14 de enero de 2008, existían para el mercado norteamericano 47 terminales de importación propuestas, cinco eran para importar GNL a Canadá y cuatro para importar GNL a México (véase la figura 15).

3.2.5. Mercado de la Región del Medio Oriente.

En los países del mercado del Medio Oriente se consume alrededor de 12% de la demanda mundial de gas natural. En 2011 en la región se produjeron 50,906 MMpcd y la demanda fue de 39,003 MMpcd; esto correspondió al 16.1% 12.5% de la producción y demanda mundial de gas natural, respectivamente. La región exportó

8,981 MMpcd de gas natural e importó 1,023 MMpcd de otras regiones. De las exportaciones totales de gas natural, 73.7% fue GNL y 26.3% mediante ductos. De las exportaciones por ductos, 23.2% fue enviado a Europa (Turquía y Azerbaijan), y el resto fue comercializado entre otros países de la región.

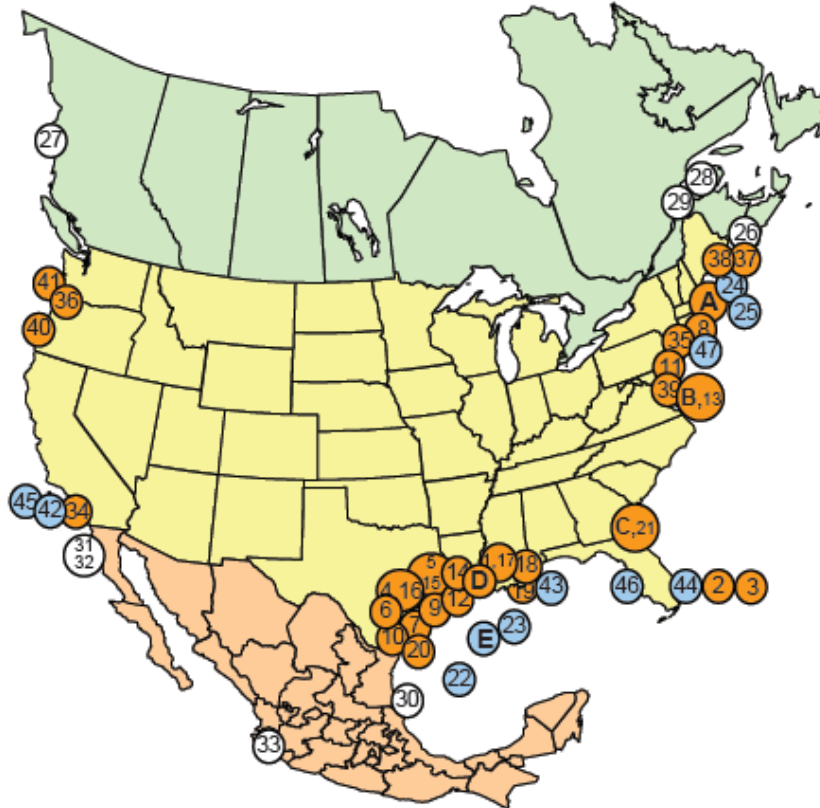


Figura 15. Terminales de GNL en Norteamérica (existentes y propuestas).

Fuente: FERC, 14 de enero de 2008.

El Medio Oriente se ha convertido en una fuente importante de suministro de GNL; en la última década registró el mayor aumento en la producción de GNL. El impulso dado en la región ha sido principalmente por Qatar, país que implementó un agresivo programa de desarrollo en uno de los campos de gas más grandes del mundo (*North Field*). En Qatar la capacidad de licuefacción se incrementó, de 14.9 a 77 mtpa entre 2003 y 2011, posicionándose como el principal productor de GNL del mundo.

La producción de GNL se exporta principalmente a los países de la región Asia-Pacífico (Japón, Corea del Sur e India), y a Europa (España, Bélgica e Inglaterra), (véase la figura 16).

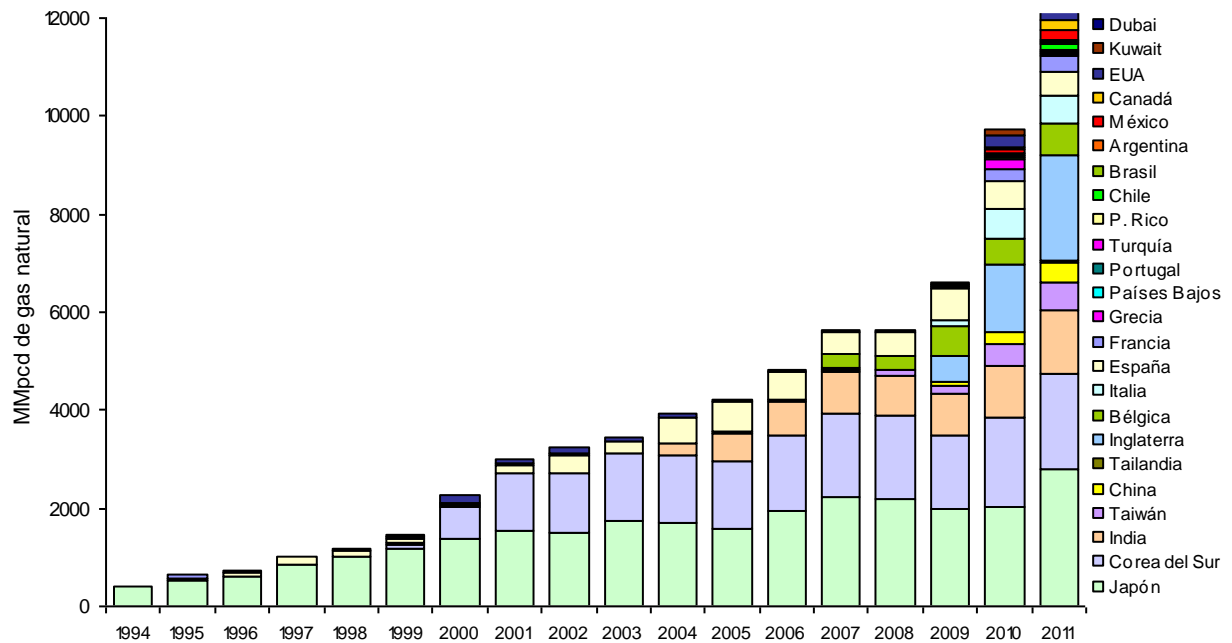


Figura 16. Exportación de GNL del Medio Oriente (1994 -2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de *BP*.

En la región existen cinco plantas de licuefacción de gas natural, con capacidad de producir 100.2 mtpa de GNL, lo cual equivale a 13,177 MMpcd de gas natural y capacidad para almacenar 3.1 millones de m³ de GNL. Qatar concentra 76.8% de la capacidad de licuefacción, Omán 10.7%, Yemen 6.7% y Abú Dhabi 5.8% (véase la tabla 12).

Tabla 12. Capacidad de licuefacción del Medio Oriente (2012).

| País | Terminales de Licuefacción | Almacenamiento | | Licuefacción | | Inicio de Operación |
|-----------|----------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------|------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Trenes | Capacidad total (mtpa) | |
| Abu Dhabi | 1 | 3 | 240,000 | 3 | 5.8 | 1977 |
| Qatar | 2 | 18 | 2,340,000 | 14 | 77.0 | 1997 |
| Omán | 1 | 2 | 240,000 | 3 | 10.7 | 2000 |
| Yemen | 1 | 2 | 280,000 | 2 | 6.7 | 2009 |
| | 5 | 25 | 3,100,000 | 22 | 100.2 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL, *The LNG Industry, 2012*.

La región cuenta con dos terminales de regasificación de GNL, *Mina Al Ahmadi* en Kuwait y *Mina Jebel Ali* en Dubai, ambas del tipo flotante; la primera entró en operación en agosto de 2009 y la segunda en noviembre de 2010. La capacidad de

almacenamiento de las terminales es de 275,850 m³ de GNL, y la capacidad de regasificación de 1,000 MMpcd de gas natural (véase la tabla 13).

Tabla 13. Capacidad de regasificación en el Medio Oriente (2012).

| País | Terminales de Regasificación | Almacenamiento | | Regasificación | | Inicio de Operación |
|--------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Vaporizadores | Capacidad total (MMpc/año) | |
| Kuwait | 1 | 1 | 150,000 | 1 | 219,000.0 | 2009 |
| Dubai | 1 | 1 | 125,850 | 1 | 180,104.8 | 2010 |
| Total | 2 | 2 | 275,850 | | 399,104.8 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de L GIIGNL, *The LNG Industry 2012*.

La región exportó 12,618 MMpcd de GNL en 2011, lo que representó el 39.4% del comercio mundial de GNL y el 12.7% del comercio internacional de gas natural. Qatar exportó 9,926.7 MMpcd (78.7%), Omán 1,056.8 MMpcd (8.4%), Yemen 864.9 MMpcd (6.0%) y Abu Dhabi 770 MMpcd (6.1%); Yemen inicio operaciones en octubre de 2009, con la planta de licuefacción Yemen LNG. De las exportaciones totales, 7,034.7 MMpcd (55.7%) se enviaron a los países de Asia-Pacífico, 4,323.6 MMpcd (34.3%) a Europa, 1,018.4 MMpcd (8.1%) a América y 241.6 MMpcd (1.9%) a Kuwait y Dubai.

3.2.6. Mercado de la Región de África.

En el mercado africano se consume alrededor una porción pequeña de la demanda mundial de gas natural. En 2009 se produjo 19,723 MMpcd y se demandó 9,092 MMpcd, es decir, 6.8% y 3.2% de la producción y demanda mundial. La región exportó 10,167 MMpcd de gas natural, de los cuales 52.5% fueron GNL y 47.5% mediante ductos. De las exportaciones por ductos, 78.5% fue enviado a Europa (Italia, Portugal, Eslovenia y España), 11% a países del Medio Oriente (Israel, Líbano, Jordania y Siria), el resto 10.5% fue comercializado entre los países de la región.

África es la tercera región en importancia, por el volumen de GNL producido, y la primera que produjo comercialmente GNL, en 1964. La mayoría de las plantas de la región se han sometido o están en proceso de modernización, para aumentar su vida útil. En 2004 disminuyó en 4% la producción de GNL, con respecto al año anterior, debido a la explosión en la planta *Skikda* de Argelia, la cual destruyó tres trenes de licuefacción; sin embargo, con la entrada en operación de dos plantas de licuefacción en Egipto, y una en Guinea Ecuatorial, en 2005 y 2007, respectivamente, se logró

incrementar la producción de GNL en la región. El GNL se exporta principalmente a Europa (España, Francia, Italia y Turquía), (véase la figura 17).

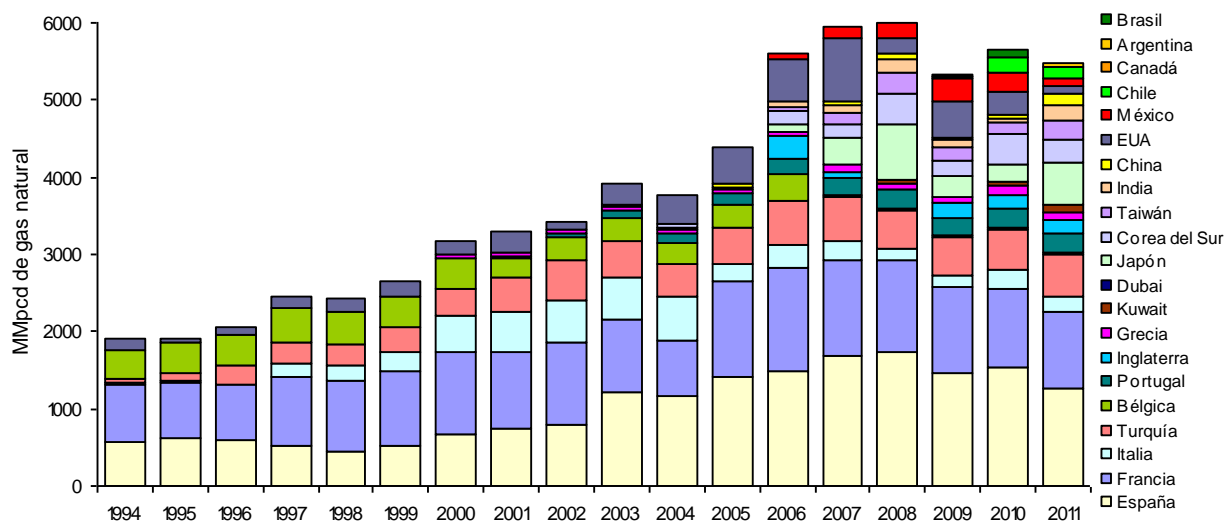


Figura 17. Exportación de GNL de África (1994-2009).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos estadísticos de BP.

En la región existen seis plantas de licuefacción de gas natural, con capacidad de producir 60.3 mtpa de GNL, que equivale a 7,929.9 MMpcd, y 23 tanques con capacidad para almacenar 2.3 millones de m³ de GNL. Nigeria concentra 36.2% de la capacidad de licuefacción, Argelia 32.2%, Egipto 20.2%, Guinea Ecuatorial 6.1% y Libia 5.3 (véase la tabla 14).

Tabla 14. Capacidad de licuefacción de África (2012).

| País | Terminales de Licuefacción | Almacenamiento | | Licuefacción | | Inicio de Operación |
|-------------------|----------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------|------------------------|---------------------|
| | | Núm. de Tanques | Capacidad total (m ³) | Núm. de Trenes | Capacidad total (mtpa) | |
| Argelia | 1 | 11 | 908,000 | 15 | 19.4 | 1964 |
| Egipto | 2 | 4 | 580,000 | 3 | 12.2 | 2004 |
| Guinea Ecuatorial | 1 | 2 | 272,000 | 1 | 3.7 | 2007 |
| Libia | 1 | 2 | 96,000 | 4 | 3.2 | 1970 |
| Nigeria | 1 | 4 | 421,000 | 6 | 21.8 | 1970 |
| | 6 | 23 | 2,277,000 | 29 | 60.3 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de: *The LNG Industry, 2012.*

En Angola se encuentra en desarrollo un proyecto de licuefacción, y existe interés por este tipo de proyectos en Sudáfrica, Camerún y Nueva Guinea. La región no cuenta con terminales de regasificación de GNL, pero existe la posibilidad construir terminales de importación de GNL en Kenia y Sudáfrica.

La región exportó 5,508.7 MMpcd de GNL en 2011, lo cual correspondió al 17.2% del comercio mundial de GNL y al 5.63% del comercio internacional de gas natural. Nigeria exportó 2,504.5 MMpcd (45.5%), Argelia 1,656.2 MMpcd (30.1%), Egipto 830.5 MMpcd (15.1%), Guinea Ecuatorial 509.6 MMpcd (9.3%) y Libia 8 MMpcd (0.1%). De las exportaciones totales, 3,564.5 MMpcd (64.7%) fueron enviadas a los países de Europa, 1,450.5832 MMpcd (26.3%) a los países de la región Asia-Pacífico, 401 MMpc (7.3%) a América y 92.7 MMpcd (1.7 %) a Kuwait y Dubai.

3.3. Precios internacionales del gas natural en los diferentes mercados.

El precio del GNL entregado a un sistema no necesariamente refleja el costo de producción, licuefacción, transporte y regasificación, debido a que el GNL es un tomador de precios, de mercados de gas natural, de combustibles sustitutos o del petróleo; se expresa generalmente en USD\$/MMBtu. La mayoría del volumen de GNL comercializado a nivel mundial se entrega a bordo del buque en el puerto destino DES por sus siglas en inglés, otro tipo de contrato utilizado es el FOB por sus, en el cual el GNL se entrega a bordo del buque en el puerto de entrega convenido, en este último contrato se da flexibilidad al comercializador para elegir el país de destino del GNL.¹³

El precio del gas natural se considera un bien de mercado con un valor económico que varía en el tiempo; siempre ha sido un tema de interés regional, no global y ha sido monitoreado en América del Norte, Europa y Asia (véase la figura 18)

Históricamente el precio del GNL se ha fijado mediante un precio base y cláusulas de ajuste a uno o más combustibles sustitutos. En la región de Asia-Pacífico se indexa al crudo importado; la fórmula incluye un precio base indexado al precio del petróleo, una constante, y un mecanismo de ajuste de la fórmula; en Europa normalmente se relaciona con la competencia de combustibles sustitutos (generalmente

¹³ DES (*Delivered Ex Ship*), es un término de venta donde el vendedor cumple con su obligación de entrega de las mercancías en el puerto de destino convenido; el vendedor debe asumir todos los costos y riesgos de llevar la mercancía al Puerto convenido.

FOB (*Free on Board*), es un término internacional de venta que significa que el vendedor cumple su obligación de entrega de las mercancías en el puerto de embarque convenido; lo cual significa que el comprador debe asumir todos los costos y riesgos de pérdida o daño a las mercancías desde ese punto hasta el Puerto de destino.

combustóleo), sin embargo, se ha empezado a indexar al mercado spot y de futuros, con los índice de referencia *National Balancing Point* (NBP) de Inglaterra, y el *Zeebrugge* de Bélgica; en los Estados Unidos regularmente se indexa al *Henry Hub*.

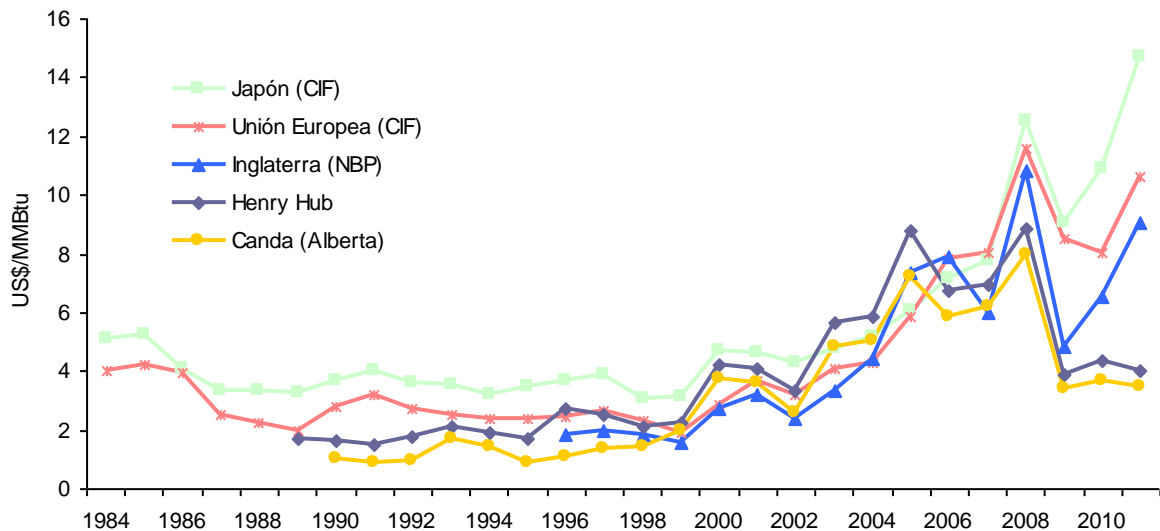


Figura 18. Precios de gas natural en diferentes regiones (1994 -2011)

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de *BP Statistical Review*.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) señala que el *Henry Hub* es uno de los mercados de mayor utilización y que se usa como referencia a nivel internacional para determinar los precios de los cargamentos de GNL.¹⁴ En el caso del mercado norteamericano también pueden emplearse otros índices de acuerdo a la ubicación de la terminal de importación de GNL (véase la figura 19)

3.4. Futuro del mercado de GNL.

A diferencia del mercado mundial del petróleo, el mercado del gas natural es regional, aunque el transporte del GNL mediante buques, de alguna forma ha conducido de alguna manera hacia la globalización del gas natural, lo cual favorece la diversificación de las fuentes de suministro y la seguridad energética de los países importadores de gas natural.

¹⁴ El *Henry Hub* se ubica en la región sureste en el Estado de Lousiana; es el mercado spot y de futuros de gas natural más grande de los Estados Unidos, el sistema es propiedad de ChevronTexaco. El operador del gasoducto es *Sabine Hub Services Inc.*, se interconecta a nueve gasoductos interestatales y cuatro intraestatales. Estos gasoductos dan acceso a los mercados de las regiones del Medio Oeste, Noreste, Sureste y Costa del Golfo. El gasoducto *Sabine Hub* también esta interconectado a 13 gasoductos más fuera del mercado del *Henry Hub*, el ducto tiene una capacidad total de 3,670 MMpcd.



Figura 19. Principales Hubs/Centros de mercado en Norteamérica.

Fuente: *Energy Charter Secretariat, Putting a Price on Energy,*

Debido a la dinámica del mercado del GNL, así como a las expectativas del consumo de GNL, principalmente en países como Los Estados Unidos, India, China e Inglaterra, los expertos esperaban que se cambiara el flujo mundial de gas natural y se moviera hacia una mayor integración, (véase la figura 20).

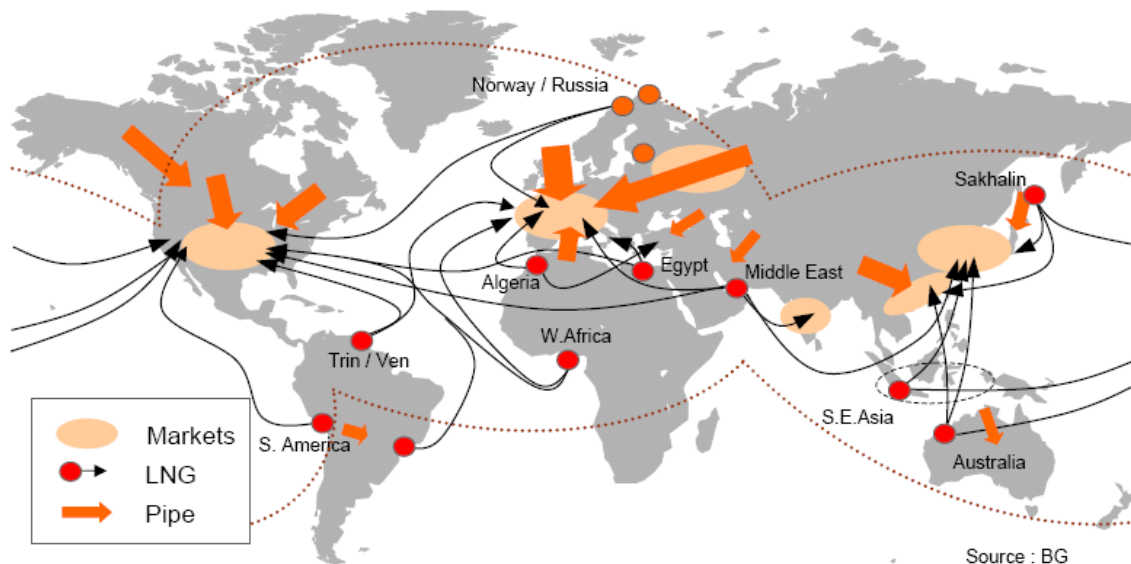


Figura 20. Futuro del mercado del GNL: Globalización del mercado?.

Fuente: *British Petroleum.*

Se esperaba que la mayor integración de los mercados, condujera a una mayor competencia por el GNL, y hacia la globalización del precio. Sin embargo la situación del mercado del GNL ha cambiado drásticamente, las expectativas para los Estados Unidos ya no son las que se tenían previstas, actualmente se espera que se incremente su capacidad de licuefacción para aumentar el volumen de exportación de GNL en nuevas plantas de licuefacción.

En los Estados Unidos las empresas que construyeron nuevas terminales de importación de GNL se encuentran en busca de la reconversión de las mismas para licuar gas natural para su exportación. En la actualidad existe un debate importante en el tema de la exportación de GNL, sobre por el posible impacto que se tendrá en el precio local.

En la región Asia-Pacífico, los países productores de GNL del Sureste de Asia se están integrando más hacia los mercados de China e India, países con los que se han firmado acuerdos de suministro de largo plazo. China tiene acuerdos de producción de GNL con países del Medio Oriente y Rusia; las empresas estatales de China, *China Nacional Offshore Oil Corporation* (CNOOC) y *China Petroleum and Chemical Corporation* (SINOPEC) tienen participación en proyectos de licuefacción de la región Asia Pacífico.

4. MERCADO DE GAS NATURAL Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO.

En la primera parte de este capítulo se presenta la situación de la oferta y la demanda de gas natural en México, así como las políticas que impulsaron su consumo, y en la segunda parte la situación de la industria eléctrica. El gas natural ha incrementado su participación en la matriz energética de México, debido a que se considera presenta menos dificultades para la generación de vapor, se envía directamente al consumidor por tuberías, eliminando la necesidad de almacenamiento en planta. Es un combustible libre de cenizas, se mezcla íntimamente con el aire para realizar una combustión completa; las emisiones de contaminantes son menores que las que se generan con el uso de otros combustibles fósiles.

4.1 Políticas que impulsaron el consumo de gas natural.

La normatividad ambiental y la política integral de combustibles,¹⁵ llevó a la reducción del consumo de combustóleo y al incremento del uso del gas natural, principalmente en la generación de electricidad y en el sector industrial. La medida fue implementada en un principio en las zonas consideradas ambientalmente críticas y posteriormente en el resto del país.¹⁶

¹⁵La Política Integral de Combustibles, estableció entre sus acciones, la conversión de las plantas termoeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, que se encuentren ubicadas en zonas críticas, para que se utilice gas natural en vez de combustóleo, orientó hacia la construcción de nuevas plantas de generación eléctrica con la tecnología de ciclo combinado y al uso del gas natural, también a un mayor uso industrial del gas natural y al fomento de una mayor utilización del gas natural en el sector residencial y comercial. Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006.

¹⁶ La NOM-084-SEMARNAT-1994, establece como zonas críticas las zonas metropolitanas de la Cd. de México, Monterrey, Nuevo León y Guadalajara, Jalisco; las ciudades fronterizas de Tijuana, Baja California y Cd. Juárez, Chihuahua; y los corredores industriales Coatzacoalcos-Minatitlán, Veracruz, Irapuato-Celaya-Salamanca, Guanajuato, Tula-Vito-Aspasco en los estados de Hidalgo y México, y Tampico-Madero-Altamira, Tamaulipas, DOF, 2 de diciembre de 1994.

La reforma eléctrica de 1992, la política ambiental de 1994, la política de combustibles y la reforma del gas natural de 1995, impulsaron el consumo de gas natural.¹⁷ La reforma eléctrica permitió una participación mayor de la inversión privada en la generación, con nuevas modalidades de inversión no contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1975,¹⁸ como, el productor independiente o productor externo, la cogeneración y la pequeña producción. La política ambiental estableció la regulación de los niveles permisibles máximos de emisiones a la atmósfera, las especificaciones de los combustibles, así como el período para que Petróleos Mexicanos (Pemex) mejorara su infraestructura para producir combustibles de mejor calidad, y para que la industria preparara sus equipos de combustión para reducir el nivel de emisiones.¹⁹ Las políticas instrumentadas cambiaron la estructura del consumo de combustibles industriales (véase la figura 21).

¹⁷En 1995 se modificó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo y se expidió el Reglamento de Gas Natural; se redefinieron, entre otros aspectos, las actividades que contempla la industria petrolera, estableciendo que el transporte, el almacenamiento y la distribución podrán ser llevadas a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los cuales podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, actividades que se regirán en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan. El Reglamento de Gas Natural establece las disposiciones para la regulación de las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural. DOF, 11 de mayo de 1995 y 8 de noviembre de 1995.

¹⁸La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1975, estableció entre otros, que no se considera servicio público el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados, DOF, 22 de diciembre de 1975, y un Decreto que reformó la Ley en 1983, estableció entre otros que se otorgarán permisos de autoabastecimiento cuando con la generación de la planta de autoabastecimiento se incremente la eficiencia de transformación de energéticos primarios, con base en la producción simultánea de otros energéticos secundarios o en la utilización de fuentes de calor provenientes de procesos industriales, que el proceso utilizado en la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos secundarios, como vapor o que se utilicen energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, y que la electricidad se destine a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales individualmente consideradas. DOF, 27 de diciembre de 1983.

¹⁹La NOM-085-SEMARNAT-1994 estableció los niveles máximos de humos, partículas suspendidas, bióxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión, y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, y la NOM-086-SEMARNAT-1994, las especificaciones de los combustibles que se usen en territorio nacional. Con respecto al combustible, estableció que a partir del primero de enero de 1998 el combustible pesado debería tener un contenido máximo de azufre de 4% en peso, el hidrotratado para la zona metropolitana de la Cd. de México 1%, y en las demás zonas definidas como críticas se podrá disponer de un combustible ligero con 2% de contenido máximo de azufre, con excepción de las comprendidas en la zona de influencia de la refinería de Cadereyta.

La reforma de la industria del gas natural permitió la participación del sector privado en las actividades de almacenamiento, transporte y distribución; la primera actividad no desarrollada en ese momento en México; el transporte y operación de gasoductos se realizaba exclusivamente por Pemex y la distribución por empresas del sector público y privado en algunas ciudades del norte y centro del país.

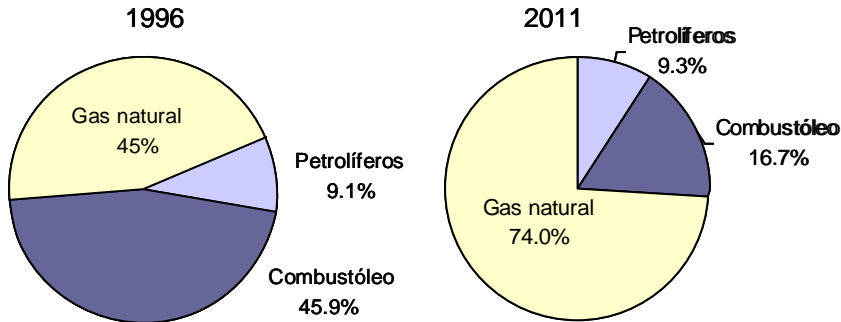


Figura 21. Consumo de combustibles industriales.²⁰

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural.

Las reformas eléctrica y del gas natural permitieron que el capital privado construyera nuevas plantas de generación para el servicio público de energía eléctrica, a base de gas natural, bajo la modalidad de productor independiente de energía (PIE) y la construcción de gasoductos para llevar el combustible a dichas plantas. La disponibilidad de gas y la nueva política ambiental, permitieron la conversión de combustóleo a gas natural de algunas de las plantas de generación propiedad de la CFE, ubicadas en zonas críticas y en zonas especiales; el desarrollo de nuevos gasoductos de transporte de acceso abierto y de usos propios, así como la expansión y construcción de nuevos sistemas de distribución de gas natural.

4.2. Oferta de gas natural.

La oferta de gas natural está relacionada con la disponibilidad del recurso, la producción y el acceso al energético. En México el comportamiento del mercado del gas natural ha estado íntimamente relacionado con el crecimiento de la demanda. A medida que aumentaba el consumo, de acuerdo al presupuesto asignado, se construían las

²⁰ La figura excluye el consumo de carbón del sector eléctrico y el consumo de combustibles en los sectores transporte, residencial y servicios.

instalaciones necesarias para su aprovechamiento en los diferentes campos de las zonas productoras (ductos de recolección, baterías de separación, plantas de tratamiento y ductos de descarga), necesarias para el aprovechamiento del energético, que se quemaba junto con otros hidrocarburos asociados en los campos productores de petróleo.

El surgimiento de nuevas zonas de consumo, localizadas en puntos distantes de los centros de producción, obligó a programar nuevas líneas de transporte para complementar las instalaciones de ductos troncales, integrando lo que actualmente es el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). Con la reforma de 1995, las empresas privadas son las responsables de construir los sistemas de transporte o distribución necesarios, para suministrar el gas natural a los nuevos usuarios y zonas de distribución; la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorga los permisos correspondientes, autoriza las tarifas máximas de prestación del servicio para cada tipo de usuario, así como las inversiones requeridas para el desarrollo de los sistemas.

4.2.1 Reservas de gas natural.

Las reservas remanentes totales corresponden a la suma de las reservas probadas, probables y posibles (3P); al 1 de enero de 2012 ascendieron a 61,641 miles de millones de pies cúbicos; 27.9% corresponde a las reservas probadas, 28.6% a las reservas probables y 43.5% a las reservas posibles (véase la figura 22).

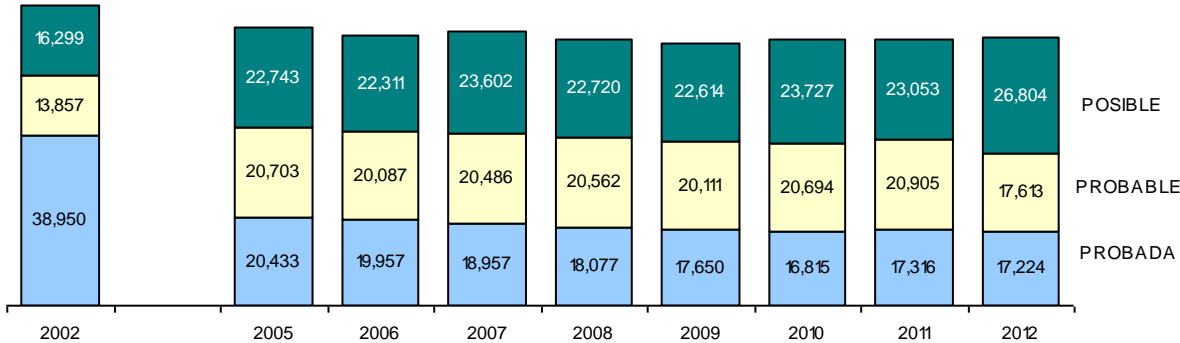


Figura 22. Reservas totales de gas natural (En Miles de millones de pies cúbicos).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de Las Reservas de Hidrocarburos de México.

Entre 2005 y 2012 las reservas probadas y probables disminuyeron en promedio anual 2.5% y 2.6% respectivamente, en cambio las reservas posibles se incrementaron 2.1%.

Las reservas 3P de gas natural resultan suficientes para cubrir la demanda de los próximos 25.5 años, las reservas probadas para 7.2 años, las reservas probables para 8.1 años y las reservas posibles para 9.6 años, considerando la producción de gas natural registrada en el año 2011.²¹ En cuanto a la distribución regional de las reservas 3P, la Región Norte concentra la mayor parte de las mismas, 55.1%, la Región Marina Suroeste 23.7%, la Región Sur 14% y la Región Marina Noreste 7.2%.²²

Las reservas de gas asociado totalizaron 43,710.4 miles de millones de pies cúbicos; las Regiones Norte y Sur aportaron 66.4% y 15.3%, respectivamente y las Regiones Marinas Noreste y Suroeste 10.1% y 8.2%. En relación a las reservas de gas no asociado, éstas fueron 17,930.5 miles de millones de pies cúbicos; la Región Marina Suroeste concentró el 61.5% principalmente en yacimientos de gas y condensado, la región Norte 27.5% localizadas en yacimientos de gas húmedo y seco. La Región Sur aporta 10.7% del gas no asociado, ubicadas principalmente en yacimientos de gas y condensado y la Región Marina Noreste el 0.3% en yacimientos de gas seco. Entre 2005 y 2012 las reservas de gas no asociado aumentaron en promedio anual 3.2% y las reservas de gas asociado disminuyeron en promedio anual 1.7%.

4. 2.2. Producción de gas natural.

Entre 2005 y 2012 la extracción de gas natural aumentó a una tasa promedio anual de 2.6%, el crecimiento observado ha sido mayor en relación con la década pasada; durante dos años consecutivos se observaron tasas superiores a los dos dígitos, sin embargo, en los últimos tres años descendió la producción 4.6% en

²¹ Esta relación no contempla la declinación de la producción, ni la incorporación de reservas en el futuro, ni las variaciones en los precios de hidrocarburos, costos de operación y transporte.

²² La Región Norte, se ubica en la parte Norte y Centro del país, incluye una parte continental y otra marina; esta región cuenta con tres activos de producción (Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz). La Región Sur abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Esta Región cuenta con cinco activos de producción (Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac). Regiones Marinas incluye a las Regiones Marina Noreste y Suroeste. La primera se localiza en el sureste del país, en aguas territoriales nacionales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, la región cuenta con dos activos de producción (Cantarell y Ku-Maloob-Zaap); la Región Marina Suroeste se ubica en aguas territoriales de la plataforma y talud continental del Golfo de México, está limitada en la porción continental hacia el sur por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la Región Norte; la región cuenta con dos activos de producción (Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco).

promedio anual, el descenso de 2012 se atribuye a la explosión del centro de medición de PEP ubicado entre Reynosa y Monterrey. Las reservas probadas de gas natural son insuficientes para sostener la producción actual en el largo plazo, lo cual obliga a realizar actividades exploratorias de gran envergadura que permitan garantizar el suministro de gas natural en el largo plazo.

Los datos estadísticos indican que después de la nacionalización del petróleo, hubo una expansión de la industria del gas natural; sin embargo, fue hasta 1954 cuando se logró el equilibrio entre la oferta y la demanda; manteniéndose una balanza comercial favorable hasta 1984, con un superávit promedio anual de 1.9%. En el período referido el saldo fue negativo únicamente durante siete años, la producción nacional alcanzaba para cubrir la demanda y se tenían excedentes para exportación, los cuales alcanzaron valores máximos entre 1980 y 1983.

La producción de gas natural ha seguido a grandes rasgos el perfil de la producción de petróleo, debido a que el gas que se produce en México en su mayoría es asociado; sin embargo, se pueden identificar algunas diferencias (véase la figura 23).

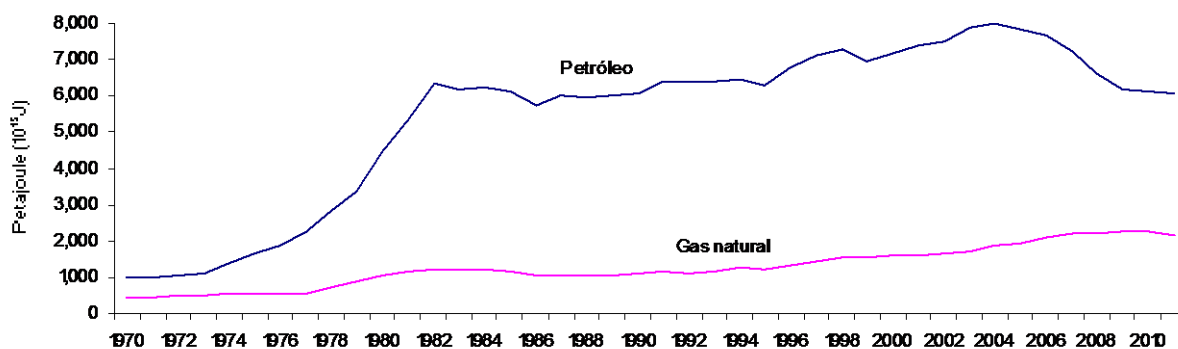


Figura 23. Perfil de la producción de petróleo y gas natural.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de BP *Statiscal Review*, 2012.

En 1973 inicia una fuerte expansión de la industria petrolera, que culmina en 1982, con una producción máxima de gas natural de 4,247 MMpcd. A partir de ese momento comienza un período de estancamiento en el que la producción declina a 3,431 MMpcd en 1986; posteriormente fluctúa en un rango de 3,500 a 3,600 y se mantiene de nuevo estancada por más de una década. La recuperación empieza en 1997, alcanzando en 1998 un pico de 4,791 MMpcd; del 2000 al 2004 la producción disminuye de nuevo a un promedio anual de 4,537 MMpcd; principia una nueva etapa de expansión que alcanzó

un crecimiento promedio anual de 2.5% entre 2005 y 2012, se alcanzó un pico de producción en 2008 de 6,534 MMpcd, el promedio anual durante el período referido fue de 5,855 MMpcd. En la industria petrolera, en 2004 se logró una producción pico de 3,383 miles de barriles de aceite diarios; se inició la declinación de la producción que no se ha podido revertir; en esta última etapa la discrepancia entre los perfiles de producción de gas natural y de petróleo, se debe a la disminución de la producción de Cantarell, el yacimiento petrolero más importante del país; en 2004 produjo 63.2% de la producción nacional de petróleo y 17.3% de la producción nacional de gas natural (789.1 MMpcd). Por otro lado, la producción de gas natural se ha empezado a desligar de la producción del petróleo, aumentando significativamente la producción de gas no asociado,²³ (véase la figura 24).

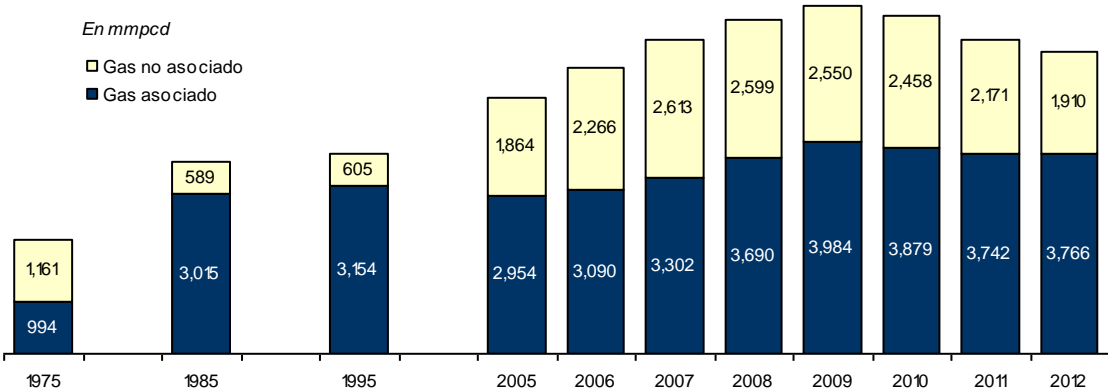


Figura 24. Producción de gas natural (MMpcd).

Fuente: Elaboración propia con datos de las Memorias de Labores y Anuarios Estadísticos de Pemex.

Respecto a las regiones productoras de petróleo y gas natural, éstas difieren entre sí, además existe una concentración menor de la producción por campo en el caso del gas natural. En el 2011, las Regiones Marinas aportaron 74.6% de la producción de petróleo y 34.3% de la producción de gas natural; la Región Norte, contribuyó con una parte pequeña de la producción de crudo (4.5%), pero aportó 38.7% de la producción de gas natural, principalmente gas no asociado de las cuencas de Burgos y Veracruz; la Región Sur contribuyó con 27% de la producción de gas natural y el 20.8% de la

²³ Ente 1992 y 2012, la producción de gas asociado disminuyó, al pasar de 86.5% a 66.3%, debido, a que durante la última década la Región Norte vinculada a la producción de gas no asociado ha incrementado su producción, concentrando el mayor número de pozos desarrollados, perforados y terminados.

producción de petróleo; esta Región por más de tres décadas fue la productora principal de gas natural del país. Respecto a la concentración por campo, 43.9% de la producción de gas natural provino de 12 campos; en el caso del petróleo 49.6% se obtuvo de cinco campos; pero sólo tres estados del país y sus litorales produjeron en 2011 más del 80% de gas natural extraído.

El gas natural que se produce en México contiene líquidos que se eliminan en la etapa de procesamiento. En 2011 se procesaron 4,527.4 MMpcd de gas húmedo, 76.1% correspondió a gas húmedo amargo y 23.9% a gas húmedo dulce. La producción de gas seco proveniente de los complejos procesadores ascendió a 3,691.6 MMpcd, que sumado al gas seco que se extrae de los campos de Pemex Exploración Producción (PEP), junto con las corrientes de etano enviadas a ductos y otras corrientes, proporciona la oferta total de gas seco de origen nacional, que alcanzó un volumen de 4,812.7 MMpcd (véase la figura 25).

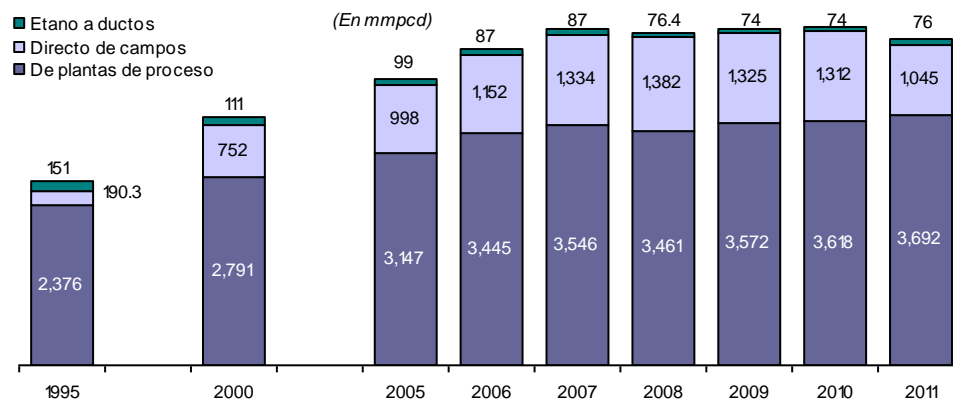


Figura 25. Oferta nacional de gas natural seco (MMpcd).

Fuente: Elaboración propia, con datos de Memorias de Labores y Anuarios Estadísticos de Pemex.

4.2.3. Importación de gas natural.

En 1985 el país se convirtió en importador neto de gas natural, situación que de acuerdo a las perspectivas del mercado del gas natural, se espera continúe en el largo plazo. Entre 1985 y 2008, las importaciones se incrementaron a una tasa promedio anual de 52.7%, con importaciones pico de 605.2% y 285.4% en 1989 y 1991. La importación de gas natural de particulares bajo el nuevo marco regulatorio inició en 1998; PGPB incrementó sus importaciones en el Sistema Naco Hermosillo, propiedad de dicho organismo, así como en nuevos puntos de interconexión construidos por

empresas privadas, para suministrar gas natural a las nuevas plantas de ciclo combinado propiedad de CFE y de los PIE ubicados en la frontera norte o cerca de ella; la evolución de las importaciones y exportaciones de gas natural se muestra en la figura 26.

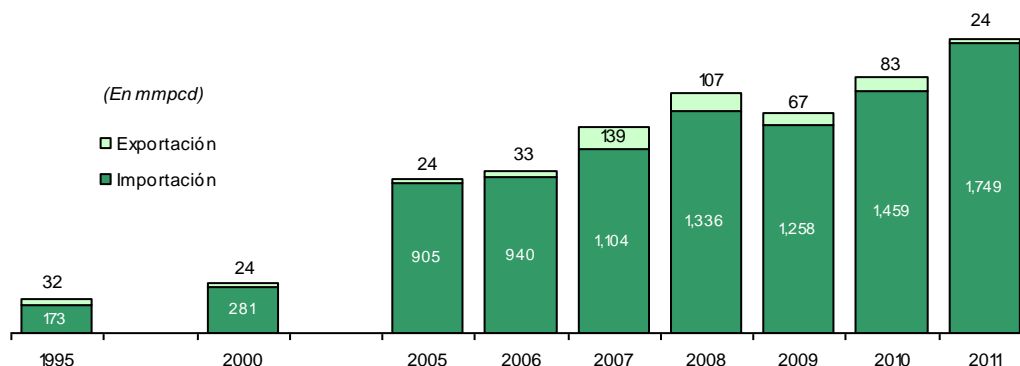


Figura 25. Importación y exportación de gas natural (MMpcd).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectiva de Gas Natural.

Con el fin de favorecer la libre importación de gas natural, se aceleró la eliminación del arancel,²⁴ y se adoptó un marco regulatorio en materia de acceso a los sistemas de transporte, distribución y almacenamiento similar al de los Estados Unidos.

4.2.3.1. Importación de gas natural mediante ductos.

La oferta nacional de gas natural se complementa con importaciones; en 2011 se importaron 1,749.4 MMpcd de gas natural, del cual 77.5% fue mediante ductos y 22.5% GNL. Algunos de los ductos propiedad de PGPB que se interconectan con los Estados Unidos fueron previstos originalmente para exportar gas de México hacia los Estados Unidos, cuando se consideraba que México sería un suministrador potencial de gas natural para ese país. Actualmente existen 18 puntos que se interconectan a los gasoductos del sur de los Estados con el SNG y el Sistema Naco Hermosillo, propiedad de PGPB y con los sistemas propiedad de empresas privadas; cinco de los puntos de interconexión se utilizan en forma bidireccional y uno solamente para la exportación de gas natural (véase la tabla 15).

²⁴ El 16 de agosto 1999 fue publicado en el DOF el decreto que suprime el arancel aplicado al gas natural, eliminándose el impuesto de 4% vigente durante ese año. Antes de 1994 el arancel aplicado se ubicaba en 10% sobre las importaciones del combustible; en el marco de las negociaciones del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, se pactó reducir un punto porcentual anual a partir de 1994 hasta llegar a su completa eliminación en el año 2003.

Tabla 15. Puntos de interconexión México-Estados Unidos (2011)

| Punto de interconexión | | Capacidad máxima (mmpcd) | |
|------------------------|-----------------------------------|--------------------------|-------------|
| EUA | MÉXICO | Importación | Exportación |
| Otay Mesa, California | Tijuana, Baja California | 300 | 300 |
| Calexico, California | Mexicali, Baja California | 29 | |
| Ogilby, California | Los Algodones, Baja California. | 500 | 500 |
| | Cd. Morelos, Baja California | | 190 |
| Nogales, Arizona | Nogales, Son. | 7.5 | |
| Douglas, Arizona | Naco, Son | 90 | |
| Naco, Arizona | Naco-Agua Prieta, Son | 215 | |
| Wilcox, Arizona | Agua Prieta, Son | 85 | |
| El Paso, Texas | Cd. Juárez, Chih. | 80 | |
| Clint, Texas | San Agustín Valdivia, Chih. | 120 | |
| Del Rio, Texas | Cd. Acuña, Coah. | 16.5 | |
| Eagle Pass, Texas | Piedras Negras, Coah. | 10 | |
| Roma, Texas | Cd. Mier, Tamps. | 400 | |
| Penitas, Texas | Argüelles (Gulf Terra), Tamps. | 50 | |
| McAllen, Texas | Argüelles (Kinder Morgan), Tamps. | 300 | 250 |
| Hidalgo, Texas | Reynosa (Tetco), Tamps. | 150 | 100 |
| Alamo, Texas | Reynosa (Tennessee), Tamps. | 300 | 350 |
| Rio Bravo, Texas | Reynosa (Río Bravo), Tamps | 330 | |
| Total | | 2,983 | 1690 |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026 e información del Departamento de Energía Fósil del DOE de los Estados Unidos.

La capacidad de importación se incrementó en 2,975 MMpcd entre 1996 y 2007, con la construcción de 11 sistemas de transporte y un punto de interconexión para la zona geográfica de Mexicali; la capacidad de importación actual es de 2,983 MMpcd y la de exportación 1690 MMpcd; sin embargo no se están utilizando desde el año 2005 dos puntos de interconexión: Arguelles (*Gulf-Terra*) y Reynosa (*Tetco*). La mayoría de los puntos de importación se subutilizan, podría satisfacerse parte importante de la demanda de gas natural, optimizando el uso de la capacidad de los ductos de importación.

4.2.3.2. Importación de GNL.

La importación de GNL comenzó el año 2006, con la entrada en operación de la terminal de Altamira, la cual inició operaciones en agosto de ese año; Energía Costa Azul (Ensenada) inició operaciones en abril de 2008, y la terminal de Manzanillo en marzo de 2012. Las terminales de Altamira y Ensenada han importado GNL de Trinidad y Tobago, Nigeria, Egipto, Qatar, Argelia, Noruega, Yemen, Perú Indonesia, y GNL que

originalmente había sido destinado a una terminal de importación de Singapur,²⁵ (véase la figura 27).

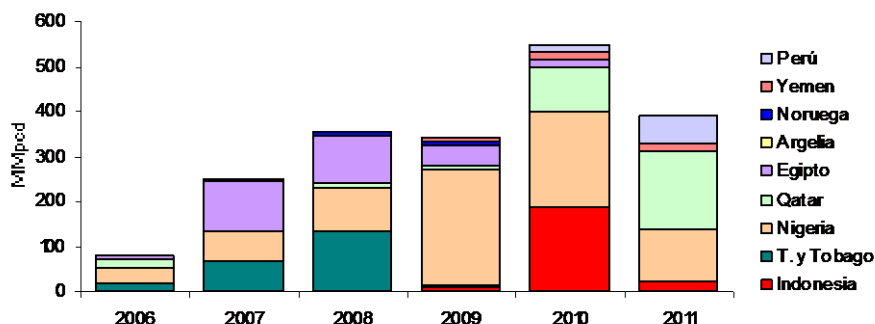


Figura 27. Importaciones de GNL por país (MMpcd).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural²⁶

Entre 2006 y 2011 se han recibido 235 buques de GNL, en 2006, 11 buques provenientes de Nigeria, Qatar, Egipto y Trinidad y Tobago; en 2007, 32 buques de Egipto, Nigeria, Trinidad y Tobago y Argelia; en 2008, 45 buques de Egipto, Trinidad y Tobago, Nigeria y Argelia; en 2009, 41 buques Trinidad y Tobago, Egipto, Nigeria y Noruega, en 2010, fue el año de mayor arribo de buques (65), llegaron de Nigeria, Indonesia, Qatar, Egipto, Yemen y Perú, y en 2011 41 buques de Qatar, Nigeria, Perú, Yemen e Indonesia. Las importaciones de GNL en 2011 fueron 393 MMpcd, de las cuales 93.7% correspondieron a la terminal de Altamira y 6.3% a la terminal de Ensenada.

4.3. Demanda de gas natural.

En México la demanda de gas natural difiere respecto a la de su principal socio comercial; en los Estados Unidos responde ante situaciones de disparidad entre la oferta y la demanda, debido a eventos naturales como huracanes y variaciones climáticas (temperaturas muy bajas); en el caso de México no se tienen las variaciones climáticas de los Estados Unidos, por lo cual los picos de demanda no son relevantes.

²⁵ De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, el proveedor de Singapur desvió un cargamento de GNL a México debido a que la terminal de importación de GNL de Singapur entrará en operación hasta el año 2013.

²⁶ En el año 2010 no se contó con información nacional sobre los suministradores de GNL a México, el volumen de gas natural por país se estimó con base en los datos del mercado del GNL publicado por el GIIGNL y el volumen histórico del 2010 publicado en la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026.

En los Estados Unidos, el incremento de los precios del gas natural incentiva a los productores a la extracción de mayores volúmenes, al desarrollo de nuevas tecnologías para la extracción en aguas profundas y extracción de gas no convencional, lo cual implica destinar mayores recursos financieros a la industria. En cambio, Pemex está supeditado a los recursos presupuestarios que el Congreso aprueba en el Presupuesto de Egresos de la Federación; que regularmente se consideran insuficiente para realizar las actividades de exploración, incrementar las reservas, realizar nuevas inversiones para aumentar la producción, y realizar investigación y desarrollo tecnológico para la explotación de recursos no convencionales.

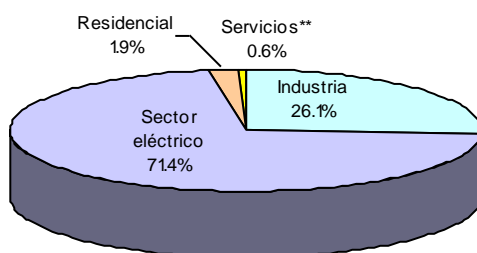
El precio del gas natural, México toma como referencia, índices de los Estados Unidos,²⁷ lo que implica que los problemas entre la oferta y la demanda del mercado estadounidense se reflejen en el mercado mexicano. Para atenuar la volatilidad del precio existen instrumentos de cobertura que se han implementado en México, los cuales pueden ser contratados directamente por los grandes consumidores, y para el caso de los usuarios de consumos menores, las distribuidoras pueden realizar su contratación.

Con relación al consumo de combustibles del sector eléctrico, en los Estados Unidos, la mayor parte de la energía generada ha sido a base de carbón y en México a base de gas natural, aunque en ambos países se ha incrementado el consumo de gas natural. En México al igual que en los Estados Unidos el gas natural es la segunda fuente de energía primaria, después de los derivados del petróleo; esta tendencia es reciente en los Estados Unidos, ya que por mucho tiempo el carbón se había mantenido como la segunda fuente de energía primaria en ese país.

²⁷ El precio máximo del gas natural en México (VPM) incorpora las cotizaciones del gas en el mercado de referencia en los Estados Unidos, el diferencial histórico entre esas cotizaciones y los precios del gas en los mercados del sur de Texas, más los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas, y los costos de transporte en México. Los costos de transporte entre la frontera en Reynosa y los ductos del sur de Texas se incorporan en función del saldo en el balance del comercio exterior de gas natural que resulta relevante para la determinación del costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano. La metodología para determinar el precio máximo de VPM en Reynosa, Tamaulipas, incorpora el precio de referencia en Henry Hub; el diferencial entre el precio de referencia de Henry Hub y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas, y Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural. El precio del gas en Ciudad Pemex, Tabasco, es igual al precio máximo de VPM en Reynosa más la tarifa de transporte neta (*netback*) desde la frontera en Reynosa a Ciudad Pemex.

4.3.1. Distribución de la demanda de gas natural en México.

En relación a la demanda de gas natural en México, el sector petrolero absorbe la mayor cantidad, pero, mucho de ese gas es para recirculaciones internas; le sigue el sector eléctrico, y en tercera posición se ubica el sector industrial. El sector industrial fue desplazado por el sector eléctrico el año 2001. El consumo de gas natural en 2011 fue 7,923 MMpcd; el sector petrolero incluyendo las recirculaciones internas absorbió 3,597 MMpcd (45.4%), del cual 2,155.4 MMpcd fue autoconsumo y 1,441.8 MMpcd recirculaciones internas; el sector eléctrico consumió 3,088 MMpcd (39%), el sector industrial 1,129 MMpcd (14.2%) y los sectores residencial, servicios y transporte 132 MMpcd (1.4%). Del gas entregado a los usuarios finales el sector eléctrico fue el consumidor principal; absorbió más del 70% (véase la figura 28).



* No incluye recirculaciones internas ni consumo del sector petrolero

** Incluye consumo del sector transporte

Figura 28. Gas natural suministrado a usuarios (2011)*

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026.

4.3.2. Demanda de gas natural para el sector eléctrico mexicano.

En el sector eléctrico se utiliza gas natural desde 1949;²⁸ a partir de ese año y hasta 1975, el consumo se incrementó en promedio anual 14.3% al pasar de 102 a 2,494 MMpcd. La demanda de gas natural en el sector eléctrico ha crecido en mayor proporción que la del consumo nacional total. Entre 1975 y 1992 la tasa media de crecimiento anual del sector eléctrico fue del 5% y la del consumo nacional total de 4.4% y, entre 1992 y 2011 el crecimiento promedio anual del consumo nacional fue 4.8% y para el sector eléctrico 10.7%, debido principalmente por la operación de las plantas de ciclo combinado de los PIE y de la CFE. El consumo de gas natural se

²⁸ FCE-CFE, Reséndiz N., D., (Coordinador), El Sector Eléctrico de México: Apéndice estadístico, evolución del consumo de combustibles, cuadro A14.

intensificó a principios de la última década del siglo pasada, período en el que entraron en operación el mayor número de plantas de ciclo combinado de los generadores privados (véase la figura 29).

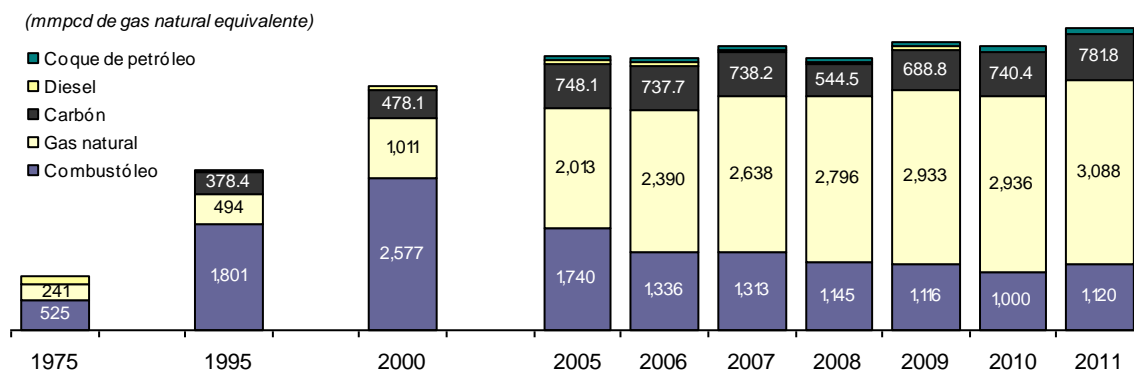


Figura 29. Demanda de combustibles para el sector eléctrico.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectiva del Mercado de Gas Natural y estadísticas del sector eléctrico de Reséndiz y otros (1994).

El gas natural es el combustible de mayor uso en la generación eléctrica en México, en 2011 el sector demandó 3,088 MMpcd; la generación del servicio público absorbió 88% y la generación privada 12%. La proporción del uso de combustibles para el sector fue: 60.1% gas natural, 21.7% combustóleo, 15.2% carbón, 1.9% coque de petróleo y 1.1% diesel.

4.4. Generación y emisiones de GEI en el sector eléctrico.

El sistema eléctrico está integrado por plantas de generación de diferentes tecnologías que utilizan distintos tipos de combustibles (véase la tabla 16).

De las tecnologías utilizadas para la generación eléctrica la termodinámica de los ciclos combinados es superior a la eficiencia de las otras tecnologías que utilizan combustibles fósiles; en el costo total de generación también se observan ventajas para el ciclo combinado,²⁹ compite con las centrales carboeléctricas; sin embargo, por cuestiones ambientales se prefiere la tecnología de ciclo combinado.

²⁹ El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, combustible y operación, y mantenimiento.

Tabla 16. Tecnologías utilizadas para la generación de energía eléctrica.

| Central | Combustible o energía primaria | Eficiencia neta (%) | Costo total (\$/MWh) |
|----------------------|--------------------------------|---------------------|----------------------|
| Térmica convencional | Combustóleo | 28 - 35 | 1,568 - 2,366 |
| Turbogás | Gas | 29 -39 | 2,046 - 3,154 |
| | Diesel | 36.1 | 4,556 |
| Ciclo combinado | Gas natural | 49 - 50 | 1,010 - 1,100 |
| Combsutión interna | Gasóleo o mezcla | 34 - 43 | 1,750 - 2,759 |
| Carboeléctrica | Carbón | 35 - 40 | 1,080 -1,259 |
| Nuclear | Uranio | 33.1 | 1,743 |
| Geotermoeléctrica | Vapor geotérmico | 17 - 18 | 1,186 - 1,193 |
| Hidroeléctrica | Agua | | 1,041 - 3,718 |
| Eólica | Viento | | 1,191 - 1,558 |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del COPAR, 2009.³⁰

Las emisiones de GEI en las plantas de generación se originan por la combustión de combustibles fósiles. Durante una combustión completa (teórica) de un combustible fósil se libera el carbono y el hidrógeno contenido en los combustibles- El carbono y el hidrógeno, se convierten principalmente en bióxido de carbono (CO₂), vapor de agua (H₂O), y energía química del combustible que se libera en forma de calor. El calor liberado se utiliza directamente (o con cierta pérdida por conversión) para producir energía mecánica, eléctrica u otra forma de energía. Durante una combustión incompleta se libera CO₂, compuestos volátiles, monóxido de carbono (CO), NOx, y si el combustible contiene azufre, también se liberan SOx, en el caso del gas natural metano.

4.4.1. Generación de energía eléctrica.

Por las ventajas técnicas, económicas y ambientales de las tecnologías de ciclo combinado, se incentivó la expansión de la generación de energía eléctrica para el servicio público con la tecnología del ciclo combinado, la generación con esta tecnología se incrementó de 1,890 a 18,029 MW entre 1995 y 2011 (véase la figura 30).

En 2011, la capacidad efectiva de generación eléctrica fue 61,590 MW, de la cual 52,512 MW corresponde al servicio público y 9,058 MW al autoabastecimiento, cogeneración, exportación, usos propios y pequeña producción. De la capacidad efectiva para el servicio público, 67.4% corresponde a las tecnologías que usan

³⁰ El COPAR, es la publicación de la CFE sobre los Costos y Parámetros para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico.

hidrocarburos, 21.9% hidroeléctricas, 6.2% carboeléctricas, 1.7% energía geotérmica, 2.6% energía nuclear y 0.2% energía eólica.

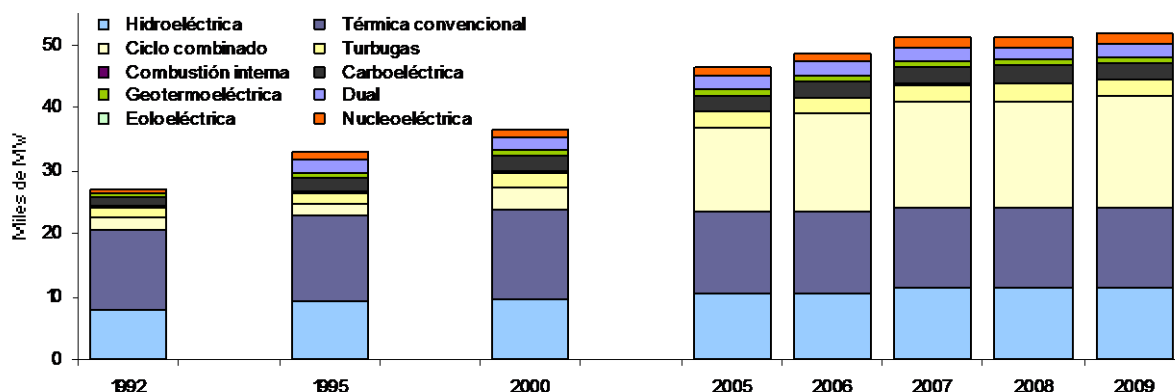


Figura 30. Capacidad efectiva de generación para el servicio público de energía eléctrica (TWh).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural.

La generación total de energía eléctrica ascendió a 292,012 GWh; la CFE y la extinta LFC aportaron 59.7%, los PIE 29.1%, los autoabastecedores 4.9%, los cogeneradores 4.3%, los exportadores 1.7% y los usos propios continuos 0.3%. De la electricidad generada para el servicio público, 50.4% se obtuvo de la combustión de gas natural, 15.9% a partir de combustóleo, 13.8% de hidroeléctricas, 12.9% del carbón, 3.9% de la energía nuclear y 3% a partir de recursos geotérmicos, viento y diesel.

Actualmente el gas natural es el combustible preferido para la generación eléctrica, su evolución se muestra en la figura 31, en la que se observa claramente la política de sustitución del combustóleo por gas natural. Previo a la implementación masiva de los PIE, la generación con la tecnología de ciclo combinado fue de 10,399 GWh en 1995, se incrementó a 17,730 GWh el año 2000 con la entrada en operación de los primeros PIE y las plantas de ciclo combinado propiedad de CFE; al 2011 la generación con esa tecnología alcanzó un valor de 119,978 GWh.

En el futuro se espera que el gas natural continúe como el combustible principal en la generación eléctrica, lo cual incrementará aún más las importaciones del energético; también se espera aumenten las importaciones de carbón; en términos de energía de la canasta de combustibles para la generación eléctrica, las importaciones representarán más del 40%, lo cual vulnerará la seguridad del sistema eléctrico nacional, ante algún alguna falla en el suministro de combustibles.

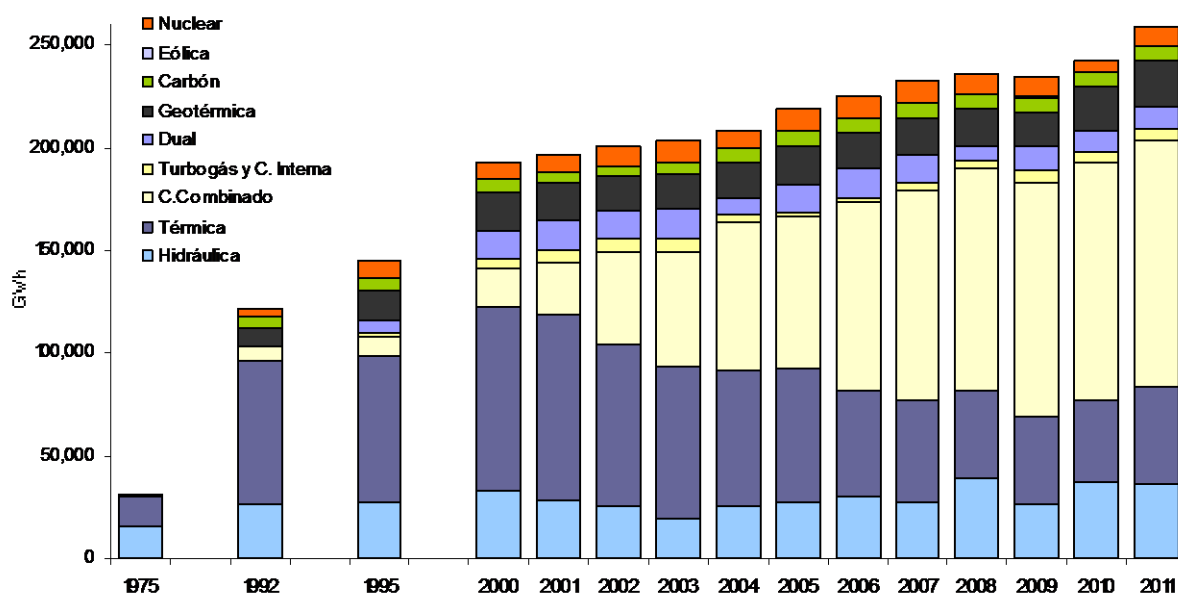


Figura 31. Generación de energía eléctrica para el servicio público (GWh).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectiva del Mercado de Gas Natural y estadísticas del sector eléctrico de Reséndiz y otros (2004).

4.4.2. Emisiones de GEI en el sector eléctrico.

Las emisiones de GEI en el sector eléctrico, se estimaron mediante el método de Nivel 1 de las directrices del IPCC, se utilizaron as estadísticas del consumo de combustibles y los factores de emisión por defecto del IPCC. La generación de energía eléctrica con combustóleo produce 27.6% más emisiones de CO₂ e/GWh generado; en el caso del carbón las emisiones son 40.9% superiores a las emisiones que se generarían con el uso del gas natural (véase la tabla 17).

Tabla 17. Factores de emisión por defecto por el consumo de combustibles fósiles.

| Combustible | (kg CO₂eq /TJ) | (kg CO₂eq /GWh) |
|--------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| Carbón | 95,122.8 | 342.4 |
| Diesel | 74,459.3 | 268.1 |
| Combustóleo | 77,785.1 | 280.0 |
| Gas natural | 56,188.8 | 202.3 |
| Coque de petróleo | 97,859.3 | 352.3 |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del IPCC (2006)

Las emisiones por el consumo de combustibles fósiles se han incrementado a una tasa de crecimiento promedio anual de 3.3% entre 1992 y 2009. El gas natural presentó el mayor crecimiento (11.8%), mientras que el combustóleo registró una disminución

promedio anual de 2.3%, lo anterior debido a la política de combustibles que favorece el consumo masivo de gas natural en detrimento del consumo de combustóleo (véase la figura 32).

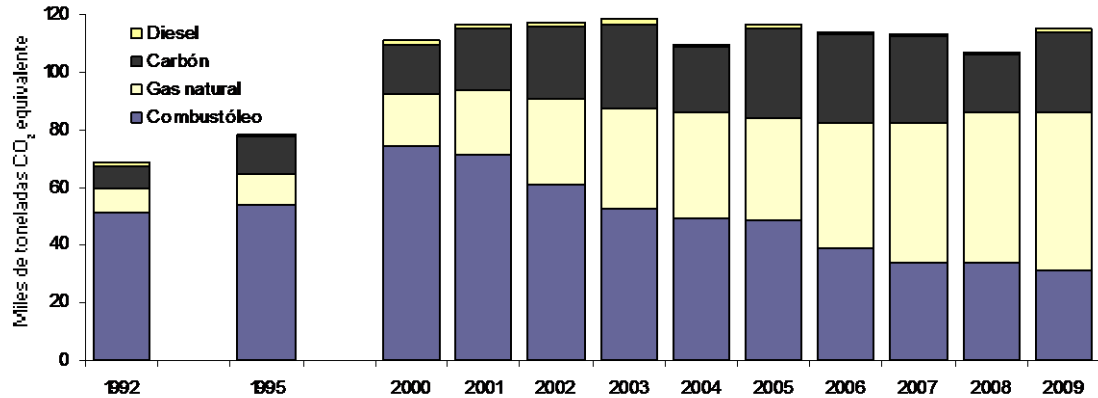


Figura 32. Emisiones de GEI por la generación eléctrica para el servicio público.

Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía y la metodología del IPPC

La disminución e incremento de emisiones por unidad de energía generada para el combustóleo y el gas natural se aceleró a partir del año 2001, en congruencia con la entrada en operación de los PIE y la reconversión de plantas de generación a base de combustóleo a gas natural.

De acuerdo a la prospectiva del consumo de combustibles en el sector eléctrico, se estima que las emisiones de GEI al 2025 se incrementen 21.6%; alcanzando un valor de 139.9 miles de toneladas de CO₂ e. El gas natural tendrá una participación de 65%, el carbón 28.1%, el combustóleo 5.6%, el coque de petróleo y el diesel, 0.9% y 0.4%, respectivamente.

5. EL GAS NATURAL LICUADO EN MÉXICO.

El uso intensivo de gas natural para la generación eléctrica y las limitaciones a la inversión en exploración y producción cambiaron la perspectiva de la industria, se incrementaron las importaciones y el país se volvió cada vez más dependiente del gas de los Estados Unidos. La apertura del gas natural suponía que el país se beneficiaría por las condiciones de competencia del mercado de los Estados Unidos; sin embargo, a principios del siglo presente se observaron cambios sustanciales en el mercado norteamericano, debido a que la producción convencional de gas natural de los Estados Unidos y Canadá empezó a declinar, presentándose una serie de desequilibrios entre la oferta y la demanda, altos precios y mucha volatilidad. Previo a esta situación y por más de dos décadas el precio del gas natural en los Estados Unidos se mantuvo alrededor de dos dólares por millón de unidades térmicas británicas (US\$2.00/MMBtu), situación que cambió entre 1999 y el año 2000, dando inicio a una escalada de precios que alcanzaron valores superiores a los US\$13.00/MMBtu.³¹ La crisis del gas natural ocasionó que se cerraran diversas empresas, tanto en México como en los Estados Unidos y se adoptaran políticas para su control; en el caso de los Estados Unidos se incrementaron las importaciones de GNL y en México se establecieron mecanismos de estabilización del precio.

La situación del mercado estadounidense causó que se reactivaron dos de las terminales de importación de GNL que habían sido cerradas en los años ochentas, y se propusieron 47 terminales para el mercado norteamericano (FERC, 2008). Diversos estudios del *National Petroleum Council* de los Estados Unidos del año 2003, advertían que Norteamérica ya no dependería de sí mismo para satisfacer la creciente demanda de gas natural; un año más tarde el Presidente de la Reserva Federal de ese país Alan

³¹ En octubre y diciembre de 2005, el precio *spot* del *Henry Hub* fue de 13.83 y 13.44 dólares por miles de pies cúbicos, respectivamente, y en junio de 2005 13.07 dólares por miles de pies cúbicos (DOE, *US Regional Natural Gas Prices*).

Greenspan, hizo un llamado para la construcción de infraestructura para la importación de GNL.

Ante el riesgo de suministro del gas natural proveniente de los Estados Unidos y el interés de empresas privadas por desarrollar proyectos de GNL en México, se reorientó la política de importación de gas natural hacia el GNL, política que se estableció en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006.³²

5.1. Marco jurídico para el desarrollo del GNL.

La energía es un elemento estratégico para el desarrollo de una nación, por ello la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece las actividades estratégicas del sector que corresponden exclusivamente a la nación y las actividades de carácter prioritario, en las que el Estado puede participar por sí mismo o en conjunto con los sectores social y privado, manteniendo la rectoría y otorgando concesiones o permisos.

5.1.1. Disposiciones legales para el desarrollo del GNL.

La participación de la iniciativa privada en la construcción, operación y propiedad de los sistemas de almacenamiento de gas natural, se estableció en las modificaciones y adiciones que se realizaron a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, del año 2005. El otorgamiento de permisos, la regulación técnica y económica, así como la aprobación de los términos y condiciones para la prestación de los servicios, se concentran en la CRE. La Ley de la CRE establece los principios generales de regulación, y el Reglamento de Gas Natural (el Reglamento) las disposiciones que rigen la participación de Pemex y los particulares en la industria del gas natural. El Reglamento permite que cualquier persona realice actividades de comercio exterior, en los términos de la Ley de Comercio Exterior; las importaciones y exportaciones de gas natural se realizan sin necesidad de permiso previo. El comercio exterior tiene como finalidad introducir una alternativa de suministro de gas natural y

³² El Programa Sectorial de Energía 2001-2006, estableció como estrategia número cuatro, asegurar la oferta suficiente de gas natural con precios competitivos y en la línea de acción 4.2, la instalación de una o varias terminales de GNL en México (Secretaría de Energía, 2001).

permitir el desarrollo eficiente de los sistemas de transporte y distribución. Para ejercer sus atribuciones la CRE emite resoluciones, directivas, permisos y en conjunto con la Secretaría de Energía, la normatividad técnica en la materia.

En materia ambiental, la regulación compete a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT); la construcción de instalaciones de importación de GNL debe de afectar lo menos posible al medio ambiente, preservar y proteger la biodiversidad y prevenir la contaminación del agua, aire y suelo; para lo cual se debe cumplir con lo establecido en la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, Ley General de la Vida Silvestre, Ley de Aguas Nacionales, Reglamentos derivados y normatividad en materia de emisiones a la atmósfera, agua, residuos, protección al ambiente, ruido y seguridad e higiene en los centros de trabajo. Previo a la construcción se debe obtener la autorización de la Manifestación de Impacto Ambiental y el Análisis de Riesgo del proyecto. La CRE otorga los permisos para la construcción y operación de las terminales y regula las tarifas de prestación de servicio; la SEMARNAT autoriza la Manifestación de Impacto Ambiental y el Análisis de Riesgo, y las autoridades locales otorgan los permisos de construcción y uso de suelo requeridos.

Para el otorgamiento de permisos de GNL, en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, se preveía modificar el Reglamento de Gas Natural para incorporar de forma directa referencias al GNL y a las instalaciones de almacenamiento y regasificación; sin embargo, el considerar que el sistema de almacenamiento incluye a los equipos e instalaciones necesarias para la recepción de los buques de GNL, el sistema de conducción a los tanques de almacenamiento y los equipos de vaporización del GNL, así como el sistema de acondicionamiento y entrega del gas natural, permitió estar en lo supuesto previsto en el segundo párrafo del artículo cuarto de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo,³³ y dentro del marco legal del Reglamento de Gas Natural. Por lo anterior no se modificó el Reglamento, pero se aceleró la expedición de la normatividad técnica aplicable para

³³ El segundo párrafo del artículo cuarto de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, establece que el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

ese tipo de sistemas, así como los procesos de adjudicación de superficies marítimas para la construcción de terminales portuarias destinadas a la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL; dichos procesos fueron llevados a cabo mediante licitación pública por las Administraciones Portuarias Integrales (API) en los sitios de interés.

5.1.2. Normatividad para el desarrollo del GNL.

En 2002, se expidió una norma oficial mexicana (NOM) de emergencia, que fue sustituida por la NOM-SECRE-013-2004, la cual incluye las especificaciones técnicas para la construcción de plantas de almacenamiento y regasificación en tierra y en estructuras de gravedad en el mar. Cabe aclarar que a nivel internacional en la fecha de expedición de la norma, se empezaba a establecer la normatividad para instalaciones costa afuera (*offshore*), y no existía normatividad para instalaciones flotantes (*floating offshore liquefied gas terminals*). La norma oficial mexicana se basó principalmente en la norma estadounidense NFPA 59A Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo de GNL (*Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*), en lo relativo a las instalaciones en tierra, y en un estándar de *Lloyd's Register* para las instalaciones costa afuera.

En relación a la calidad del gas natural, durante el año 2003, se modificó la norma oficial correspondiente, NOM-SECRE-001-1997 Calidad del gas natural, para incluir el parámetro "Temperatura de rocío", estableciéndose que debe ser menor de 266 °K (-7°C). Posteriormente, en la primera revisión de la norma de 2004 se incluyó un parámetro sobre la intercambiabilidad del gas (índice Wobbe), se incrementó el contenido de inertes, nitrógeno y bióxido de carbono; se estableció un rango de temperatura para el gas natural suministrado.³⁴ Cabe aclarar que la norma de calidad

³⁴ La intercambiabilidad se define como el grado de sustitución de las características de combustión de un gas con respecto a otro, permitiendo la sustitución de uno por otro o su mezcla, sin que se afecte la operación de los equipos. En 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Federación una norma de emergencia de calidad del gas natural para establecer nuevos valores del índice *Wobbe*, poder calorífico y contenido de nitrógeno, debido a que el gas nacional inyectado al SNG no se encontraba dentro de los parámetros de la norma vigente. En 2010 se publicó la segunda revisión de la norma de calidad del gas natural, regionalizándose al país en dos zonas (Sur y resto del país) estableciéndose para cada una de ellas diferentes propiedades para el gas natural; se estableció el contenido mínimo de metano y contenido máximo de etano; se incrementó el contenido máximo de nitrógeno, inertes, poder calorífico superior e índice *Wobbe*.

del gas no aplica para el GNL que se descarga desde los buques a las plantas de almacenamiento y regasificación.

5.2. Política de importación de GNL.

La política para la importación del GNL se estableció en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, a fin de asegurar la oferta suficiente de gas natural a precios competitivos, mediante la instalación de una o varias terminales de GNL en México. Las prospectivas del mercado de gas natural suponían que las importaciones provendrían de los Estados Unidos, sin embargo, a partir de la prospectiva 2000-2009 se agregó en la parte de mercado internacional un apartado para el GNL; un año más tarde se señaló la posibilidad de desarrollar proyectos de GNL, especialmente en Baja California, y a partir de la prospectiva 2003-2012, se incluyó al GNL como parte de las fuentes de suministro de gas natural para el país.

En un principio las propuestas contempladas fueron: Altamira para la Costa del Golfo, Ensenada, Manzanillo o Lázaro Cárdenas para el Pacífico.³⁵ Altamira, debido a que los nuevos proyectos de generación eléctrica se concentraban en la zona del Golfo; Ensenada por su cercanía al mercado de California y para el suministro a las plantas de generación ubicadas en Rosarito, así como para los productores privados de energía eléctrica de la región; Lázaro Cárdenas o Manzanillo para cubrir el mercado de la región Occidente.

Altamira, permitiría la sustitución de las importaciones del Sur de Texas y Ensenada la sustitución de importaciones del Sur de California y la posibilidad de exportar gas natural al mercado de California; para el mercado del Occidente del país, por cuestiones económicas, la CFE optó por Manzanillo. Adicional a esos proyectos surgieron otras propuestas en Sonora (Puerto Libertad), Sinaloa (Topolobampo), Oaxaca (Salina Cruz), Península de Yucatán y una terminal costa afuera frente al Estado de Tamaulipas de la empresa El Dorado-Tidelines, ésta última asociada a un

³⁵ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, y Betancourt M. *North America LNG Conference: Investing in Mexico's LNG market. Mexican regulations for LNG, current projects and prospects*, Houston, Texas, 2002.

proyecto de transporte y almacenamiento subterráneo.³⁶ El GNL no es nuevo en México se ha importado en pequeñas cantidades de las terminales satélite del Sur de los Estados Unidos para la región noroeste del país; previo al interés masivo por el desarrollo de terminales de almacenamiento y regasificación de GNL, se presentó una manifestación de interés para desarrollar este tipo de sistemas en Mazatlán, Sinaloa.

El costo estimado del gas natural por las compañías interesadas en desarrollar este tipo de proyectos en México, fue de US\$3.4/MMBtu, el cual podría variar dependiendo del origen del gas y su costo de oportunidad en cada destino.³⁷ Los proyectos involucraban contratos de 15 a 20 años, con un volumen mínimo de 500 MMpcd, para aprovechar las economías de escala de las terminales de recepción y almacenamiento de GNL.

Posterior al otorgamiento de los primeros permisos de almacenamiento y regasificación de GNL, la CFE llevó a cabo una serie de licitaciones públicas internacionales para el suministro de gas natural proveniente de plantas de GNL en Altamira y en Baja California, y detonó la construcción de la terminal de importación de GNL en Manzanillo, en donde licitó el suministro de GNL y la construcción de la terminal para la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL; el objetivo fue, garantizar el suministro de gas natural a las centrales eléctricas de su propiedad y a los PIE, diversificar las fuentes de suministro y con ello garantizar la seguridad energética del sistema eléctrico nacional.

5.3. Permisos de GNL otorgados.

Entre 2001 y 2002, alrededor de 20 empresas internacionales manifestaron interés por desarrollar proyectos de GNL en México, algunos plantearon la posibilidad de construir dichos proyectos en asociación con Pemex. Para el caso de Altamira, por la sinergia de contar con el SNG y derivar a través del mismo el GNL vaporizado a todo el sistema nacional y con ello optimizar al máximo el uso de la terminal de importación;

³⁶ CRE 2004, El reto mexicano en materia de regulación del sector energético, SENER 2006, Perfil energético de América del Norte parte II, y SENER 2007, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016.

³⁷ CRE, Estrada J., *North America LNG Conference: Outlook on México's Forthcoming LNG facilities and Regulations*, Houston, Texas, 2002.

Baja California para captar parte del mercado de California y cubrir la demanda de las centrales de generación eléctrica de la región; Manzanillo para interconectar una nueva fuente de suministro de gas natural al SNG, a través de un gasoducto de Manzanillo a Guadalajara y realizar la conversión a gas natural de las centrales existentes en la región.

Algunas de las alianzas estratégicas propuestas para Altamira fueron: Shell-El Paso, El Paso-Pemex y Shell-Pemex. La mayor parte de las empresas interesadas tenían experiencia en la materia o proyectos en desarrollo en diferentes partes del mundo; muchas de las empresas interesadas participan en todas las etapas de la cadena del valor del GNL.

Al final, seis empresas concretaron sus propuestas, cinco de las cuales presentaron solicitud de permiso de almacenamiento ante la CRE el año 2002, cuatro para Baja California y uno para Tamaulipas. Para uno de los proyectos de Baja California se pidió la modificación de la solicitud de permiso, a fin de cambiar la ubicación del sitio a uno ubicado fuera de la costa (*offshore*), y finalmente la empresa ganadora de la licitación para la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y vaporización de gas natural convocada por la CFE, solicitó en 2008 un permiso para construir la terminal de GNL de Manzanillo (véase la tabla 18).

Tabla 18. Permisos de GNL otorgados por la CRE (2003-2008).

| Permisario | Número de Permiso | Ubicación | Almacenamiento | | Vaporización | | Fuente de importación | Fecha de inicio de operación | Inversión (Millones de Dólares) |
|---|-------------------|---------------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------------|----------------------|---|------------------------------|---------------------------------|
| | | | Número de tanques | Capacidad total (m ³) | Número de vaporizadores | Capacidad (mmpcd) | | | |
| Gas Natural Baja California, S. de R.L. de C.V. | G/136/ALM/2003 | Tijuana, Baja California | 2 | 280,000 | 5 | 750-1,000 | Indonesia, Malasia | Cancelado | \$558.50 |
| Terminal de Altamira, S. de R.L. de C.V. | G/138/ALM/2003 | Altamira, Tamaulipas | 2 | 300,000 | 5 | 500-760 | Nigeria, Trinidad y Tobago, Argelia y Qatar | 30 de Sep. de 2006 | \$378.61 |
| Terminal LNG de Baja California, S. de R.L. de C.V. | G/139/ALM/2003 | Ensenada, Baja California | 2 | 340,000 | 7 | 1,000-1,300 | Australia, Rusia | Revocado | \$747.00 |
| Energía CostaAzul, S. de R.L. de C.V. | G/140/ALM/2003 | Ensenada, Baja California | 2 | 330,000 | 6 + 1 | 1,000-1,300 | Qatar, Bolivia, Australia, Indonesia, Malasia | 14 de mayo de 2008 | \$875.00 |
| Chevron Texaco de México, S.A. de C.V. | G/161/ALM/2004 | Islas Coronado, Baja California | 2 | 250,000 | 4 + 1 | 700 | Australia | Terminación anticipada | \$758.00 |
| Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V. | G/228/ALM/2008 | Manzanillo, Colima | 2 | 300,000 | 5 | 500 | Perú, Indonesia, Rusia, Australia | 1 Sep. 2011 | \$783.00 |
| Total | | | 12 | 1,800,000 | 31 + 2* | 4,450 - 5,560 | | | \$4,100.11 |

* 31 vaporizadores corresponden al tipo de rejilla abierta (ORV) y dos del tipo combustión sumergida (SCV)

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado del Gas Natural, 2009-2024 y anexos técnicos de los permisos otorgados por la CRE.

5.3.1 Características de los permisos otorgados.

Gas Natural Baja California, S. de R.L. de C.V. (GNBC), empresa propiedad de *Marathon Oil Company*; fue la primera solicitud de permiso en el país. El proyecto incluiría una terminal marítima, dos tanques de almacenamiento de GNL de contención total, con capacidad de 140,000 m³ cada uno y equipo de vaporización. Las instalaciones de regasificación permitirían, en una primera etapa, entregar 21.3 millones de m³ diarios (750 MMpcd) de gas natural y en una segunda etapa alcanzar un flujo de 28.4 millones de m³ diarios (1,000 MMpcd). Un sistema de ductos y equipo de bombeo transportarían el GNL a un sistema de vaporización, alimentado con gas natural para gasificar el GNL y entregarlo a un ducto de transporte. El sitio seleccionado fue Playas de Tijuana, la inversión mínima prevista 558.5 millones de dólares (US\$558.5 millones).

El proyecto consideraba la construcción de una planta de generación eléctrica de 1,000 MW para suministrar electricidad a los mercados de Baja California y California. *Marathon* pretendía desarrollar el proyecto en asociación con una petrolera nacional del Medio Oriente, un transportista y un comercializador. *Marathon Oil Company*, es accionista de la planta de licuefacción de Kenai, Alaska, que exporta GNL a Japón desde 1969, también tiene participación mayoritaria en la planta de licuefacción de Guinea Ecuatorial.

Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (ECA), empresa propiedad de *Sempra Energy*, fue la segunda solicitud de permiso para la región de Baja California. La planta incluye una terminal marítima, dos tanques de almacenamiento de GNL de contención total, con capacidad de 165,000 m³ cada uno y equipo de vaporización. El sistema de vaporización permite entregar 28.3 millones de m³ diarios (1,000 MMpcd) de gas natural y un máximo de 36.4 millones de m³ diarios, (1,300 MMpcd). Las instalaciones de la planta de GNL constan de un sistema de ductos y bombas que transportan el GNL al sistema de vaporización, una vez vaporizado se entrega a un ducto de transporte. La inversión original prevista fue de US\$669 millones; la planta se ubica en Costa Azul, en Ensenada, Baja California, inició operaciones comerciales en 2007.

Posterior al otorgamiento del permiso, la CRE autorizó la ampliación de la terminal para duplicar la capacidad de almacenamiento y vaporización, se autorizó

agregar un vaporizador al proyecto original. La ampliación incluye adicionar dos tanques de almacenamiento de 160,000 m³ de capacidad neta y un tren de vaporización, que consta de siete vaporizadores que permitirán producir de 1,000 a 1,300 MMpcd de gas natural, así como, la construcción de un segundo muelle de mayores dimensiones para permitir la recepción de metaneros de hasta 253,000 m³ de capacidad; se incluye todo el equipo necesario requerido para la descarga, conducción, medición, manejo y entrega del GNL y gas natural. Además se autorizó la instalación de una planta de inyección de nitrógeno, que permitirá que el gas natural cumpla con la norma oficial mexicana de calidad del gas natural (CRE, RES/389/2007).

Sempra Energy, al momento del otorgamiento del permiso únicamente operaba instalaciones satélite de licuefacción y regasificación de GNL en los Estados Unidos, por lo cual *Panhandle Eastern Pipeline Company*, subsidiaria de *CMS Energy Company* (CMS), aportaría la capacidad técnica y experiencia para la operación, mantenimiento y administración de la terminal de ECA; CMS es propietaria de la terminal de GNL de *Lake Charles*, la cual opera en los Estados Unidos desde 1981.

Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V. (TLNGA), fue la única solicitud de permiso presentada para el Puerto de Altamira; sin embargo, hubo interés de otras empresas por ese mercado. Shell pretendía desarrollar el proyecto en asociación con Pemex y posteriormente en asociación con *El Paso Energy*; al final no pudo concretar ninguna de esas asociaciones. La planta incluye una terminal marítima, dos tanques de almacenamiento de GNL de contención total, con capacidad de 150,000 m³ cada uno, y un sistema de vaporización. Las instalaciones de vaporización tienen capacidad para entregar 19 millones de m³ diarios (670 MMpcd) de gas natural y capacidad pico de 31.7 millones de m³ diarios (1,120 MMpcd). La terminal incluye un ducto de 36 pulgadas (cabezal de entrega), que inicia en los límites de los equipos de regasificación y llega hasta la estación de medición de la central de ciclo combinado Altamira V, el cual posteriormente se interconecta con el ducto de 48 pulgadas del SNG

para suministrar gas a otras plantas de generación eléctrica de la región.³⁸ La inversión estimada originalmente fue de US\$370 millones; la planta inició operaciones en 2006.

El proyecto inicial contemplaba la instalación de tres tanques de almacenamiento de 150,000 m³ de GNL; se solicitó la modificación del permiso para disminuir la capacidad mediante la eliminación de un tanque, al considerar que la demanda de GNL de la región podía satisfacerse con dos tanques. En 2006 se modificó de nuevo el permiso para incluir el cabezal de entrega referido en el párrafo anterior, instalar un equipo de inyección de nitrógeno para cumplir con los requisitos de calidad del gas natural en lo relativo al poder calorífico, e incluir los sistemas de medición y regulación requeridos para la entrega del gas natural a las plantas de la CFE..

Posterior al otorgamiento del permiso, Shell se asoció con Total S.A. (Total) y Mitsui, conservando el 50% de participación y el resto para sus socios con 25% para cada uno. Las empresas referidas participan en proyectos de licuefacción en países como Abu Dhabi, Australia, Brunei, Qatar, Indonesia, Malasia, Nigeria, Noruega, Omán, Rusia y Yemen; así como, en proyectos de regasificación en Inglaterra, India y Japón, además cuentan con contratos de almacenamiento y regasificación en terminales de GNL de los Estados Unidos. La experiencia de estas empresas en las diferentes etapas de la cadena del valor es indudable; tan sólo Shell operaba cinco plantas de licuefacción y una planta de regasificación al momento del otorgamiento del permiso.

ChevronTexaco de México, S.A. de C.V. (CHTM), fue la tercera solicitud de permiso en la región de Baja California; el proyecto fue diseñado en dos estructuras de concreto sobre el lecho marino; incluiría una terminal marítima para el amarre de buques, dos tanques prismáticos de almacenamiento de GNL con capacidad de 125,000 m³ cada uno, vaporizadores de rejilla abierta y demás equipos auxiliares. El sistema de vaporización tendría capacidad para entregar 19.8 millones de m³ diarios (700 MMpcd) de gas natural, y un sistema de ductos y bombas para transportar el GNL de los tanques de almacenamiento al sistema de vaporización. Las instalaciones se interconectarían a un ducto de transporte submarino, para entregar el gas natural a un

³⁸ Al momento de otorgamiento del permiso no se tenían las especificaciones técnicas del ducto de entrega ni las especificaciones de la planta de inyección de nitrógeno, lo anterior fue autorizado por la CRE mediante la resolución Núm. RES/075/2006.

ducto de transporte terrestre. El sitio previsto originalmente fue Playas de Tijuana, pero se modificó, para ubicarse finalmente costa afuera, cerca de las Islas Coronado, aproximadamente a 13 km. de la Costa Norte de Baja California.

Al momento del otorgamiento del permiso ChevronTexaco se encontraba desarrollando el proyecto de regasificación de *Port Pelican*, frente a las costas de Lousiana en los Estados Unidos y un proyecto de licuefacción de GNL en Angola; además estaba evaluando otros proyectos de licuefacción y regasificación en Nigeria, Australia y en los Estados Unidos.

Terminal de LNG de Baja California S. de R.L. de C.V. (TLNGBC); fue la cuarta solicitud de permiso en la región de Baja California. El proyecto incluiría una terminal marítima, dos tanques de almacenamiento de GNL de contención total con capacidad de 170,000 m³ cada uno y seis vaporizadores. Las instalaciones de vaporización tendrían capacidad para entregar 28 millones de m³ diarios (1,000 MMpcd) de gas natural y capacidad pico de 36.4 millones de m³ diarios (1,300 MMpcd). Las instalaciones de la planta de GNL constarían de un sistema de ductos y bombas, que transportarían el GNL a un sistema de vaporizadores de rejilla abierta para evaporar el GNL. Las instalaciones de la planta de GNL se interconectarían a un ducto de transporte para la entrega del gas natural. La inversión estimada fue US\$747 millones. El sitio previsto Costa Azul, municipio de Ensenada, Baja California, muy cerca del sitio propuesto por Sempra. Al igual que la solicitud de Altamira, Shell era el único propietario de la empresa solicitante.

Terminal KMS de GNL, S. de R. L. de C. V. (TKMS), empresa propiedad de Kogas, Mitsui y Samsung. La planta incluye una terminal marítima, dos tanques de almacenamiento de GNL de contención total con capacidad de 150,000 m³ cada uno y un sistema de vaporización. La capacidad de vaporización en su fase inicial es de 14.2 millones de m³ diarios (500 MMpcd) de gas natural, la inversión estimada US\$783 millones. El sitio previsto para el desarrollo de la planta es el denominado Tepalcates, ubicado en el municipio de Manzanillo, Colima (aproximadamente a 7 km al sur del Puerto de Manzanillo). El desarrollo del proyecto corresponde a una licitación convocada por la CFE para la prestación del servicio de recepción, almacenamiento,

regasificación y entrega del gas natural, se esperaba que el suministro iniciara en septiembre de 2011; sin embargo éste se pospusó hasta abril de 2012.

Los socios de TKMS, son Korea Gas Corporation (Kogas), que importa GNL para Corea del Sur desde 1983, también es propietaria de tres de las cuatro terminales existentes en ese país; Mitsui & Co. Ltd (Mitsui), participa en plantas de licuefacción en Dhabí, Australia, Qatar, Omán, Rusia y Guinea Ecuatorial; y en actividades de regasificación en Japón; Samsung C&T Corporation, es un grupo de ingeniería y construcción de Corea del Sur.

Adicional a estos proyectos, las API de Topolobampo, Sinaloa, y Lázaro Cárdenas, Michoacán, iniciaron procesos para la construcción de terminales de GNL, licitaron la adjudicación de superficies marítimas para la construcción de terminales portuarias destinadas a la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL. En Topolobampo no se presentaron propuestas, y en Lázaro Cárdenas se adjudicó la concesión a Repsol, la cual realizó los estudios de un proyecto, elaboró la propuesta de solicitud de permiso, se acercó a la CRE, pero al final no concretó su solicitud.

5.3.2. Aspectos técnicos y problemática para el desarrollo de los proyectos.

La Norma Oficial Mexicana (NOM) de GNL contempla los diferentes sistemas de contención utilizados a nivel mundial; sin embargo el diseño de los tanques de todos los proyectos en tierra fueron de contención total (*full containment*), la elección de este tipo de tanque fue con el fin de dar mayor seguridad al sistema de almacenamiento, pero para la terminal costa afuera de ChevronTexaco se seleccionó el tipo de tanque prismático autosoportado tipo B. Para los tanques de contención total, el sistema de aislamiento se diseñó para asegurar que la tasa de evaporación no exceda el 0.05% del contenido volumétrico del tanque por día (suponiendo un tanque totalmente lleno); y para el tanque prismático de 0.1%.

Para el sistema de vaporización, el diseño preferido fue el de rejilla abierta de 200 ton/hr de capacidad, y para respaldo o arranque en frío el de combustión sumergida de 100 a 125 ton/h de capacidad; únicamente el proyecto de Playas de Tijuana de GNBC contempló el uso de vaporizadores de tubo y coraza y agua y etilenglicol como refrigerantes; en los demás proyectos el refrigerante elegido fue el agua de mar. En

todos los proyectos el sistema de descarga del GNL incluye cuatro brazos de 16 pulgadas de diámetro; dos para transferir el GNL líquido, uno para el gas evaporado y un brazo híbrido para transferir líquido o vapor; la tasa de descarga considerada fue de 10,000 a 12,000 m³/h; los vapores desplazados en los tanques de GNL se recolectan y regresan al barco a través de la línea de retorno de vapor.

Respecto a la problemática para el desarrollo de los proyectos, en Baja California hubo mucha oposición por parte de la opinión pública, residentes y propietarios de los terrenos cercanos a los sitios propuestos. La oposición a la instalación de terminales de almacenamiento y regasificación continuó aún después de otorgados los permisos; GNBC se desistió del desarrollo de su proyecto en Playas de Tijuana debido a dichos problemas y ChevronTexaco modificó el sitio originalmente propuesto. El proyecto que continuó, pese a la oposición fue el de Sempra, empresa con ventaja respecto a los otros competidores de la región.

La ventaja de Sempra se hizo más evidente al ganar en 2005 la licitación para suministrar gas natural proveniente de una terminal de almacenamiento y regasificación a la CFE y con ello justificar la construcción del proyecto. Sempra tiene una posición dominante en el mercado de Baja California, es propietaria del sistema de distribución de la Zona Geográfica de Mexicali y de los sistemas de transporte de la región; Transportadora de Gas Natural de Baja California (TGNBC) y Gasoductos Baja Norte (GBN), cuyos puntos de importación se ubican en Tijuana y en Algodones, éste último ubicado en el municipio de Mexicali; adicionalmente Sempra tiene un punto de importación en la ciudad de Mexicali que se interconecta con los gasoductos de Calexico. La empresa a través de sus subsidiarias suministra gas natural a las plantas de generación eléctrica propiedad de la CFE, PIE, otros generadores y usuarios privados de la región; es una de las empresas de distribución de gas natural y electricidad principales en el mercado de California.

Previo al desarrollo de las plantas de importación de GNL en Baja California, Sempra ganó la licitación para el suministro de gas natural de la central termoeléctrica Presidente Juárez, ubicada en Rosarito, Baja California; el gas natural de importación del sur de California, sería alimentado a la red de gasoductos de *San Diego Gas and*

Electric, empresa que transportaría el gas natural desde el Sur de California hasta la frontera entre México y los Estados Unidos en el área de San Diego-Tijuana, y por el lado mexicano a través del sistema de transporte de TGNBC, construido para conducir el gas natural a las centrales de Rosarito.³⁹

En el caso de Altamira, por ser un puerto industrial importante no hubo oposición para el desarrollo del proyecto de GNL y en Manzanillo hubo algunas publicaciones sobre la afectación a los ecosistemas y a la laguna de Cuyutlán, pero no entorpecieron el desarrollo del proyecto, ni hubo demandas ni litigios, como los enfrentados por Sempra en Baja California.

5.4. Mercados de gas natural en las regiones importadoras de GNL.

Baja California se encuentra aislada del SNG; en esa región se desarrolló la infraestructura de gas natural con la apertura de la industria en 1995; Manzanillo se interconecta al SNG con el gasoducto Manzanillo-Guadalajara; Altamira se ubica en una de las zonas con mayor infraestructura de gas natural del país. Baja California ha dependido del gas importado de los Estados Unidos; sin embargo, su fuente de suministro es deficitaria; la región Centro-Occidente, en donde se ubican las centrales termoeléctricas de Manzanillo, no contaban con suministro de gas; la región dependía del suministro de gas nacional del Sur-Sureste del país; Altamira se ubica en una de las zonas con mayor potencial de producción de gas no asociado, lugar en donde confluye gas natural de las regiones Norte y Sur, así como de importaciones del Sur de Texas.

5.4.1. Mercado de la región del Noreste.

La terminal de Altamira se ubica en una de las regiones productoras de hidrocarburos del país; en la región también se produce carbón mineral, hidroenergía, bagazo de caña y leña; aunque, predomina la extracción de gas natural. La oferta nacional de gas natural ha sido insuficiente para cubrir la demanda de la región Noreste y se espera que dicha tendencia continúe (véase la figura 33).

³⁹ La Licitación Pública Internacional referida es la número 00164002-003-98; el gas se suministraría a través de un gasoducto interconectado a la red de gasoductos de *San Diego Gas and Electric*, en el área de San Diego-Tijuana.

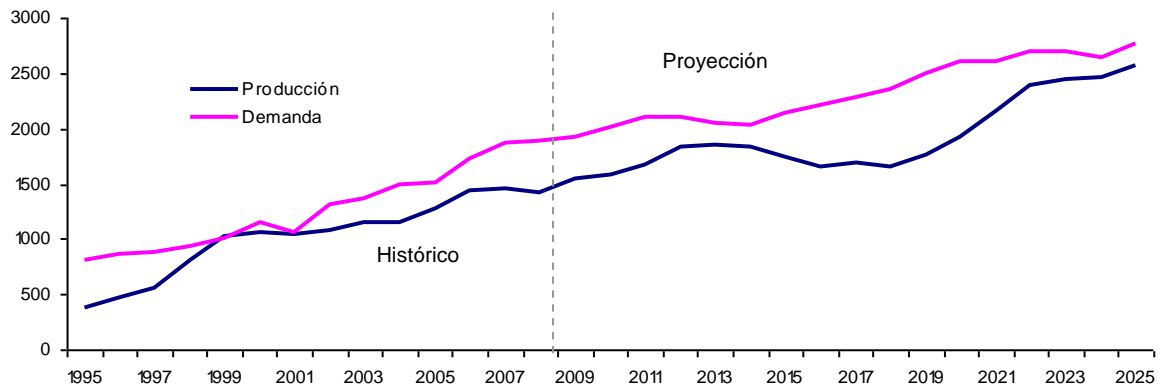


Figura 33. Producción y demanda de gas natural en la Región Noreste.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025

La oferta de gas natural, proviene de la producción de las cuencas Sabinas, Burgos y Tampico Misantla (Región Norte), y del Sur de Texas; se tiene acceso a las cuencas de Veracruz y del Sureste, sin embargo por cuestiones de logística se ha recurrido a las importaciones, a fin de que el gas producido en el Sur-Sureste del país cubra la demanda de la propia región y de las regiones Centro y Centro Occidente; en ésta última la oferta de gas natural se ha complementado con gas proveniente de la Región Noreste.

Las importaciones de gas natural de la región provendrán principalmente de los Estados Unidos; entre 2014 y 2020 se prevé poder acceder al gas natural del Sur del país. El volumen máximo de GNL importado alcanzará los 350 MMpcd en 2010 y se mantendrá constante hasta el año 2025 (véase la figura 34).

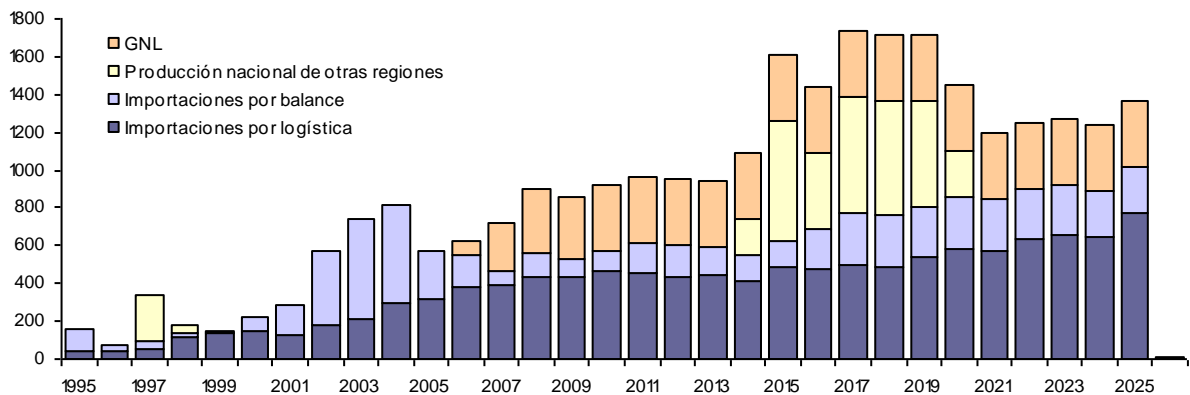


Figura 34. Oferta de gas natural para la Región Noreste.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025

Las prospectivas indican que la terminal de GNL operará a la mitad de su capacidad máxima de regasificación. Las plantas de ciclo combinado que reciben gas natural de la terminal son Altamira V, Tuxpan V y Tamazunchale; de acuerdo a la CRE, el volumen de gas natural para la central eléctrica Altamira V es de 0 a 5.09 millones de m³ diarios (0 a 180 MMpcd); el volumen mínimo de entrega de la terminal es 7.92 millones de m³ diarios (280 MMpcd); el diferencial de gas natural se entrega al gasoducto de 48 pulgadas de PGPB (CRE, 2006, RES/075/2006).

5.42. Mercado de Baja California.

En Baja California no existe producción de energéticos, salvo la energía del campo geotérmico de Cerro Prieto, que produce alrededor del 40% de la energía eléctrica generada; ante esa situación se recurre a la importación de gas natural y combustóleo de bajo azufre para generar electricidad. Por otro lado California produce el 68% de la energía eléctrica demandada y menos de un tercio de sus necesidades de gas natural. El consumo de gas natural de California equivale al 10% de la demanda total de los Estados Unidos; el gas natural proviene de cuencas locales y del sureste (Cuencas Permian y San Juan), así como de las Montañas Rocallosas y del Canadá (CEC, 2009). El precio del gas natural para el mercado del Sur de California, está referido al centro de mercado *California Energy Hub*, operado por *Southern California Gas Co* (DOE, 2009). En México el precio en la frontera se determina con ese índice más el costo de transporte y comercialización. El precio de importación del gas natural no se considera venta de primera mano por lo tanto no esta regulado.⁴⁰

En Baja California existen dos centrales de generación eléctrica para el servicio público que demandan gas natural; se encuentra en proceso de licitación la central eléctrica Baja California III (La Jovita) de 294 MW que se espera entre en operación el año 2013, y cinco unidades más en planeación (véase la tabla 19).

⁴⁰ De acuerdo a la regulación, la venta de primera mano (VPM) es la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional. El precio máximo de VPM se fija de conforme lo establecido en la Directiva núm. DIR-GAS-001-2009 y de acuerdo al Reglamento de Gas Natural la metodología para su cálculo debe reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

Tabla 19. Capacidad adicional requerida en Baja California (2013-2025)

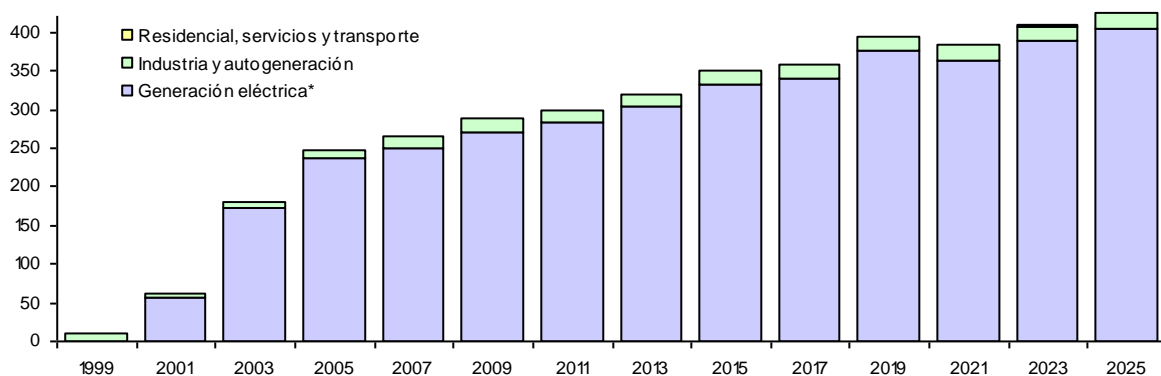
| Proyecto | Ubicación | Tecnología | | 2009 | 2013 | 2014 | 2019 | 2021 | 2023 | 2025 |
|---------------------------------|-----------------|------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Rresidente Juárez | Rosarito | CC | En operación | 773 | 773 | 773 | 773 | 773 | 773 | 773 |
| Mexicali (PIE) | Mexicali | CC | En operación | 489 | 489 | 489 | 489 | 489 | 489 | 489 |
| Baja California III (La Jovita) | Ensenada | CC | En proceso de licitación | | 294 | 294 | 294 | 294 | 294 | 294 |
| Baja California II TG Fase I | Ensenada | TG | En planeación | | 124 | 124 | 124 | 124 | 124 | 124 |
| Baja California II (Mexicali) | Mexicali | CC | " | | | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 |
| Baja California IV (Ensenada) | Ensenada | CC | " | | | | 565 | 565 | 565 | 565 |
| Baja California V (SLRC) | Sonora | CC | " | | | | | 591 | 591 | 591 |
| Baja California VI (Mexicali) | Baja California | CC/NTG | " | | | | | | 554 | 554 |
| | | | | 1,262 | 1,680 | 1,956 | 2,521 | 3,112 | 3,666 | 3,666 |

CC: Ciclo combinado TG: Turbogas NTG: Nueva tecnología de generación

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico (2010-2025).

Adicional a los proyectos de generación eléctrica para el servicio público existen 1,315.4 MW de capacidad de: Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V., Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V., y Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V., para generar electricidad para su exportación.

De acuerdo a la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025, se espera que la demanda de gas para el sector eléctrico en la región aumente en promedio anual 2.6% entre el 2009 y 2025; se alcance un volumen de 404.9 MMpcd al final del período, y que la demanda total sea cubierta con GNL. El 95.1% del consumo total de gas natural corresponderá al sector eléctrico, 4.8% a la industria y autogeneración y 0.1% a los sectores residencial, servicios y autotransporte (véase la figura 35).



* incluye generación eléctrica pública y exportación de electricidad

Figura 35. Demanda de gas natural en Baja California.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025

5.4.3. Mercado de la región Centro-Occidente.

Manzanillo se ubica en la región Centro-Occidente, lejos de las fuentes de producción nacional, la infraestructura de transporte del SNG llega hasta la ciudad de

Guadalajara. Actualmente la región es la tercera en importancia en cuanto al consumo de gas natural después de las regiones Sur-Sureste y Noreste; el gas natural proviene principalmente de la región Sur-Sureste.

El destino principal del GNL regasificado en la terminal de Manzanillo serán las centrales termoeléctricas Manzanillo I y II y las centrales actuales y por construirse en la región. Para el desarrollo de la terminal de GNL se consideró la repotenciación de cuatro de las seis unidades en operación y la construcción de nuevas centrales eléctricas (véase la tabla 20).

Tabla 20. Capacidad adicional requerida en la región Occidental (2013-2025)

| Centrales | Ubicación | Tecnología | 2009 | 2011 | 2012 | 2014 | 2018 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------|------------|------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Repotenciación Manzanillo I Unidad 1 | Colima | CC | En operación | 460 | 460 | 460 | 460 | 460 | 460 |
| Repotenciación Manzanillo I Unidad 2 | Colima | CC | En proceso | | 460 | 460 | 460 | 460 | 460 |
| Repotenciación Manzanillo II Unidad 1 | Colima | CC | En planeación | | | | 460 | 460 | 460 |
| Repotenciación Manzanillo II Unidad 2 | Colima | CC | " | | | | | 460 | 460 |
| Salamanca | Guanajuato | CC | " | | | | | 629 | 629 |
| Occidental (Guadalajara) | Jalisco | CC/NTG | " | | | | | | 453 |
| Centrales existentes | | | | | | | | | |
| Bajo | Querétaro | CC | | 603 | 603 | 603 | 603 | 603 | 603 |
| El Sauz | Guanajuato | CC | En operación | 495 | 495 | 495 | 495 | 495 | 495 |
| Salamanca | Guanajuato | TC | | 866 | 866 | 866 | 550 | 550 | 550 |
| | | | | 1,964 | 2,424 | 2,884 | 2,568 | 3,028 | 4,117 |
| | | | | | | | | | 4,570 |

CC: Ciclo combinado TC: Térmica convencional TNTG: Nueva tecnología de generación

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico (2010-2025)

El consumo de GNL para el primer año de operación se estimó en 32 MMpcd, el cual se incrementará gradualmente hasta alcanzar los 500 MMpcd el año 2015; se espera se mantenga constante hasta el año 2025.

La terminal de GNL de Manzanillo, se podrá operar al 100% de su capacidad de regasificación; un factor importante para ello es la construcción del gasoducto Manzanillo-Guadalajara que permitirá dirigir el flujo de gas hacia el centro del país e interconectarse al SNG. El gasoducto referido en un primer trayecto de 6 km de longitud y 24 pulgadas de diámetro conectará a la terminal de GNL con las centrales ubicadas en Manzanillo y un segundo trayecto de 294 km de longitud y 30 pulgadas de diámetro se interconectará en el sitio denominado el Castillo, cerca de la ciudad de Guadalajara al ducto de 36 pulgadas del SNG.

La demanda de gas natural en la región se complementará con GNL importado; hacia el 2025, 32.3% de la demanda será suministrado por la terminal de GNL (véase la figura 36).

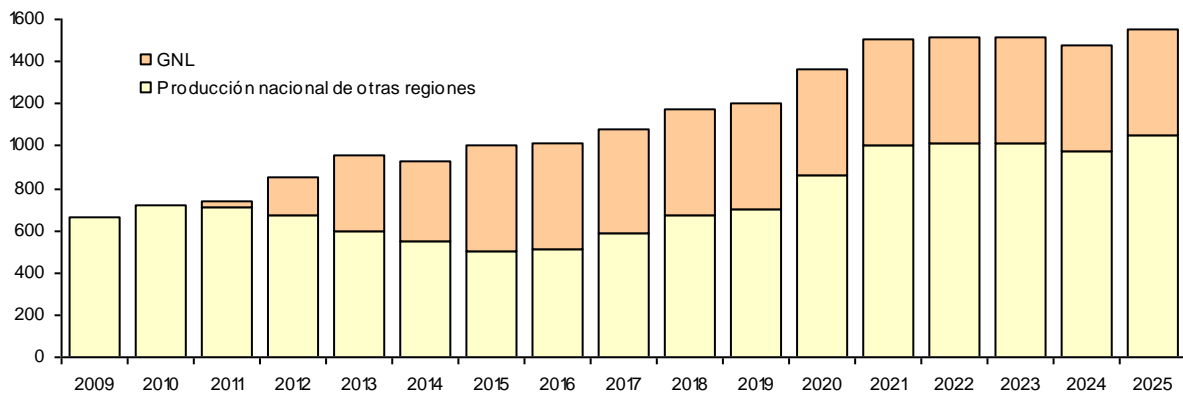


Figura 35. Oferta de gas natural para la Región Centro-Occidente.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025

A nivel nacional, se espera que las importaciones de GNL alcancen un volumen máximo de 1,875 MMpcd el año 2018, en tanto las importaciones de PGPB por logística y balance serán de 983 MMpcd y las exportaciones de 1,679 MMpcd. Las exportaciones máximas se alcanzarán el año 2017, las cuales disminuirán gradualmente hasta llegar a 1,038 MMpcd en 2025; a pesar de que se incrementarán las exportaciones a valores históricos, el saldo neto será negativo por 2,041 MMpcd al cierre del 2025.

En relación a la demanda de gas natural para el sector eléctrico, se espera que para el año 2024, 50.7% del gas empleado en la generación de electricidad para el servicio público será de origen nacional, 32.1% GNL y 17.2% gas natural de los Estados Unidos.

5.5. Proyectos para la importación de GNL para generación eléctrica.

De los seis permisos otorgados, tres se encuentran vigentes y en operación, los cuales, fueron anclados con contratos de suministro de gas natural a largo plazo. La CFE licitó el suministro de gas proveniente de las plantas de GNL y la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y regasificación y entrega de gas natural para sus centrales eléctricas ubicadas en las regiones de Altamira, Baja California y Manzanillo (véase la tabla 21).

Tabla 21. Licitaciones Públicas Internacionales para la importación de GNL.

| Sitio | Núm. de licitación | Capacidad (mmpcd) | Duración del contrato | Ganador de la licitación |
|---|-----------------------------|-------------------|-----------------------|--|
| Altamira | | | | |
| Suministro de gas natural | 18164067-025-02 (LI-525/02) | 500 | 15 | Gas del Litoral, S. de R.L. de C.V |
| Baja California | | | | |
| Suministro de gas natural | 18164067-012-04 | 235 | 15 | Sempra Energy LNG Marketing México, S. de R.L. de C.V. |
| Manzanillo | | | | |
| Suministro de gas natural | 18164067-009-06 (LI-509/06) | 500 | 15 | Repsol Comercializadora de Gas, S.A. |
| Prestación del servicio de recepción, almacenamiento y regasificación | 18164067-009-06 (LI-510/06) | 500 | 20 | Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V., Mit, Kogamex y SAM Investment Manzanillo B.V. |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de los boletines de prensa emitidos por la Gerencia de Comunicación Social de la CFE.

5.5.1. Proyecto Altamira.

La CFE consideró como alternativa la importación de GNL en la zona del Golfo de México, con el fin de diversificar el suministro a las centrales de la región. La CFE adjudicó el contrato de compra de gas natural a partir de una terminal de almacenamiento y regasificación de GNL en el Puerto de Altamira y firmó un contrato de suministro por 15 años con Gas del Litoral; a su vez Gas del Litoral para cumplir con sus obligaciones con CFE, celebró un contrato de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL con la TLNG de Altamira.

Las cantidades de entrega pactadas fueron 300 MMpcd del 30 de septiembre al 31 de diciembre del 2006, 350 MMpcd del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007 y 500 MMpcd del 1 de enero de 2008 al término del contrato. El gas natural proveniente de la terminal se suministra a las centrales Altamira V, Tuxpan V, y tres centrales en Tamazunchale, ubicadas en las colindancias de los estados de Tamaulipas, Veracruz y San Luis Potosí (CFE, Estados financieros dictaminados, 2006).

Para la conducción del gas natural de la terminal a las plantas ubicadas en Tamazunchale, la CFE licitó la construcción de un gasoducto, *TransCanada PipeLines Ltd.* (Transcanada) fue la ganadora. Se adjudicó el contrato para la prestación del servicio de transporte de 430 MMpcd a las centrales termoeléctricas Tamazunchale, Tamazunchale II y Tamazunchale III; la vigencia del contrato se pactó por 26 años, uno de construcción y 25 de prestación del servicio; la prestación del servicio inició en

diciembre de 2006. Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S. de R.L. de C.V., subsidiaria de Transcanada es la permisionaria del sistema de transporte.

5.5.2. Proyecto Baja California.

A fin de garantizar el suministro de gas natural a las centrales en operación y futuras en el área de Baja California, la CFE contrató el suministro de gas natural. El proyecto incluyó la construcción de la terminal y un gasoducto de aproximadamente 75 km de 30 pulgadas de diámetro. El contrato se firmó el 21 de enero de 2005, por una capacidad de hasta 235 MMpcd; la vigencia es del 1 de julio de 2008 al 31 de diciembre de 2022 por un volumen de 100 MMpcd en base firme y 135 MMpcd en base variable.

El pago por la entrega de la cantidad firme mensual se determinará considerando el índice mensual *Southern California Border Bidweek Average*, publicado por el *Natural Gas Intelligence* y el pago por la cantidad variable mensual será considerando el índice *Southern California Daily Average* publicado, por Platts bajo el *Daily Price Survey* en *Others* para *Socal Gas Midpoint* (CFE, Estados financieros dictaminados, 2007).

5.5.3. Proyecto Manzanillo.

El proceso fue mucho más complejo para la CFE, ya que además de licitar el suministro del GNL como en los proyectos anteriores, licitó la construcción de la terminal de GNL. Fue necesario la ampliación del canal Tepalcates para la entrada de metaneros en la Laguna de Cuyutlán, la construcción de un muelle para buques con capacidad de hasta 216,000 m³ de GNL, el dragado correspondiente, la construcción de la terminal de almacenamiento y regasificación, el desarrollo de los proyectos de repotenciación a ciclos combinados de las centrales termoeléctricas de Manzanillo I y Manzanillo II, así como la construcción de infraestructura de transmisión en la región. En una primera etapa se estimó una producción de 90 MMpcd para julio de 2011, la cual se incrementaría a 180, 160, 400 y 500 MMpcd entre 2012 y 2015. La segunda etapa se prevé para el año 2017, con una capacidad adicional de 500 MMpcd.

Como complemento a la importación, almacenamiento y regasificación del GNL se licitó la prestación del servicio de transporte de gas natural, que implicó la construcción del gasoducto Manzanillo-Guadalajara, para abastecer de gas natural a las centrales de generación ubicadas en la región Occidente del país. Los contratos se

adjudicaron a Repsol en el caso del suministro del GNL, a TKMS la construcción de la terminal y a Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, filial de Transcanada la construcción del gasoducto.

Una característica importante del proyecto es que se aprovecharán las sinergias del sistema de vaporización de la terminal de GNL y el sistema de enfriamiento de la central eléctrica, utilizando el agua de vaporización del GNL para enfriar el aire que entrará a las turbinas de gas, que se instalarán en la Central de Manzanillo una vez que se realice la repotenciación de las unidades existentes, lo que permitirá una ganancia de 40 MW adicionales por unidad.

5.6. Costos por la prestación del servicio de almacenamiento y regasificación.

Los montos de inversión previstos en las solicitudes de permiso, fueron ajustados de acuerdo a las erogaciones realizadas durante la construcción de las terminales de GNL, y en base a ello la CRE aprobó las tarifas para la prestación del servicio de almacenamiento y regasificación. Las tarifas son ajustadas por un factor que toma en cuenta la proporción de los costos afectados por la inflación en México y en los Estados Unidos, conforme la Directiva sobre la determinación de tarifas y traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural (DIR-GAS-001-2007). Las tarifas aprobadas difieren entre sí; debido a que la Directiva establece que el propio permisionario pueda presentar su propia metodología; para Altamira y Manzanillo existe congruencia en cuanto a los cargos por uso y por capacidad aprobados, en el caso de Ensenada los cargos están referidos al servicio en base firme y base interrumpible.

Las tarifas aprobadas para Altamira y para Manzanillo están conformadas por un cargo por capacidad y un cargo por uso, expresadas en pesos por unidad de energía por día. El cargo por uso es igual al costo de la electricidad facturada por la CFE, el cual será trasladado mensualmente a cada usuario, prorrateado de acuerdo a la utilización que el usuario haga del sistema de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$\text{Cargo por uso } CU = (C_{EE} \times PU_{kWh} + C_D \times P_{UD}) \times E_{GU} \quad (5.1)$$

Donde:

CU = Cargo por uso en el mes correspondiente.

C_{EE} = Consumo mensual de energía eléctrica en kWh.

PU_{kWh} = Precio unitario del kWh de conformidad con la tarifa aplicable del servicio público de energía eléctrica correspondiente al mes en cuestión en pesos por kWh.

C_D = Demanda facturada, en kWh.

P_{UD} = Precio unitario de la demanda por kWh, de conformidad con la tarifa del servicio público de energía eléctrica correspondiente al mes en cuestión en pesos por kWh.

E_{GU} = Fracción de la energía total contenida en el gas natural entregado mensualmente por la terminal a cada usuario del sistema de almacenamiento.

Cargo por capacidad

Para Altamira = 1.6791 Pesos/Gcal-día (0.040 US\$/MMBtu).

Para Manzanillo = 7.5430 Pesos/Gcal-día (0.600 US\$/MMBtu).

Las tarifas para Baja California están referidas al servicio de almacenamiento en base firme (TSAF) y base interrumpible (TSAI), cargos por exceder la capacidad de almacenamiento y retiro de la misma CEA y CERA, respectivamente.

Servicio en base firme (TSBG) = 0.3027 US\$/Gcal-día (0.0763 US\$/MMBtu).

Servicio en base interrumpible (TSBI) = 0.3024 US\$/Gcal-día (0.0762 US\$/MMBtu).

Cargo por excedente de almacenamiento (CEA) = 0.1362 US\$/Gcal-día (0.0343 US\$/MMBtu).

Cargo por excedente de retiro de almacenamiento (CERA) = 1.1476 US\$/Gcal-día (0.2892 US\$/MMBtu).

5.7. Origen del GNL importado.

Entre 2006 y 2011, la CFE ha recibido 1,966.2 MMpcd de gas natural proveniente de las plantas de GNL, 87.2% ha sido de la terminal de Altamira y 12.8% de la terminal de Ensenada; Nigeria, Qatar, Egipto, Trinidad y Tobago e Indonesia, en conjunto han suministrado 92.6% del GNL importado. Se ha importado GNL de Nigeria, Qatar, Egipto, Trinidad y Tobago, Indonesia, Perú, Yemen, Noruega y Argelia (véase la figura 37).

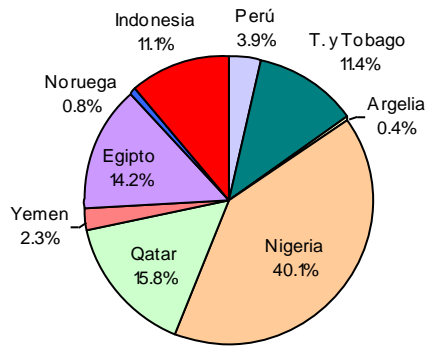


Figura 37. Origen del GNL importado (2006-2011).

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural

Para el suministro de GNL a las terminales de GNL de Altamira y Ensenada, Shell, Sempra y Total tiene contratos de largo plazo con empresas de Rusia, Indonesia, Qatar y Nigeria (véase la tabla 22).

Tabla 22. Contratos de GNL para el mercado mexicano (al 2010)

| Proveedor | | Comprador | Cantidad (mtpa) | Cantidad (mmpcd) | Duración del contrato |
|---------------------------|-----------------|------------------------------------|-----------------|------------------|-----------------------|
| Energía Costa Azul | | | | | |
| Rusia | Shakalin Energy | Gazprom, Global LNG, Shell Eastern | 1.6 | 210.4 | 2009-2028 |
| Indonesia | Tangguh PSC | Sempra LNG | 3.9 | 512.9 | 2008-2028 |
| Altamira | | | | | |
| Qatar | Qatargas II | Total | 0.7 | 92.1 | 2009-2021 |
| Nigeria | Nigeria LNG | Shell Western LNG | n.d. | n.d. | 2006-2026 |
| Otros contratos | | | | | |
| | | | 1.13 | 148.6 | 2007-2026 |
| Nigeria | Nigeria LNG | Shell Western LNG | 1.51 | 198.6 | 2009-2028 |
| | | | 1.74 | 228.8 | 2009-2028 |
| Total | | | 10.58 | 1,391.3 | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las publicaciones anuales del GIIGNL

Shell cuenta con compromisos de adquisición de GNL con Nigeria, en los que especifica como destino los mercados de los Estados Unidos, México y España, y Total dispone de contratos para suministrar GNL a las terminales de Inglaterra (*South Hook*), Francia (*Fos Cavou*) y los Estados Unidos (*Sabine Pass*)

El volumen de Sempra excede los compromisos contractuales para la CFE, por lo que el excedente podría comercializarse tanto en México como en los Estados Unidos, lo mismo puede hacer Shell con el GNL de origen ruso para la terminal de Ensenada. Para Altamira tanto Shell como Total tienen contratos específicos para la

planta de GNL; sin embargo, los volúmenes pactados son inferiores a los compromisos con la CFE, por lo cual deberán disponer de GNL de sus carteras de proyectos o adquirirlo del mercado *spot*.

5.7.1. Los importadores de GNL.

Shell, es la empresa privada líder mundial en licuefacción de GNL, con intereses en plantas ubicadas en las regiones de Asia Pacífico, África, Medio Oriente y Europa. Es propietaria de 19.3 mtpa (2,549.5 MMpcd), que corresponde al 7.2% de la capacidad mundial de licuefacción (véase la tabla 23).

Tabla 23. Capacidad de licuefacción propiedad de Shell (al 2010).

| País | Planta de licuefacción | Núm. de trenes | Capacidad | | Participación | Inicio de operación |
|-----------|------------------------|----------------|-------------|-----------------|---------------|---------------------|
| | | | (mtpa) | mmpcd | | |
| Brunei | Brunei LNG | 5 | 7.2 | 946.8 | 25% | 1972 |
| Malasia | Malasia LNG | 8 | 22.7 | 2,985.2 | 15.0% | 1983/1995/2003 |
| Australia | NWS LNG | 5 | 16.4 | 2,156.7 | 16.7% | 1989/2008 |
| Nigeria | Nigeria LNG | 6 | 21.7 | 2,853.7 | 25.6% | 1999 |
| Omán | Oman LNG | 3 | 10.7 | 1,407.1 | 30% | 2000 |
| Rusia | Sakhalin II | 2 | 9.6 | 1,262.5 | 27.5% | 2009 |
| | | 29 | 88.3 | 11,612.1 | | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de *hydrocarbonstechnology.com*, GIIGNL y publicaciones e informes de las empresas.

Los proyectos en los que Shell participa representan en conjunto 32.7% de la capacidad mundial de producción de GNL, adicionalmente se encuentra junto con otras empresas desarrollando nuevos proyectos en Australia y nuevos trenes de licuefacción en Nigeria y Qatar.

En México además de participar en el GNL, también realiza actividades de generación eléctrica privada, bajo la modalidad de PIE, a través de su filial Intergen. Es propietaria junto con Total y Mitsui de la terminal de Altamira, tiene intereses en Baja California por el 50% de la capacidad (capacidad reservada), también es coparticipante y tiene intereses en otras plantas de almacenamiento y regasificación en India, Bélgica y los Estados Unidos (véase la tabla 24).

Shell es dueña de buques metaneros y accionista de empresas de transporte de GNL, además participa en la exploración y producción de gas natural en diversas partes del mundo. Desarrolla tecnología de licuefacción y ha prestado sus servicios técnicos

para la modernización y rejuvenecimiento de varias plantas de licuefacción; adicionalmente es un comercializador importante a nivel mundial de gas natural y GNL.

Tabla 24. Capacidad de regasificación propiedad de Shell (al 2010).

| País | Terminal de importación | Capacidad | | Participación | Inicio de operación |
|----------------|-------------------------|-------------|----------------|----------------|---------------------|
| | | (mtpa) | mmpcd | | |
| Bélgica | Zeebrugge | 6.6 | 871.0 | 1% | 1987 |
| India | Hazira | 2.5 | 329.1 | 75% | 2005 |
| México | Altamira | 5.7 | 754.9 | 50% | 2006 |
| | Baja California* | 7.6 | 1,000.3 | 50%* | 2008 |
| Estados Unidos | Cove Point* | 7.9 | 1,039.4 | 33%* | n.d. |
| Unidos | Elba Island | 0.6 | 79.4 | Expansión 100% | 2006/2010 |
| | | 31.0 | 4,074.0 | | |

* reserva de capacidad

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del GIIGNL y publicaciones e informes de las empresas.

Total, es la tercera empresa privada con mayor capacidad de licuefacción de GNL del mundo, con intereses en plantas ubicadas en las regiones del Medio Oriente, África, Asia-Pacífico y Europa. Es propietaria de 13.1 mtpa (1,727.8 MMpcd) de capacidad de licuefacción, que corresponde al 4.9% del total mundial (véase la tabla 25).

Tabla 25. Capacidad de licuefacción propiedad de Total(al 2010).

| País | Planta de licuefacción | Núm. de trenes | Capacidad | | Participación | Inicio de operación |
|-----------|------------------------|----------------|-------------|-----------------|---------------|---------------------|
| | | | (mtpa) | mmpcd | | |
| Abu Dhabi | ADGAS | 3 | 5.6 | 736.4 | 24.5% | 1977 |
| Indonesia | Bontang | 16 | 22.2 | 2,919.5 | 10% | 1977 |
| Qatar | Qatargas 1 | 3 | 9.5 | 1,249.3 | 10% | 1996 |
| | Qatargas 2 | 1 | 7.8 | 1,025.8 | 16.7% | 2009 |
| Nigeria | Nigeria LNG | 6 | 21.7 | 2,853.7 | 15% | 1999 |
| Omán | Oman LNG | 3 | 10.7 | 1,407.1 | 5.54% | 2000 |
| Yemen | Yemen LNG | 2 | 6.7 | 881.1 | 39.62% | 2006 |
| Noruega | Snøhvit LNG | 1 | 4.3 | 565.5 | 18.4% | 2007 |
| | | 35 | 88.5 | 11,638.4 | | |

Fuente: Elaboración propia, con datos de hydrocarbons.com, GIIGNL e información de las empresas.

Los proyectos en los que Total participa representan en conjunto 32.8% de la capacidad mundial de licuefacción. Al igual que Shell participa con otras empresas en el desarrollo de nuevos proyectos en Angola, Australia y Nigeria, en este último país en nuevos proyectos y nuevos trenes de licuefacción.

En México, la empresa es propietaria junto con Shell y Mitsui de la terminal de Altamira, también es coparticipante y tiene intereses en otras plantas de almacenamiento y regasificación en India, Francia, Inglaterra y los Estados Unidos (véase la tabla 26).

Tabla 26. Capacidad de regasificación propiedad de Total (al 2010).

| País | Terminal de importación | Capacidad | | Participación | Inicio de operación |
|----------------|-------------------------|-------------|----------------|---------------|---------------------|
| | | (mtpa) | mmpcd | | |
| India | Hazira | 2.5 | 329.1 | 26% | 2005 |
| México | Altamira | 5.7 | 754.9 | 25% | 2006 |
| Inglaterra | South Hook | 15.4 | 2,032.4 | 8.35% | 2008 |
| Estados Unidos | Sabine Pass* | 19.1 | 2,516.3 | 40%* | 2008 |
| Francia | Fos Cavou | 6.1 | 798.4 | 30.3% | 2009 |
| | | 48.9 | 6,431.0 | | |

* reserva de capacidad

Fuente: Elaboración propia, con datos del GIIGNL y publicaciones e informes de las empresas.

Total participa en la exploración y producción de gas natural en varios países. Comercializa el GNL a través de su filial *Total Gas and Power Ltd.*, principalmente en el mercado spot; el GNL para sus contratos de largo plazo provienen especialmente de Nigeria y Noruega. Para el mercado spot adquiere GNL de Noruega, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Indonesia, Trinidad y Tobago, Qatar y Yemen.

Sempra, no tiene participación en la etapa de licuefacción, adquiere el GNL de la planta de Tangguh en Indonesia y del mercado *spot*. Sempra construyó una terminal de GNL en los Estados Unidos en California (*Cameron LNG*), en donde es 100% propietaria, al igual que la planta de Baja California.

Repsol, tiene intereses en plantas de GNL ubicadas en Trinidad y Tobago y Perú, por 4.4 mtpa (573.9 MMpcd), que corresponde al 1.6% de la capacidad mundial (véase la tabla 27).

Tabla 27. Capacidad de licuefacción propiedad de Repsol (al 2010).

| País | Planta de licuefacción | Núm. de trenes | Capacidad | | Participación | Inicio de operación |
|-------------------|------------------------|----------------|-------------|----------------|---------------|---------------------|
| | | | (mtpa) | mmpcd | | |
| Trinidad y Tobago | Atlantic LNG | 4 | 3.1 | 407.7 | T1: 20% | 1999 |
| | | | 3.4 | 447.1 | T2: 25% | 2002 |
| | | | 3.4 | 447.1 | T3: 25% | 2003 |
| | | | 5.2 | 683.8 | T4: 22.2% | 2005 |
| Perú | Perú LNG | 1 | 4.45 | 585.2 | 20% | 2010 |
| | | 5 | 19.6 | 2,571.0 | | |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de hydrocarbonstechnology.com, GIIGNL y publicaciones e informes de las empresas.

Los proyectos en los que Repsol participa representan en conjunto el 7.2% de la capacidad mundial de licuefacción. Se encuentra desarrollando una nueva terminal de licuefacción con Sonatrach en Argelia; encabezó el consorcio para construir una planta de GNL en Bolivia. Repsol pretendía desarrollar una terminal de GNL en Lázaro Cárdenas Michoacán; en México, realiza actividades de exploración producción de gas natural (Contratos de Obra Pública Financiada), es el mayor distribuidor de gas natural en México a través de Gas Natural México, en seis zonas geográficas de distribución; también tiene participación en la generación eléctrica privada (autogeneración y PIE).

En el ámbito internacional Repsol es propietaria de la terminal flotante de GNL de Argentina y coparticipa en plantas de licuefacción de España y Canadá; a través de su socio Gas Natural Fenosa tiene participación en Puerto Rico (véase la tabla 28).

Tabla 28. Capacidad de regasificación propiedad de Repsol (al 2010).

| País | Terminal de importación | Capacidad | | Participación | Inicio de operación |
|-------------|------------------------------|-------------|----------------|---------------|---------------------|
| | | (mtpa) | mmpcd | | |
| Puerto Rico | Peñuelas * | 2.8 | 362.9 | 47.50% | 2000 |
| España | Bilbao | 5.1 | 677.5 | 25% | 2003 |
| Argentina | Bahía Blanca Gas Port LNG | 2.2 | 290.3 | 100% | 2008 |
| Canadá | Canaport LNG | 7.4 | 967.8 | 75% | 2009 |
| | | 14.7 | 1,935.6 | | |

* Propiedad de Gas Natural Fenosa

Fuente: Elaboración propia, con datos del GIIGNL y publicaciones e informes de las empresas.

Repsol realiza actividades de exploración y producción de gas natural en Trinidad y Tobago, Perú y en otros países; es uno de los principales comercializadores de GNL de las plantas de licuefacción en las que participa; también junto con Gas Natural Fenosa es propietario de la empresa *Stream Repsol-Gas Natural LNG* y dueño de buques de GNL. Repsol es el comercializador del GNL de la planta de Perú, comercializa su GNL bajo contratos de largo plazo y en el mercado spot, principalmente para los mercados europeo y norteamericano.

6. IMPACTO DE LA IMPORTACIÓN DE GNL EN MÉXICO.

La importación de GNL ha sido una medida implementada para asegurar el suministro de gas natural para la CFE, en este capítulo se presentan los estudios que sirvieron de base para determinar el impacto de la importación de GNL en los temas relacionados con la seguridad de abastecimiento y diversificación de fuentes de suministro, la integración de la cadena del GNL, y el impacto ambiental del GNL importado respecto el gas de producción nacional.

6.1. Seguridad de abastecimiento y diversificación de fuentes de suministro.

El gas natural es un combustible limpio, en rápido crecimiento; por tal motivo ocupa un lugar central en el debate de la seguridad y transición energética mundial. En la literatura de la economía de la energía, se identificaron diferentes publicaciones relacionadas con la seguridad energética. Algunos estudios se enfocan hacia la diversificación de la matriz energética y la diversificación de las fuentes de suministro: por ejemplo Neff (1997), Jansen y otros (2004); otros estudios consideran el desarrollo futuro del suministro y las importaciones, usando modelos de sistemas de energía *bottom-up*, por ejemplo Turton y Barreto (2006), Constantini y otros (2007).

En relación a la seguridad de suministro del gas natural, la Agencia Internacional de Energía (AIE) y diversas publicaciones se enfocan especialmente en el GNL como medida de seguridad de suministro y diversificación (AIE, 2004), (Stern, 2006), y (Giamouridis y Paleoyaniss, 2011). Los países con mayor dependencia de las importaciones de GNL tienden a negociar acuerdos de largo plazo, y renunciar a cierto grado de flexibilidad para favorecer la seguridad de suministro. Comprometer acuerdos de suministro a largo plazo con un proveedor, disminuye el riesgo de que el proveedor busque otro mercado con condiciones más atractivas.

La Agencia Internacional de la Energía define seguridad de suministro como: *“adequate, affordable and reliable supplies of energy”*, mientras que Naciones Unidas habla de *“continuous availability of energy in varied forms, in sufficient quantities and at affordable prices”* y la Comisión Europea define a éste concepto como: *“the uninterrupted physical availability of energy products on the market, at a price which is affordable for all consumers (private and industrial), while respecting environmental concerns and looking towards sustainable development”*.

La definición tiene dimensiones físicas, económicas, sociales y ambientales y dimensiones de corto y largo plazo. Una interrupción física puede ocurrir cuando una fuente de energía se agota, o se detiene la producción, de manera temporal o permanente. Las perturbaciones económicas ocasionadas por las fluctuaciones en el precio de los energéticos en los mercados mundiales, pueden deberse a una amenaza de interrupción física. La inestabilidad del suministro de energía puede causar graves trastornos sociales, cualquier interrupción del suministro puede dar lugar a demandas y posibles conflictos sociales (UE, 2000).

El concepto de seguridad de suministro también puede definirse en función del horizonte temporal; así, seguridad de suministro en el largo plazo hace referencia a niveles adecuados de acceso a diversos combustibles y diversos orígenes de suministro, capacidad de generación, redes e infraestructuras y mercados en general; mientras que la seguridad de suministro en el corto plazo se relaciona con la confiabilidad operativa del sistema en su conjunto y de la infraestructura (redes de transmisión, plantas de generación, transporte y distribución de gas, almacenamiento y regasificación, etc.), y a la capacidad del sistema de responder ante fallas en elementos individuales de los sistemas eléctrico y de gas natural (San Martín, 2010). En el largo plazo, la preocupación es más bien por contar con la disponibilidad de energía suficiente que permita un desarrollo económico estable y sostenible; en el corto plazo, la preocupación está relacionada con los impactos perjudiciales de un corte imprevisto en el suministro, o un aumento del precio (Vicini y otros, 2005).

Varios investigadores e instituciones han desarrollado y analizado una serie de indicadores de seguridad (AIE, 2001; Kendell, 1998; Von Hirschhausen y Neumann,

2003; Greenleaf y otros 2009). Los indicadores pueden agruparse en dos categorías: dependencia y vulnerabilidad, representados ambos en términos físicos y económicos.

- Dependencia es una medida de como la economía doméstica depende de fuentes de energía que no están bajo control. Las medidas físicas de dependencia incluyen, por ejemplo: a). Las importaciones de energía como porcentaje de las importaciones totales; b). Las importaciones de gas como porcentaje del consumo total de gas. Una de las medidas económicas de dependencia en el consumo de gas, es el valor de las importaciones por Producto Interno Bruto.
- Vulnerabilidad es una medida de la probabilidad de interrupción, reducción o corte de las fuentes externas de energía. Las medidas físicas de vulnerabilidad incluyen: a). La cantidad de gas usado en la generación eléctrica respecto el total de generación eléctrica; b). El grado de concentración de suministro; etc.

En mercados abiertos, la seguridad de suministro de gas natural puede definirse como la capacidad de administrar, por un tiempo determinado, aspectos externos del mercado que no pueden equilibrarse por el propio mercado. El incremento de la oferta de GNL y la flexibilidad en su comercio, permiten garantizar la seguridad de suministro de gas natural; el desplazamiento de GNL en los diferentes mercados permite equilibrar la oferta y la demanda de gas natural (AIE, 2004).

La definición de seguridad energética ha cambiado con el tiempo; en el período post crisis del petróleo de los años 70, la definición estaba relacionada con la prevención del riesgo de suministro de petróleo, debido a las interrupciones posibles del suministro del Medio Oriente. En este siglo, se han agregado otros factores que afectan la estabilidad del suministro y aumentan el precio de la energía, que incluyen los conflictos políticos, desastres naturales inesperados, preocupación sobre el terrorismo y problemas ambientales relacionados con el consumo de energía. La seguridad energética se define como la capacidad de una economía para garantizar la disponibilidad de recursos de energía, de manera sostenible y oportuna, con precios que no afecten adversamente la economía. Por lo tanto, hay varios factores que pueden influir en la seguridad del suministro energético, tal como: a). La disponibilidad de reservas, tanto en el país de origen como de proveedores externos; b). La capacidad de

una economía para adquirir suministros para satisfacer la demanda proyectada de energía; c). La diversificación de fuentes de energía y de proveedores; d). La accesibilidad a los recursos, en cuanto a la disponibilidad de infraestructura de energía e infraestructura de transporte y distribución; y e). Aspectos geopolíticos involucrados en la adquisición de los recursos (APEREC, 2007).

En México, no existe una ley que establezca la política de seguridad energética, la política energética la fija el presidente en turno en el programa sectorial de energía. Las referencias sobre seguridad energética en el marco legal mexicano se encuentran en el artículo 4. Bis, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, artículo 7 de la Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, artículo 2 de la Ley de la CRE, y artículo 3 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La Estrategia Nacional de energía publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en 2010, estableció como medias de seguridad energética: a). Diversificar la disponibilidad y uso de energéticos, asegurando la infraestructura para un suministro suficiente, confiable, de alta calidad y a precios competitivos; b). Satisfacer las necesidades energéticas básicas de la población presente y futura, y desarrollar las capacidades humanas y tecnológicas para la producción y el aprovechamiento eficiente de la energía.

Se encontraron varias publicaciones que hacen referencia a la seguridad energética en México. Lajous, señala que la dependencia cada vez mayor de México en materia de importación de gas natural, obliga a evaluar su vulnerabilidad económica ante incrementos súbitos de precios ocasionados por desequilibrios recurrentes en el balance regional de la oferta y la demanda. En suma, la seguridad de suministro de gas natural importado se incrementará mediante la diversificación de fuentes, rutas de transporte y agentes económicos; el fortalecimiento del sistema de gasoductos de México y sus interconexiones con la red norteamericana; la construcción de plantas de regasificación; y la construcción de capacidad de almacenamiento (Lajous, 2003) .

Vargas, establece que las negociaciones comerciales, como parte de la seguridad energética, se concretan a partir de los contratos de suministro de GNL a largo plazo para la terminal de Manzanillo; los contratos de suministro de carbón para

abastecer Petacalco; los convenios con Pemex para suministro y utilización de combustóleo, y los contratos de suministro de GNL para algunos de los PIE. Otro aspecto de la seguridad energética se refiere a la infraestructura; a fin de mejorar la seguridad de suministro, el sector eléctrico construye infraestructura para el manejo de combustibles. Para tal efecto, la CFE ha emprendido las siguientes medidas: asegurar el suministro de gas a las centrales, diversificar sus fuentes de abasto y reducir el efecto de la volatilidad de precios (Vargas, 2007).

6.2. Integración de la cadena del valor del GNL.

Durante las últimas dos décadas se han realizado inversiones significativas para incrementar la oferta de GNL; la integración vertical y las alianzas estratégicas (*Joint Venture*) han sido una forma de organización común para el desarrollo de la infraestructura. De acuerdo a Ledesma, en la década de los 60's las compañías petroleras nacionales (CPN) fueron líderes en la participación en la cadena del GNL, pero en las décadas de 1970, 1980 y 1990, se observó una participación mayor de las compañías petroleras internacionales (CPI), con mejores avances y retos tecnológicos; de nuevo en los últimos diez años las CPN han aumentado su participación, y conjuntamente con otras empresas, han incursionado en segmentos de la cadena del GNL nuevos para ellas (Ledesma, 2009).

En cuanto a la estructura organizacional de la cadena del valor del GNL, Bartsch (1998), señala que los grandes costos de inversión asociados con los proyectos de GNL hacen difícil para cualquier empresa, ya sea una CPN del país productor o una CPI, llevar a cabo un proyecto por si mismos. Los *Joint Ventures* se configuran con el fin de compartir los riesgos y beneficios, especificando las actividades de los socios en el proyecto y el financiamiento requerido; Iniss (2005), señala que las empresas petroleras más importantes están invirtiendo en la cadena del GNL para garantizar la seguridad de su inversión y para la globalización del mercado del GNL; Ruester (2010), señala que la integración vertical en la cadena del valor del GNL se ha dado para disminuir la incertidumbre de los proyectos, y debido a los altos costos de inversión.

La estrategia de negocios en la cadena del GNL ha cambiado a través del tiempo, la planificación tradicional se ha concentrado en pocas empresas con grandes

recursos y participación en todas las etapas de la cadena del GNL; lo que ha permitido asegurar el valor del proyecto y disminuir su riesgo. En los últimos diez años ha habido cambios que han concentrado aún más la integración de los participantes. De acuerdo a Chen (1998), existen tres características para la planificación estratégica del GNL: a). Las actividades se organizan a lo largo de la cadena con vínculos contractuales entre todas las partes; el mercado spot y los contratos a corto plazo son poco importantes; b). Debido a los grandes costos de capital, los proyectos de GNL deben ser grandes para aprovechar las economías de escala; c). Los contratos de largo plazo se basan en reservas de gas comprobadas, y se fijan precios aceptables para los compradores; estos contratos representan estabilidad e ingresos a largo plazo.

Ball y otros (2003), señalan que ha habido cambios en los últimos tres o cuatro años; los avances tecnológicos han reducido considerablemente el costo de construcción de una planta de GNL, el mercado del GNL ha propiciado el desarrollo de un mercado spot, se están construyendo nuevos buques sin ningún mercado específico ni obligación contractual, se han liberalizado los mercados japoneses, asiáticos y europeos y hay más vendedores y compradores en el mercado, lo cual incrementa la competitividad. Estos cambios están revolucionando la forma en que se realiza actualmente el negocio de GNL; sin embargo, hay algunas variables que es poco probable cambien en el futuro: a). La gran inversión inicial en infraestructura en cada etapa de la cadena; b). La naturaleza del gas, el valor del mismo, volumen alto de GNL que es caro transportar; y c). La interconectividad de la cadena, específicamente en el *upstream*.

De acuerdo a Weems y otros (2000), para que los proyectos de GNL lleguen a buen termino, todas las actividades e instalaciones deben coordinarse a través de una planificación conjunta de largo plazo. Los acuerdos contractuales establecen las funciones y responsabilidades de cada uno de los participantes; la flexibilidad para resolver problemas a largo plazo es importante para mantener la solidez del proyecto. Normalmente se desarrollan proyectos de GNL como una cadena, integrando instalaciones específicas y actividades - producción de gas, transmisión, licuefacción y almacenamiento en el país exportador, transporte marítimo, y finalmente, regasificación y distribución en el país importador.

6.3. Impacto ambiental por la importación del GNL.

La preocupación por el impacto ambiental y la percepción de riesgo por las terminales de importación de GNL, llevó al desarrollo de varios estudios sobre la seguridad de las instalaciones e impacto ambiental del GNL. El Banco Mundial (2007), desarrolló las Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de GNL, las cuales contienen información sobre las plantas de licuefacción, el transporte marítimo y las terminales de regasificación. De acuerdo a las guías referidas, debe tenerse en cuenta una evaluación exhaustiva, y un programa de gestión que haga frente a los riesgos e impactos potenciales específicos del proyecto. Se incluyen como problemas ambientales posibles asociados con las plantas de GNL: a). Amenazas a los medios acuáticos y costeros; b). Gestión de materiales peligrosos; c). Aguas residuales; d). Emisiones a la atmósfera; e). Manejo de residuos y, f). Ruido.

Existe preocupación sobre los daños a los ecosistemas que podrían causarse por accidentes en la cadena de la energía, o como resultado de la emisión de contaminantes (UE, 2000). Las emisiones principales a la atmósfera generadas durante las etapas de la cadena del GNL, suelen consistir en óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y, en el caso de los gases ácidos, dióxido de azufre (SO₂), también se genera metano (CH₄) en caso de fugas o venteo.

En años recientes se han publicado varios estudios técnicos para evaluar el impacto ambiental del GNL, los cuales en su mayoría usan la metodología de análisis del ciclo de vida (ACV),⁴¹ desde la producción del combustible hasta su consumo o uso en la generación eléctrica; por ejemplo, Tamura y otros (2001), Jaramillo y otros (2006), Okamura y otros (2007), ARI e ICF (2008), CLNG (2009), DOE/NETL-403-110509 (2010) y Barnett (2010). Tamura y Okamura analizaron el ciclo de vida las emisiones de GEI de la importación de GNL y la distribución del mismo (City Gas) para Japón, considerando datos de 1997 y 2003 respectivamente; Barnett analiza el ciclo de vida de la exportación de GNL de Australia al mercado asiático; el resto de los estudios se refieren al mercado en los Estados Unidos.

⁴¹ El Análisis de Ciclo de Vida es un método aceptado para cuantificar y evaluar el impacto ambiental durante el ciclo de vida de un producto, proceso o actividad.

Tamura y otros, estimaron emisiones de GEI en las etapas de producción y licuefacción mínimas y máximas, de 1.35 y 4.34 g C/MJ; se consideró una concentración de CO₂ de 3.5% en el cabezal del pozo y consumo de energía de 8.8% en el proceso de licuefacción, en el transporte marítimo 0.42 g C/MJ, y en la regasificación 0.07 g C/MJ. Para el análisis se consideraron datos de importación del año de 1997, el origen del GNL Indonesia, Malasia, Brunei, Australia y Alaska. Se tomaron en cuentas las mejoras técnicas de la exploración y producción del gas natural y de la licuefacción.⁴² Los estudios previos consideraban concentraciones de CO₂ en el cabezal del pozo de 6.2 y 7.2%, consumo de energía en el proceso de licuefacción de 12.1 y 12.8% y fugas de metano del 1%. En el transporte marítimo y en la regasificación se consideraron pérdidas de 1.6% y 0.2%, respectivamente, así como un factor de emisión de 2.49 g C por ton de GNL transportado por km (2.49 g C/ton-km).

Okamura y otros, determinaron emisiones de GEI en las etapas de producción y licuefacción mínimas y máximas, de 4.78 y 19.6 g CO₂/MJ, en el transporte marítimo de 1.97 g CO₂/MJ, y en la regasificación de 0.24 g CO₂/MJ. Para el cálculo se consideraron las importaciones de GNL del año 2003, y que el GNL se importó de Indonesia, Malasia, Brunei, Qatar, Omán, Australia, Alaska y Abu Dhabi. Para la estimación de las emisiones en la etapa de transporte marítimo se consideró una distancia promedio de 6,620 km y emisiones de 8.17 gr CO₂/ton-km; el estudio también incluyó datos de Yoon y Yamada, con emisiones de 9.73 g CO₂/MJ en la producción y licuefacción, 1.86 g CO₂/MJ en el transporte marítimo y 0.25 g CO₂/MJ en la regasificación. La tabla 29 muestra las emisiones de la cadena del GNL de Tamura y Okamura.

⁴² Las mejoras técnicas consideradas fueron: recuperación del calor residual, recuperación de la energía de los gases de escape, sistemas de cogeneración, mejores factores de carga y la reducción de emisiones de CO₂ procedentes de la combustión y venteo en los pozos. Las fugas de metano en las instalaciones de licuefacción fueron menores a las consideradas anteriormente.

Tabla 29. Emisiones de GEI en la cadena del GNL importado a Japón.

| | Tamura y otros | | | Okamura y otros | | | Yoon y Yamada |
|--------------------------------------|----------------|----------------------|--------------|-----------------|-------------------------------------|--------------|---------------|
| | Mínimo | Promedio (g-C/MJ) | Máximo | Mínimo | Promedio (g-CO ₂ /MJ) | Máximo | |
| Production | 0.03 | 0.25 | 0.67 | 0.06 | 0.79 | 2.92 | 0.98 |
| CO ₂ del cons.de comb. | 0.01 | 0.15 | 0.26 | 0.02 | 0.47 | 1.37 | 0.56 |
| CO ₂ de la quema | 0.02 | 0.04 | 0.06 | 0.04 | 0.13 | 0.27 | 0.16 |
| CH ₄ del venteo | 0 | 0.06 | 0.35 | 0.00 | 0.19 | 1.28 | 0.26 |
| Liquefaction | 1.32 | 2.14 | 3.67 | 4.72 | 8.11 | 16.68 | 8.75 |
| CO ₂ del cons. de comb. | 1.3 | 1.43 | 1.57 | 4.58 | 5.43 | 8.22 | 5.39 |
| CO ₂ de la quema | 0 | 0.09 | 0.18 | 0.07 | 0.41 | 1.04 | 0.30 |
| CH ₄ del venteo from vent | 0.01 | 0.15 | 1.15 | 0.00 | 0.46 | 1.76 | 0.70 |
| CO ₂ del gas | 0.01 | 0.47 | 0.77 | 0.07 | 1.81 | 5.66 | 2.36 |
| Transporte | | 0.44 | | | 1.97 | | 1.86 |
| Regasificación | | 0.07 | | | 0.24 | | 0.25 |
| | 6.82 | 10.63 | 17.78 | 6.99 | 11.11 | 21.81 | 11.84 |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de Tamura y otros (2001) y Okamura y otros (2007).

Barnett, señala que las mejoras en eficiencia en las etapas de la cadena del GNL de Australia han dado como resultado emisiones totales de 6.5 g CO₂/MJ; en su cálculo consideró que las emisiones promedio de las plantas de licuefacción existentes son de 4.89 g CO₂/MJ, las emisiones en el transporte marítimo y en la licuefacción 0.94 y 0.1 g CO₂/MJ, respectivamente. De acuerdo a Barnett, en comparación con el estudio de Okamura y otros del 2007, las plantas de licuefacción australianas serán 42% más eficiente,⁴³ las emisiones en el transporte marítimo 52% menores y la regasificación 58% menos (véase la figura 38).

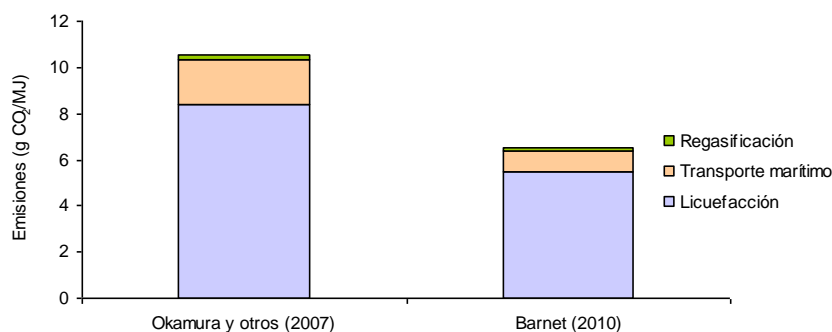


Figura 38. Emisiones de GEI promedio de Okamura y Barnett.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del ACV de GNL de Barnett (2010).

La eficiencia energética del ciclo de vida del GNL se ha incrementado, debido a los avances tecnológicos en la construcción de las plantas de licuefacción, buques y

⁴³ Las nuevas plantas en construcción de Australia contemplan la captura y almacenamiento de carbono, lo que permitirá reducir las emisiones de CO₂.

terminales de regasificación. El seguimiento y la gestión de las plantas y procesos son fundamentales (Barnett, 2010).

Jaramillo y otros, señalan que se han realizado varios estudios de inventario de emisiones para el gas natural del gas de origen doméstico a través del ciclo de vida, desde la producción hasta la distribución, en cambio, las emisiones del ciclo de vida del GNL han sido ignoradas. El análisis de emisiones de la cadena del gas natural y del GNL en los Estados Unidos, utiliza datos de la industria del gas natural de año 2003; del GNL suministrado 75% se importó de Trinidad y Tobago, el resto de Argelia, Malasia, Nigeria, Qatar y Omán. Se estimó el factor de emisión del ciclo de vida del gas natural norteamericano, en aproximadamente 140 lbs CO₂/MMBtu; los valores en la etapa de producción 6.2 y 7.3 lbs CO₂/MMBtu, en el procesamiento 3 lbs CO₂/MMBtu, en la transmisión y almacenamiento 6.9 y 7.8 lbs CO₂/MMBtu, distribución 3.3 lbs CO₂/MMBtu y combustión/uso 120 lbs CO₂/MMBtu. Para el ciclo de vida del GNL, a los valores del gas natural estadounidense se le agregaron las emisiones de la licuefacción, transporte marítimo y regasificación. Las emisiones en la licuefacción y regasificación se tomaron de Tamura y otros, la regasificación se complementó con el valor de Ruether de 1.6 g CO₂/MJ (máximo). Las emisiones del transporte marítimo se calcularon asumiendo el uso de barcos de 120,000 m³ de GNL de capacidad, velocidad de 14 nodos, consumo de combustible de 41 ton por día y un factor de emisión de 3,200 kg CO₂/ton de consumo de combustible; así como la distancia de cada país exportador a las terminales de GNL estadounidenses, y también se tomó en cuenta la cantidad de gas importado de cada país. De acuerdo a lo anterior, las emisiones para la licuefacción fueron 11 y 31 lbs CO₂/MMBtu, en el transporte marítimo 2.2 y 7.3 lbs CO₂/MMBtu y en la regasificación 0.9 y 3.7 lbs CO₂/MMBtu; las emisiones totales en el ciclo de vida del GNL 153.5 y 183.4 lbs CO₂/MMBtu.

Advanced Resources International, Inc. (ARI), e ICF International, publicaron en 2008 un estudio realizado para Sempra LNG, relacionado con el ciclo de vida del gas natural suministrado a los Estados Unidos. El propósito de este estudio fue comparar la intensidad de emisiones del gas natural producido en los Estados Unidos con respecto al GNL importado, para el mercado de California y otros mercados de ese país. El análisis consideró las emisiones asociadas al CO₂, CH₄ y N₂O; las emisiones se

calcularon para el año 2006 y 2020, tomando en cuenta las instalaciones existentes y las proyecciones de suministro e infraestructura. Las emisiones totales considerando el ciclo de vida para el año 2006 fueron 145.78 y 145.92 lb CO₂e/MMBtu para el gas natural y el GNL, respectivamente; para el año 2020 de 140.61 y 147.25 lb CO₂e/MMBtu para el gas natural y el GNL (véase la tabla 30).

Tabla 30. Emisiones del ciclo de vida del gas natural en los Estados Unidos.

| | 2006 | | 2020 | |
|--------------------------|----------------------------|---------------|---------------|---------------|
| | Gas natural | GNL | Gas natural | GNL |
| | lb CO ₂ e/MMBtu | | | |
| Exploración y desarrollo | 0.50 | 0.37 | 0.37 | 0.60 |
| Producción | 13.10 | 1.57 | 11.19 | 2.08 |
| Procesamiento | 6.64 | 6.45 | 6.80 | 8.14 |
| Licuefacción | | 9.52 | | 10.60 |
| Transporte marítimo | | 6.07 | | 5.59 |
| Regasificación | | 1.75 | | 1.80 |
| Transmisión | 5.49 | 0.13 | 3.82 | 0.02 |
| Distribución | 2.98 | 2.98 | 1.37 | 1.37 |
| Combustión/uso | 117.06 | 117.06 | 117.06 | 117.06 |
| | 145.77 | 145.90 | 140.61 | 147.26 |

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de ARI y ICF (2008).

ARI e ICF, señalan que la diferencia en la intensidad de emisiones de GEI del ciclo del gas natural norteamericano y el GNL no es significativa. La estimación de las emisiones de la cadena del GNL para el año 2006 fueron 25.71 lb CO₂e/MMBtu, a la etapa de producción corresponden 8.39 lb CO₂e/MMBtu, a la licuefacción 9.52 lb CO₂e/MMBtu, al transporte marítimo 6.07 lb CO₂e/MMBtu y a la regasificación 1.75 lb CO₂e/MMBtu; para el 2020, las emisiones fueron 28.81 lb CO₂e/MMBtu; a la etapa de producción corresponden 10.82 lb CO₂e/MMBtu, a la licuefacción 10.60 lb CO₂e/MMBtu, al transporte marítimo 5.59 lb CO₂e/MMBtu y a la regasificación 1.80 lb CO₂e/MMBtu.

El *Center for Liquefied Natural Gas*, estimó las emisiones del ciclo de vida de la generación eléctrica, considerando la generación con gas natural proveniente del GNL y carbón de origen doméstico. Las tecnologías de generación analizadas fueron: ciclo combinado (GNL), carboeléctricas existentes, carboeléctrica avanzada ultra-supercrítica, ciclo combinado con gasificación integrada. Para las plantas de ciclo combinado las emisiones totales fueron 1,045 lbs CO₂ e/MWh, para los ciclos combinados con gasificación integrada 1,808 lbs CO₂ e/MWh, para las carboeléctricas avanzadas 1,868 lbs CO₂ e/MWh, y para las carboeléctricas existentes 2,731 lbs CO₂

e/MWh. De las emisiones por el uso del GNL 15.13 lbs CO₂ e/MWh corresponden a la producción de gas natural, 127.79 lbs CO₂ e/MWh al procesamiento y licuefacción, 47.64 lbs CO₂ e/MWh al transporte marítimo (incluye las emisiones durante la descarga), 5.89 lbs CO₂ e/MWh a la regasificación, 51.12 lbs CO₂ e/MWh al transporte por tubería y 797 lbs CO₂ e/MWh a la combustión del gas natural. La tecnología de carbón existente y la tecnología de carbón más limpia, producen 161% y 73% más emisiones que el GNL (ciclos combinados), respectivamente; las emisiones por el procesamiento y el transporte del GNL fueron mayores que las del carbón.⁴⁴

El *National Energy Technology Laboratories* y el Departamento de Energía, publicaron en 2010 un estudio que evalúa el ciclo de vida económico y ambiental de la tecnología de ciclo combinado con y sin captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) usando gas natural doméstico y GNL importado. Añadir CCS a las plantas de ciclo combinado, reduce el potencial de calentamiento global 61% para el GNL y 71% para el gas natural doméstico. Agregar CCS incrementa el costo nivelado de la energía aproximadamente de US\$0.09/MWh a US\$0.13/MWh. Las emisiones totales de la generación sin CCS con GNL fueron 524 kg CO₂e/MWh, con gas doméstico 467 kg CO₂e/MWh; si se agrega la CCS con GNL 204 kg CO₂e /MWh y con gas doméstico 137 kg CO₂e/MWh. Respecto a la cadena del GNL las emisiones fueron 0.845 kg de CO₂e/kg de GN, para la extracción y licuefacción 0.56 kg de CO₂e/kg de GNL, para el transporte marítimo aproximadamente 0.05 kg de CO₂e/kg de GN y para la regasificación 0.24 kg de CO₂e/kg de GN.

Se han publicado varios estudios de impacto ambiental de los nuevos proyectos que se encuentran en construcción o en desarrollo, algunos de los cuales presentan un benchmark de la etapa de licuefacción; ejemplos, *PNG LNG Project (2001)*, *Tangguh LNG Project (2005)*, *Pluto LNG Development (2006)*, y *Gorgon LNG (2010)*; lo relevante

⁴⁴ Para el cálculo de emisiones en el segmento de la producción se utilizó la tasa de emisión de Tamura y otros, ajustado por el consumo de combustibles estimado por CMS (*Climate Mitigation Service*), en la licuefacción se consideró el mismo porcentaje de consumo de combustible que Tamura y otros. Para el transporte marítimo se emplearon buques de 138,000 m³, una distancia promedio de ida y vuelta de 7,369 millas náuticas (mn), velocidad promedio 19.5 nodos, tasa de emisión del transporte 2,670 lbs CO₂ e/mn y consumo de gas natural del 5%. Para la regasificación se utilizaron los datos de Tamura y otros, más las emisiones generadas por la operación de un barco de seguridad y dos remolcadores durante la descarga del GNL.

de estos estudios es que permiten conocer las especificaciones en cuanto a emisiones de GEI de algunos de los países de donde México ha importado GNL.

Existen opiniones a favor y en contra de la importación de GNL; Greenpace (2004), señala que su uso incrementará en California las emisiones de CO₂, en aproximadamente 20 a 40 por ciento respecto las emisiones de gas natural doméstico, lo que disminuye la ventaja ambiental del gas natural sobre el carbón. Otros señalan que el GNL es el combustible clave para la transición hacia un futuro energético sostenible; es una fuente de energía segura, limpia, emite menos emisiones que cualquier combustible fósil; que el uso de GNL realmente reduce la contaminación de carbono al desplazar combustibles que emiten más contaminantes; además en países importadores aumenta la seguridad energética (Pritchard, 2009).

6.4. Impacto económico por la importación de GNL.

Para determinar el impacto económico se tomaron en cuenta las inversiones comprometidas para la construcción de las plantas de GNL, el precio pactado para el gas natural y los cargos por el servicio de almacenamiento y regasificación.

El desarrollo de las tres terminales de almacenamiento y regasificación trajo al país inversiones directas por US\$2,036.61 millones y el desarrollo de infraestructura de transporte en las áreas de suministro de gas natural de las terminales, éstas últimas del orden de US\$537 millones. La infraestructura de GNL permite el almacenamiento de 930,000 m³ de GNL y la entrega de 2,000 a 2,560 MMpcd de gas natural.

6.4.1. Precio pactado por la importación de GNL para el sector eléctrico.

Para Altamira, La CFE estableció en las bases de licitación un precio máximo para el GNL equivalente al índice de referencia *Henry Hub*, más una constante de ajuste "D". El precio pactado fue el índice *Henry Hub* publicado por el *Inside FERC's Gas Market Report* más un diferencial de 0.7142 dólares por gigacaloría (0.1799 dólares por MMBtu).

Para Ensenada el precio pactado para el gas natural fue el índice de referencia SOCAL del centro de mercado *California Energy Hub*, administrado por *Southern California Gas Company* menos un diferencial de 0.096 dólares por MMBtu.

Para Manzanillo, la CFE estableció en las bases de licitación un precio máximo aceptable para el GNL equivalente al 91% del índice de referencia *Henry Hub*, menos un valor de la constante de ajuste “B” igual a cero (0). Repsol presentó una oferta con un valor de $B = - 0.0300$ dólares por MMBtu, con lo cual el precio del GNL en Manzanillo se calculará de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$P_{\text{GNL}} = 0.91 \text{ HH} - 0.03 \quad (6.1)$$

Donde:

P_{GNL} = Precio del GNL en USD\$/MMBtu.

0.91 = Valor establecido por la CFE.

- 0.03 = Constante de ajuste en USD\$/MMBtu.

HH = Índice de referencia *Henry Hub*.

El precio pactado del gas natural en todos los casos fue inferior al precio establecido en las bases de licitación de la CFE; sin embargo, los beneficios económicos mayores fueron en las terminales de GNL de Manzanillo y Ensenada; el primero respecto al índice de referencia *Henry Hub* (HH) y el segundo respecto al índice de referencia California Border (SOCAL); en Altamira se pactó un precio superior al *Henry Hub*.

El precio del gas natural a la salida de las plantas de almacenamiento y regasificación corresponde al precio del GNL pactado por la CFE, más la tarifa de almacenamiento y regasificación; de acuerdo a lo anterior el precio durante el año 2012 en US\$/MMBtu sería el siguiente:

Altamira = $\text{HH} + 0.2177 + \text{CU}$

Ensenada = $\text{SOCAL} - 0.0044$

Manzanillo = $0.91 \text{ HH} + 0.6344 + \text{CU}$

Donde CU, es el cargo por uso.

En el caso de Altamira si el precio del HH es igual o menor que el precio del gas natural en la frontera más el costo de transporte a Altamira, se estaría pagando un sobre costo por el gas natural proveniente de la terminal de GNL respecto al costo del gas de origen nacional. En el caso de Ensenada, se puede decir que se obtiene un

premio por adquirir GNL de la terminal por el diferencial obtenido, y por la eliminación del costo de transporte en el Sur de California. En Manzanillo la competitividad del GNL respecto al gas natural de origen nacional o del gas importado del sur de Texas, estaría dado por el costo de transporte que se pagaría por conducir el gas de las zonas productoras de México o del Sur de Texas; lo anterior considera que no existen restricciones de producción ni restricciones en la capacidad del SNG y sistemas de transporte privados interconectados, que conducirían el gas natural a Manzanillo.

6.5. Seguridad energética.

El termino seguridad energética puede interpretarse en diversas formas; una primera puede ser el autoabastecimiento o independencia energética; otra la diversificación de las fuentes de suministro, de tal forma que se minimicen los riesgos de suministro y se tenga un cierto nivel de dependencia a un costo aceptable. El suministro de GNL está relacionado con la integración de la cadena y los participantes en la misma.

En México, el grado de autoabastecimiento para el gas natural es alto; sin embargo ha estado disminuyendo en los últimos años; entre 1991 y 2001 fue en promedio anual 95.9%, y entre 2002 y 2011 83.4%. En el caso del sector eléctrico, de acuerdo al Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE 2012 - 2026), en 2010 la capacidad de generación a base de gas natural fue, de 39.7% y se estima será, de 52.1% en 2026; la participación del gas natural en la generación eléctrica del país pasará de 36.6% a 49.1% entre 2010 y 2026.

6.5.1. Diversificación de las fuentes de suministro de gas natural.

Para garantizar el suministro de gas natural al sistema eléctrico mexicano, la CFE optó por diferentes alternativas que han permitido diversificar sus fuentes de suministro; la importación de gas natural de los Estados Unidos fue la primera opción para las plantas de generación ubicadas en el norte del país; el GNL se consideró como una alternativa adicional de suministro, ante el riesgo previsto de reducción de las importaciones de los Estados Unidos, debido a las condiciones del mercado de gas natural prevaletientes en ese país durante el primer quinquenio de la década 2000-

2010; de igual forma el GNL se contempló como una opción para cubrir nuevas regiones.

Para diversificar las fuentes de suministro de gas natural, se construyeron las plantas de recepción, almacenamiento, regasificación del GNL y entrega de gas natural, en el caso de Altamira y Ensenada la CFE no licitó la prestación del servicio, porque ya se habían otorgado los permisos para la construcción de las terminales GNL. En Altamira no hubo competencia para la construcción de la terminal, ya que solo se había otorgado un permiso; en el caso de Ensenada hubo cierta competencia entre Sempra y Shell, aunque al final ambas empresas se pusieron de acuerdo para controlar la capacidad de la terminal de Sempra, y con ello buscar cubrir parte del mercado de California en los Estados Unidos y suministrar gas natural a sus empresas filiales, ubicadas en la región de Baja California. En el caso de Manzanillo la CFE licitó la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL y entrega de gas natural (construcción de la terminal), se presentaron tres propuestas de los consorcios siguientes: Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V., integrado por las empresas Mit, KOGAMEX y SAM Investment; Controladora LNG Manzanillo, S.A. de C.V., integrada por Iberdrola, Tokio Gas, IHI e ICA; Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V., integrada por TransCanada, Techint Servicios y Tractebel, resultando ganador de la licitación KMS.

6.5.2. Seguridad de suministro de gas natural.

Los contratos de suministro de gas natural mediante terminales de GNL garantizan la seguridad de suministro de gas natural, sin embargo, la competencia en el suministro de GNL a las centrales de generación eléctrica fue limitada por los pocos participantes en los procesos de licitación llevados a cabo por la CFE. Para las licitaciones del servicio de suministro de gas natural en Altamira, se presentó sólo la propuesta de Gas del Litoral, S. de R.L., de C.V., (Gas del Litoral), empresa propiedad de Shell (75%) y Total (25%); para Baja California dos propuestas, una de Shell y otra de Sempra; y para Manzanillo una propuesta de Repsol.

En términos del mercado internacional del GNL, existe competencia por el suministro de GNL en diversos mercados. La competencia por el GNL hacia México, se

presenta en algunos países de la cuenca del Atlántico, por ejemplo: Trinidad y Tobago, Nigeria y Egipto, debido al posible interés de los suministradores por vender el GNL en otros mercados, donde el precio del gas natural sea superior al precio pactado para el mercado mexicano, situación que podría poner en riesgo el suministro en caso de que se hayan pactado condiciones contractuales flexibles del precio, o que continúen los bajos precios del mercado estadounidense de gas natural y no se vislumbre una convergencia en el precio internacional del mercado de GNL.. Por el lado del Pacífico el interés de Repsol, suministrador de GNL a la terminal de Manzanillo, sería llevar el GNL al mercado de la región Asia-Pacífico para obtener los precios altos de ese mercado, desligando el precio mexicano de gas natural de los índices de referencia de los Estados Unidos en caso de querer obtener dichos precios para la terminal de Manzanillo, lo anterior incrementaría el costo de la molécula de gas natural importada vía marítima en esa región.

La participación del GNL en el consumo total de gas natural del sistema eléctrico para el servicio público, ha aumentado de 3.9% a 13.4% entre 2006 y 2011; la condición que prevaleció el año 2011 fue muy similar a las condiciones del mercado global del GNL; sin embargo, de acuerdo a las prospectivas oficiales del gas natural se espera que alcance un valor máximo de 56.8% en 2016, y descienda a 42.6% en 2025, situación que vulneraría la seguridad del sistema eléctrico mexicano, en caso de problemas en el suministro.

A medida que el sistema eléctrico dependa de una mayor importación de combustibles, se incrementa la vulnerabilidad del mismo; para amortiguar el riesgo lo mejor es una mayor independencia energética; es decir un mayor grado de autoabastecimiento. Para el caso del gas natural de acuerdo a las prospectivas oficiales de gas natural se espera que el grado de autoabastecimiento no se mantenga a los niveles actuales; alcanzará su valor máximo en 2015 (91.1%), y descenderá a 81.1% en 2025.

6.6. Integración de la cadena del valor del GNL importado a México.

Al igual que en el ámbito internacional, la integración vertical en todas las etapas de la cadena del GNL es una estrategia seguida por los suministradores de GNL para la

CFE; en general una integración mayor se observa como un riesgo de negocios menor para el suministrador. La estructura de negocios en las diferentes terminales de GNL se caracterizó tomando en cuenta la participación de los propietarios de las plantas de almacenamiento y regasificación en las diferentes etapas.

6.6.1. Estructura de negocios para la terminal de Altamira.

Para visualizar la estructura del negocio para la terminal de Altamira, se consideró que el GNL proviene de Nigeria y Qatar, países en los que Shell y Total tienen contratos de largo plazo para el suministro de GNL a la terminal de Altamira, aunque también se adquiere gas del mercado spot de Trinidad y Tobago y de Egipto (véase la figura 39).

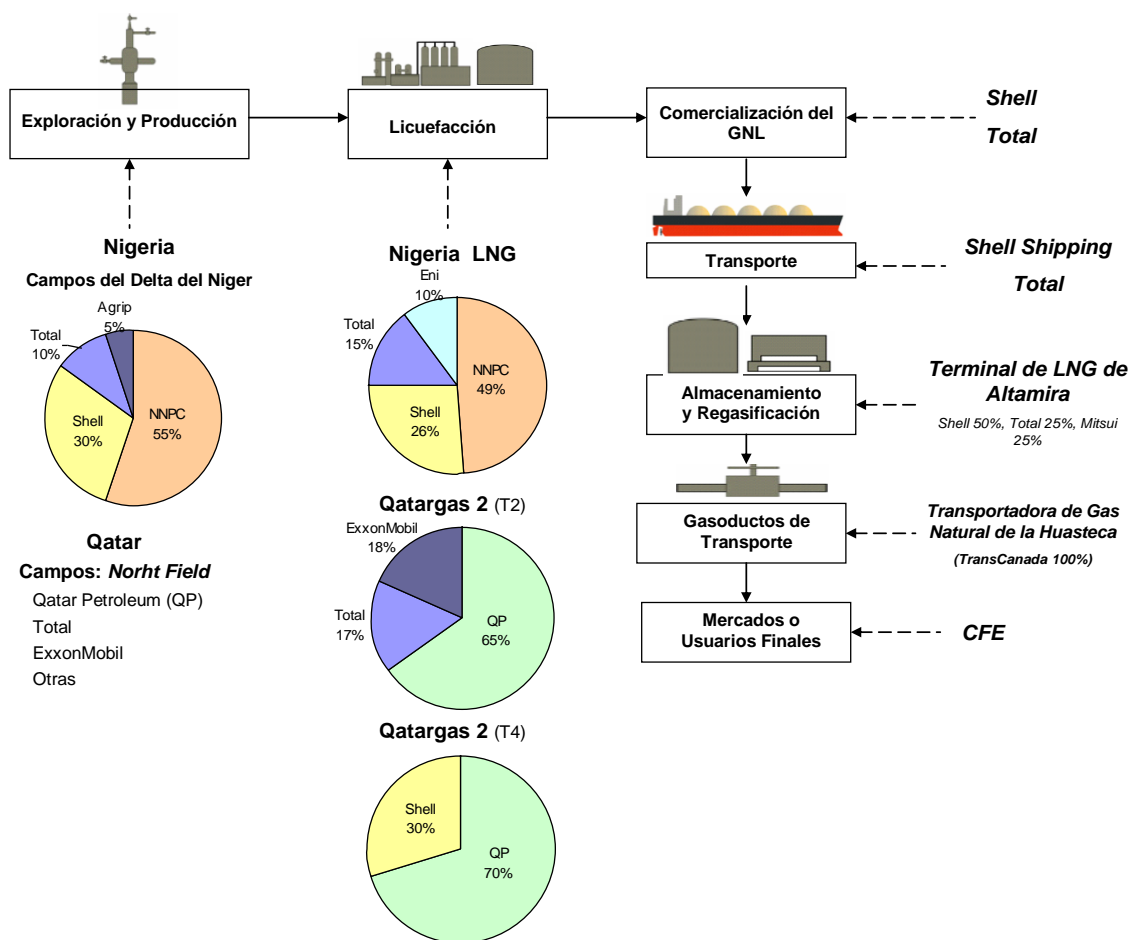


Figura 39. Integración de la cadena del GNL para la terminal de Altamira.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de informes de las empresas.

Shell y Total participan en todas las etapas de la cadena del valor del gas natural en Nigeria. Para asegurar el suministro de gas natural, la planta de licuefacción Nigeria LNG tiene acuerdos con tres sociedades (*Joint ventures*); uno de ellos con *Shell Petroleum Developent Company*, integrada por la compañía petrolera nacional de Nigeria (*Nigerian National Petroleum Corp.*), con 55% de participación, Shell Gas, B.V., 30%, *Elf Petroleum Nigerian, Ltd* (subsidiaria de Total) 10%, y Agip International. B.V., 5%. En la planta de licuefacción Shell y Total tienen una participación conjunta del 41%, la comercialización y el transporte se realiza a través de sus empresas filiales, *Shell International Trading and Shipping Co. Ltd. (Shell Shipping)* y *Total Gas and Power Ltd.*

En el caso del GNL proveniente de Qatar, ExxonMobil y Total son las empresas privadas con mejor posicionamiento en las actividades de exploración, producción y licuefacción de ese país, pero siempre se mantiene participación mayoritaria de la empresa nacional *Qatar Petroleum*; en 2011 entró en operación un tren de licuefacción de 7.8 mtpa de GNL de Qatargas 2, en donde Shell tiene el 30% de participación y el resto corresponde a *Qatar Petroleum*.

6.6.2. Estructura de negocios para la terminal de Baja California.

Para la terminal de Baja California se consideró que el gas natural proviene de Indonesia de la planta de licuefacción de Tangguh, país con el que Sempra tiene signados contratos de suministro de largo plazo, aunque Sempra adquiere también GNL del mercado spot (véase la figura 40).

El gas natural para la planta de licuefacción *Tangguh LNG* proviene de dos bloques del campo Tangguh operador por BP; empresa que comercializa y transporta el GNL. Sempra se integra a la cadena del valor al momento de recibir el GNL en Baja California y continúa hasta la entrega del gas natural a la CFE. La empresa también participa en las actividades de generación y venta de energía eléctrica y transporte y comercialización de gas natural en la región y en el sur de California.

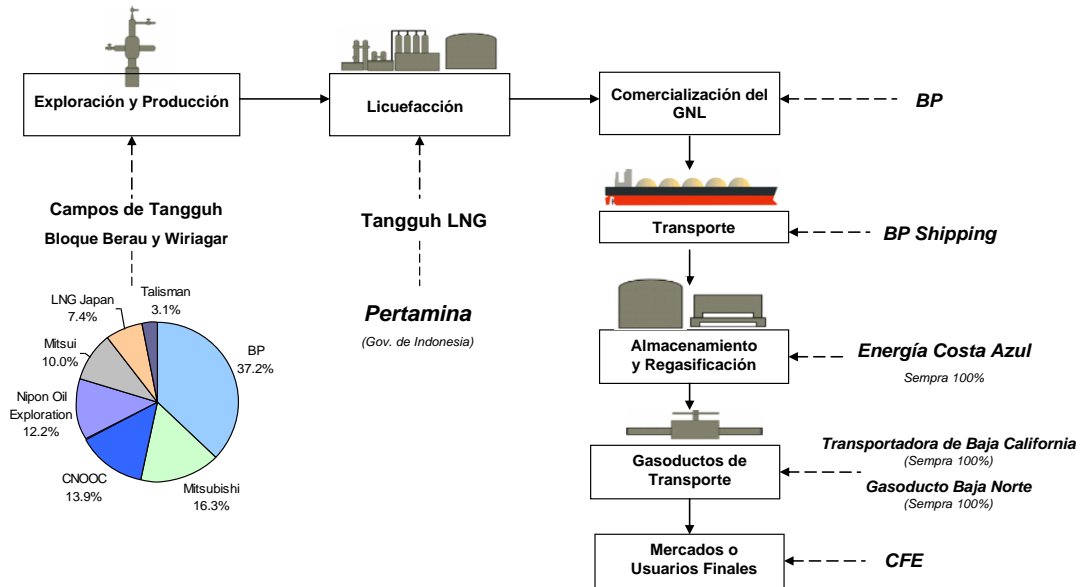


Figura 40. Integración de la cadena del GNL para la Terminal de Baja California.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de las empresas y publicaciones de BP.

6.6.3. Estructura de negocios para la terminal de Manzanillo.

Para la terminal de Manzanillo se consideró que el gas GNL proviene del Perú, país con el que Repsol, prestador del servicio de suministro de GNL para la CFE, participa en todas las actividades de la cadena de la industria del gas natural en ese país (véase la figura 41).

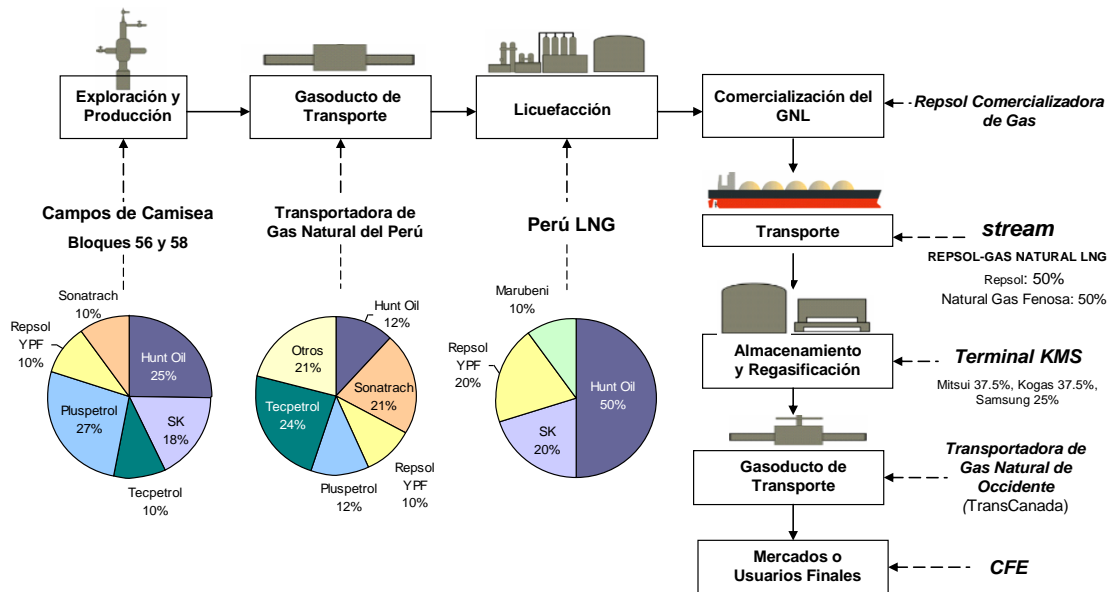


Figura 41. Integración de la cadena del GNL para la terminal de Manzanillo.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de informes y reportes de las empresas.

Repsol forma parte del consorcio que produce el gas natural que se suministra a la planta de licuefacción de Perú LNG, integrada por *Hunt Oil Co.* 50%, SK 20%, Repsol 20% y Marubeni 10%; el gas natural se conduce a la planta de licuefacción a través del sistema de Transportadora de Gas Natural del Perú, en la que Repsol participa con un 10%. La planta de licuefacción se ubica en la localidad denominada Pampa Melchorita; el gas natural proviene de los bloques 56 y 58 de los yacimientos de Camisea, en los cuales Repsol tiene una participación del 20%; además Repsol comercializa y transporta el GNL a través de sus empresas filiales.

En las terminales de Altamira y Manzanillo se observa una mayor integración en la estructura del negocio del GNL importado a México; Shell, Total y Repsol participan en todas las etapas de la cadena del valor del GNL, lo que puede considerarse como una fortaleza o una debilidad para la CFE; sería una fortaleza si al suministrador le es indiferente vender el GNL en México o en otros mercados, y una debilidad, en caso de que el suministrador pueda obtener mayor beneficio económico por la venta del GNL en otros mercados.

6.7. Impacto ambiental del GNL importado a México.

El impacto ambiental del GNL importado se comparó con el impacto ambiental del gas natural producido en México. Para determinar este impacto fue necesario estimar las emisiones de GEI en las diferentes etapas de la cadena del GNL y en la producción y procesamiento del gas natural de origen nacional.

Para el caso de las emisiones de la industria petrolera en México, se dispone de la información ambiental de los Informes de Responsabilidad Social de Pemex, en los que se establece que las emisiones al aire se basan en los factores de emisión de la EPA, AP-42, suplemento F del año 2000, y cálculos estequiométricos relativos a la composición de las corrientes oxidadas térmicas de las plantas recuperadoras de azufre, y de las quemas y desfuegos. Se consultaron las metodologías de emisiones de GEI en la industria del petróleo y gas (API-42, 2004), e informes y documentos de apoyo para elaborar los informes de emisiones de GEI de la industria del petróleo y gas de los Estados Unidos; sin embargo, no fue posible calcular las emisiones de la

industria del gas natural en México a través de estas metodologías por falta de información.

Se realizó una primera estimación de las emisiones de CO₂ para la industria del gas natural en México considerando los datos publicados por Pemex; sin embargo, se descartó, con el fin de optar por la metodología basada en las directrices del IPCC, ajustada de acuerdo con las características de la producción de hidrocarburos en México.

6.6.1. Emisiones por la producción de gas natural de origen nacional.

Las fuentes principales de emisiones al aire (continuas o discontinuas) procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural, incluyen las fuentes de combustión para generar electricidad y calor, la utilización de compresores, bombas y motores recíprocos (calderas, turbinas y otros motores), las emisiones derivadas del venteo y la quema en antorcha de hidrocarburos, y las emisiones fugitivas.

De acuerdo a las Directrices del IPCC 2006, los sistemas de petróleo y gas natural comprenden toda la infraestructura necesaria para producir, recopilar, procesar o refinar, y por último, llevar al mercado el gas natural y los productos del petróleo. El sistema comienza en el cabezal del pozo, o en la fuente de petróleo y gas, y termina en el punto de venta final al consumidor. Para fines de este análisis, el sistema comienza en el cabezal del pozo (fuente de producción) y termina a la salida de las plantas de procesamiento de gas natural; las emisiones incluidas fueron las siguientes:

- Quema de combustible para la producción de calor útil o energía por parte de fuentes estacionarias.
- Emisiones fugitivas procedentes de las porciones de producción de petróleo y gas de los proyectos de la categoría de petróleo y gas del IPCC.

La quema de combustible para la producción de calor útil o energía por parte de fuentes estacionarias se estimó mediante el método de Nivel 1, de acuerdo a la ecuación siguiente:⁴⁵

⁴⁵ Las ecuaciones para la estimación de las emisiones de GEI se obtuvieron tomando como referencia las ecuaciones establecidas en las Directrices del IPCC de 2006.

$$\text{Emisiones de GE} = CC_j * FE_j \quad (6.2)$$

Donde:

CC = Cantidad de combustible quemado (TJ)

FE = Factor de emisión por defecto de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg gas/TJ).

j = Tipo de combustible

Para la estimación de las emisiones de GEI en las etapas de producción y procesamiento, se supuso que el combustible consumido es gas natural. Para la etapa de producción se consideró el autoconsumo de gas natural de PEP, y para la etapa de procesamiento el autoconsumo de PGPB⁴⁶ y los factores de emisión por defecto del gas natural de las Directrices del IPCC del 2006 (véase la tabla 31).

Tabla 31 Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias energéticas (en kg de gas de efecto invernadero por TJ).

| Combustible | CO ₂ | | | CH ₄ | | | N ₂ O | | |
|----------------|-------------------------------|-------------------------------|----------|-------------------------------|-------------------------------|----------|-------------------------------|-------------------------------|----------|
| | Factor de emisión por defecto | Factor de emisión por defecto | | Factor de emisión por defecto | Factor de emisión por defecto | | Factor de emisión por defecto | Factor de emisión por defecto | |
| | | Inferior | Superior | | Inferior | Superior | | Inferior | Superior |
| Petróleo crudo | 73,300 | 71,000 | 75,500 | 3 | 1 | 10 | 0.6 | 0.2 | 2 |
| Gas natural | 56,100 | 54,300 | 58,300 | 1 | 0.3 | 3 | 0.1 | 0.03 | 0.3 |

Fuente: Directrices del IPCC de 2006, Vol. 2: Energía.

Las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural para las etapas de producción y procesamiento, se estimaron conforme la metodología de Nivel 1 del capítulo 4 de las Directrices del IPCC de 2006.

Esta metodología comprende la aplicación de los factores de emisión por defecto, correspondientes para cada segmento, o subcategoría aplicable de la industria del petróleo y gas natural del país correspondiente; se aplica el método de Nivel 1 y la ecuación 6.3.

Estimación de las emisiones procedentes de la industria del gas natural:

$$\text{Emisiones de GEI} = \sum_{k=1}^n A_k FE_k \quad (6.3)$$

⁴⁶ El autoconsumo se obtuvo de los Anuarios estadísticos de Pemex y el poder calorífico del gas natural seco de los Balances Nacionales de Energía.

Donde:

Emisiones de GEI = Emisiones anuales (Gg).

A_k = Valor de la actividad (unidades de la actividad).

EF_k = Factor de emisión (Gg/unidad de actividad).

k = Segmento de la industria.

Los factores de emisión se obtuvieron del cuadro 4.2.5 Emisiones fugitivas (incluidos venteo y quema en antorcha) procedentes de las operaciones de petróleo y gas en los países en desarrollo y en los países con economías en transición de las Directrices del IPCC del 2006, Vol. 4: Emisiones fugitivas (véase la tabla 32).

Tabla 32. Factores de emisión nivel 1 para las emisiones fugitivas (incluye venteo y quema en antorcha).

| Categoría | Subcategoría | Fuente de emisión | CH ₄ | CO ₂ | COVDM | N ₂ O | Unidades de medida |
|-----------------------------|--|--------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---|---|
| Producción de gas | Todas | Fugitivas ^a | 3.80E-04 a 2.4E-02 | 1.40E-05 a 1.8E-04 | 9.10E-05 a 1.2E-03 | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas |
| | | Quema en antorcha ^b | 7.6E-07 a 1.0E-06 | 1.2E-03 a 1.6E-03 | 6.2E-07 a 8.5E-07 | 2.1E-08 a 2.9E-08 | Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas |
| Procesamiento del gas | Plantas de gas dulce | Fugitivas | 4.8E-04 a 1.1E-03 | 1.5E-04 a 3.5E-04 | 2.2E-04 a 5.1E-04 | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo |
| | | Quema en antorcha | 1.2E-06 a 1.6E-06 | 1.8E-03 a 2.5E-03 | 9.6E-07 a 1.3E-06 | 2.5E-08 a 3.4E-08 | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo |
| | Plantas de gas ácido | Fugitivas | 9.7E-05 a 2.2E-04 | 7.9E-06 a 1.8E-05 | 6.8E-05 a 1.6E-04 | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo |
| | | Quema en antorcha | 2.4E-06 a 3.3E-06 | 3.6E-03 a 4.9E-03 | 1.9E-06 a 2.6E-06 | 5.4E-08 a 7.4E-08 | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo |
| | Venteo de CO ₂ crudo | NA | 6.3E-02 a 1.5E-01 | NA | NA | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo |
| | Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado) | Fugitivas | 1.1E-05 a 2.5E-05 | 1.6E-06 a 3.7E-06 | 2.7E-05 a 6.2E-05 | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo |
| Quema en antorcha | | 7.2E-08 a 9.9E-08 | 1.1E-04 a 1.5E-04 | 5.9E-08 a 8.1E-08 | 1.2E-08 a 8.1E-08 | Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo | |
| Total ponderado por defecto | Fugitivas | 1.5E-04 a 3.5E-04 | 1.2E-05 a 2.8E-05 | 1.4E-04 a 3.2E-04 | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas | |
| | Quema en antorcha | 2.0E-06 a 2.8E-06 | 3.0E-03 a 4.1E-03 | 1.6E-06 a 2.2E-06 | 3.3E-08 a 4.5E-08 | Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas | |
| | Venteo de CO ₂ crudo | NA | 4.0E-02 a 9.5E-02 | NA | NA | Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas | |

NA - No aplicable

a) Fugitivas, denota todas las emisiones fugitivas, incluidas las procedentes de escapes fugitivos del equipo, pérdidas por almacenamiento, el uso del gas natural como medio de provisión para los dispositivos a gas (p. ej., bucles de control de instrumentos, bombas de inyección química, arrancadores de compresor, etc.) y venteo de las descargas gaseosas de columna fija procedentes de los deshidratadores de glicol.

Fuente: Directrices del IPCC del 2006, Vol. 4: Emisiones fugitivas.

Las emisiones de GEI suelen expresarse en unidades de carbono equivalente (CE) o bióxido de carbono equivalente (CO₂ e), de acuerdo a lo siguiente:

$$\text{Toneladas CO}_2 \text{ equivalentes} = \sum_{i=1}^{\# \text{ GEI}} (\text{toneladas } i \times \text{PCG}_i) \quad (6.4)$$

Donde:

PCG = Potencial de calentamiento global del GEI i

i = Gas de efecto invernadero (CO₂, N₂O, CH₄, COVNM).

Los PCG utilizados para la estimación de las emisiones fueron los emitidos por el IPCC en 1995: para CO₂ 1 ton de CO₂ e/ton de CO₂, para el CH₄ 21 ton de CO₂ e/ ton de CH₄, y para el N₂O 310 ton de CO₂ e/ton de N₂O.

Para la estimación de las emisiones fugitivas en las etapas de producción y procesamiento, los datos de producción de gas natural se calcularon sumando la

producción de gas amargo y gas dulce de PEP; la carga de gas crudo para la etapa de procesamiento se obtuvo del gas húmedo total (gas húmedo amargo y gas húmedo dulce), información disponible en los anuarios estadísticos de Pemex. Los factores de emisión utilizados fueron los valores promedios, tanto para la quema de combustibles como para la producción de calor útil o energía, por parte de las fuentes estacionarias, así como para la estimación de las emisiones fugitivas procedentes de las porciones de producción de petróleo y gas.

Debido a que PEP produce petróleo crudo, condensados y gas natural, y PGPB petrolíferos y gas natural, los valores de emisiones para la etapa de producción y procesamiento se ajustaron por la proporción que corresponde a la producción de gas natural, tomando como referencia los valores en términos de energía correspondientes, obtenidos de los balances de energía. De acuerdo a la metodología descrita, para el año 2010 se obtuvo un factor de emisión para el gas natural producido en México de 9.55 ton de CO₂ e/MMpc (véase la tabla 33).

Tabla 33. Emisiones de GEI en las etapas de producción y procesamiento de gas natural en México (en ton de CO₂ e/MMpc).

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Producción | 3.03 | 3.12 | 3.08 | 2.98 | 3.00 | 3.48 | 3.88 | 4.64 | 4.99 | 5.32 | 5.97 |
| Procesamiento | 2.91 | 2.94 | 3.01 | 2.96 | 2.89 | 2.73 | 2.64 | 2.39 | 2.24 | 2.37 | 2.36 |
| | 5.94 | 6.07 | 6.09 | 5.94 | 5.89 | 6.21 | 6.52 | 7.03 | 7.24 | 7.69 | 8.33 |

Fuente: Elaboración propia, con base en la metodología propuesta.

Los valores obtenidos para México se compararon con las emisiones en los Estados Unidos, éstos fueron ligeramente inferiores respecto el promedio de un estudio del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE/NETL-403/110509, 2010); 9.03 ton de CO₂ e/MMpc, resultado que se explica por la mayor actividad productora en los Estados Unidos y el impacto de la producción de shale gas.

6.6.2. Emisiones por la importación de GNL.

El impacto ambiental fue analizado a través de las diferentes etapas de la cadena del GNL, hasta el punto de entrega en las terminales de almacenamiento y regasificación de México.

Las emisiones de GEI en la etapa de exploración, producción y procesamiento se obtuvieron de los estudio de Taglia (Taglia y otros, 2009) y de ARI e ICF (2008), y para la etapa de licuefacción de los proyectos de GNL de Nueva Guinea (*Coffey Natural Gas System*, 2008), Tangguh LNG (Indonesia 2005), Pluto y Gorgon (Australia, 2006 y 2009), y de Taglia y otros (2009). Para Yemen y Perú las emisiones se estimaron tomando como referencia la tecnología, capacidad y el factor de emisión de la planta de licuefacción de Egipto (véase la tabla 34).

Tabla 34. Factores de emisión para las etapas *upstream* del GNL.

| | Qatar | Trinidad y Tobago | Nigeria | Noruega | Egipto | Argelia | Yemen | Indonesia | Perú |
|---|--------------|-------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
| % mol de CO ₂ en el yacimiento | 2.1 | 0.8 | 1.8 | 8 | 2 | 2 | n.d. | 10 | n.d. |
| Producción y procesamiento de gas | 4.19 | 3.30 | 3.79 | 9.43 | 3.67 | 8.74 | n.d. | 8.53 | n.d. |
| Licuefacción | 8.10 | 7.48 | 7.27 | 4.57 | 5.24 | 9.80 | 7.02 | 12.77 | 4.66 |
| Emisiones totales | 12.29 | 10.78 | 8.83 | 11.52 | 8.90 | 18.54 | 7.02 | 21.30 | 4.66 |

Fuente: Elaboración propia, con base en los estudios referidos.

El factor de emisión para la etapa del transporte transoceánico fue calculado tomando en cuenta el consumo de combustible del buque; el consumo de combustible depende de la distancia ente las terminales de las cuales se importa el GNL, la capacidad del buque y la velocidad del mismo. Se uso la ecuación utilizada por Jaramillo, ajustada por el factor 1.1508 para convertir las millas náuticas a nodos.

$$Factor\ de\ Emision = \frac{(FE) \sum_{x=1}^n \left[\left(2 \times \left(\frac{LNG_x}{TC} \right) \right) \times \frac{D_x}{TS} \times FC \times \frac{1}{24} \right]}{LNG_T} \quad (6.5)$$

Donde:

FE = Factor de emisión del buque.

2 = Número de viajes por carga de GNL.

LNG_x = Cantidad de GNL importado de cada país, en pies cúbicos de gas natural.

TC = Capacidad del buque en pies cúbicos de gas natural.

D_x = Distancia del país de importación a las terminales de GNL de México en millas náuticas

TS = Velocidad del buque en nodos

FC = Consumo de combustible

24 = Horas del día

Durante el transporte de GNL, es común utilizar como combustible el gas evaporado (BOG) de los tanques del buque y el diesel marino. Para el caso del uso de GNL en buques modernos, SIGTTO recomienda un factor de emisión promedio de 2.931 ton de CO₂/ton de combustible, ajustado por contenido de N₂, suponiendo una mezcla de 40% de BOG y 60% de GNL gasificado.

Para fines de cálculo, y en congruencia con la literatura revisada, se asumió un consumo de 0.15% BOG/día, un factor de emisión de 2.931 ton de CO₂/ton de combustible, buques de GNL de 150,000 a 180,000 m³, y velocidad de 19.5 nodos. La capacidad de los buques se seleccionó considerando el volumen de GNL importado y el número de buques recibidos por año. La distancia del país productor de GNL a las terminales de almacenamiento y regasificación en México, se determinó con base en las coordenadas de los puertos de origen y destino con la ayuda de un programa.⁴⁷ Las distancias de las rutas comerciales de GNL a México se obtuvieron de las publicaciones del GIIGNL (véase la tabla 35).

Tabla 35. Distancias a las terminales de GNL en México.

| País de origen del GNL | Distancia (en millas náuticas) | | |
|---------------------------|--------------------------------|----------|------------|
| | Altamira | Ensenada | Manzanillo |
| Nigeria | 6,214* | 6,497 | 6,755 |
| Trinidad y Tobago | 2,220* | 11,176* | 11,964 |
| Egipto (Damietta) | 6,733* | 6,879 | 7,143 |
| Qatar | 9,922* | 11,376* | 12,142 |
| Argelia | 5,433* | 5,787 | 5,854 |
| Noruega | 5,571* | 5,232 | 5,922 |
| Yemen | 8,313* | 8,352 | 8,728 |
| Indonesia | 14,262* | 6,850* | 7,741 |
| Perú | 10,298* | 3,548* | 2,359* |

* Rutas comerciales publicadas por GIIGNL

Fuente: Elaboración con base en datos del GIIGNL y cálculos propios.

Las emisiones de GEI calculadas, asumiendo un buque de 160,000 m³ fueron en promedio para la terminal de Altamira 2.59 ton CO₂ e/MMpc, para Ensenada 2.46 ton CO₂ e/MMpc y para Manzanillo 2.58 ton CO₂ e/MMpc (véase la figura 42).

⁴⁷ El programa utilizado se obtuvo de *Kevin Tour* (<http://www.kevintour.com>) y las coordenadas geodésicas de <http://www.worldportsource.com>.

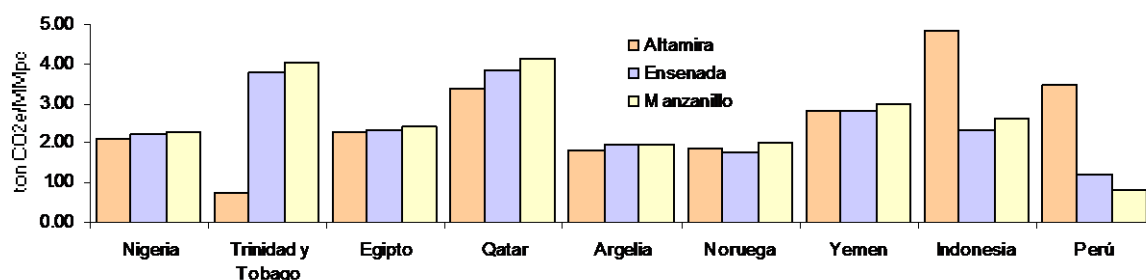


Figura 42. Factores de emisión del transporte de GNL por país de origen.

Fuente: Elaboración propia, con base en la metodología descrita.

Para la etapa de regasificación se asumieron emisiones de GEI de 2.36 ton de CO₂e/MMpc, en congruencia con el estudio de Análisis de Ciclo de Vida de plantas de generación de ciclo combinado del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE/NETL-403-110509, 2010).⁴⁸ Por lo cual, la magnitud de las emisiones de GEI en la cadena del GNL importado a México oscila en un rango de 8.85 a 26.91 ton de CO₂e/MMpc (véase la tabla 36).

Tabla 36. Emisiones de GEI en la cadena del GNL en México.

| | Qatar | Trinidad y Tobago | Nigeria | Noruega | Egipto | Argelia | Yemen | Indonesia | Perú |
|-----------------------------------|--------------|-------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Producción y procesamiento de gas | 4.19 | 3.30 | 3.79 | 9.43 | 3.67 | 8.74 | n.d. | 8.53 | n.d. |
| Licuefacción | 8.10 | 7.48 | 7.27 | 4.57 | 5.24 | 9.80 | 7.02 | 12.77 | 4.66 |
| Transporte | 3.78 | 2.87 | 2.18 | 1.89 | 2.35 | 1.87 | 2.87 | 3.26 | 1.83 |
| Regasificación | 2.36 | 2.36 | 2.36 | 2.36 | 2.36 | 2.36 | 2.36 | 2.36 | 2.36 |
| Total | 18.44 | 16.01 | 15.60 | 18.25 | 13.61 | 22.76 | 12.25 | 26.91 | 8.85 |

Fuente: Elaboración propia, con base en la metodología descrita.

El impacto ambiental del GNL importado respecto al gas producido a nivel nacional, es mayor; sin embargo, en la mayoría de los países de los cuales se ha importado GNL las emisiones en las etapas de producción y procesamiento son inferiores, a excepción de Noruega, Argelia e Indonesia, países cuyas emisiones son superiores a las de México.

⁴⁸ Para fines de homologación, las emisiones de CO₂e del estudio se ajustaron con los potenciales de calentamiento global emitidos por el IPCC en 1995.

CONCLUSIONES

- La política energética que impulso el consumo de gas natural, principalmente en el sector eléctrico, condujo al país a una mayor dependencia de las importaciones de los Estados Unidos.
- La importación de GNL es una opción valida para diversificar las fuentes de suministro y asegurar el abastecimiento de gas natural para la CFE, sobre todo ante altos precios del gas natural en el mercado norteamericano, y para el suministro de gas natural a las plantas de generación que se ubican alejados de las áreas de producción nacional.
- La importación de GNL, es una opción de suministro viable ante restricciones de producción local, restricciones en los puntos de interconexión entre México y los Estados Unidos, y restricciones en el Sistema Nacional de Gasoductos.
- La importación de GNL es una alternativa flexible de suministro, pero se deben considerar las propiedades y características del mismo, debido a que la discrepancia en la calidad del GNL entregado a una terminal podría causar problemas técnicos que incrementarían los costos de operación de las terminales.
- El suministro de gas natural para la CFE puede considerarse una opción económicamente viable por los precios pactados, a pesar de la poca competencia que hubo en las licitaciones para el suministro de GNL.
- Los precios pactados para el gas natural para las terminales de Manzanillo y Ensenada fueron mejores que el precio pactado para la terminal de Altamira.
- Ante las situaciones mencionadas en los puntos anteriores, el GNL puede considerarse que fue una opción viable para la diversificación de las fuentes de abastecimiento de gas natural a la CFE, a precios competitivos.
- El GNL no será una opción económicamente viable para el país, si el precio se desliga de los índices de referencia del mercado norteamericano.
- En relación con la seguridad de suministro, existe cierto riesgo por los precios prevalecientes en el mercado internacional del GNL, los suministradores podrían

presionar para incrementar los precios en México, y en casos extremos cancelar los contratos.

- El GNL se ha importando principalmente de lugares, donde los suministradores cuentan con plantas de licuefacción, regularmente se conduce en buques de su propiedad, a pesar de que existen fuentes de suministro mucho más cercanas, que podrían reducir los costos de transporte y el impacto ambiental por el GNL importado.
- El impacto ambiental del consumo de gas natural proveniente de terminales de GNL es mayor respecto el gas natural de origen local, debido principalmente a las emisiones que se generan en el proceso de licuefacción y durante el transporte marítimo.

LISTA DE FIGURAS

| Figura No. | Título | Página |
|-------------------|--|---------------|
| 1 | Cadena del valor del GNL. | |
| 2 | Proceso de producción de GNL. | |
| 3 | Diagrama de flujo simplificado de la regasificación de GNL. | |
| 4 | Costo de capital de una planta de licuefacción <i>green-field</i> . | |
| 5 | Costo de capital de una planta de licuefacción <i>green-field</i> de 4.5 mtpa. | |
| 6 | Evolución de la oferta de GNL por país de origen (1984-2011). | |
| 7 | Evolución de la demanda de GNL por país (1984-2011). | |
| 8 | Productores y consumidores de GNL (2011). | |
| 9 | Regiones productoras de GNL (1964-2011). | |
| 10 | Regiones importadoras de GNL (1964-2011). | |
| 11 | Flujo mundial de GNL (2009). | |
| 12 | Fuentes de suministro de GNL, Región Asia-Pacífico (1994-2011) | |
| 13 | Fuentes de suministro, mercado europeo (1994-2011) | |
| 14 | Fuentes de suministro, mercado americano (1994-2011), | |
| 15 | Terminales de GNL en Norteamérica: existentes y propuestas (2008). | |
| 16 | Exportaciones de GNL del Medio Oriente (1994-2011). | |
| 17 | Exportaciones de GNL de África (1994-2011) | |
| 18 | Precios del gas natural en diferentes mercados (1994-2011). | |
| 19 | Principales Hubs/centros de mercado en Norteamérica. | |
| 20 | Futuro del GNL: Globalización del mercado del GNL? | |
| 21 | Consumo de combustibles industriales. | |
| 22 | Reservas totales de gas natural. | |
| 23 | Perfil de la producción de petróleo y gas natural. | |
| 24 | Producción de gas natural. | |
| 25 | Oferta nacional de gas seco. | |
| 26 | Importación y exportación de gas natural. | |
| 27 | Importaciones de GNL por país. | |
| 28 | Gas natural suministrado a usuarios. | |
| 29 | Demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico. | |

- 30 Capacidad efectiva de generación para el servicio público.
- 31 Generación eléctrica para el servicio público.
- 32 Emisiones de GEI por la generación eléctrica para el servicio público.
- 33 Producción y demanda de gas natural en la Región Noreste.
- 34 Oferta de gas natural en la región Noreste.
- 35 Demanda de gas natural en Baja California.
- 36 Oferta de gas natural en la región Centro-Occidente.
- 37 Origen del GNL importado (2006-2011).
- 38 Emisiones de GEI promedio de Okamura y Barnett (2010).
- 39 Integración de la cadena del GNL para la terminal de Altamira.
- 40 Integración de la cadena del GNL para la terminal de Baja California.
- 41 Integración de la cadena del GNL para la terminal de Manzanillo.
- 42 Factores de emisión del transporte de GNL por país de origen.

LISTA DE TABLAS

| Tabla No. | Título | Página |
|------------------|--|---------------|
| 1 | Procesos de licuefacción usados a nivel mundial. | |
| 2 | Composición y propiedades del GNL por país de origen. | |
| 3 | Costo e capital del transporte marítimo para las terminales de importación de GNL de los Estados Unidos. | |
| 4 | Costo de capital de la cadena del GNL para un proyecto hipotético. | |
| 5 | Reservas probadas de gas natural de los productores de GNL (al 31 de Dic. 2011) | |
| 6 | Capacidad de licuefacción, mercado Asia-Pacífico (2012). | |
| 7 | Capacidad de regasificación, mercado Asia-Pacífico (2012). | |
| 8 | Capacidad de licuefacción, mercado europeo (2012). | |
| 9 | Capacidad de regasificación, mercado europeo (2012). | |
| 10 | Capacidad de licuefacción, mercado americano (2012). | |
| 11 | Capacidad de regasificación, mercado americano (2012). | |
| 12 | Capacidad de licuefacción del Medio Oriente (2012). | |
| 13 | Capacidad de regasificación en el Medio Oriente (2012). | |
| 14 | Capacidad de licuefacción de África (2012). | |
| 15 | Puntos de interconexión México-Estados Unidos (2011). | |
| 16 | Tecnologías usadas en la generación de energía eléctrica. | |
| 17 | Factores de emisión por defecto por el consumo de combustibles fósiles. | |
| 18 | Permisos de GNL otorgados por la CRE (2003-2008). | |
| 19 | Capacidad adicional requerida en Baja California (2013-2025). | |
| 20 | Capacidad adicional requerida en la Región Centro-Occidente (2013-2025). | |
| 21 | Licitaciones Públicas Internacionales para la importación de GNL | |
| 22 | Contratos de GNL para el mercado mexicano (al 2010). | |
| 23 | Capacidad de licuefacción propiedad de Shell (al 2010). | |
| 24 | Capacidad de regasificación propiedad de Shell (al 2010). | |
| 25 | Capacidad de licuefacción propiedad de Total (al 2010). | |

- 26 Capacidad de regasificación propiedad de Total (al 2010).
- 27 Capacidad de liquefacción propiedad de Repsol al 2010).
- 28 Capacidad de regasificación propiedad de Repsol (al 2010).
- 29 Emisiones de GEI en la cadena del GNL importado a Japón.
- 30 Emisiones de GEI en la cadena del gas natural suministrado en los Estados Unidos.
- 31 Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias energéticas.
- 32 Factores de emisión para las emisiones fugitivas (incluye venteo y quema en antorcha).
- 33 Emisiones de GEI en las etapas de producción y procesamiento de gas natural en México.
- 34 Factores de emisión para las etapas *upstream* del GNL.
- 35 Distancias entre los países importadores y las terminales de GNL en México.
- 36 Emisiones de GEI en la cadena del GNL en México.

NOMENCLATURA

| | |
|-------------------------------|---|
| ACV | Análisis de Ciclo de Vida |
| ARI | <i>Advanced Resources International</i> |
| APEREC | <i>Asia Pacific Energy Research Centre</i> |
| APCI | <i>Air Product Chemical Inc.</i> |
| API | Administración Portuaria Integral |
| BG | <i>British Gas</i> |
| BP | <i>British Petroleum</i> |
| BOG | <i>Boil off gas</i> |
| BTU | Unidades Térmicas Británicas |
| CAPEX | <i>Capital expenditure</i> |
| C3MR | <i>Propane Mixed Refrigerant</i> |
| CEA | Cargo por excedente de almacenamiento |
| CERA | Cargo por excedente de retiro de almacenamiento |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CGN | Compresión de Gas Natural |
| CH ₄ | Metano |
| C ₂ H ₆ | Etano |
| C ₃ H ₈ | Propano |
| C ₄₊ | Butano, pentano, hexano... |
| CHTM | ChevronTexaco de México |
| CLNG | <i>Center for Liquefied Natural Gas</i> |
| CMS | <i>Climate Mitigation Service</i> |
| CNOOC | <i>China National Offshore Oil Corporation</i> |
| COPAR | Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión |
| CO | Monóxido de carbono |
| CO ₂ | Dióxido o bióxido de carbono |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| CS1 | Combined System number 1 |
| CU | Cargo por uso |

| | |
|------------------|---|
| DES | <i>Delivery Ex Ship</i> |
| DMR | <i>Double Mixed Refrigerant</i> |
| DOE | <i>Departament of Energy</i> |
| DOF | Diario Oficial de la Federación |
| ECA | Energía Costa Azul |
| EIA | <i>Energy Information Administration</i> |
| EOL | Eoloeléctrica |
| EUA | Estados Unidos de América |
| FERC | <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> |
| FOB | <i>Free on Board</i> |
| FCE | Fondo de Cultura Económica |
| FSRU | <i>Floating storage regasification unit</i> |
| GBN | Gasoducto Baja Norte |
| GEI | Gases de Efecto Invernadero |
| GIIGNL | <i>Groupe Interntional des Importateurs de Gaz Natural Liquéfié</i> |
| GLP | Gas licuado de petróleo |
| GNBC | Gas Natural de Baja California |
| GNL | Gás Natural Licuado |
| GTL | Gás to liquids |
| GT | Gaz Transport |
| GWh | Gigawatt-hora |
| IPCC | Panel intergubernamental de Cambio Climático |
| GIIGNL | Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado |
| GNL | Gas Natural Licuado |
| GTT | <i>Gaz Transport Technigaz</i> |
| HH | <i>Henry Hub</i> |
| HIDRO | Hidroeléctrica |
| H ₂ S | Ácido Sulfhídrico |
| ICA | Ingenieros Civiles Asociados |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> |
| IHI | <i>Ishikawajima Harima Industries</i> |

| | |
|-----------------------------|--|
| IMO | <i>International Maritime Organization</i> |
| IPCC | <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> |
| kg. | Kilogramo |
| kg/m ³ | kilogramo por metro cúbico |
| KOGAS | Korea Gas |
| KOGAMEX | Korea Gas de México |
| LNG | Liquefied natural gas |
| m ³ | Metro cúbico |
| m ³ _n | Metro cúbico nominal |
| MCR | <i>Multi Component Refrigerant</i> |
| MFCP | <i>Mixed Fluid Cascade Process</i> |
| MJ | Mega Joule |
| MMBtu | Millones de unidades térmicas británicas |
| MWh | MegaWatt-hora |
| Mmpc | Millones de pies cúbicos |
| MMpcd | Millones de pies cúbicos diarios |
| Mtpa | Millones de toneladas por año |
| N ₂ | Nitrógeno |
| N ₂ O | Óxido de nitrógeno |
| NBP | <i>National Balancing Point</i> |
| NETL | <i>National Energy Technology Laboratories</i> |
| NFPA | <i>National Fire Protection Association</i> |
| NOM | Norma Oficial Mexicana |
| NOx | Óxidos de nitrógeno |
| NPC | <i>National Petroleum Council</i> |
| NWS | <i>North West Shelf</i> |
| ORV | <i>Open-rack seawater Vaporizer</i> |
| Pemex | Petróleos Mexicanos |
| PEP | Pemex Exploración y Producción |
| PGPB | Pemex Gas y Petroquímica Básica |
| PIE | Productor Independiente de Energía |

| | |
|-----------------|--|
| PM-R | <i>Parallel Mixed Refrigerant</i> |
| PNG | <i>Papua New Guinea</i> |
| SCV | <i>Submerged combustión vaporizer</i> |
| SENER | Secretaria de Energía |
| SEMARNAT | Secretaria del Media Ambiente y Recursos Naturales |
| SIGTTO | <i>Society of International Gas Tanker and Terminal Operatiors</i> |
| SINOPEC | <i>China Petroleum Chemical Corporation</i> |
| SMR | <i>Single Mixed Refrigerant</i> |
| SNG | Sistema Nacional de Gasoductos |
| SOx | Óxidos de azufre |
| SO ₂ | Bióxido o dióxido de azufre |
| TGNBC | Transportadora de Gas Natural de Baja California |
| TKMS | Terminal KMS |
| TLNGA | Terminal LNG de Altamira |
| TLNGBC | Terminal LNG de Baja California |
| TPC | Trillones de pies cúbicos =10 ⁹ pies cúbicos |
| TSAF | Tarifa del servicio de almacenamiento en base firme |
| TSAI | Tarifa del servicio de almacenamiento en base interrumpible |
| Tz | Technigaz |
| EU | Unión Europea |
| US\$ | Dólares de los Estados Unidos |
| VPM | Venta de Primera Mano |

REFERENCIAS

1. Administración Portuaria Integral de Topolobampo, S.A. de C.V.: Convocatoria Pública Nacional API/TOPO/01/05, Convocatoria y Condiciones Generales para el Uso y Aprovechamiento de una Superficie Marítima en el Puerto de Topolobampo, Sinaloa, para la Construcción de una Terminal Portuaria Especializada que Deberá Destinarse a la Recepción, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. 2005. *Diario Oficial de la Federación*, primera sección **618** (3 de marzo): 66-69. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=29374&pagina=66&seccion=1 (Descargado el 23 de julio de 2011).
2. American Bureau of Shipping. 2002. *Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals*. Houston, Texas: ABS.
3. American Petroleum Institute. 2004. *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry*. Washington, D.C.: API. Disponible en: http://www.wrapair.org/ClimateChange/GHGProtocol/docs/2004-02_API_COMPENDIUM_of_GHG_Emission_Methodologies_from_O&G.pdf. (Descargado el 4 de abril de 2011).
4. Asia Pacific Energy Research Centre. 2007. *A Quest for Energy Security in the 21st Century: Resources and Constraints*. Tokyo: APERC. http://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_A_Quest_for_Energy_Security.pdf (Descargado el 18 de enero de 2013).
5. Banco Mundial. Corporación Financiera Internacional. 2007. *Guías Sobre Medio Ambiente, Salud y Seguridad. Para las Plantas de Gas Natural Licuado (GNL)*, <http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/0c51f58048855bbb89dadb6a6515bb18/000199659ESes%2BLNG.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=0c51f58048855bbb89dadb6a6515bb18> (Descargado el 8 de agosto de 2011).
6. Barnett, P.J. 2010. Life Cycle Assessment (LCA) of Liquefied Natural Gas (LNG) and its Environmental Impact as a Low Carbon Energy Source. BE degree, University of Southern Queensland, Australia.

- http://eprints.usq.edu.au/18409/1/Barnett_2010.pdf (Descargado el 13 de enero de 2012).
7. Barreto, L. y Turton, H. 2007. Impact Assessment of Energy-Related Policy Instruments on Climate Change and Security of Energy Supply. *International Journal of Global Energy Issues* **27** (1): 15-41. <http://dx.doi.org/10.1504/IJGEI.2007.012116>. [Fecha de acceso 10 de enero de 2013].
 8. Bartsch, U. 1998. *Financial Risks and Rewards in LNG Projects: Qatar, Oman, and Yemen*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG3-FinancialRisksandRewardsinLNGProjectsQatarOmanandYemen-UBartsch-1998.pdf> (Descargado el 6 de junio de 2011).
 9. BG Group. 2009. *Annual Report and Accounts 2009*. Reading, Berkshire, UK: BG Group. <http://www.bg-group.com/InvestorRelations/Reports/ara2009/Downloads/Annual%20Report%20and%20Accounts%202009/ara2009full.pdf> (Descargado el 27 de octubre de 2010).
 10. BP. *Clean Energy Spanning the Globe*.
 11. BP. 2001. *Historical Plant Cost*, junio 2001.
 12. BP. 2001. *LNG fundamentals, Panama City*, junio 2001.
 13. BP. 2012. *BP Statistical Review of World Energy. june 2012*. http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf [Fecha de acceso 25 de octubre de 2012].
 14. BP & Project Technical Liaison (PLT). *Liquefied Natural Gas (LNG) Safety and Environmental Facts*.
 15. BS EN 1160, Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. General Characteristics of Liquefied Natural Gas. 1997. London: British Standards Institution

16. BS EN 1473, Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas. Design of Onshore Installations.1997. London: British Standards Institution.
17. California Energy Commission. 2009. 2009 Integrated Energy Policy Report, Final Commission Report. CEC-100-2009-003-CMF, CEC, Los Angeles, California (diciembre 2009). <http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-100-2009-003/CEC-100-2009-003-CMF.PDF> (Descargado el 19 de octubre de 2010).
18. Carras, J.N. et al. IPCC, 2006. Emisiones Fugitivas. En *Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*, Eggleston, S., Buendía, L., Miwa, K., Ngara, T. y Tanabe, K., eds., Cap. 4, 1-78, Vol. 2. Hayama, Japón: IGES. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf (Descargado el 27 de septiembre de 2012).
19. Center for Liquefied Natural Gas. 2009. *Life Cycle Assessment of GHG Emissions form LNG and Coal Fired Generation Scenarios: Assumptions and Results*. Fairfax, Virginia: PACE. http://www.energy.ca.gov/lng/documents/2009-02-03_LCA_ASSUMPTIONS_LNG_AND_COAL.PDF. (Descargado el 19 de octubre de 2010).
20. Chabrelie, M. y Cornot, S. 2005. *The Role of LNG for Enhancing Security of Supply*. Gastech. http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050106.pdf. [Fecha de acceso 23 de enero de 2013].
21. Chevron Australia. 2005. *Chapter 13: Greenhouse Gas Emissions – Risks and Management*. http://www.chevronaustralia.com/Libraries/Chevron_Documents/gorgon_ch13_LR.pdf.sflb.ashx. (Descargado el 3 de febrero de 2013).
22. Chevron Australia. 2009. Gorgon Gas Development and Jansz Feed Gas Pipeline. Greenhouse Gas Abatement Program. G1-NT-PLNX0000012, Chevron Australia, Western Australia. http://www.chevronaustralia.com/Libraries/Chevron_Documents/GGAP_Rev_0_G1-NT-PLNX0000012.pdf.sflb.ashx. (Descargado el 29 de enero de 2012).

23. Comisión Federal de Electricidad. 2007. Testimonio de la Licitación Pública Internacional de la CFE para el Servicio de Suministro de GNL en la Zona de Manzanillo, Colima, México. Licitación Pública Internacional No. 18164067-009-06 (LN-509/06), 18 Sep., 2007.
24. Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Energéticos y Seguridad. 2008. Licitación Pública Internacional No. 18164067-010-06 (LI-510/06), Servicios de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural a la CFE para la Zona de Manzanillo, Colima, México, 18 de abril, 2008.
25. Comisión Reguladora de Energía, RES/156/2003. 2003. Resolución por la que se Modifica el Permiso de Almacenamiento de Gas Natural G/138/ALM/2003 Otorgado a Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., en lo Relativo a la Capacidad del Sistema de Almacenamiento (14 de agosto), <http://www.cre.gob.mx/documento/resolucion/RES-156-2003.pdf> (Descargado el 3 de septiembre de 2010).
26. Comisión Reguladora de Energía, RES/075/2006. 2006. Resolución por la que se Modifica el Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Número G/138/ALM/2003, Otorgado a Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., en lo Relativo al Sistema de Acondicionamiento y Entrega de Gas Natural y la Interconexión con Usuarios Finales. Comisión Reguladora de Energía (5 de abril), <http://www.cre.gob.mx/documento/resolucion/RES-075-2006.pdf> (Descargado el 22 de octubre de 2010).
27. Cornot-Gandolphe, S. y Dickel, R. 2004. *Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point*. Paris: OECD/IEA. http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6104241e.pdf?expires=1368815073&id=id&accn_ame=oid008866&checksum=3B47D4C4A2D50F552F5B8AB6691B97F3. (Descargado el 13 de diciembre de 2010).
28. Cunningham, R. 2007. Supplying the Global Market for LNG. *The Lamp* **89** (1): 6-8. http://www.exxonmobil.com/corporate/files/corporate/lamp_vol89_no1.pdf (Descargado el 30 de octubre de 2010).
29. Decreto por el que se Reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. 1983. *Diario Oficial* **371** (27 de diciembre): 31-35.

- http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lspee/LSPEE_ref01_27dic83_ima.pdf.
30. Decreto que Reforma, Adiciona y Deroga Diversas Disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. 1992. *Diario Oficial* **471** (23 de diciembre): 2-8.
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lspee/LSPEE_ref04_23dic92_ima.pdf
31. Decreto por el que se Reforman y Adicionan Diversas Disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. 1995. *Diario Oficial*, 1ª sección **500** (11 de mayo): 12-14.
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lrart27_rp/LRArt27_RP_ref02_11may95_ima.pdf
32. Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996. 1996. *Diario Oficial* **510** (20 de marzo): 36-70.
http://www.sener.gob.mx/res/Acerca_de/Directivapreciosytarifasgasnat.pdf
33. Decreto por el que se Reforma la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. 1996. *Diario Oficial* **518** (13 de noviembre): 4-5.
http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=4905440&fecha=13/11/1996&cod_diario=209841
34. Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009. 2009. *Diario Oficial* **670** (20 de julio): 13-27. <http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2009&month=07&day=20>
35. Eggleston, S., Buendía, L., Miwa, K., Ngara, T. y Tanabe, K., eds. 2006. *Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero: Orientación General y Generación de Informes, Vol. 1 Directrices para los Inventarios*. Hayama, Japón: IGES. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol1.html>. (Descargado el 27 de septiembre de 2012).

36. E.U.A. Energy Information Administration. 2003. The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook. DOE/EIA-0637, US DOE, Energy Department Energy, Washington, D.C. (diciembre, 2003). http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/global/pdf/eia_0637.pdf (Descargado el 7 de septiembre de 2010).
37. E.U.A. Energy Information Administration. 2010. *Annual Energy Outlook 2010, With Projections to 2035*. DOE/EIA-0383, US DE, Energy Department Energy, Washington, D.C. (abril 2003). <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/0383%282010%29.pdf> (Descargado el 13 de mayo de 2010).
38. EUA. Federal Energy Regulatory Commission. Office of Energy Projects. 2008. Existing and Proposed North American LNG Terminals. http://dnr.louisiana.gov/assets/docs/oilgas/data/exist-prop-lng_20080324.pdf (Descargado el 22 de enero de 2012).
39. Extracto del Proyecto de Solicitud para Obtener un Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, Presentada por Gas Natural Baja California, S. de R.L. de C.V. 2002. *Diario Oficial*, edición matutina **589** (16 de octubre): 10. http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=5049085&fecha=16/10/2002&cod_diario=213554
40. Extracto del Proyecto de Solicitud para Obtener un Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, Presentada por Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. 2002. *Diario Oficial de la Federación* **591** (4 de diciembre): 12. http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=715247&fecha=04/12/2002&cod_diario=28454
41. Extracto del Proyecto de Solicitud de Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, Presentada por la Empresa Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V. 2003. *Diario Oficial*. edición matutina **592** (29 enero): 4. http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=706409&fecha=29/01/2003&cod_diario=28412
42. Extracto del Proyecto de Solicitud de Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Licuado Presentada por la Empresa Terminal de LNG de Baja California,

- S. de R.L. de C.V. 2003. *Diario Oficial*. primera sección **598** (17 de julio): 78.
http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=692991&fecha=17/07/2003&cod_diario=28203
43. Extracto del Proyecto de Solicitud para Obtener un Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, Presentada por ChevronTexaco de México, S.A. de C.V. 2004. *Diario Oficial*, primera sección **605** (4 de febrero): 36-37.
http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=675410&fecha=04/02/2004&cod_diario=27943
44. Extracto de la Solicitud para Obtener un Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Licuado presentado por Terminal KMS de GNL, S. de R. L. de C. V. 2008. *Diario Oficial de la Federación* **659** (29 de agosto): 81.
http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=214623&pagina=81&seccion=0
http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=214623&pagina=81&seccion=0
45. ExxonMobil. 2008. *Profile: Qatar-North Field*. Irving, Texas: ExxonMobil,
https://www.exxonmobil.com/Corporate/files/news_pub_poc_qatar.pdf
(Descargado el 24 de septiembre de 2010).
46. ExxonMobil. 2010. *LNG: Fueling the Future*. Irving, Texas: ExxonMobil,
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/corporate/lng_brochure.pdf
(Descargado el 24 de septiembre de 2010).
47. Foss, M.M. 2003: Introducción al GNL: Descripción General del Gas Natural Licuado (GNL), sus Propiedades, la Industria del GNL y Aspectos de Seguridad. Houston, Texas: Center for Energy Economics
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_A_L_GNL.pdf (Descargado el 19 de octubre de 2010).
48. Foss, M.M. 2003. *Sistemas de Seguridad y Protección de GNL*. Houston, Texas: Center for Energy Economics.
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_Sistemas_de_Seguridad_y_Proteccion_de_GNL.pdf (Descargado el 23 de agosto de 2010).
49. *Fostering LNG Trade: Developments in LNG Trade and Pricing*. 2009. Brussels, Belgium: Energy Charter Secretariat. <http://www.jai->

- energy.com/pubs/LNG_2009_ENG.pdf (Descargado el 13 de septiembre de 2010).
50. Gas Natural y Sustentabilidad: su Rol en la Mitigación del Cambio. 2009. *Petrotecnia* (octubre): 70-72. http://www.petrotecnia.com.ar/petro_10/gas_natural_sustentabilidad.pdf. (Descargado el 8 de agosto de 2011).
 51. Giamouridis, A. y Paleoyannis, S. 2011. *Security of Gas Supply in South Eastern Europe: Potential Contribution of Planned Pipelines, LNG and Storage*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/07/NG_52.pdf (Descargado el 20 de septiembre de 2012).
 52. Gómez, D. et al. 2006. Combustión Estacionaria. En *Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*, Eggleston, S., Buendía, L., Miwa, K., Ngara, T. y Tanabe, K., eds. Cap. 2, 1-47, Vol. 2. Hayama, Japón: IGES. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf (Descargado el 15 de abril de 2011).
 53. Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte. 2006. Perfil Energético de América del Norte II. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Perfil_Energetico_II.pdf (Descargado el 18 de octubre de 2010).
 54. Heede R. 2006. LNG Supply Chain Greenhouse Gas Emissions for the Cabrillo Deepwater Port: Natural Gas from Australia to California. Environmental Defense Center, Santa Barbara, California. http://www.edcnet.org/pdf/Heede_06_LNG_GHG_Anlys.pdf. (Descargado el 7 de septiembre de 2010).
 55. IGC Code, International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk. 1993. London: International Maritime Organization.
 56. *Iniss, H. 2005. Operational Vertical Integration in the Gas Industry, with Emphasis on LNG: Is it Necessary to Ensure Viability?*

- http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/html/car8_article22.pdf (Descargado el 29 de enero de 2013).
57. International Energy Agency. 2007. *Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions*. Paris: IEA. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_security_climate_policy.pdf (Descargado el 14 de enero de 2013).
58. International Energy Agency. 2011. *Measuring Short Term Energy Security*. Paris: IEA. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Moses.pdf> (Descargado el 14 de enero de 2013).
59. International Group of Liquefied Natural Gas Imported. 2008. *The LNG Industry 2008*. Levallois, Francia: GIIGNL. http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/flipbook2008/pdf/lng_industry.pdf (Descargado el 13 de septiembre de 2010).
60. International Group of Liquefied Natural Gas Imported. Technical Study Group. 2009. *LNG Process Chain*, Information Paper No. 2. Paris: GIIGNL. [http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/A_PUBLIC_INFORMATION/LNG_Basics/LNG_2 - LNG Supply Chain 7.3.09-AAcomments-Aug09.pdf](http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/A_PUBLIC_INFORMATION/LNG_Basics/LNG_2_-_LNG_Supply_Chain_7.3.09-AAcomments-Aug09.pdf) (Descargado el 11 de noviembre de 2010).
61. International Group of Liquefied Natural Gas Imported. 2011. *The LNG Industry 2011*. Paris: GIIGNL. <http://www.gasnaturally.eu/uploads/Modules/Publications/the-lng-industry-in-2011-giignl.pdf> (Descargado el 4 de octubre de 2012).
62. International Group of Liquefied Natural Gas Imported. 2012. *The LNG Industry 2012*. Paris: GIIGNL. http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/A_PUBLIC_INFORMATION/LNG_Industry/GIIGNL_THE_LNG_INDUSTRY_IN_2012.pdf (Descargado el 30 de abril de 2013).
63. Jansen, J., van Arkel, W. y Bott, M. 2004. *Designing Indicators of Long-Term Energy Supply Security*. ECN-C--04-007. ECN, Petten, Holanda. <ftp://ecn.nl/pub/www/library/report/2004/c04007.pdf> (Descargado el 23 de enero de 2013).

64. Jaramillo, P., Griffin, W.M. y Matthews, H.S. 2007. Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation, *Environ. Sci. Technol.*, **41** (17): 6290-6296. <http://pubs.acs.org/cgi-bin/abstract.cgi/esthag/2007/41/i17/abs/es063031o.html>. (Descargado el 23 de julio de 2012).
65. Jensen, J.T. 2004. *The Development of A Global LNG Market: Is it Likely? If so When?* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG5-TheDevelopmentofAGlobalLNGMarketIsItLikelyIfSoWhen-JamesJensen-2004.pdf> (Descargado el 11 de diciembre de 2010).
66. King & Spalding. 2006. *LNG in Europe: An Overview of European Import Terminals.* Houston, Texas: K&S. http://www.kslaw.com/library/pdf/LNg_in_Europe.pdf. (Descargado el 7 de enero de 2012).
67. Lajous, A. 2003. Seguridad de Suministro de Gas Natural en México. Intervención en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética y la Reunión de la International Association for Energy Economics, octubre 20. <http://www.iaee.org/documents/Mexico/Seguridad-de-suministro.pdf>. (Descargado el 19 de diciembre de 2010).
68. Ledesma, D. 2009. *The Changing Relationship between NOCs and IOCs in the LNG Chain.* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG32-TheChangingRelationshipBetweenNOCsandIOCsInTheLNGChain-DavidLedesma-2009.pdf> (Descargado el 29 de enero de 2013).
69. Lee H., 2005. Dawning of a New Era: The LNG Story. ENRP Discussion Paper 2005-07, Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Cambridge, MA, April 2005. <http://belfercenter.hks.harvard.edu/files/lng%20henry%20lee.pdf> (Descargado el 23 de enero de 2010).

70. Ley de la Comisión Reguladora de Energía. 1995. *Diario Oficial* **505** (31 de octubre):63-65.
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lcre/LCRE_orig_31oct95.pdf.
71. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. 1975. *Diario Oficial* **333** (22 de diciembre): 43-48. <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/99.pdf>
72. Lloyd's Register. 2004. *Guidance notes: Classification and certification of offshore gravity based liquefied gas terminals*. London: Lloyd's Register.
73. Luketa A., Hightower M. y Attaway S. 2008. Breach and Safety Analysis of Spills Over Water from Large Liquefied Natural Gas Carriers. Sandia Report SAND 2008-3135, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico (mayo 2008). [http://www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Sandia_Report_\(Breach_and_Safety_Analysis_of_Spills_Over_Water_from_Large_Liquefied_Natural_Gas_Carriers\).pdf](http://www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Sandia_Report_(Breach_and_Safety_Analysis_of_Spills_Over_Water_from_Large_Liquefied_Natural_Gas_Carriers).pdf) (Descargado el 19 de noviembre de 2010).
74. McGuire, G. y White, B. 2000. *Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals*, third ed. London: Witherby & Company Limited.
75. Mohamed, J. 2004. The Dynamic of LNG Shipping market and the development of LNG supply for Western Europe. University of Oklahoma, Sarkeys Energy Center, Norman, Oklahoma.
76. National Petroleum Council, Global Oil & Gas Study. 2007. Liquefied Natural Gas (LNG), Topic Paper # 13. (Julio 18 de 2007) http://downloadcenter.connectlive.com/events/npc071807/pdf-downloads/Study_Topic_Papers/13-STG-LiquefiedNaturalGas.pdf. (Descargado el 27 de octubre de 2010).
77. Neff, T. 1997. *Improving Energy Security in Pacific Asia: Diversification and Risk Reduction for Fossil and Nuclear Fuels*. Tokyo: Pacific Asia Regional Energy Security <http://oldsite.nautilus.org/archives/papers/energy/NeffPARES.pdf> (Descargado el 18 de enero de 2013).
78. Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación Atmosférica-Fuentes Fijas.- Para Fuentes Fijas que Utilizan Combustibles Fósiles, Líquidos o Gaseosos o Cualquiera de sus Combinaciones, que Establece Niveles Máximos

- Permisibles de Emisión a la Atmósfera de Humos, Partículas Suspendidas Totales, Bióxido de Azufre y Óxidos de Nitrógeno y los Requisitos y Condiciones para la Operación de los Equipos de Calentamiento Indirecto por Combustión, así como los Niveles Máximos Permisibles de Emisión de Bióxido de Azufre en los Equipos de Calentamiento Directo por Combustión. diciembre de 1994. 1994. *Diario Oficial de la Federación*, primera sección **495** (29 de marzo): 5-19. <http://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/agenda/PPD02/NOM-085.pdf>
79. Norma Oficial de Emergencia, NOM-EM-001-SECRE-2002. Requisitos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Plantas de Almacenamiento de Gas Natural Licuado que Incluyen Sistemas, Equipos e Instalaciones de Recepción, Conducción, Regasificación y Entrega de Dicho Combustible. 2002. *Diario Oficial de la Federación*, tercera sección **587** (2 de agosto): 1-38. http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=721388&fecha=02/08/2002&cod_diario=28574
80. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, Calidad del Gas Natural. 2004. *Diario Oficial de la Federación*, primera sección **606** (2 de diciembre):5-27. <http://www.cre.gob.mx/documento/1196.pdf>
81. Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004 Requisitos de Seguridad para el Diseño y Construcción, Operación y Mantenimiento de Plantas de Almacenamiento de Gas Natural Licuado que incluyen Sistemas, Equipos e Instalaciones de Recepción, Conducción, Vaporización y Entrega de Gas Natural. 2004. *Diario Oficial de la Federación*, segunda sección **614** (8 de noviembre): 1-98. http://www.sener.gob.mx/res/Acerca_de/nom013secre2004.pdf
82. Okamura, T., Furukawa, M. e Ishitani, H. 2007. Future Forecast for Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of LNG and City Gas 13A. *Applied Energy* **84** (11): 1136 - 1149. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2007.05.005>. (Descargado el 1 de diciembre de 2010).

83. Pacheco, H.F. 2010. *Floating LNG: Tecnología para la Transformación de la Industria del Gas*. 2010. *Petróleo Internacional* **69** (2): 22-26. Abril-Mayo de 2010. [Fecha de acceso 19 de octubre de 2010].
84. PEMEX. 1977-2011. Anuarios Estadísticos, varios años (1977-2011).
85. PEMEX. 1999-2010. Informes de Responsabilidad Social, varios años (1999-2010).
86. PEMEX. 2012. *Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012*. México, D.F.: Pemex Exploración y Producción. <http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%202009.pdf>. (Descargado el 10 de febrero de 2013).
87. Pérez-Jácome, D. 2004. Reto Mexicano en Materia de Regulación del Sector Energético. Presentación en la VII Conferencia Anual Energía y Metales - Societé Générale, México, D.F., febrero 19, <http://www.cre.gob.mx/documento/706.pdf> (Descargado el 3 de septiembre de 2010).
88. Perry, R., y Chilton, C., eds. 1986. *Biblioteca del Ingeniero Químico*, quinta edición. Vol. 3, México: McGraw-Hill.
89. Pita, G. 2006. *Introducción al Gas Natural Licuado*. http://koweitindl.com.ar/kya_articulos/introduccion_al_gas_natural_licuado.pdf. (Descargado el 18 de enero de 2011).
90. Pluto LNG: Chapter 5, Development. Emissions, Discharges and Waste. 2006. <http://www.standupfortheburrup.de/downloads/05emissionsdischargesandwaste.pdf> (Descargado el 10 de octubre de 2012).
91. PNG LNG Project, Coffey Natural Systems. 2009. *Environmental Impact Statement: Chapter 26. Greenhouse Gases and Climate Change*. Papúa, Nueva Guinea: Esso Highlands Limited. http://www.pnglng.com/media/pdfs/environment/eis_chapter26.pdf. (Descargado el 3 de febrero de 2013).
92. *Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. 2007. Brussels, Belgium: Energy Charter Secretariat. <http://www.arcticgas.gov/sites/default/files/documents/2007-energy-charter-energy-pricing-mechanisms.pdf> (Descargado el 30 de agosto de 2010).

93. Qatar Petroleum. 2009. *2009 Annual Report*.
<http://www.qp.com.qa/Files/Annual%20Report/English%202009.pdf> (Descargado el 4 de abril de 2011).
94. Ramos Elorduy, A. 2007. Uso de Combustibles Fósiles para Generación de Energía. Eléctrica. Taller de Opciones Energéticas para México, México, D.F., agosto 9.
95. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.1993. *Diario Oficial*, segunda sección **476** (31 de mayo): 2-24.
http://www.shcp.gob.mx/LASHCP/MarcoJuridico/MarcoJuridicoGlobal/Reglamentos/36_%20reg_Ispee.pdf
96. Reglamento de Gas Natural. 1995. *Diario Oficial*, primera sección **506** (8 de noviembre): 50-64.
http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=209405&pagina=49&seccion=1
97. Reséndiz-Núñez, D., coord. 1994. *El Sector Eléctrico de México*. México: CFE-FCE.
98. Roberts, M.J., Liu, Y-N., Bronfenbrenner, J.C. y Petrowski, J.M. 2004. Reducing LNG Capital Cost in Today's Competitive Environment. *Artículo PS2-6*, presentado en The 14th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas, Doha, Qatar, marzo 21-24.
<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Papers-PDF/PS2-6-Roberts.pdf> (Descargado el 26 de octubre de 2010).
99. Rogers, H.V. 2010. *LNG Trade-Flow in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG41-LNGTradeFlowsInTheAtlanticBasinTrendsandDiscontinuities-HowardRogers-2010.pdf> (Descargado el 20 de septiembre de 2012).
100. Ruether, J., Ramezan, M. y Grol, E. 2005. Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. DOE/NETL-2006-1227 National Energy Technology Laboratory,

- Morgantown, West Virginia. http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/h2_from_coal_lng_final.pdf. (Descargado el 6 de junio de 2011).
101. Rüster, S. y Neumann, A. 2006. Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies. An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration. Artículo presentado en la 26th USAEE International Conference, Ann Arbor, Michigan, EUA, septiembre 24-26. http://www.iaee.org/en/students/best_papers/Sophia_Ruster.pdf . (Descargado el 12 de septiembre de 2010).
 102. Sakhalin Island: Country Analysis Briefs. 2008. Washington, D.C.: DOE, EIA.
 103. San Martín González, E., 2010. El “giro al este” en el suministro de energía de la UE y la evolución del riesgo energético de carácter socioeconómico en el período 1995-2005. V Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética.
 104. Saunderson, R.P., Petrowski, J.M. y Bronfenbrenner, J.C. 2003. *LNG: Larger is Greener*. Allentown, Pennsylvania: Air Products and Chemical, Inc. [http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_technology/liquefaction/LNG,%20Larger%20is%20Greener%20-%20Robert%20Saunderson%20\(APCI\).pdf](http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_technology/liquefaction/LNG,%20Larger%20is%20Greener%20-%20Robert%20Saunderson%20(APCI).pdf) (Descargado el 26 de octubre de 2010)
 105. Sempra LNG. 2008. Greenhouse Gas Life-Cycle Emissions Study: Fuel Life-Cycle of U.S. Natural Gas Supplies and International LNG. Advanced Resources International, Inc. e ICF International, Washington, D.C. (noviembre 10, 2008). http://www.adv-res.com/pdf/ARI_LCA_NOV_10_08.pdf. (Descargado el 4 de febrero de 2013).
 106. SENER. 2002-2010. Balance Nacional de Energía, varios años (2002-2010).
 107. SENER. 2002-2012. Prospectiva del Sector Eléctrico, varios años (2002-2012).
 108. SENER. 2012. *Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2012-2026*. México: SENER. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva_gasnatural_2009-2024.pdf (Descargado el 19 de octubre de 2012).
 109. SENER.2010. Prontuario Estadístico del Sector Energético, varios años (2010 y 2012)

110. Skone T. 2011. Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production. DOE/NETL-2011/1522., National Energy Technology Laboratory, Morgantown, West Virginia. <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NG-GHG-LCI.pdf> (Descargado el 6 de octubre de 2012).
111. Skone, T. y James R. 2010. Life Cycle Analysis: Natural Gas Combined Cycle (NGCC) Power Plant. DOE/NETL-403/110509., National Energy Technology Laboratory, Morgantown, West Virginia (septiembre 30, 2010). http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NGCC_LCA_Report_093010.pdf. (Descargado el 29 de enero de 2012).
112. Spilsbury, C., Liu, Y.-N. Petrowski, J. y Kennington, W. 2006. Evolution of Liquefaction Technology for Today's LNG Business. 7^o Journées Scientifiques et Techniques, Oran, Argelia, noviembre 28-29. <http://www.airproducts.com/~media/Files/PDF/industries/Lng-evolution-liquefaction-technology-todays-lng-business.pdf>. Descargado el 26 de octubre de 2010).
113. Stern, J. 2006. *The New Security Environment for European Gas: Worsening Geopolitics and Increasing Global Competition for LNG*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG15-TheNewSecurityEnvironmentForEuropeanGasWorseningGeopoliticsandIncreasingGlobalCompetitionforLNG-JonathanStern-2006.pdf> Descargado el 20 de enero de 2011).
114. Taglia, A. y Rossi, N. 2009. European Gas Imports: GHG Emissions from the Supply Chain. http://www.aeee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_238_Taglia_Antonio_31-Aug-2009.%2017:24.pdf. (Descargado el 29 de enero de 2012).
115. Tamura, I., Tanaka, T., Kagajo, T. et al. 2001. Life Cycle CO₂ Analysis of LNG and City Gas. *Applied Energy* **68** (3): 301-319. [http://dx.doi.org/10.1016/S0306-2619\(00\)00062-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0306-2619(00)00062-3). (Descargado el 1 de diciembre de 2010).

116. Tangguh LNG Project in Indonesia: Summary Environmental Impact Assessment. 2005. <http://www2.adb.org/documents/environment/ino/ino-tangguh-lng-project.pdf>. (Descargado el 29 de enero de 2012).
117. Tarakad, R.R., 2003. *LNG Receiving and Regasification Terminals: An Overview of Design, Operation and Project Development Considerations*, revised edition. Houston, Texas: Zeus Development Corporation.
118. *The Climate Impacts of Liquefied Natural Gas*. 2004. Greenpace. <http://pacifenvironment.org/downloads/RACE%20-%20Global%20Warming.pdf> (Descargado el 7 de septiembre de 2010).
119. The World Fleet of LNG Carriers. 2012. <http://www.shipbuildinghistory.com>. [Fecha de acceso 27 de octubre de 2012].
120. Tobin, J. 2003. Natural Gas Market Center and Hub: a 2008 Update. Energy Information Administration. http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2009/ngmarketcenter/ngmarketcenter.pdf (Descargado el 27 de septiembre de 2012).
121. Total, S.A. Exploration & Production. 2007. *Valorisation Gaz des Techniques d'Avenir*. Pau Cedex, Francia: Total, S.A., Exploration & Production. http://www.total.com/MEDIAS/MEDIAS_INFOS/255/FR/valorisation-gaz-2007.pdf (Descargado el 24 de septiembre de 2010).
122. Total S.A. 2007. *Gaz Naturel Liquefié*. Courbevoie, Francia: Total S.A. http://www.total.com/MEDIAS/MEDIAS_INFOS/422/FR/total-2007-gaz-naturel-liquefie.pdf. (Descargado el 24 de septiembre de 2010).
123. Vargas Suárez, R. 2007. *Seguridad Energética en México: Una evaluación en relación con la declaratoria de San Petesburgo*. México: Friedrich-Ebert-Stiftung Representación en México. <http://www.fesmex.org/common/Documentos/Ponencias/Seguridad%20Energetic a%20en%20Mex%20Rosio%20Vargas.pdf> (Descargado el 23 de enero de 2013).
124. Vicini, G., Gracceva, F., Markandya, A. y Constantini V. 2005. Security of Energy Supply: Comparing Scenarios from a European Perspective. http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=758225. (Descargado el 12 de enero de 2013).

125. Voelte, D. 2010. Floating LNG at Sunrise, UBS Resources Conference. <http://www.woodside.com.au/Investors-Media/Announcements/Documents/03.06.2010%20UBS%20Presentation%20-%20FLNG%20at%20Sunrise.pdf> (Descargado el 2 de noviembre de 2010).
126. Wagner, J. y Cone, S. 2002. Analysis Says Gas FPSO Feasible, CNG Possibly Economic Export Option. *Oil and Gas Journal* **100** (49): 68-73. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-100/issue-49/transportation/analysis-says-gas-fps-feasible-cng-possibly-economic-export-option.html> [Fecha de acceso 21 de marzo de 2011].
127. Weems P. 2000. Overview of Issues Common to Structuring, Negotiating and Documenting LNG Projects. *International Energy Law and Taxation Review* (8). <http://www.kslaw.com/library/pdf/NegotiatingandDocumentingLNGProjects.pdf> (Descargado el 30 de enero de 2013).
128. Woodside. 2011. *Pluto LNG: Project, Greenhouse Gas Abatement Program*, rev. 2. http://www.woodside.com.au/our-business/pluto/sustainability/documents/pluto_lng_project_-_greenhouse_gas_abatement_program.pdf (Descargado el 3 de febrero de 2013).

Sitios de Internet consultados:

- <http://www.apci.com>
- <http://www.atlanticlng.com>
- <http://www.badaklng.co.id>
- <http://www.bg-group.com>
- <http://www.bp.com>
- <http://www.bp.com/statisticalreview>
- <http://www.cfe.gob.mx>
- <http://www.cre.gob.mx>
- <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio>
- <http://www.dof.gob.mx>
- <http://www.eia.doe.gov>

- <http://www.energy.ca.gov/lng>
- <http://ec.europa.eu>
- <http://www.exxonmobil.com/lng>
- <https://www.ferc.gov>
- <http://www.giignl.org>
- <http://www.hydrocarbons.com>
- <http://www.npc.org>
- <http://www.ogj.com>
- <http://www.oxfordenergy.org>
- <http://www.pemex.com>
- <http://www.petroleo.com>
- <http://www.petronas.com>
- <http://www.pnglng.com>
- <http://www.qatargas.com>
- <http://rasgas.com>
- <http://sener.gob.mx>
- <http://www.shell.com>
- <http://www.shipbuildinghistory.com>
- <http://www.streamlng.com>
- <http://www.total.com>
- <http://www.woodside.com.au>

A. Factores de conversión.

Tabla A-1. Factores de conversión para el gas natural y el GNL

| Gas natural y GNL | a | | | |
|---|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------|--|
| | mil millones de metros cúbicos de GN | mil millones de pies cúbicos de GN | millón de ton de GNL | mil billones de unidades térmicas británicas (MMBtu) |
| De | Mutiplicar por | | | |
| 1 mil millones de metros cúbicos de gas natural | 1 | 35.3 | 0.735 | 35.7 |
| 1 mil millones de pies cúbicos de gas natural | 0.028 | 1 | 0.021 | 1.01 |
| 1 millón de toneladas de petróleo equivalente | 1.11 | 39.2 | 0.82 | 39.7 |
| 1 millón de toneladas de GNL | 1.36 | 48.0 | 1 | 48.6 |
| 1 mil billones de unidades térmicas británicas | 0.028 | 0.99 | 0.021 | 1 |
| 1 millón de barriles de petróleo equivalente | 0.15 | 5.35 | 0.11 | 5.41 |

Fuente: Estadísticas Mundiales de Energía de BP (Junio de 2012).

Unidades

| | | | |
|-----------------------|---|------------|-------------------------------|
| 1 pie cúbico | = | 0.02831684 | metros cúbicos |
| 1 metro cúbico | = | 35.31467 | pies cúbicos |
| 1 ton de GNL | = | 735.29 | metros cúbicos de gas natural |
| 1 ton de GNL | = | 20.82 | pies cúbicos de gas natural |
| 1 pie cúbico de GNL | = | 600 | pies cúbicos de gas natural |
| 1 metro cúbico de GNL | = | 600 | metros cúbicos de gas natural |

APÉNDICE 2

FLOTA MUNDIAL DE BUQUES DE GNL.

| Nombre del Barco | Propietario | Año de entrega | HP | Velocidad (nodos) | Tipo de sistema | # de tranques | Capacidad (m ³) |
|------------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| Methania | Distrigas | Oct-78 | 45,000 | 19 | GT NO 85 | 5 | 131,235 |
| Dapeng Sun | China LNG Shipping | Abr-08 | | | GT NO 96 | 4 | 147,000 |
| Dapeng Moon | China LNG Shipping | Jul-08 | | | GT NO 96 | 4 | 147,000 |
| Min Rong | China LNG Shipping | Feb-09 | | | GT NO 96 | 4 | 147,000 |
| Min Lu | China LNG Shipping | Ago-09 | | | GT NO 96 | 4 | 147,100 |
| Dapeng Star | China LNG Shipping | Dic-09 | | | GT NO 96 | 4 | 147,100 |
| Mubaraz | National Gas Shipping | Ene-96 | 40,250 | 19.5 | Moss | 4 | 137,000 |
| Mraweh | National Gas Shipping | Jun-96 | 40,250 | 19.5 | Moss | 4 | 137,000 |
| Al Hamra | National Gas Shipping | Ene-97 | 40,250 | 19.5 | Moss | 4 | 137,000 |
| Umm Al Ashtan | National Gas Shipping | May-97 | 40,250 | 19.5 | Moss | 4 | 137,000 |
| Bebatik | Brunei Shell Tankers | Oct-72 | 20,800 | 18.3 | TZ Mk. I | 6 | 75,100 |
| LNG Lagos | Bonny Gas Transport | Dic-76 | 34,000 | 18.5 | GT NO 85 | 6 | 122,000 |
| LNG Port Harcourt | Bonny Gas Transport | Sep-77 | 34,000 | 20 | GT NO 85 | 6 | 122,000 |
| Mourad Didouche | SNTM-Hyproc | Jul-80 | 34,000 | 20 | GT NO 85 | 5 | 126,130 |
| Ramdane Abane | SNTM-Hyproc | Jul-81 | 34,000 | 20 | GT NO 85 | 5 | 126,130 |
| Puteri Intan | M.I.S.C. | Ago-94 | 36,300 | 21 | GT NO 96 | 4 | 130,405 |
| Puteri Delima | M.I.S.C. | Ene-95 | 36,300 | 21 | GT NO 96 | 4 | 130,405 |
| Puteri Nilam | M.I.S.C. | Jun-95 | 36,300 | 21 | GT NO 96 | 4 | 130,405 |
| Puteri Zamrud | M.I.S.C. | May-96 | 36,300 | 21 | GT NO 96 | 4 | 130,405 |
| Puteri Firus | M.I.S.C. | May-97 | 36,300 | 21 | GT NO 96 | 4 | 130,405 |
| GDF Suez Global Energy | GDF Suez | Dic-06 | 31,000 | 16 | CS1 | 4 | 74,100 |
| Provalys | GDF Suez | Nov-06 | 46,000 | | CS1 | 4 | 153,500 |
| Gaselys | GDF Suez/NYK | Mar-07 | 46,000 | | CS1 | 4 | 153,500 |
| Sunrise | Dynacom | Dic-77 | 45,000 | 19 | GT NO 85 | 5 | 129,299 |
| Tenaga Dua | M.I.S.C. | Ago-81 | 45,000 | 20 | GT NO 88 | 5 | 130,000 |
| Tenaga Tiga | M.I.S.C. | Dic-81 | 45,000 | 20 | GT NO 88 | 5 | 130,000 |
| Belanak | Brunei Shell Tankers | Jul-75 | 20,800 | 18.3 | TZ Mk. I | 5 | 75,000 |
| Mostefa Ben Boulaid | SNTM-Hyproc | Ago-76 | 32,400 | 18.5 | TZ Mk. I | 6 | 125,260 |
| Bilis | Brunei Shell Tankers | Mar-75 | 20,800 | 18.3 | GT NO 82 | 5 | 77,731 |
| Bubuk | Brunei Shell Tankers | Oct-75 | 20,800 | 18.3 | GT NO 82 | 5 | 77,670 |
| Isabella | Chemikalien Seetransport | Abr-75 | 23,000 | 18 | GT NO 82 | 5 | 35,500 |
| Annabella | Chemikalien Seetransport | May-75 | 23,000 | 18 | GT NO 82 | 5 | 35,500 |
| Larbi Ben M'Hidi | SNTM-Hyproc | Jun-77 | 36,000 | 19.5 | GT NO 85 | 5 | 129,767 |
| Bachir Chihani | SNTM-Hyproc | Feb-79 | 36,000 | 19.5 | GT NO 85 | 5 | 129,767 |
| Tenaga Lima | M.I.S.C. | Sep-81 | 45,000 | 20 | GT NO 88 | 5 | 130,000 |
| Gandria | Golar LNG | Oct-77 | 40,000 | 20 | Moss | 5 | 125,820 |
| LNG Portovenere | LNG Shipping spa | Jun-96 | 12,500 | 16.5 | GT NO 96 | 4 | 65,000 |
| LNG Lerici | LNG Shipping spa | Mar-98 | 12,500 | 16.5 | GT NO 96 | 4 | 65,000 |
| Polar Spirit | Teekay LNG | Jun-93 | 21,000 | 18.5 | IHI SPB | 4 | 89,880 |
| Arctic Spirit | Teekay LNG | Dic-93 | 21,000 | 18.5 | IHI SPB | 4 | 89,880 |
| WilPower | Awilco LNG | Ago-83 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,700 |
| Koto | J3 Consortium | Ene-84 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,199 |
| Northwest Shearwater | Northwest Shelf Shipping | Sep-91 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| LNG Flora | J3 Consortium | Mar-93 | 32,000 | 19.3 | Moss | 4 | 127,705 |
| Shahamah | National Gas Shipping | Oct-94 | 39,000 | 19.5 | Moss | 5 | 135,496 |
| Surya Aki | MCGC International | Feb-96 | 12,000 | 18.5 | Moss | 3 | 19,474 |
| LNG Delta | Shell Bermuda | May-78 | 40,560 | 18.5 | TZ Mk. I | 6 | 126,500 |
| Galeomma | Shell Shipping | Dic-78 | 40,560 | 18.5 | TZ Mk. I | 6 | 126,540 |
| Matthew | Suez LNG Shipping | Jun-79 | 40,560 | 18.5 | TZ Mk. I | 6 | 126,540 |
| LNG Aquarius | Hanochem Shipping | Jun-77 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,300 |

| Nombre del Barco | Propietario | Año de entrega | HP | Velocidad (nodos) | Tipo de sistema | # de tranques | Capacidad (m ³) |
|-----------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| Al Rayyan | J4 Consortium | Mar-97 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 135,358 |
| Al Wakrah | J4 Consortium | Dic-98 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 135,358 |
| Al Biddah | J4 Consortium | Nov-99 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 135,279 |
| Energy Frontier | Tokyo LNG Tankers | Sep-03 | 32,800 | 19.5 | Moss | 4 | 147,599 |
| Energy Advance | Tokyo LNG Tankers | Mar-05 | 32,800 | 19.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Fuji LNG | Aletheia Owning | Mar-04 | 32,800 | 19.5 | Moss | 4 | 149,172 |
| Arctic Voyager | K Line | Abr-06 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 140,000 |
| Lalla Fatma N'Soumer | Algeria Nippon Gas | Dic-04 | 32,800 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Energy Progress | Mitsui OSK Line | Nov-06 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| LNG Dream | Osaka Gas | Sep-06 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Nizwa LNG | Oryx LNG Carriers | Dic-05 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Neva River | K Line | Dic-07 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| LNG Ebisu | Pioneer Navigation | Dic-08 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| LNG Barka | Osaka Gas | Dic-08 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 153,000 |
| LNG Jupiter | Osaka Gas | Nov-08 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 153,000 |
| Sun Arrows | Maple LNG Transport | Sep-07 | 13,900 | 18.1 | Moss | | 19,100 |
| Energy Navigator | Tokyo LNG Tankers | Mar-08 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Energy Confidence | Tokyo LNG Tankers | Mar-09 | 36,600 | 19.5 | Moss | 4 | 153,000 |
| Taitar No. 2 | NYK Line | Dic-09 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Taitar No. 4 | NYK Line | Oct-10 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Energy Horizon | Tokyo LNG Transport | Ago-11 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 177,000 |
| Trinity Arrow | K Line | Mar-08 | 40,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 154,200 |
| Trinity Glory | K Line | Dic-08 | 40,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 154,000 |
| GDF Suez Point Fortin | Trinity LNG | Feb-10 | 40,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 154,200 |
| WilEnergy | Awilco LNG | Oct-83 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,500 |
| Echigo Maru | J3 Consortium | Ago-83 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,568 |
| Wilgas | Awilco LNG | Jul-84 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,600 |
| Northwest Sanderling | Northwest Shelf Shipping | Jun-89 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| LNG Swift | J3 Consortium | Sep-89 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| Ekaputra | Humpuss Consortium | Ene-90 | 26,700 | 17.5 | Moss | 5 | 136,400 |
| Northwest Seaeagle | Northwest Shelf Shipping | Nov-92 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| LNG Vesta | Tokyo Gas Consortium | Jun-94 | 32,000 | 19.3 | Moss | 4 | 127,547 |
| Dwiputra | Humpuss Consortium | Mar-94 | 32,000 | 19.3 | Moss | 4 | 127,386 |
| Ish | National Gas Shipping | Nov-95 | 35,100 | 19.5 | Moss | 5 | 137,540 |
| Northwest Stormpetrel | Northwest Shelf Shipping | Dic-94 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| Al Khor | J4 Consortium | Dic-96 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 137,354 |
| Al Wajbah | J4 Consortium | Jun-97 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 137,354 |
| Doha | J4 Consortium | Jun-99 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 137,354 |
| Al Jasra | J4 Consortium | Jul-00 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 137,100 |
| Golar Mazo | Golar/Chinese Pet. | Ene-00 | 29,000 | 19.8 | Moss | 5 | 135,225 |
| LNG Jamal | Osaka Gas/J3 Cons. | Oct-00 | 36,400 | 19.5 | Moss | 5 | 135,333 |
| Sohar LNG | Oman Gas/MOL | Oct-01 | 36,400 | 19.5 | Moss | 5 | 137,248 |
| Abadi | Brunei Shell Tankers | Jun-02 | 29,000 | 19 | Moss | 5 | 135,000 |
| Puteri Intan Satu | M.I.S.C. | Dic-01 | 36,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 137,100 |
| Puteri Nilam Satu | M.I.S.C. | Sep-03 | 36,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 137,100 |
| Galea | Shell Shipping | Oct-02 | 29,000 | 19.9 | Moss | 5 | 134,425 |
| Gallina | Shell Shipping | Mar-03 | 29,000 | 19.9 | Moss | 5 | 134,425 |
| Pacific Notus | Pacific LNG Shipping | Sep-03 | 29,000 | 19 | Moss | 5 | 137,006 |
| Puteri Firus Satu | M.I.S.C. | Sep-04 | 36,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 137,100 |
| Gemmata | Shell Shipping | Mar-04 | 29,000 | 19.9 | Moss | 5 | 138,104 |
| Arctic Princess | Hoegh LNG/MOL | Ene-06 | 29,000 | 19 | Moss | 4 | 147,200 |
| Arctic Lady | Hoegh LNG/MOL | May-06 | 29,000 | 19 | Moss | 4 | 147,200 |
| Pacific Eurus | LNG Marine Transport | Mar-06 | 29,000 | 19 | Moss | 4 | 137,000 |
| Ibri LNG | Oman Gas/MOL | Jul-06 | 29,000 | 19 | Moss | 4 | 147,200 |
| Alto Acrux | LNG Marine Transport | Mar-08 | 36,500 | 19.5 | Moss | 4 | 147,200 |
| Seri Bakti | M.I.S.C. | Apr-07 | 30,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 152,300 |
| Seri Begawan | M.I.S.C. | Dic-07 | 30,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 152,300 |
| Seri Bijaksana | M.I.S.C. | Feb-08 | 30,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 152,300 |
| Seri Balhaf | M.I.S.C. | Sep-08 | 30,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 152,000 |
| Seri Balqis | M.I.S.C. | Dic-08 | 30,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 152,000 |
| LNG Gemini | Patriot Shipping | Sep-78 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,300 |
| LNG Capricorn | BGT Ltd. | Jun-78 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,300 |
| Grand Elena | Sovcomflot/NYK Line | Oct-07 | 32,000 | 19.5 | Moss | 4 | 147,200 |
| Grand Aniva | Sovcomflot/NYK Line | Ene-08 | 32,000 | 19.5 | Moss | 4 | 147,200 |

| Nombre del Barco | Propietario | Año de entrega | HP | Velocidad (nodos) | Tipo de sistema | # de tranques | Capacidad (m ³) |
|---------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| Cygnus Passage | Cygnus LNG Shipping | Ene-09 | 36,500 | 19.5 | Moss | 4 | 145,400 |
| Pacific Enlighten | LNG Marine Transport | Mar-09 | 32,000 | 19.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Taitar No. 1 | NYK Line | Oct-09 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Taitar No. 3 | NYK Line | Ene-10 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Senshu Maru | J3 Consortium | Feb-84 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,000 |
| Wakaba Maru | J3 Consortium | Apr-85 | 40,000 | 19.3 | Moss | 5 | 125,000 |
| Northwest Swallow | J3 Consortium | Nov-89 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| Northwest Snipe | Northwest Shelf Shipping | Sep-90 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| Northwest Sandpiper | Northwest Shelf Shipping | Feb-93 | 23,300 | 18.5 | Moss | 4 | 127,500 |
| Al Khaznah | National Gas Shipping | Jun-94 | 35,100 | 19.5 | Moss | 5 | 135,496 |
| Ghasha | National Gas Shipping | Jun-95 | 35,100 | 19.5 | Moss | 5 | 137,514 |
| Al Zubarah | J4 Consortium | Dic-96 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 137,573 |
| Broog | J4 Consortium | May-98 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 135,466 |
| Zekreet | J4 Consortium | Dic-98 | 32,800 | 19.5 | Moss | 5 | 135,420 |
| Puteri Delima Satu | M.I.S.C. | Abr-02 | 36,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 137,100 |
| Puteri Zamrud Satu | M.I.S.C. | Ene-04 | 36,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 137,100 |
| Dukhan | J4 Consortium | Oct-04 | 32,800 | 19.5 | Moss | 4 | 135,000 |
| Puteri Mutiara Satu | M.I.S.C. | Apr-05 | 36,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 137,100 |
| Arctic Discoverer | K Line | Ene-06 | 29,000 | 19 | Moss | 4 | 140,000 |
| Grand Mereya | Primorsk/MOL/K Line | May-08 | 32,100 | 19.5 | Moss | 4 | 147,200 |
| Aman Bintulu | Perbadanan/NYK Line | Oct-93 | 7,500 | 15 | TZ Mk. III | 3 | 18,928 |
| Aman Sendai | Perbadanan/NYK Line | May-97 | 7,500 | 15 | TZ Mk. III | 3 | 18,928 |
| Aman Hakata | Perbadanan/NYK Line | Nov-98 | 7,500 | 15.5 | TZ Mk. III | 3 | 18,800 |
| Surya Satsuma | MCGC International | Oct-00 | 10,600 | 16.5 | TZ Mk. III | 3 | 23,096 |
| Cheikh El Mokrani | Med. LNG Tpt. Corp. | Jun-07 | | | TZ Mk. III | 4 | 75,500 |
| Cheikh Bouamama | Med. LNG Tpt. Corp. | Jul-08 | | | TZ Mk. III | 4 | 75,500 |
| SK Summit | SK Shipping | Ago-99 | 40,000 | 20.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| K. Acacia | Korea Line | Ene-00 | 40,000 | 20.5 | GT NO 96 | 4 | 138,017 |
| K. Freesia | Korea Line | Jun-00 | 40,000 | 20.5 | GT NO 96 | 4 | 135,256 |
| Hispania Spirit | Teekay LNG | Sep-02 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 140,500 |
| Excalibur | Exmar/Excelerate | Oct-02 | 36,000 | 19 | GT NO 96 | 4 | 138,200 |
| BW Suez Boston | BW Gas | Ene-03 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,059 |
| Excelsior | Exmar | Ene-05 | 36,000 | 19 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Galicia Spirit | Teekay LNG | Jul-04 | 32,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 140,624 |
| Disha | Petronet LNG Ltd. | Jan-04 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 136,026 |
| Raahi | Petronet LNG Ltd. | Dic-04 | 36,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 136,026 |
| BW Suez Everett | BW Gas | Jun-03 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,028 |
| Excel | Exmar/MOL | Sep-03 | 36,000 | 19 | GT NO 96 | 4 | 138,106 |
| Northwest Swan | Northwest Shelf Shipping | Mar-04 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Methane Princess | Golar LNG | Ago-03 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Golar Arctic | Golar LNG | Dic-03 | 32,400 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 140,648 |
| Berge Arzew | BW Gas | Jul-04 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,088 |
| Excellence | GKFF Ltd. | May-05 | 36,000 | 19 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| LNG Pioneer | Mitsui OSK Line | Jul-05 | 36,000 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| LNG River Orashi | BW Gas | Nov-04 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,914 |
| LNG Enugu | BW Gas | Oct-05 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,000 |
| LNG Oyo | BW Gas | Dic-05 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 140,500 |
| LNG Benue | BW Gas | Mar-06 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Golar Grand | Golar LNG | Ene-06 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Rasgas Asclepius | Kristen Navigation | Jul-05 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,000 |
| Umm Bab | Kristen Navigation | Nov-05 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,000 |
| LNG Lokoja | BW Gas | Dic-06 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 148,300 |
| LNG Kano | BW Gas | Ene-07 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 148,300 |
| LNG Ondo | BW Gas | Sep-07 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 148,300 |
| LNG Imo | BW Gas | Jun-08 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 148,300 |
| Stena Blue Sky | StenaBulk | Jan-07 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Golar Maria | Golar LNG | Jun-06 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Simaisma | Kristen Navigation | Jul-06 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| LNG Leo | Patriot Shipping | Dic-78 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,400 |
| LNG Taurus | BGT Ltd. | Ago-79 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,300 |
| Cygnus Passage | Cygnus LNG Shipping | Ene-09 | 36,500 | 19.5 | Moss | 4 | 145,400 |
| Pacific Enlighten | LNG Marine Transport | Mar-09 | 32,000 | 19.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Taitar No. 1 | NYK Line | Oct-09 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |
| Taitar No. 3 | NYK Line | Ene-10 | 36,600 | 18.5 | Moss | 4 | 145,000 |

| Nombre del Barco | Propietario | Año de entrega | HP | Velocidad (nodos) | Tipo de sistema | # de tranques | Capacidad (m ³) |
|--------------------------|----------------------|----------------|--------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| Al Daayen | Teekay LNG | Abr-07 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 151,700 |
| Tangguh Towuti | Sovcomflot/NYK Line | Oct-08 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Tangguh Batur | Sovcomflot/NYK Line | Dic-08 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Al Jassasiya | Kristen Navigation | May-07 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Maran Gas Coronis | Kristen Navigation | Jun-07 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| Al Ruwais | ProNav Ship Mgmt. | Nov-07 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Safliya | ProNav Ship Mgmt. | Nov-07 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Duhail | ProNav Ship Mgmt. | Ene-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Ghariya | ProNav Ship Mgmt. | Ene-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Aamriya | J5 Consortium | Mar-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Oraiq | J5 Consortium | Apr-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Murwab | J5 Consortium | May-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Fraiha | J5 Consortium | Sep-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Umm Al Amad | J5 Consortium | Sep-08 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Explorer | Exmar/Excelerate | Mar-08 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 150,900 |
| Al Ghuwairiya | QGTC | Ago-08 | | 19.5 | GT NO 96 | 5 | 261,700 |
| Lijmiliya | QGTC | Ene-09 | | 19.5 | GT NO 96 | 5 | 261,700 |
| Al Samriya | QGTC | Dic-08 | | 19.5 | GT NO 96 | 5 | 261,700 |
| BW GDF Suez Paris | BW Gas | Ago-09 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 162,400 |
| BW GDF Suez Brussels | BW Gas | Ago-09 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 162,400 |
| K. Jasmine | Korea Line | Mar-08 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 145,700 |
| K. Mugungwha | Korea Line | Nov-08 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 151,800 |
| Express | Exmar/Excelerate | May-09 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 150,900 |
| Al Sheehaniya | QGTC | Feb-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Sadd | QGTC | Mar-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Onaiza | QGTC | Abr-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Barcelona Knutsen | Knutsen OAS | Abr-10 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 173,400 |
| Stena Crystal Sky | StenaBulk | Jun-11 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 171,800 |
| Sevilla Knutsen | Knutsen OAS | May-10 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 173,400 |
| Exquisite | Exmar | Oct-09 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 150,900 |
| Expedient | Exmar | Abr-10 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 150,900 |
| Exemplar | Exmar | Sep-10 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 150,900 |
| Arkat | Brunei Shell Tankers | Feb-11 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 148,000 |
| Valencia Knutsen | Knutsen OAS | Oct-10 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 173,400 |
| Ribera del Duero Knutsen | Knutsen OAS | Nov-10 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 173,400 |
| Amali | Brunei Shell Tankers | Jul-11 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 148,000 |
| Stena Clear Sky | StenaBulk | Jun-11 | 36,800 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 171,800 |
| Sonangol Sambizanga | Sonangol Shipping | Oct-11 | | | GT NO 96 | 4 | 160,500 |
| Sonangol Etosha | Sonangol Shipping | Nov-11 | | | GT NO 96 | 4 | 160,500 |
| Sonangol Benguela | Sonangol Shipping | Dic-11 | | | GT NO 96 | 4 | 160,500 |
| Al Khattiya | QGTC | Oct-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Karaana | QGTC | Oct-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Dafna | QGTC | Oct-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Al Nuaman | QGTC | Dic-09 | 50,750 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 210,100 |
| Hanjin Pyeong Taek | Hanjin Shipping | Sep-95 | 28,000 | 19 | GT NO 96 | 4 | 130,600 |
| Hanjin Muscat | Hanjin Shipping | Jul-99 | 38,900 | 20.3 | GT NO 96 | 4 | 138,200 |
| Hanjin Sur | Hanjin Shipping | Ene-00 | 38,900 | 20.3 | GT NO 96 | 4 | 138,333 |
| Hanjin Ras Laffan | Hanjin Shipping | Jul-00 | 38,900 | 20.3 | GT NO 96 | 4 | 138,214 |
| STX Kolt | STX Panocean | Nov-08 | 36,800 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 145,700 |
| STX Frontier | STX Panocean | May-10 | 36,800 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 153,000 |
| Hyundai Utopia | Hyundai MM | Jun-94 | 26,700 | 18.5 | Moss | 4 | 125,182 |
| YK Sovereign | SK Shipping | Dic-94 | 26,700 | 18.5 | Moss | 4 | 127,125 |
| Hyundai Greenpia | Hyundai MM | Nov-96 | 39,000 | 20.3 | Moss | 4 | 125,000 |
| Hyundai Technopia | Hyundai MM | Jul-99 | 39,000 | 20.3 | Moss | 4 | 135,000 |
| Hyundai Cosmopia | Hyundai MM | Ene-00 | 39,000 | 20.3 | Moss | 4 | 135,000 |
| Hyundai Aquapia | Hyundai MM | Mar-00 | 39,000 | 20.3 | Moss | 4 | 135,000 |
| LNG Virgo | Patriot Shipping | Dic-79 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,400 |
| LNG Libra | Hoegh LNG | Abr-79 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,400 |
| Hyundai Oceanpia | Hyundai MM | Jul-00 | 39,000 | 20.3 | Moss | 4 | 135,000 |
| LNG Rivers | Bonny Gas Transport | Jun-02 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 137,200 |
| LNG Sokoto | Bonny Gas Transport | Ago-02 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 137,200 |
| LNG Bayelsa | Bonny Gas Transport | Feb-03 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 137,500 |
| Golar Viking | Golar LNG | Ene-05 | 31,500 | 19.8 | TZ Mk. III | 4 | 138,830 |
| LNG Akwa Ibom | Bonny Gas Transport | Nov-04 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 141,000 |

| Nombre del Barco | Propietario | Año de entrega | HP | Velocidad (nodos) | Tipo de sistema | # de tranques | Capacidad (m ³) |
|---------------------------|----------------------|----------------|--------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| LNG Adamawa | Bonny Gas Transport | Jun-05 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 141,000 |
| LNG Cross River | Bonny Gas Transport | Sep-05 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 141,000 |
| LNG River Niger | Bonny Gas Transport | May-06 | 31,500 | 19.8 | Moss | 4 | 141,000 |
| Ob River | Lance Shipping | Jul-07 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 150,000 |
| Grace Acacia | Algaet Shipping | Ene-07 | 40,000 | 19.8 | TZ Mk. III | 4 | 150,000 |
| Grace Barleria | Swallowtail Shipping | Oct-07 | 40,000 | 19.8 | TZ Mk. III | 4 | 150,000 |
| Grace Cosmos | Algahunt Shipping | Mar-08 | 40,000 | 19.8 | TZ Mk. III | 4 | 150,000 |
| Clean Force | Seacrown Mariti | Ene-08 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 150,000 |
| Clean Energy | Pegasus Shipholding | Mar-07 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 150,000 |
| Neo Energy | Tsakos Navigation | Feb-07 | 40,000 | 19.8 | Moss | 4 | 150,000 |
| British Emerald | BP Shipping | Jun-07 | 54,250 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| British Ruby | BP Shipping | Jul-08 | 54,250 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| British Sapphire | BP Shipping | Sep-08 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Tanggung Hiri | Teekay LNG | Nov-08 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Al Gattara | Overseas Shipholding | Nov-07 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Gharaffa | Overseas Shipholding | Sep-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Thumama | J5 Consortium | Ene-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Sahla | J5 Consortium | Apr-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Utouriya | J5 Consortium | Sep-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 215,000 |
| Abdelkader | Cleopatra Shipping | Oct-09 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 177,000 |
| Hyundai Ecopia | Hyundai M.M. | Nov-08 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Mesaimmeer | QGTC | Mar-09 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Kharaitiyat | QGTC | May-09 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Rekayyat | QGTC | Jun-09 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| British Diamond | BP Shipping | Sep-08 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Tanggung Sago | Teekay LNG | Mar-09 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Ben Badis | Nefertiti Shipping | Oct-09 | 39,000 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 177,000 |
| SK Supreme | SK Shipping | Ene-00 | 39,500 | 20.3 | TZ Mk. III | 4 | 138,200 |
| SK Splendor | SK Shipping | Mar-00 | 39,500 | 20.3 | TZ Mk. III | 4 | 138,375 |
| SK Stellar | SK Shipping | Dic-00 | 39,500 | 20.3 | TZ Mk. III | 4 | 138,375 |
| British Trader | BP Shipping | Dic-02 | 39,500 | 20.1 | TZ Mk. III | 4 | 138,000 |
| British Merchant | BP Shipping | Abr-03 | 39,500 | 20.1 | TZ Mk. III | 4 | 138,000 |
| SK Sunrise | SK Shipping | Sep-03 | 39,500 | 20.3 | TZ Mk. III | 4 | 138,306 |
| Fuwairit | Peninsular LNG | Ene-04 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 138,000 |
| British Innovator | BP Shipping | Jul-03 | 39,500 | 20.1 | TZ Mk. III | 4 | 138,000 |
| Milaha Ras Laffan | Teekay/Marubeni | Mar-04 | 39,500 | 20.6 | TZ Mk. III | 4 | 138,500 |
| Methane Kari Elin | GasLog Logistics | Jun-04 | 39,500 | 20.1 | TZ Mk. III | 4 | 138,200 |
| Lusail | Peninsular LNG | May-05 | 39,500 | 20.1 | TZ Mk. III | 4 | 138,000 |
| Al Thakhira | Peninsular LNG | Sep-05 | 39,500 | 20.6 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Al Deebel | Peninsular LNG | Dic-05 | 39,500 | 20.6 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Seri Alam | M.I.S.C. | Oct-05 | 39,500 | 19 | TZ Mk. III | 4 | 138,000 |
| Seri Amanah | M.I.S.C. | Mar-06 | 33,800 | 19 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Salalah LNG | Oman Gas/MOL | Dic-05 | 21,350 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 147,000 |
| Methane Rita Andrea | GasLog Logistics | Mar-06 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Methane Jane Elizabeth | GasLog Logistics | Jun-06 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Methane Lydon Volney | GasLog Logistics | Sep-06 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Milaha Qatar | Teekay/Marubeni | Abr-06 | 39,500 | 20.6 | TZ Mk. III | 4 | 145,500 |
| LNG Borno | NYK Line | Ago-07 | 39,500 | 19.8 | TZ Mk. III | 4 | 149,600 |
| LNG Ogun | NYK Line | Ago-07 | 39,500 | 19.8 | TZ Mk. III | 4 | 149,600 |
| Ibra LNG | Oman Gas/MOL | Jul-06 | 39,500 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 147,000 |
| Methane Shirley Elizabeth | GasLog Logistics | Apr-07 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Methane Heather Sally | GasLog Logistics | Jul-07 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Methane Alison Victoria | GasLog Logistics | Aug-07 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Methane Nile Eagle | GasLog Logistics | Dic-07 | 39,500 | 20.2 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| LNG Edo | Bonny Gas Transport | May-80 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,500 |
| LNG Abuja | Bonny Gas Transport | Sep-80 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,500 |
| Seri Anggun | M.I.S.C. | Nov-06 | 33,800 | 19 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Seri Angkasa | M.I.S.C. | Feb-07 | 33,800 | 19 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Seri Ayu | M.I.S.C. | Oct-07 | 33,800 | 19 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Ejnan | J4 Consortium | Feb-07 | 39,500 | 20 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Tembek | Overseas Shipholding | Nov-07 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Al Hamla | Overseas Shipholding | Feb-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,200 |
| Maersk Methane | Teekay/Marubeni | Mar-08 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 165,500 |
| Marib Spirit | Teekay/Marubeni | May-08 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 165,500 |

| Nombre del Barco | Propietario | Año de entrega | HP | Velocidad (nodos) | Tipo de sistema | # de tranques | Capacidad (m ³) |
|-------------------------|---------------------|----------------|--------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| Tangguh Foja | K Line | Jul-08 | 35,600 | 20 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Tangguh Jaya | K Line | Nov-08 | 35,600 | 20 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Arwa Spirit | Teekay/Marubeni | Sep-08 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 165,500 |
| Magellan Spirit | Teekay/Marubeni | Sep-08 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 165,500 |
| Woodside Donaldson | Teekay/Marubeni | Oct-09 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 165,500 |
| Meridian Spirit | Teekay/Marubeni | Ene-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 165,500 |
| Tangguh Palung | K Line | Mar-09 | 35,600 | 20 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| GasLog Savannah | GasLog Logistics | May-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| GasLog Singapore | GasLog Logistics | Jul-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| Al Huwaila | Teekay LNG | May-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 217,000 |
| Al Kharsaah | Teekay LNG | May-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 217,000 |
| Al Shamal | Teekay LNG | Jun-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 217,000 |
| Al Khuwair | Teekay LNG | Jul-08 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 217,000 |
| Mozah | QGTC | Oct-08 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Umm Slal | QGTC | Nov-08 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Bu Samra | QGTC | Dic-08 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Aseem | K Line | Nov-09 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 155,000 |
| GDF Suez Neptune | Hoegh LNG/MOL | Dic-09 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| GDF Suez Cape Ann | Hoegh LNG/MOL | Ene-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 145,000 |
| Al Mayeda | QGTC | Feb-09 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Mekaines | QGTC | Feb-09 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Al Ghashamiya | QGTC | Mar-09 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 216,000 |
| Al Mafyar | QGTC | Abr-09 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Al Bahiya | QGTC | Ene-10 | 50,750 | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 216,000 |
| Methane Julia Louise | GasLog Logistics | Abr-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 170,000 |
| Methane Patricia Camila | GasLog Logistics | Oct-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 170,000 |
| Shagra | QGTC | Nov-09 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Zarga | QGTC | Mar-10 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Aamira | QGTC | May-10 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Rasheeda | QGTC | Ago-10 | | 19.5 | TZ Mk. III | 5 | 266,000 |
| Soyo | Mitsui/NYK/Teekay | Ago-11 | | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 160,400 |
| Malanje | Mitsui/NYK/Teekay | Sep-11 | | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 160,400 |
| Lobito | Mitsui/NYK/Teekay | Oct-11 | | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 160,400 |
| Cubal | Mitsui/NYK/Teekay | Ene-12 | | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 160,400 |
| Methane Becki Anne | GasLog Logistics | Sep-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 170,000 |
| Methane Mickie Harper | GasLog Logistics | May-10 | 35,600 | 19.5 | TZ Mk. III | 4 | 170,000 |
| Castillo di Santisteban | Elcano | Aug-10 | 35,600 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 173,600 |
| Norman Lady | Methane Carriers | 1973 | 30,000 | 18 | Moss | 5 | 87,600 |
| Hilli | Golar LNG | Dic-75 | 40,000 | 19.5 | Moss | 6 | 126,227 |
| Gimi | Golar LNG | Dic-76 | 40,000 | 19.5 | Moss | 6 | 126,277 |
| Castillo de Villalba | Elcano | Nov-03 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Cadiz Knutsen | Knutsen OAS | Jun-04 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,826 |
| Madrid Spirit | Teekay LNG | Ene-05 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Catalunya Spirit | Teekay LNG | Mar-03 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Bilbao Knutsen | Knutsen OAS | Ene-04 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| Sestao Knutsen | Knutsen OAS | Nov-07 | 38,100 | 19.5 | GT NO 96 | 4 | 138,000 |
| SCF Polar | Sovcomflot | 1969 | 20,000 | 18.3 | GT NO 82 | 5 | 71,500 |
| SCF Arctic | Sovcomflot | 1969 | 20,000 | 16.5 | GT NO 82 | 5 | 71,500 |
| LNG Bonny | Bonny Gas Transport | Dic-81 | 40,800 | 20 | GT NO 88 | 5 | 133,000 |
| LNG Finima | Bonny Gas Transport | Ene-84 | 40,800 | 20 | GT NO 88 | 5 | 133,000 |
| LNG Aries | BGT Ltd. | Dic-77 | 43,000 | 20.4 | Moss | 5 | 126,300 |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de *Shipbuilding History* (8 Oct. 2012).