



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Operación de gasoductos virtuales
abastecidas por gas natural licuado
en terminales remotas**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Oscar Salinas Jiménez

ASESOR DE INFORME

Ing. Eduardo Dorantes Sevilla



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Etica de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado OPERACION DE GASODUCTOS VIRTUALES ABASTECIDAS POR GAS NATURAL LICUADO EN TERMINALES REMOTAS que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Etica, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



OSCAR SALINAS JIMENEZ
Número de cuenta: 311315321

Agradecimientos.

A mi familia, que me permitió ser. A mi padre Lorenzo, que me hizo y enseñó todo lo que soy. A mi madre Gaviota, que me dio alas para volar y soñar. Gracias por su amor y sacrificio.

A mis hermanos, Chucho y Dano por retarme siempre, guiarme y sostenerme en los momentos difíciles. Gracias por enseñarme a ir más allá de mis límites.

A todas las personas que han compartido una sonrisa conmigo y que me han acompañado día a día. En especial a mis amigos: Ernesto, Renata, Luis, Kazu, Rulo, Yoa, Pechan, Miguel, Jorge y a todas las personas que me dieron una mano en el camino. A Eli, gracias por el cariño y los momentos juntos.

A la UNAM que me otorgó un espacio para aprender y poder desarrollar mis ideas y capacidades.

A mis mentores, Lic. Andrea Arias, Ing. Daniel Marure, Ing. Rubí Reyes, Ing. Lucero Villegas, Ing. Erik Arriaga, Ing. Ricardo Romero, así como a todos aquellos que me han enseñado y guiado en mi vida laboral. Gracias por enseñarme que antes de ser ingenieros somos humanos.

A Stabilis Solutions por la oportunidad de desarrollarme, de aprender y aportar. Especialmente a Mark Avinger y Koby Knight, muchas gracias por la oportunidad.

Contenido

Resumen	4
Introducción	6
Capítulo 1: Gas Natural Licuado	7
1.1 ¿Qué es el Gas Natural Licuado?.....	7
1.2 Producción de Gas Natural Licuado	7
1.3 Desarrollo de la industria del Gas Natural Licuado	10
Capítulo 2: La industria del Gas Natural Licuado en la Actualidad	14
2.1 Demanda global de gas natural	14
2.2 Oferta global de gas natural	15
2.3 Proyecciones de crecimiento en la industria del Gas Natural Licuado	16
2.4 Estado actual de la industria de Gas Natural Licuado en México	17
Capítulo 3: Gasoductos Virtuales Abastecidas por GNL en Terminales Remotas 18	
3.1 La cadena de valor agregado del gas natural licuado	18
3.2 Gasoductos virtuales y terminales remotas	19
3.3 Equipos clave en proyectos de gas natural licuado	20
Tanques de almacenamiento de Gas Natural Licuado	20
Tanques de transporte para Gas Natural Licuado	26
Regasificación.....	27
Capítulo 4 Regulación de Gas Natural Licuado: Marco Jurídico en México y el Ámbito Internacional	35
4.1 Normativa mexicana aplicable a las propiedades y calidad de GNL	35
4.2 Normativa internacional aplicable a las propiedades y calidad de GNL	36
NFPA 59A: 2023. “Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)”	36
ISO 13686:2019 “Quality designation of natural gas”	41
4.3 Normativa en México aplicable a la operación de terminales remotas.....	45
4.4 Normativa en Estados Unidos de América aplicable a la operación de terminales remotas	47
4.5 Normativa en Europa aplicable a la operación de terminales remotas	49
4.6 Comparación de Normativas aplicables a la operación de terminales remotas .52	

Capítulo 5: Planificación estratégica, Implementación, cierre y evaluación operativa de gasoductos virtuales abastecidas por GNL en terminales remotas	. 54
5.1 Planificación estratégica de gasoductos virtuales con suministro de GNL54
5.2 Implementación de gasoductos virtuales abastecidos mediante Gas Natural Licuado en terminales remotas60
5.3 Supervisión y gestión operativa de gasoductos virtuales alimentados por Gas Natural Licuado62
5.4 Cierre y evaluación operativa de gasoductos virtuales abastecidos por GNL en terminales remotas63
Conclusiones 64
Referencias Bibliográficas 67

Lista de Figuras

Figura 1.1	Proceso de producción de GNL ...	8
Figura 1.2	1Línea del tiempo del GNL...	13
Figura 3.1	Cadena de Valor del GNL...	19
Figura 3.2	Proceso de funcionamiento de gasoductos virtuales ...	20
Figura 3.3	Tanque con sistema de contención simple...	22
Figura 3.4	Tanque con sistema de contención doble...	22
Figura 3.5	Tanque con sistema de contención completa...	23
Figura 3.6	Tanque con sistema de membrana...	24
Figura 3.7	Tanque de transporte para GNL...	27
Figura 3.8	Vaporizador de rejilla abierta...	28
Figura 3.9	Vaporizador de carcasas y tubos...	29
Figura 3.10	Vaporizador de fluido intermedio...	30
Figura 3.11	Vaporizador usando hidrocarburos como fluido de transferencia de calor...	31
Figura 3.12	Vaporizador de combustión sumergida...	32
Figura 3.13	Vaporizador de aire ambiente...	33
Figura 3.14	Vaporizador operado por energía eléctrica...	34
Figura 5.1	Ejemplo de layout de carga de GNL...	58

Lista de Tablas

Tabla 3.1	Comparativa entre tanques de almacenamiento...	25
Tabla 4.1	Composición del gas natural...	42
Tabla 4.2	Propiedades del gas natural...	43
Tabla 4.3	Contaminantes del gas natural...	44
Tabla 4.4	Condiciones de referencia del gas natural...	44
Tabla 4.5	Comparativa de marcos normativos...	53

Resumen

El objetivo del presente trabajo es presentar las principales actividades que desempeñé como Field Supervisor, dentro de la empresa Stabilis Solutions, en las operaciones de gasoductos virtuales abastecidas por Gas Natural Licuado (GNL) en terminales remotas. Stabilis Solutions es una compañía de origen americano fundada en 2013 con el objetivo de ofrecer soluciones energéticas a bajo costo, de manera segura y sustentable.

La compañía es productor, comercializador y distribuidor de GNL con una extensa cartera de clientes en Estados Unidos y México. Tiene su sede en Houston, Texas y cuentan con una planta de producción de GNL.

Desde agosto del 2021 he estado desempeñándome primero como Técnico/Operador y después como Field Supervisor, en el departamento de Operaciones. A continuación, se enlistan las principales actividades desarrolladas dentro de la empresa:

1. Operación de equipos de almacenaje, transporte, bombeo y gasificación de Gas Natural Licuado
2. Asistencia técnica a los clientes en las operaciones de distribución, almacenaje, bombeo y gasificación de GNL
3. Impartición de entrenamiento sobre el uso de equipo criogénico
4. Programación y ejecución de programas de trabajo y mantenimiento para equipos de GNL
5. Verificación de la seguridad y operabilidad de las actividades en los sitios de los clientes
6. Supervisión y verificación del trabajo de técnicos en GNL
7. Verificación de costos y gastos en las operaciones de almacenaje, transporte, bombeo y gasificación de Gas Natural Licuado
8. Búsqueda e integración a la cartera de proveedores de compañías especializadas en equipo criogénico
9. Adquisición de materiales necesarios para la operación
10. Aplicación y revisión de los procesos de seguridad aplicables y cumpliendo con las entidades regulatorias mexicanas
11. Visita y evaluación de la factibilidad para establecer proyectos de distribución y vaporización de GNL para los clientes

En el presente trabajo se analiza de manera integral el panorama del GNL a nivel histórico, técnico, económico y regulatorio, proporcionando una visión general sobre su impacto en el sector energético. En el capítulo 1 se hace una revisión de la historia del

GNL para comprender su evolución y la importancia que ha adquirido en la actualidad, también se revisa su proceso de producción. Posteriormente, en el capítulo 2 se analiza la actualidad de la industria, así como el mercado global y nacional, incluyendo la oferta y demanda del Gas Natural.

En el capítulo 3 se define qué es un gasoducto virtual, una terminal remota y se nombran los principales equipos utilizados en las operaciones de almacenamiento, transporte y regasificación del GNL. En el capítulo 4 se realiza un análisis del marco regulatorio, nacional e internacional, que rige la industria del GNL considerando normativas de calidad en la producción y operación de terminales.

Finalmente, en el capítulo 5 se exploran las mejores prácticas en la estructuración de proyectos, desde su concepción hasta su implementación y operación. Asimismo, se abordan los procesos de supervisión y monitoreo, esenciales para garantizar la eficiencia, rentabilidad y sostenibilidad de los proyectos de GNL.

Introducción

El uso del gas natural como una industria independiente del sector energético comenzó a principios de los años 60. Hasta entonces, el gas natural se consideraba un subproducto de la producción de petróleo, no tenía ningún uso y se inyectaba de nuevo al subsuelo o se quemaba, sin embargo, el panorama energético mundial ha cambiado.

Durante el 2024, todas las fuentes de energía, incluyendo petróleo, gas, carbón, energía nuclear, hidroeléctrica y renovables, tuvieron un incremento en su demanda, algo que no sucedía desde 2006.

Las energías renovables, sin considerar la hidroeléctrica, se mantuvieron como las de mayor crecimiento, con un incremento del 9 %. Les siguieron la hidroeléctrica con un 4 % y la energía nuclear con un 3 %.

Dentro de los combustibles fósiles, el gas natural presentó el mayor crecimiento, con un alza del 2.5 %, mientras que el carbón aumentó un 1 % y el petróleo mostró apenas un leve ascenso del 0.6 %.

A pesar de su crecimiento moderado, el petróleo continúa siendo la principal fuente de energía, cubriendo el 34 % del consumo energético global (bp. (2025). Statistical Review of World Energy 2025)

El uso de gas natural tiene diversas dificultades para su transporte y almacenamiento. El transporte a través de gasoductos es económico hasta una distancia considerable, dependiendo de las condiciones geográficas del lugar. El suministro a islas, por ejemplo, Japón y Taiwán, o en los lugares donde es necesario atravesar cadenas montañosas el suministro de gas por gasoducto es mucho más difícil y costoso.

El gas natural licuado (GNL), al ser un fluido más denso, es en proyectos de difícil acceso o en zonas con falta de infraestructura una opción viable de acceso a energía, reduciendo costos en transporte y almacenaje, ya sea a través de buques de carga o camiones de GNL.

La cadena de suministro de GNL comienza con la producción de pozos de gas, continuando con la planta de licuefacción, el envío por medio de buques o tanques, almacenamiento y regasificación hasta el suministro a los gasoductos de venta y/o consumidores finales.

Capítulo 1: Gas Natural Licuado

1.1 ¿Qué es el Gas Natural Licuado?

El GNL es un líquido criogénico inodoro, incoloro y no corrosivo a presión atmosférica, sus propiedades varían de acuerdo con su composición y aunque es predominantemente metano (aproximadamente entre el 87% - 99%), su composición también incluye otros hidrocarburos más pesados (C2 a C4 y más pesados, también puede tener nitrógeno, trazas de azufre y CO₂).

Cuando el GNL se vaporiza y se utiliza como combustible gaseoso (gas natural) genera emisiones de carbono significativamente menores que otros combustibles hidrocarburos. Los gases de combustión del GNL tienen un bajo nivel de óxidos de nitrógeno y azufre, lo que hace que sea una fuente de energía relativamente limpia.

El GNL no es tóxico, sin embargo, como ocurre con cualquier gas, puede causar asfixia debido a la falta de oxígeno en un área confinada y sin ventilación. Puede encenderse si se mezcla con las concentraciones adecuadas de aire.

El punto de ebullición del GNL varía según su composición, normalmente se encuentra en -162 °C. La densidad del GNL suele oscilar entre 430 kg/m³ y 470 kg/m³ (3.5 a 4 lb/gal), que es mucho menor que la densidad del agua.

Inicialmente los vapores del GNL son más pesados que el aire y permanecen cerca del nivel del suelo, sin embargo, a medida que comienzan a calentarse por el ambiente y alcanzan temperaturas de aproximadamente -110°C se vuelven más livianos y comienzan a subir por arriba del aire.

1.2 Producción de Gas Natural Licuado

El diseño del proceso y los requerimientos de la planta para la producción de GNL dependen de las condiciones del sitio, las condiciones del gas de alimentación, su composición y las especificaciones del producto.

En la **Figura 1.1** se muestra una planta de producción de GNL.

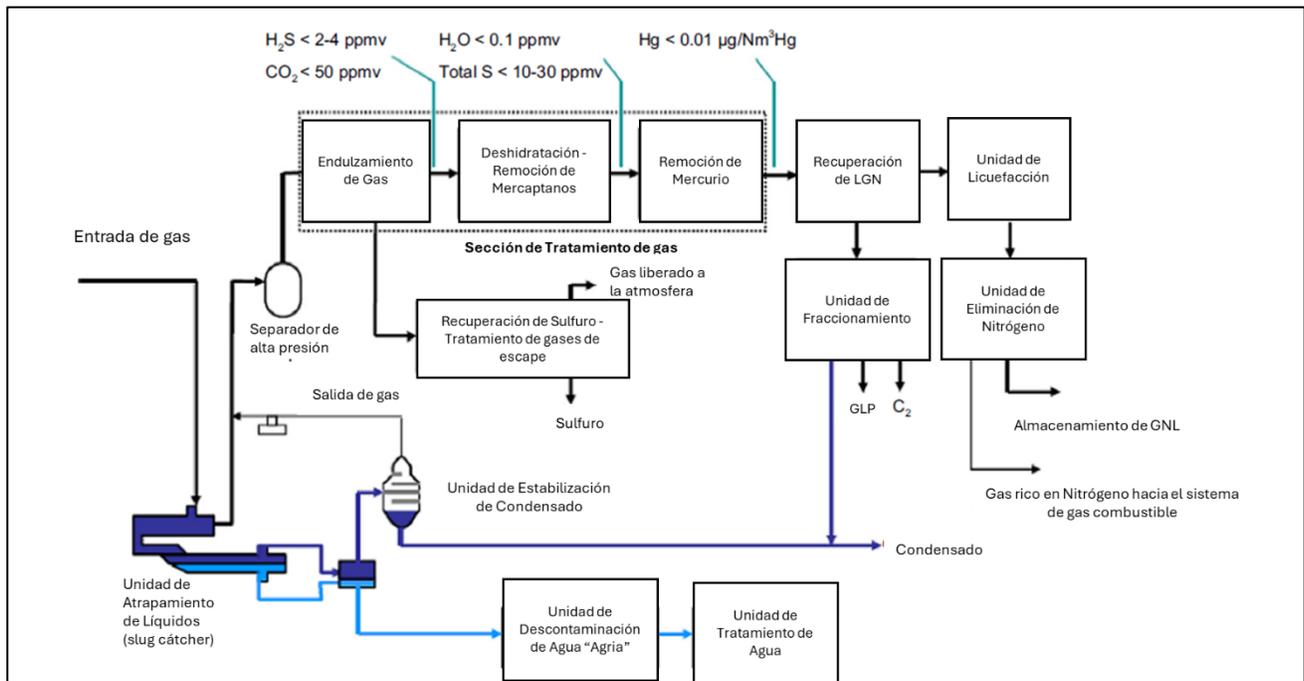


Figura 1.1 Proceso de producción de GNL

Acondicionamiento del gas de alimentación

1. **Separación inicial:** El gas llega a la planta, se separa en un captador que elimina líquidos y dirige el gas hacia un separador de alta presión. Los líquidos se despresurizan y se separan en un separador de presión media, luego se envían al estabilizador de condensado. Allí, se produce un condensado con hidrocarburos C5 y más pesados, donde se elimina el H₂S mediante vapor y cumple con una especificación de presión de vapor de 12 psi para transporte y almacenamiento.
2. **Tratamiento de vapores:** Los vapores del separador y del estabilizador se comprimen y se recirculan al separador de alta presión. Luego, se envían a la Unidad de Endulzamiento de Gas, donde se eliminan H₂S y CO₂. El H₂S se retira con un solvente de amina para cumplir con una especificación de azufre total de 4 ppmv, y el CO₂ se reduce a 50 ppmv para evitar congelación en los intercambiadores de calor. Se eliminan también sulfuros de carbono y mercaptanos. El gas ácido regenerado se trata en la Unidad de Recuperación de Azufre, el gas residual se quema.

3. *Deshidratación y eliminación de mercurio:* El gas dulce de la Unidad de Endulzamiento de Gas se seca en una unidad de deshidratación con tamices moleculares a menos de 0.1 ppmv para evitar hidratos. Dado que el gas puede tener un alto contenido de agua en climas cálidos, se pre-enfría para remover la mayor parte del agua antes de la deshidratación. Además, los tamices moleculares pueden eliminar mercaptanos para cumplir con las especificaciones de azufre. El gas de alimentación puede contener trazas de mercurio que deben ser eliminadas a menos de 10 nanogramos por metro cúbico para prevenir corrosión en los intercambiadores criogénicos.

Recuperación de Líquidos de Gas Natural

El gas seco se dirige a una unidad de recuperación de Líquidos de Gas Natural (LGN), que está diseñada para eliminar y recuperar los hidrocarburos C2+ o C3+ y producir un gas con poco contenido de elementos pesados para la licuefacción. La eliminación de los componentes de LGN evitaría la necesidad de una columna de depuración en la planta de licuefacción, la cual normalmente se utiliza para eliminar aromáticos e hidrocarburos pesados y prevenir la formación de cera en el intercambiador principal. La unidad de recuperación de LGN puede ser diseñada para la recuperación de etano, obteniendo un producto de este que puede ser alimentado a un craqueador de etileno en un complejo petroquímico.

Los componentes de LGN, que incluyen líquidos de C3 a C5+, son productos valiosos en el mercado. Estos componentes se fraccionan en productos individuales para su venta. El propano y el butano se exportan como productos separados o en una mezcla combinada de propano-butano. Los componentes C5+ y más pesados pueden ser exportados para su uso en la mezcla de gasolina.

Licuefacción

El gas con poco contenido de elementos pesados que sale de la unidad de recuperación de LNG se dirige a la unidad de licuefacción, donde se enfría y licúa mediante un proceso de refrigeración. Este proceso utiliza un ciclo de refrigeración para eliminar el calor del gas mediante expansión y compresión del refrigerante, que puede ser parte del gas natural (ciclo abierto) o un fluido separado (ciclo cerrado). Tras la licuefacción, se requiere una unidad de separación de nitrógeno si el contenido de nitrógeno supera el 1% en moles, para evitar temperaturas de licuefacción bajas y otros problemas relacionados.

El nitrógeno se elimina reduciendo la presión, separándolo del gas destilado. El nitrógeno se recupera como gas combustible y el líquido destilado se bombea a los tanques de almacenamiento. Para gases con alto contenido de nitrógeno, se necesita un proceso adicional de fraccionamiento para evitar problemas en la licuefacción y cumplir con las especificaciones del gas combustible.

El proceso de Separación Criogénica es el método comprobado para eliminar nitrógeno en la producción de GNL, ya que otras tecnologías como la adsorción por oscilación de presión o la tecnología de membranas no son rentables.

1.3 Desarrollo de la industria del Gas Natural Licuado

Los productos derivados del petróleo comenzaron a transportarse en buque tanque en la década de 1860, sin embargo, pasó un siglo antes de que el gas natural se transportara por barco. La razón principal fue el papel secundario que tomó la industria del gas natural ante el creciente desarrollo de la industria del petróleo. Otra razón fueron los desafíos técnicos asociados al transporte del gas natural, mientras que el petróleo y sus derivados, al ser líquidos, pueden almacenarse, cargarse y transportarse con relativa facilidad, por el contrario, el gas natural debe licuarse a temperaturas muy bajas para luego ser almacenado y transportado en ese estado.

Durante el siglo XVII, Robert Boyle y Edme Mariotte, fueron reconocidos por descubrir la compresibilidad del aire, esto permitió comprender como puede presurizarse y condensarse el gas. Se determinó que aumentar la densidad podía lograrse mediante presión y enfriamiento extremos o una combinación de ambos.

En su estado líquido, el gas natural exhibe una propiedad llamada autorrefrigeración: la evaporación continua extrae calor del líquido, lo que significa que solo se requiere aislamiento para mantener el gas en forma líquida, siempre que el gas evaporado (denominado boil-off) se elimina del tanque de almacenamiento.

Los inicios del proceso de separación criogénica se remontan a principios del siglo XX, como un método para extraer helio del gas natural destinado a globos militares estadounidenses.

Entre 1910 y 1930 se desarrollaron avances en técnicas metalúrgicas. En Europa y Estados Unidos se produjeron aleaciones de aluminio y acero, que no se volvían frágiles en condiciones de temperaturas bajas (-269 °C) como ocurre con la mayoría de los metales. Esto permitió la construcción de instalaciones de almacenamiento aptas para el líquido super - enfriado.

En 1914, Godfrey Cabot concibió el primer esquema conceptual para el GNL al patentar un sistema basado en barcazas, demostrando así que el transporte marítimo de gas era técnicamente viable. Sin embargo, nunca se desarrolló la idea.

En 1939, se construyó la primera planta comercial de almacenamiento para picos de demanda utilizando GNL en Virginia Occidental. Dos años después, la East Ohio Gas Company edificó una segunda instalación en Cleveland. Esta planta operó sin incidentes hasta 1944, cuando se amplió para incluir un tanque de mayor capacidad. No obstante, la Segunda Guerra Mundial provocó escasez de las mejores aleaciones de acero inoxidable (únicas capaces de resistir las temperaturas criogénicas sin fracturarse, a diferencia del acero común expuesto al GNL). Se construyó un tanque de almacenamiento con acero de contenido insuficiente de níquel. En 1944, el tanque se rompió, liberando gas natural hacia el sistema de alcantarillado y viviendas cercanas, donde se incendió, causando 128 muertes: el peor desastre en la historia del GNL. Las investigaciones posteriores establecieron nuevos estándares para los materiales usados con el GNL, evitando futuros accidentes. Sin embargo, este incidente paralizó el desarrollo del GNL y la comercialización de la tecnología no se retomó hasta una década después.

En la década de 1950, William Wood Prince, presidente de los Union Stock Yards de Chicago, enfrentó tarifas eléctricas en aumento y comenzó a estudiar la licuefacción de gas natural en Luisiana y la posibilidad de transportarlo en barcazas por el río Misisipi hasta Chicago. Paralelamente, el British Gas Council buscaba transportar gas natural para complementar el suministro en zonas con alta demanda industrial y residencial.

Posteriormente, Union Stock Yards se alió con Continental Oil Company y el British Gas Council para convertir un antiguo carguero de granel seco de la Segunda Guerra Mundial en el primer buque metanero, el Methane Pioneer. Esta embarcación realizó en 1959 el primer transporte marítimo de GNL, desde Lake Charles (Luisiana) en el Golfo de México hasta Canvey Island en el Reino Unido.

Tras un importante descubrimiento de gas natural en Argelia, el Reino Unido y Francia firmaron contratos con este país en 1961 y 1962 respectivamente. Así, en 1964 entró en operación la primera cadena comercial de GNL a gran escala, con una planta de licuefacción en Arzew (Argelia) y terminales de recepción en Francia y el Reino Unido.

Debido a un exceso de oferta de gas en los mercados atlánticos durante la década de 1980, solo se añadieron dos nuevos proyectos de exportación (en Australia y Malasia) en ese periodo, mientras continuaban las expansiones en Indonesia. La mayor parte de la capacidad agregada en los años 80 fue diseñada para servir a los mercados asiáticos de GNL, que crecían rápidamente y no tenían el mismo acceso a gas doméstico o importaciones por gasoducto que Europa o América del Norte.

A principios de los 90, la demanda comenzó a equipararse con la oferta en el hemisferio occidental. Como consecuencia, surgió un renovado interés por proyectos de GNL en nuevas regiones, y entre 1996 y 2000 se realizaron las primeras exportaciones desde Catar, Nigeria, Omán y Trinidad y Tobago, consolidando el inicio de una nueva etapa de diversificación del mercado.

En 1997, Catar inauguró su primer tren de licuefacción a través del proyecto Qatargas I, lo que marcó su ascenso como potencia mundial del GNL. Durante la década del 2000, se introdujeron importantes innovaciones tecnológicas: surgieron buques con sistemas de reliquefacción a bordo, tanques tipo membrana mejorados y comenzaron a firmarse contratos de venta más flexibles, que permitieron el crecimiento del comercio spot y la globalización del mercado. (Design and construction of LNG storage tanks. 2019)

Entre 2005 y 2011, la creciente demanda energética, especialmente en Asia, impulsó aún más el crecimiento del GNL. Tras el accidente nuclear de Fukushima en 2011, Japón cerró gran parte de su parque nuclear y aumentó drásticamente sus importaciones de GNL, consolidándose como uno de los mayores consumidores del mundo.

En 2016, Estados Unidos dio un giro histórico al iniciar exportaciones de GNL desde la planta Sabine Pass en Luisiana. Gracias a la revolución del gas de lutitas (shale gas), el país pasó de ser importador a convertirse en uno de los principales exportadores a nivel mundial.

Durante el periodo 2018–2023, el mercado del GNL experimentó una mayor competencia y volatilidad. Nuevos exportadores como Rusia, Egipto, Mozambique y Camerún se incorporaron al mercado. La guerra en Ucrania en 2022 provocó un cambio drástico en el flujo comercial, obligando a Europa a aumentar sus importaciones de GNL para sustituir el gas ruso.

Finalmente, hacia 2025 y en adelante, se espera una nueva ola de proyectos liderada por la expansión de Catar (con los desarrollos North Field East y South), junto con el crecimiento de las plantas GNL flotante y la aparición de soluciones como el micro-GNL que están orientadas a mercados de menor escala o zonas remotas. (GIIGNL Annual Report 2025, 2025)

La evolución del GNL ha estado marcada por avances tecnológicos, eventos críticos y la expansión global del comercio energético. La siguiente línea del tiempo resume los principales hechos históricos que han definido el desarrollo de la industria del GNL desde el siglo XVII hasta la actualidad.



Figura 1.2 Línea del tiempo del GNL

Capítulo 2: La industria del Gas Natural Licuado en la Actualidad

Tras la crisis de suministro de 2022-2023, los mercados de gas natural registraron un crecimiento más acentuado en 2024. Según las previsiones de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), la demanda global alcanzará máximos históricos en 2024 y 2025. No obstante, el equilibrio del mercado mundial sigue siendo frágil, dado que el limitado crecimiento de la producción de GNL mantiene ajustada la oferta, mientras que las tensiones geopolíticas continúan generando volatilidad en los precios. Los mercados siguen mostrando sensibilidad ante fluctuaciones imprevistas, tanto en la oferta como en la demanda.

Como muestra de ello en 2024 surgieron limitaciones logísticas para el transporte de GNL en el Canal de Panamá y el Mar Rojo. Si bien esto no provocó una reducción del suministro, sí evidenció las posibles vulnerabilidades del comercio de GNL en un mercado global cada vez más interconectado. (Global Gas Security Review, 2024).

2.1 Demanda global de gas natural

Según las Perspectivas Energéticas Anuales del 2024, publicado por EIA, las primeras estimaciones sugieren que el consumo de gas natural aumentó un 2.8% interanual en los primeros tres trimestres de 2024, muy por encima de la tasa de crecimiento promedio del 2% entre 2010 y 2020. Los mercados de Asia representaron la mayor parte de este crecimiento.

Las primeras estimaciones indican que el crecimiento de la demanda de gas natural se desaceleró a menos del 2% en el tercer cuarto de 2024. En parte, esta moderación refleja la recuperación gradual de la demanda que ya estaba en marcha en la segunda mitad de 2023. Los mayores precios del gas también contribuyeron a una menor tasa de crecimiento de la demanda en el tercer cuarto de 2024.

Para el 2024, se pronostica que la demanda global de gas crecerá más de 2.5% [poco más de 100 miles de millones de metros cúbicos (bcm)] y alcanzará un récord histórico de 4,200 bcm. Se espera que la región Asia-Pacífico represente casi el 45% del incremento global de la demanda de gas.

El sector industrial y el autoconsumo energético están surgiendo como los principales impulsores del mayor uso de gas, proyectándose que contribuirán con más de la mitad del crecimiento de la demanda. Esto está parcialmente respaldado por la continua expansión económica en los mercados asiáticos de rápido crecimiento. La recuperación de la demanda industrial de gas en Europa también está contribuyendo.

Se prevé que la demanda global de gas aumente otro 2.3% (o cerca de 100 bcm) en 2025. De manera similar a 2024, este crecimiento está ampliamente respaldado por Asia, que por sí sola se espera que represente más de la mitad del incremento en la demanda de gas. (Global Gas Security Review, 2024)

2.2 Oferta global de gas natural

El crecimiento de la oferta global de GNL se mantuvo débil del primer al tercer trimestre de 2024, con un aumento de apenas el 2% (7 bcm) interanual. Esto muy por debajo de su tasa de crecimiento anual promedio del 8% entre 2016 y 2020. Los retrasos en los proyectos, junto con problemas de suministro de gas de alimentación en algunos productores establecidos (incluyendo Angola, Egipto, Trinidad y Tobago), afectaron el crecimiento de la producción de GNL.

Se espera que las puestas en marcha previstas de la terminal de exportación de Plaquemines LNG en Estados Unidos y del proyecto Tortue FLNG frente a la costa de África Occidental mejoren la disponibilidad de suministro de GNL en el cuarto trimestre de 2024 (T4 2024). Para el 2024, se prevé que la oferta global de GNL crezca un 2% (o 10 bcm), su tasa de crecimiento más lenta desde 2020.

Se espera que el crecimiento de la oferta de GNL se acelere a casi un 6% (30 bcm) en 2025, a medida que varios proyectos importantes de GNL entren en operación. Se prevé que América del Norte represente alrededor del 85% del incremento global de la oferta de GNL en 2025, con casi tres cuartas partes (16 bcm) de estos volúmenes norteamericanos procedentes de Estados Unidos. África y Asia también se espera que contribuyan al crecimiento de la oferta de GNL en 2025. (Global Gas Security Review, 2024)

2.3 Proyecciones de crecimiento en la industria del Gas Natural Licuado

Desde la invasión a gran escala de Ucrania por parte de Rusia, se ha aprobado una capacidad de licuefacción de GNL de más de 150 bcm por año. Solo en Estados Unidos se representó el 75% de la capacidad de licuefacción aprobada entre 2022 y 2023. El fuerte impulso detrás del desarrollo de proyectos de GNL continuó del primer a tercer trimestre de 2024, con poco más de 45 bcm por año de capacidad de licuefacción de GNL instalada, incluyendo el proyecto North Field West de Catar. En contraste, ningún proyecto de GNL en EE. UU. ha alcanzado la decisión final de inversión, desde enero de 2024. Esto se debe a la introducción de una pausa temporal en las decisiones pendientes para exportar GNL a países que no tienen acuerdos de libre comercio con Estados Unidos. El Medio Oriente fue la fuerza motriz detrás de las aprobaciones de proyectos de GNL a nivel mundial en 2024, liderado por Qatar, los Emiratos Árabes Unidos y Omán.

Junto con los proyectos de expansión de Catar, las plantas de licuefacción de GNL que han alcanzado la decisión de inversión financiera o que están en construcción agregarían más de 270 bcm por año de capacidad de exportación para fines de 2030. Este fuerte aumento en la capacidad de producción de GNL podría relajar los fundamentos del mercado y aliviar las preocupaciones sobre la seguridad del suministro de gas en la segunda mitad de la década.

La actividad de contratación de GNL desde 2023 ha mostrado una tendencia hacia contratos a largo plazo, con destino fijo. Los acuerdos con una duración de al menos 10 años han representado el 85% de los volúmenes contratados desde el inicio de 2023. Los acuerdos con destino fijo han recuperado protagonismo y han representado más del 70% de los volúmenes contratados desde 2023. Los contratos grandes (más de 4 bcm por año) representaron el 57% de los volúmenes contratados en 2023, la mayor participación desde 2017. Su participación disminuyó al 39% en 2024, pero se mantuvo muy por encima de su promedio de los últimos cinco años. El shock de suministro de gas de 2022-2023 y la volatilidad consecuente pueden haber recordado tanto a compradores como a vendedores la importancia de los contratos a largo plazo para asegurar un suministro estable y reducir la volatilidad de precios a corto plazo. (Global Gas Security Review, 2024)

2.4 Estado actual de la industria de Gas Natural Licuado en México

Según el Global Gas Security Review del 2024, en México el consumo de gas natural creció un estimado del 2% (1.5 bcm) interanual entre el primer y el tercer trimestre de 2024, impulsado por la continua expansión de la generación de energía a gas. La mayor demanda de gas en México significó un aumento en las importaciones por gasoducto desde Estados Unidos (un 5% interanual en el primer semestre de 2024). (Global Gas Security Review, 2024)

El proyecto de producción flotante Altamira, que depende del suministro de gas de alimentación estadounidense, con capacidad de 1.9 bcm/año, exportó su primer cargamento en agosto de 2024 y se prevé que continúe incrementando sus exportaciones en 2025.

Sin embargo, los retrasos han afectado a otro proyecto mexicano que originalmente estaba programado para iniciar en 2025. El proyecto Altamira FLNG 2 (1.9 bcm/año) cerró el financiamiento para su construcción en julio de 2024, con entrega prevista del primer GNL en el primer semestre de 2026.

El proyecto Energía Costa Azul (capacidad de 4.4 bcm/año), ubicado en la costa del Pacífico mexicano, inicialmente se planeó para 2024, luego se retrasó a mediados de 2025 y recientemente se pospuso nuevamente para el primer trimestre de 2026. Este es el ejemplo más reciente de retrasos en la ejecución de proyectos que reducen el potencial alivio en el lado de la oferta para 2025. (GIIGNL Annual Report 2025, 2025)

Capítulo 3: Gasoductos Virtuales Abastecidas por GNL en Terminales Remotas

3.1 La cadena de valor agregado del gas natural licuado

La cadena de valor del GNL es el sistema de procesos interconectados que transforma el gas natural desde su extracción hasta el consumo final, agregando valor mediante su licuefacción y procesos de transporte. Este ciclo inicia con la producción y tratamiento del gas (eliminación de agua, CO₂ y otros contaminantes), seguido de su transporte por gasoducto a plantas de licuefacción, donde se enfría a -162 °C para convertirlo en líquido, reduciendo su volumen 600 veces y permitiendo su almacenamiento en tanques criogénicos. Posteriormente, el GNL se transporta en buques o tractocamiones especializados a mercados globales. En destino, se regasifica en terminales terrestres o unidades flotantes, para luego distribuirse por redes o usarse directamente en aplicaciones como generación eléctrica, industria, bunkering o logística.

A diferencia del gas transportado por ductos, limitado por infraestructura fija, el GNL ofrece flexibilidad geográfica y temporal: permite abastecer regiones remotas sin redes de gasoductos, almacenarse como reserva estratégica y responder a picos de demanda. Esto lo convierte en un elemento clave para la seguridad energética y la transición hacia combustibles menos contaminantes.

En la **Figura 3.1** se muestra la cadena de valor del GNL.

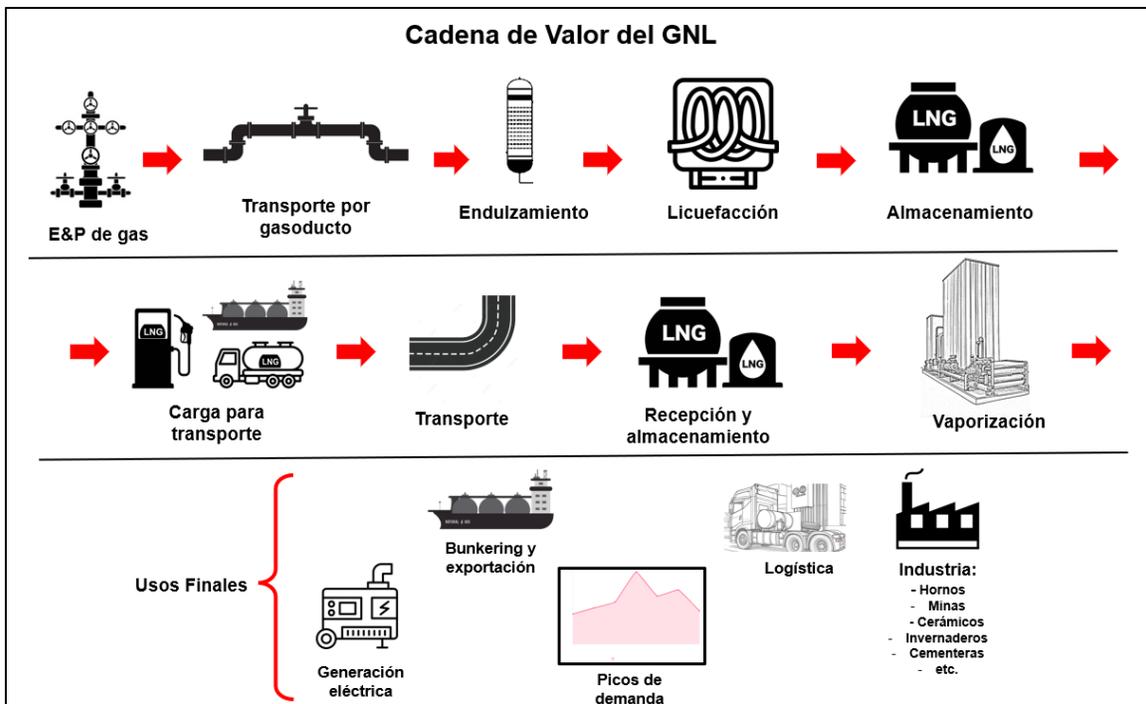


Figura 3.1 Cadena de Valor del GNL

3.2 Gasoductos virtuales y terminales remotas

Un gasoducto virtual es un sistema para el transporte de gas natural, generalmente comprimido o licuado, utilizando medios de transporte como camiones, trenes o barcos, en lugar de tuberías convencionales. Este método permite llevar gas natural a áreas donde la construcción de gasoductos físicos es impráctica o costosa, especialmente en regiones remotas o donde la infraestructura tradicional no está disponible o tiene su capacidad total ocupada. Los gasoductos virtuales ofrecen flexibilidad y una solución temporal o complementaria, adaptándose a la demanda energética de manera más dinámica y rápida.

La **Figura 3.2** muestra el esquema operativo de un gasoducto virtual abasteciendo una terminal remota, un recurso logístico que permite el transporte de GNL en contenedores desde una planta hasta el usuario final. Este proceso incluye carga, traslado, descarga, vaporización y retorno de las unidades para su reutilización.

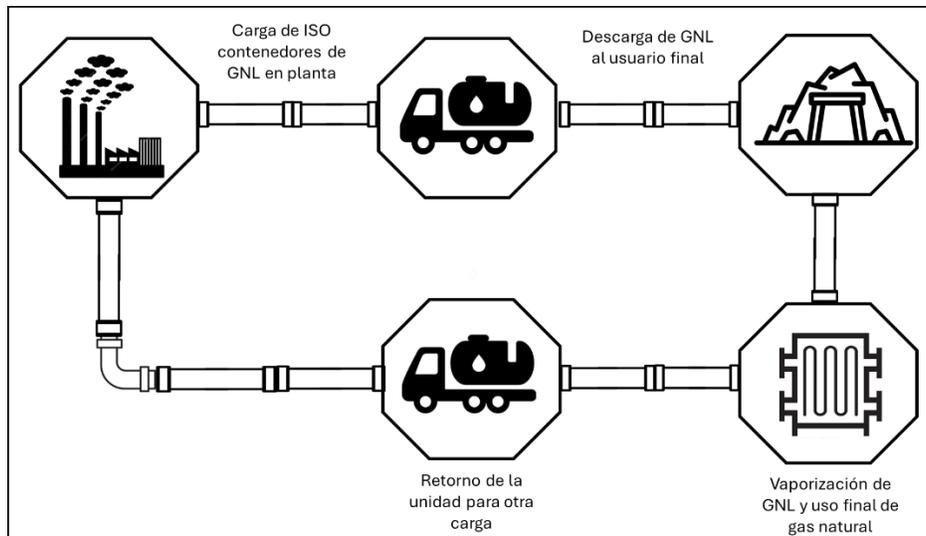


Figura 3.2 Proceso de funcionamiento de gasoductos virtuales

Una terminal remota se define como el conjunto de instalaciones de almacenamiento y vaporización de GNL para suministrar gas natural a usuarios industriales, comerciales y residenciales. (NOM-013-ASEA-2021: Instalaciones de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado)

El sistema de distribución de GNL consiste en la operación de rutas terrestres para la expedición de GNL. El proceso se inicia con la carga del ISO contenedores en la planta de licuefacción, a continuación, será llevado por tractocamiones hasta el punto de descarga en las instalaciones del usuario final.

Una vez arribados los ISO contenedores, se realizará la transferencia o el trasvase de estos a las instalaciones de almacenamiento o vaporización del usuario final, cuando se haya descargado el semirremolque, este regresará a la planta para una nueva carga, terminando así con el proceso de distribución.

3.3 Equipos clave en proyectos de gas natural licuado

Tanques de almacenamiento de Gas Natural Licuado

Las instalaciones de almacenamiento y los tanques cisterna para el envío al usuario final son una parte importante del proceso de una planta de licuefacción, después de que el gas se enfría a estado líquido, debe almacenarse y transportarse en tanques de doble pared con aislamiento entre ellos.

Los tanques están diseñados para mantener el GNL frío hasta que pueda ser llevado a su destino final. Los tanques de GNL suelen construirse con un tanque interno de acero/níquel criogénico, aislado y un tanque exterior construido de concreto o acero al carbono. En el caso de los tanques de acero al carbono para almacenamiento, el tanque está además rodeado por una berma, para contener el GNL en el improbable evento de una falla del tanque interno y proporcionar una medida de protección.

Los tanques iniciales tenían capacidades relativamente pequeñas, del orden de 50,000 metros cúbicos de líquido, pero estas han crecido hasta 200,000 metros cúbicos. La elección del diseño, tamaño y número de tanques de almacenaje depende del tamaño del sitio de la planta, las tasas de producción de GNL.

Existen 4 principales tipos de tanques para almacenamiento de GNL:

- a. **Sistema de contención simple.** Un tanque de contención simple es un contenedor hermético de líquidos y vapores. Puede construirse como una estructura de pared simple que sea hermética o como una combinación de contenedores interno y externo. Cuando se utiliza un contenedor externo, este es esencialmente necesario para permitir el aislamiento, protegiéndolo contra la humedad y para contener la sobrepresión del vapor de gas. No está destinado ni diseñado para contener filtraciones de GNL. Un tanque de contención simple debe estar rodeado por alguna estructura de seguridad, normalmente un terraplén de tierra, para evitar que el líquido fluya de manera incontrolada hacia el entorno. La norma EN 14620 estipula que el contenedor interno debe estar hecho de acero, mientras que la API 625 también permite el uso de concreto pretensado. El contenedor externo normalmente está hecho de acero al carbono.

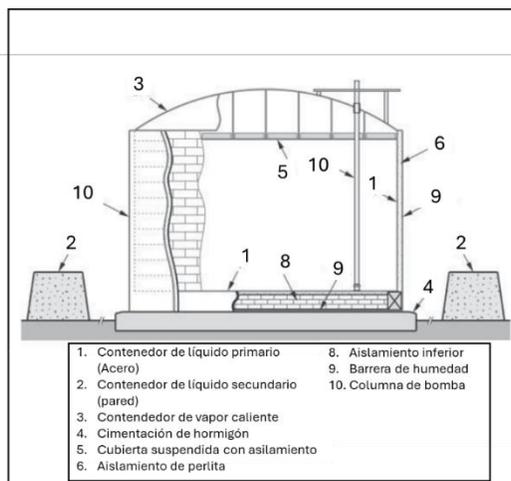


Figura 3.3 Tanque con sistema de contención simple

- b. **Sistema de contención doble.** Un tanque de contención doble consiste en un contenedor primario hermético a líquidos y vapores que cumple con los requisitos de un sistema de tanque de contención simple por sí mismo, pero está construido dentro de un contenedor secundario. Este está abierto en la parte superior y debe ser capaz de contener el GNL que escape en caso de una fuga. Sin embargo, no está diseñado para prevenir una fuga de gas. El espacio anular entre los contenedores primario y secundario no puede tener más de 6 m de ancho. La API 625 permite el uso de acero y concreto pretensado para ambos contenedores.

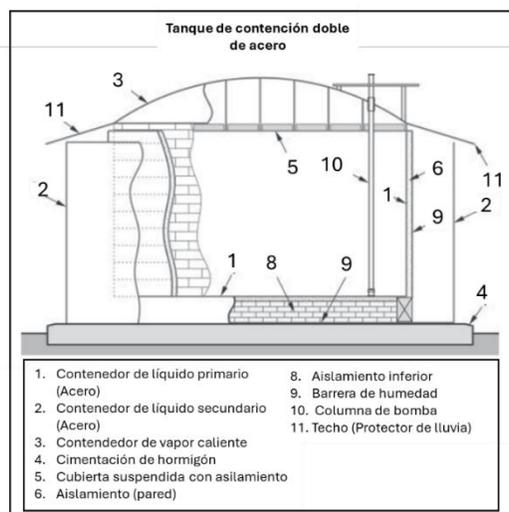


Figura 3.4 Tanque con sistema de contención doble

- c. **Sistema de contención completa.** Estos sistemas consisten en contenedores primarios y secundarios que forman un sistema de almacenamiento integrado. El contenedor primario es un tanque cilíndrico de acero que puede estar abierto o cerrado en la parte superior. El contenedor secundario, que debe ser autoportante y tener un techo abovedado, actúa como la contención de vapor primaria durante

la operación normal y debe contener el gas licuado en caso de una fuga. Se permite la ventilación controlada a través de un sistema de alivio de presión. La norma API 625 permite el uso de acero y concreto para ambos contenedores, requiriendo hermeticidad al vapor. Es necesario contar con medidas constructivas específicas para garantizar la funcionalidad del sistema en caso de fallo del contenedor interno, como la integración de un fondo secundario y una zona de transición para controlar la contracción del concreto.

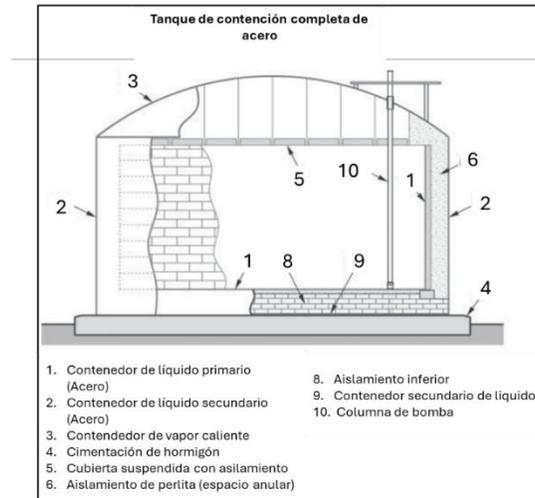


Figura 3.5 Tanque con sistema de contención completa

d. Sistema de membrana. El sistema de membrana fue desarrollado originalmente para su uso en buques cisterna y, posteriormente, también se empleó en tanques de almacenamiento. Un tanque son sistema de membrana consiste en una membrana delgada que actúa como contenedor primario y aislamiento térmico con un contenedor secundario de concreto que en conjunto forman una estructura de tanque. Las regulaciones no permiten un contenedor externo de acero. Este diseño permite que la membrana se deforme sin restricciones bajo el efecto de los esfuerzos térmicos, sin que se induzcan tensiones y deformaciones. Los segmentos de membrana se superponen y se sueldan entre sí. En la parte superior, la membrana está anclada a la pared de concreto mediante una placa periférica.

Una barrera de vapor continua se instala en la cara interna de la pared del tanque y a la base de concreto para evitar que el vapor de agua o el agua del concreto infiltren el espacio de aislamiento. Además, el revestimiento del techo de acero al carbono, el anillo de compresión y la membrana están soldados entre sí para garantizar que todo el tanque sea estanco (incomunicado entre sí) al gas. Esto significa que tanto la membrana en el interior como la barrera de vapor en el

exterior están selladas, creando un espacio de aislamiento cerrado. Para asegurar que el aislamiento siga funcionando y controlar la infiltración de humedad o vapor, el espacio de aislamiento se monitorea y se purga continuamente con nitrógeno. Dentro del aislamiento, se instala una membrana secundaria como un fondo secundario integral en la base y en la parte inferior de la pared. En caso de falla de la membrana, esta actúa como protección adicional para la pared rígida, protegiéndola contra altas tensiones debido a acciones térmicas. Este diseño se conoce como sistema de protección térmica. Todos los segmentos de aislamiento son prefabricados.

El contenedor exterior de concreto debe resistir todas las cargas debidas al GNL y la sobrepresión de vapor, además de todas las cargas externas. Durante la operación normal, no está expuesto a cargas térmicas significativas, al igual que un sistema de tanque de contención total. En caso de falla del contenedor interno, el tanque exterior debe resistir la presión del líquido y el vapor y permanecer estanco tanto al líquido como al vapor.

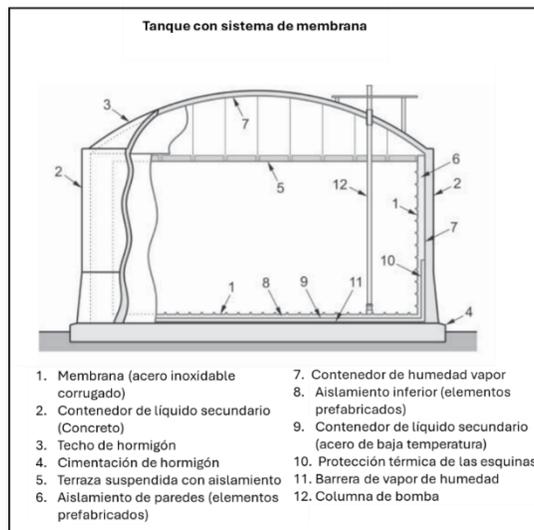


Figura 3.6 Tanque con sistema de membrana

En la **Tabla 3.1** se muestra una tabla resumen con las principales diferencias entre cada tipo tanque de almacenamiento:

Tabla 3.1 Comparativa entre tanques de almacenamiento

Tipo de Tanque	Diseño	Uso	Ventajas	Desventajas
Tanque de Contención Simple	Tiene una sola barrera o contenedor primario que está rodeado de un sistema de aislamiento y una pared secundaria para proporcionar aislamiento térmico.	Se utilizan principalmente en áreas donde hay espacio disponible para la construcción de diques y no requieren un alto nivel de seguridad pasiva, ya que el sistema depende del dique externo para contener fugas.	<ul style="list-style-type: none"> - Menor costo de construcción. - Diseño sencillo y probado. - Mantenimiento menos complejo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor nivel de seguridad. - Requiere gran espacio para diques. - No apto para zonas densamente pobladas.
Tanque de Doble Contención	Cuenta con dos barreras: un contenedor primario para contener el GNL y un contenedor secundario que no está diseñado para contener el líquido continuamente, pero sí en caso del fallo del primario.	Ofrecen un mayor nivel de seguridad en comparación con los tanques de contención simple, y se usan en lugares donde se necesita un mejor control de posibles derrames.	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor seguridad que el simple. - Menor dependencia de diques externos. - Control más eficiente de fugas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo de construcción más alto. - Más complejo de mantener. - Ocupa más espacio que un tanque de contención completa.
Tanque de Contención Completa	Tiene tanto un contenedor primario como un secundario y ambos están diseñados para contener el GNL de forma independiente. El tanque secundario no solo retiene el gas en caso de fuga, también puede contener el líquido y el vapor.	Ofrecen el mayor nivel de seguridad y se utilizan en zonas densamente pobladas o donde no es práctico construir diques adicionales. Son comunes en terminales de importación y exportación de GNL, donde el riesgo debe ser minimizado al máximo.	<ul style="list-style-type: none"> - Máximo nivel de seguridad. - No requiere diques externos. - Adecuado para áreas urbanas y terminales críticas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo de construcción. - Diseño y construcción complejos. - Mayor tiempo de ejecución del proyecto.
Tanques de Membrana	Consisten en una fina capa de acero inoxidable o aleación especial, que actúa como la barrera primaria de contención para el GNL. Esta membrana está diseñada para ajustarse a una estructura de soporte estructural.	Son comúnmente utilizados en buques metaneros (navíos para transporte de GNL) y en algunas instalaciones terrestres, especialmente en áreas donde se necesita alta capacidad de almacenamiento en un espacio reducido.	<ul style="list-style-type: none"> - Aprovechamiento máximo del espacio. - Ligereza estructural. - Ideal para transporte marítimo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor resistencia estructural sin el soporte. - Mayor riesgo en caso de fallo de membrana. - Requiere precisión extrema en construcción y mantenimiento.

Tanques de transporte para Gas Natural Licuado

Los tanques de transporte GNL son semirremolques criogénicos con aislamiento al vacío, diseñados específicamente para su transporte por carretera. Los remolques, también llamados ISO contenedores (International Organization for Standardization), consisten en un tanque horizontal, compuesto por un tanque interno a presión y un marco estructural externo con aislamiento al vacío. El tanque externo está fabricado con acero inoxidable y carbono de calibre delgado y liviano, mientras que el recipiente interno es un recipiente a presión ASME (American Society of Mechanical Engineers), fabricado con acero inoxidable SA240 T-304. El remolque está diseñado específicamente para cumplir con las normativas de las carreteras. La capacidad (volumen de agua) es de 15,020 galones, aproximadamente 13,000 galones netos de GNL.

A. Tanque Interno.

El recipiente interno del semirremolque está fabricado en acero inoxidable SA-240, T-304 y regularmente tiene una MAWP de 140 psig, que es la presión de ajuste de la válvula de alivio de seguridad primaria del recipiente, lo que limita prácticamente la presión máxima de operación normal a 140 psig o menos. Presiones mayores pueden provocar fugas o la apertura automática de la válvula de seguridad de alivio de presión.

El recipiente interno está diseñado, fabricado, probado y estampado de acuerdo con el Código ASME, Sección VIII, División I que regula la construcción de tanques a presión. Tanto las costuras longitudinales como las circunferenciales del tanque interno son radiografiadas a lo largo del 100% de su longitud.

Se incluyen deflectores en el recipiente interno para minimizar el movimiento del producto durante el transporte.

B. Aislamiento.

El sistema de aislamiento es un sistema de "super-aislamiento" de peso ligero. Este sistema de alto vacío ofrece una baja tasa de evaporación. Se utilizan materiales absorbentes y de captación en el espacio anular para mantener, a lo largo del tiempo, el vacío necesario para que el sistema de aislamiento funcione de manera óptima.

C. Sistema de Tuberías.

Las tuberías entre el tanque interno y la cubierta están fabricadas de acero inoxidable tipo 304, debido a su baja conductividad, resistencia, ductilidad y disponibilidad. La

transición desde el recipiente interno a las tuberías de acero inoxidable se realiza lo más cerca posible del recipiente interno, utilizando juntas de transición especialmente fabricadas. Las tuberías conectadas a la fase líquida (fondo) están "trampeadas" (dobladas de manera que produzcan el efecto de un sifón) cerca del recipiente interno. Con una línea adecuadamente trampeada y una válvula cerrada en el exterior, la mayor parte de la tubería se llena de vapor, lo que minimiza el flujo de calor hacia el líquido almacenado. Si una línea no estuviera trampeada, el líquido se acumularía (o intentaría acumularse) contra la válvula cerrada fuera de la cubierta, lo que aumentaría drásticamente el flujo de calor hacia el líquido.

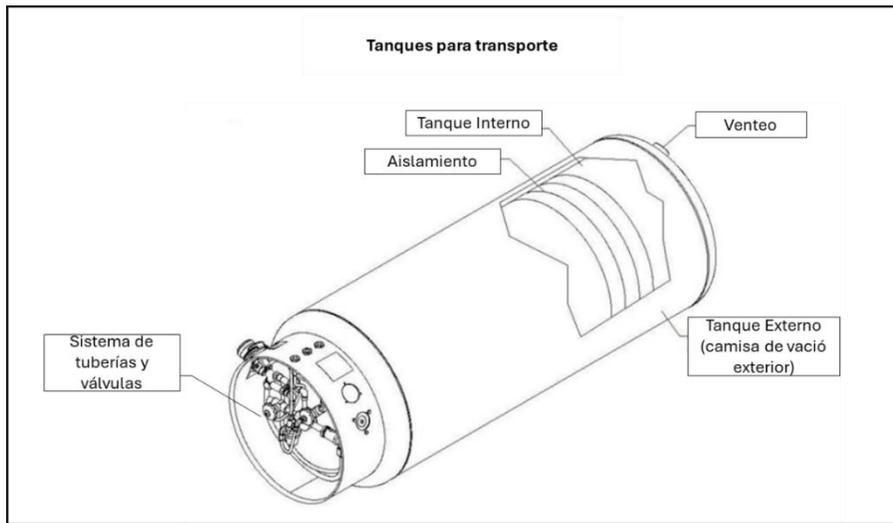


Figura 3.7 Tanque de transporte para GNL

Regasificación

Una terminal de regasificación es donde el GNL se entrega a los usuarios finales. Típicamente, incluye un punto de descarga de GNL, instalaciones de almacenamiento y envío de GNL, junto con sistemas de calefacción para reconvertir el GNL en gas natural. El proceso de regasificación es un proceso de calentamiento que generalmente utiliza fuentes de calor a temperatura ambiente. La mayoría de las terminales de regasificación en tierra utilizan aire ambiente. En las regiones de clima frío, es necesario utilizar gas combustible para complementar el calentamiento durante los meses de invierno.

La elección óptima de un sistema de regasificación de GNL está determinada por la ubicación de la terminal, las condiciones ambientales, las limitaciones regulatorias y las consideraciones de operabilidad.

El proceso de regasificación se lleva a cabo mediante un intercambio de calor, donde el GNL se calienta utilizando diferentes fuentes de calor ambiental como agua de mar, aire

o combustión. Los vaporizadores son equipos esenciales utilizados para convertir el GNL de nuevo a su estado gaseoso.

A. Vaporizador de rejilla abierta

Es un intercambiador de calor que utiliza agua como fuente de calor. La fuente de agua para estas unidades depende de la ubicación de la terminal y de la cantidad de agua disponible. Las terminales de recepción de GNL generalmente se encuentran cerca del mar abierto, por lo tanto, el agua de mar es la fuente de calor más comúnmente utilizada para los vaporizadores de rejilla abierta.

Estas unidades generalmente están construidas con tubos de aleación de aluminio que proporcionan la resistencia mecánica necesaria para las bajas temperaturas de operación del GNL.

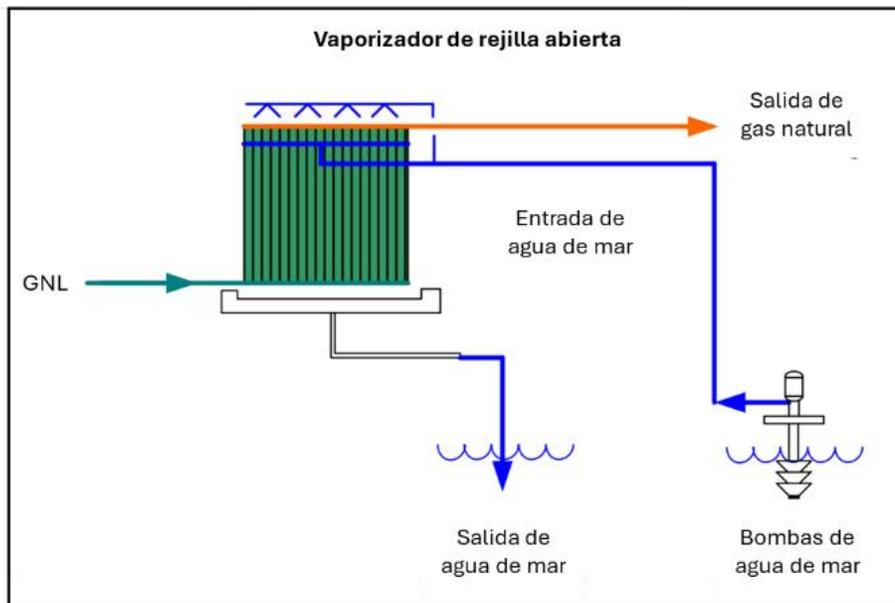


Figura 3.8 Vaporizador de rejilla abierta

B. Vaporizadores de carcasa y tubos.

Estos pueden operar en modo de circuito abierto, cerrado o combinado. En la configuración de circuito abierto, el agua de mar se bombea desde la toma de agua de mar hasta el vaporizador para vaporizar el GNL. Este opera de manera similar al de rejilla abierta, excepto que el agua de mar se bombea a través de los intercambiadores de carcasa y tubos en su lugar. La carcasa del intercambiador está construida con material de acero inoxidable de alta presión para la operación con GNL, y el tubo del intercambiador está fabricado con titanio u otros materiales adecuados para el funcionamiento con agua de mar. El costo de los materiales de los STV es elevado, pero su tamaño es relativamente compacto, lo que puede justificarse en operaciones en alta mar.

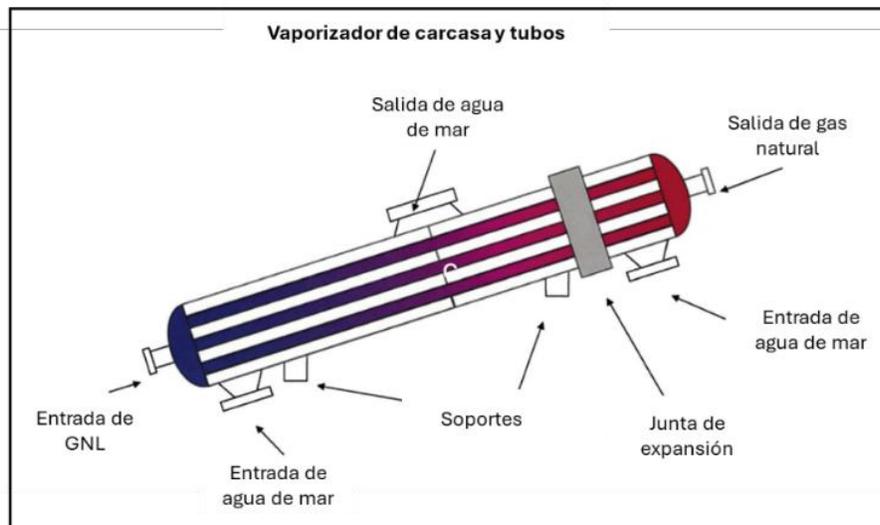


Figura 3.9 Vaporizador de carcasa y tubos

C. Vaporizador de fluido intermedio.

Este utiliza un fluido intermedio de transferencia de calor en un circuito cerrado para transferir calor desde una fuente de calor a los vaporizadores de GNL. El fluido intermedio puede ser etilenglicol o propilenglicol; otros fluidos de transferencia de calor con bajo punto de congelación son adecuados para las temperaturas de operación. La transferencia de calor ocurre en un intercambiador de carcasa y tubos.

D. Glicol-agua como fluido de transferencia de calor

El fluido de transferencia de calor de glicol-agua caliente se utiliza para calentar el GNL mediante vaporizadores de fluido intermedio (intercambiador de carcasa y tubos). El glicol-agua es bombeado por las bombas, un tambor de expansión de glicol ubicado

antes de las bombas se utiliza para absorber los cambios de volumen del sistema durante las operaciones de arranque o parada. Existen varias opciones para calentar la solución de glicol-agua; por ejemplo, sistemas de recuperación de calor residual, calentadores a gas, calentadores de aire, intercambiadores de placas y torres de refrigeración inversas.

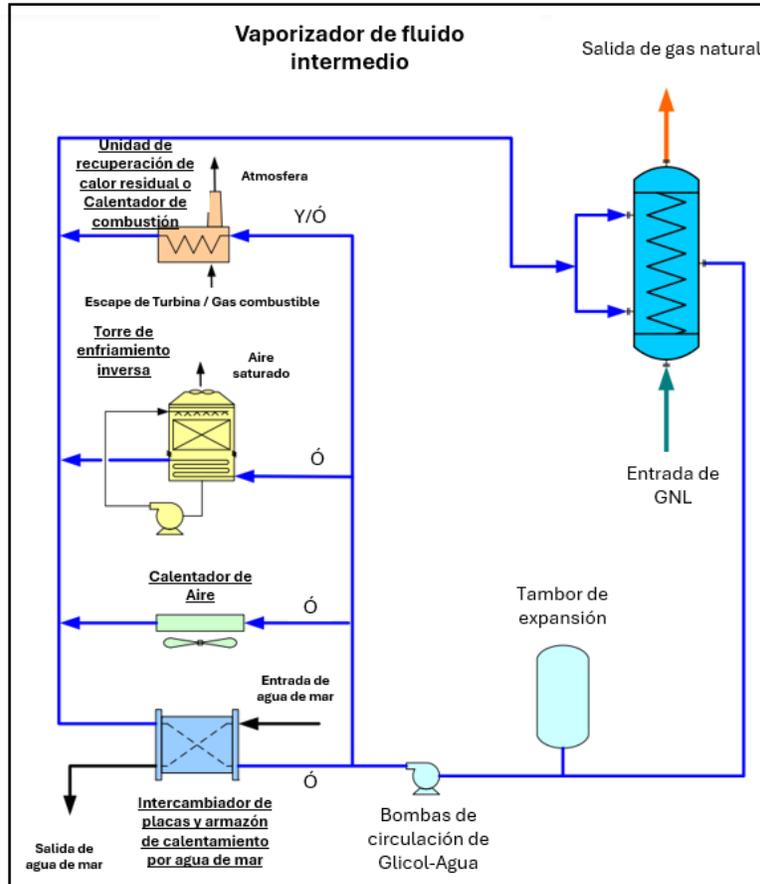


Figura 3.10 Vaporizador de fluido intermedio

E. Hidrocarburos como fluido de transferencia de calor.

Alternativamente, se puede utilizar propano o butano como fluido de transferencia de calor. En este esquema, el propano o butano se vaporiza en el lado de la carcasa de un intercambiador de carcasa y tubos utilizando agua de mar como fuente de calor. El fluido vaporizado luego se condensa y es el que suministra calor al GNL. El uso de un hidrocarburo evitará los problemas de congelación que se encuentran con otros fluidos intermedios.

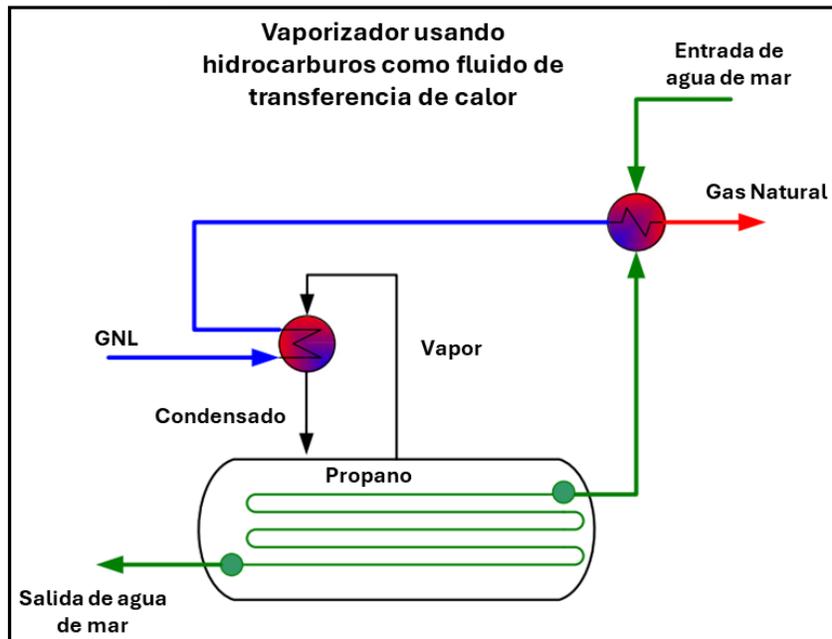


Figura 3.11 Vaporizador usando hidrocarburos como fluido de transferencia de calor

F. Operación con agua de mar a baja temperatura.

Una ventaja de usar propano como fluido de transferencia de calor en los vaporizadores de fluido intermedio es que cuando la temperatura del agua de mar desciende a niveles muy bajos durante el invierno, los intercambiadores pueden seguir operando a un ritmo reducido, siempre que no se alcance la temperatura de congelación del agua de mar (normalmente alrededor de $-1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$). Al utilizar propano como fluido intermedio se puede mantener el rendimiento del vaporizador, incluso cuando la temperatura del agua de mar desciende a $5\text{ }^{\circ}\text{C}$. La unidad puede seguir operando con agua de mar a $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, pero con un flujo de GNL mucho más reducido. El gas de salida del intercambiador puede recibir un calentamiento adicional mediante el calentador de reserva o los vaporizadores de combustión sumergida.

G. Vaporizador de combustión sumergida.

Este requiere aproximadamente el 1.5% del GNL vaporizado como combustible, lo que añade un costo operativo significativo a las terminales. Por esta razón se utilizan únicamente cuando no hay disponible otra fuente de calor. En un vaporizador de combustión sumergida el GNL fluye a través de una bobina de tubos fabricada en acero inoxidable, que está sumergida en un baño de agua. El agua se calienta por contacto directo con gases calientes que salen de un quemador de gas sumergido. Puede diseñarse para manejar un rendimiento máximo del orden de 200 MMSCFD. La unidad es compacta y no requiere grandes extensiones de terreno para su instalación.

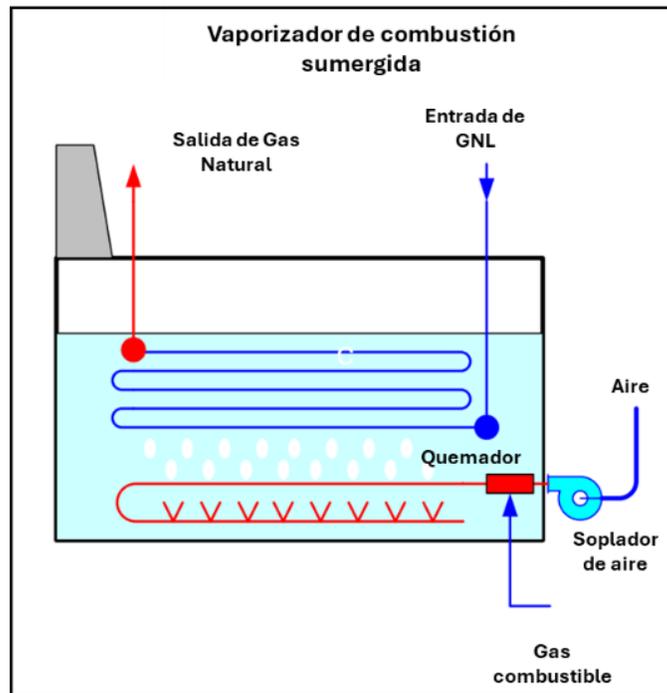


Figura 3.12 Vaporizador de combustión sumergida

H. Vaporizador de aire ambiente

Este extrae el calor del aire ambiental para proporcionar calor, evitando así el uso de agua de mar o gas combustible. Se consideran una solución más respetuosa con el medio ambiente que los anteriores, por lo que son mucho más fáciles de aprobar. Los intercambiadores de calor son competitivos en cuanto a costos, ya que pueden operar de manera independiente sin necesitar el apoyo de un sistema de agua de mar, fluido intermedio o gas combustible. Sin embargo, el número de unidades de vaporizadores es mucho mayor que en otras opciones, lo que requeriría un espacio de terreno más amplio. En ubicaciones cálidas y húmedas, la generación de niebla puede ser un problema que debe evaluarse por su impacto en el entorno. Para las terminales de GNL, se pueden considerar dos tipos de vaporizadores de aire ambiente: vaporizadores de aire directos e indirectos que usan un fluido intermedio.

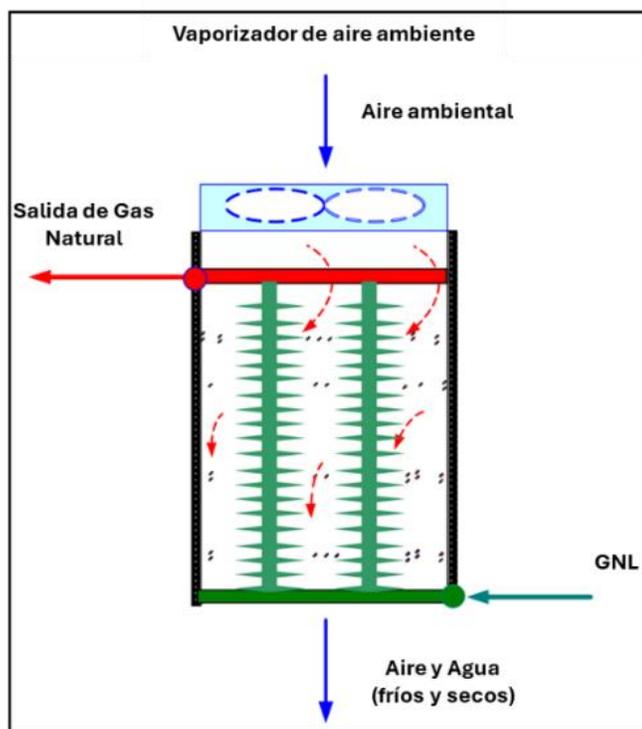


Figura 3.13 Vaporizador de aire ambiente

I. Vaporizadores operados con energía eléctrica

Son sistemas utilizados para vaporizar GNL aprovechando la energía eléctrica como fuente de calor. Estos vaporizadores funcionan mediante resistencias eléctricas que calientan un fluido intermedio o directamente el GNL, convirtiéndolo de estado líquido a gaseoso. Son una opción adecuada cuando no se dispone de fuentes de calor ambiental, como agua de mar o aire. Este tipo de vaporizadores ofrece ventajas como un control preciso de la temperatura y un diseño compacto que no requiere grandes áreas para su instalación. Sin embargo, su principal desventaja es el costo operativo, ya que dependen del suministro continuo de electricidad, lo que puede incrementar significativamente los gastos energéticos en comparación con otras tecnologías, como los vaporizadores de rejilla abierta o de combustión sumergida. Estos vaporizadores son especialmente útiles en situaciones donde se necesita un sistema autónomo, o en áreas donde otras fuentes de calor no son viables o disponibles.

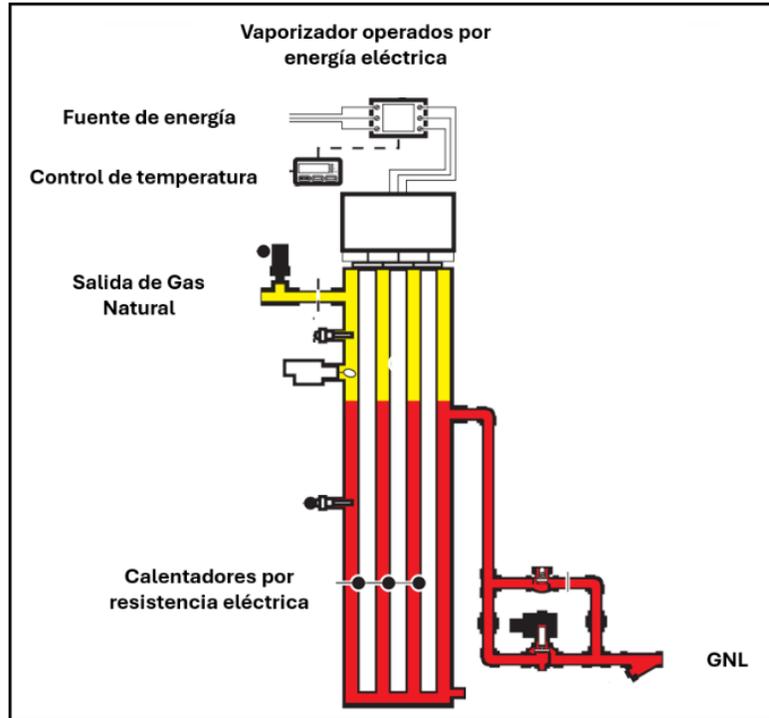


Figura 3.14 Vaporizador operado por energía eléctrica

Capítulo 4 Regulación de Gas Natural Licuado: Marco Jurídico en México y el Ámbito Internacional

4.1 Normativa mexicana aplicable a las propiedades y calidad de GNL

En México no existe una norma específica que regule la calidad del GNL durante su proceso de producción. En contraste, varios países han establecido normas técnicas que definen criterios precisos para la pureza, composición, contenido energético y control de contaminantes del gas natural, lo cual también puede ser aplicable de forma indirecta al GNL, especialmente tras su regasificación. En el ámbito internacional, destacan normas como la ISO 15403-1:2006 y la ISO 13686:2019, que establecen parámetros técnicos para el gas natural utilizado como combustible, incluyendo límites de impurezas como dióxido de carbono, compuestos de azufre y trazas de mercurio. Si bien estas normas no regulan el GNL en su fase líquida, sí proporcionan referencias útiles sobre la calidad esperada del gas natural resultante del proceso de licuefacción.

El marco normativo más cercano es nuestro país es la NOM-001-SECRE-2010, que define las especificaciones del gas natural regasificado para su transporte y distribución. Esta norma establece límites para el contenido de metano (mínimo 89%), nitrógeno (máximo 4%), dióxido de carbono (máximo 2%), agua (menos de 112 mg/m³), azufre total (menos de 5.7 mg/m³) y un poder calorífico entre 37.3 y 43.6 MJ/m³. Sin embargo, no se aplica directamente al GNL en estado líquido ni al proceso de licuefacción, lo cual deja un vacío regulatorio en la etapa de producción.

Esta brecha normativa puede representar un desafío para la competitividad de México en el mercado internacional de GNL, especialmente con el avance de proyectos de exportación, donde la falta de estándares específicos podría afectar la consistencia del producto y su aceptación en mercados exigentes.

4.2 Normativa internacional aplicable a las propiedades y calidad de GNL

A nivel internacional, distintas normas técnicas definen parámetros para evaluar la composición, pureza, contenido energético, contaminantes y estabilidad del GNL, aspectos fundamentales para asegurar un proceso de licuefacción eficiente y un producto final conforme a estándares internacionales.

En esta sección se revisan las principales referencias normativas con énfasis en su aplicación durante la fase de licuefacción del GNL. Se consideran tanto normas obligatorias como estándares técnicos ampliamente utilizados por la industria para evaluar la calidad del GNL.

En el caso de Estados Unidos de América, se analizará la NFPA 59A:2023, la cual establece requisitos técnicos para garantizar la seguridad, integridad del producto y condiciones operativas durante la producción, almacenamiento y transferencia del GNL. Por otro lado, a nivel internacional, se revisará la ISO 13686:2019, que define los parámetros fundamentales para caracterizar el gas natural regasificado, incluyendo composición, propiedades físicas derivadas, contaminantes críticos y condiciones de referencia.

Estas normas conforman el marco técnico esencial que utilizan operadores, ingenieros y autoridades reguladoras para validar la calidad del GNL producido, asegurando su intercambiabilidad, eficiencia energética y cumplimiento con los estándares internacionales de seguridad y desempeño.

NFPA 59A: 2023. “Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)”

Aunque la norma NFPA 59A:2023 no establece de manera explícita una especificación única sobre las propiedades fisicoquímicas del GNL, sí incorpora un conjunto de disposiciones técnicas que, en conjunto, aseguran la preservación de su calidad durante las etapas de licuefacción, almacenamiento, manejo y vaporización. Esta calidad depende de variables como la pureza del metano, el control de impurezas, la estabilidad térmica, y la integridad de los sistemas de proceso.

Los siguientes capítulos son clave en este control, ya que establecen los lineamientos fundamentales para el diseño, operación segura y cumplimiento normativo en instalaciones de GNL. Si bien la norma NFPA 59A abarca una amplia variedad de temas, en este trabajo se seleccionaron únicamente aquellos capítulos más relevantes:

A. Requisitos generales aplicables a todas las instalaciones de GNL (Capítulo 4)

El capítulo 4 establece condiciones esenciales para el diseño y operación segura de instalaciones de GNL. Aunque no define composiciones químicas específicas, sí impone requisitos que protegen la calidad fisicoquímica del GNL a lo largo del proceso.

Materiales compatibles

Todos los equipos deben construirse con materiales que resistan temperaturas criogénicas sin degradarse ni liberar contaminantes. Esto previene alteraciones en la pureza del GNL.

Protección contra contaminantes

Se requiere aislamiento, drenaje y control de venteos para evitar ingreso de agua, aire o compuestos no deseados, preservando la composición y estabilidad del producto.

Control térmico

El diseño debe minimizar la ganancia de calor ambiental para evitar la evaporación selectiva del metano (boil-off), que podría modificar la proporción de componentes del GNL.

Condiciones operativas seguras

La operación debe mantenerse dentro de límites definidos de presión y temperatura para garantizar que el producto no sufra fraccionamiento ni degradación.

Integridad estructural

Las instalaciones deben resistir condiciones extremas (sísmicas, térmicas), evitando fallas que puedan generar fugas o contaminación cruzada.

B. Equipos de proceso para licuefacción, almacenamiento, regasificación y manejo del GNL (Capítulo 7)

El Capítulo 7 regula el diseño, instalación y operación de los principales equipos involucrados en el procesamiento del GNL: compresores, bombas, intercambiadores de calor y separadores. Estos equipos son esenciales en la fase de licuefacción y acondicionamiento, por lo que tienen un impacto directo en la composición, estabilidad y pureza del producto final.

Selección de materiales

Los equipos deben construirse con materiales que mantengan su integridad a temperaturas criogénicas ($\approx -162\text{ }^{\circ}\text{C}$) y no reaccionen con el GNL. Esto evita contaminación química o física durante la producción.

Control de presión y temperatura

Se exige que los sistemas de proceso mantengan condiciones controladas de presión y temperatura para evitar la pérdida selectiva de componentes volátiles (como metano) o la condensación no deseada de trazas (como hidrocarburos pesados).

Estanqueidad y separación de fases

Se implementen dispositivos que garanticen la separación adecuada de fases líquida y gaseosa, evitando arrastre de impurezas o aire, lo que podría alterar la composición final del GNL.

Protección contra sobrepresión y fallas

Se incorporan válvulas de seguridad, dispositivos de alivio y sistemas de control automático para evitar condiciones de operación fuera de especificación que puedan degradar el producto.

C. Vaporizadores (Capítulo 9)

Regula el diseño, instalación y operación de los vaporizadores utilizados para convertir el GNL de su estado líquido a gas. Aunque el proceso de vaporización ocurre después de la licuefacción, su correcta ejecución es crucial para validar que el producto final mantiene las propiedades esperadas y que el sistema de producción no ha introducido desviaciones de calidad.

Estabilidad térmica en la conversión

Se requiere que los vaporizadores proporcionen un calentamiento uniforme y controlado, evitando gradientes térmicos que puedan inducir fraccionamiento del GNL (evaporación preferencial de ciertos componentes como el metano), lo que alteraría la composición gaseosa final.

Válvulas de corte y dispositivos de seguridad

Los sistemas deben estar equipados con válvulas automáticas de corte, válvulas de alivio de presión y sensores de temperatura. Esto previene sobrecalentamientos, rupturas o flujos no deseados que pudieran generar una mala representación de la calidad del GNL producido.

Separación de fases y estabilidad del flujo

El diseño debe asegurar una transición completa de fase sin arrastre de líquido no vaporizado o contaminantes. Esto garantiza que el análisis de calidad en fase gaseosa sea representativo del GNL almacenado.

Validación de parámetros de calidad

Los vaporizadores son el punto donde el GNL vuelve a su estado gaseoso y puede ser muestreado para análisis composicional y fisicoquímico. Por tanto, su estabilidad y diseño adecuado son esenciales para verificar la calidad del producto licuado generado.

D. Sistema de tuberías (Capítulo 10)

Establece los requisitos técnicos para el diseño, instalación y operación de los sistemas de tuberías utilizados en instalaciones de GNL. Aunque puede parecer un componente secundario, el sistema de tuberías es crítico para preservar la integridad y pureza del GNL, desde su producción hasta el almacenamiento y transferencia.

Materiales y compatibilidad

Las tuberías deben estar construidas con materiales resistentes a temperaturas criogénicas y compatibles químicamente con el GNL. Esto previene la liberación de compuestos no deseados que puedan alterar la composición del producto.

Limpieza y purgado

Antes de la puesta en marcha, el sistema debe someterse a procesos de limpieza, inertización y purgado para eliminar humedad, partículas y gases residuales. Esto es esencial para evitar contaminación cruzada o la formación de hidratos en el GNL.

Aislamiento térmico

Se requiere que las tuberías estén correctamente aisladas térmicamente para evitar la ganancia de calor del ambiente. Una temperatura inestable puede causar evaporación parcial del GNL (boil-off), alterando su composición y calidad.

Control de presión y dispositivos de alivio

El diseño debe incluir válvulas de alivio, válvulas de cierre automático y dispositivos de sobrepresión que garantizan una operación segura bajo las condiciones diseñadas y protegen al producto de condiciones fuera de especificación.

Identificación y trazabilidad

El capítulo también exige una adecuada identificación de las líneas de proceso, lo que contribuye a evitar errores operativos que puedan derivar en mezclas indebidas o desvíos de calidad.

E. Instrumentación y servicios eléctricos (Capítulo 11)

Regula los sistemas de instrumentación, monitoreo y automatización necesarios para operar una instalación de GNL con seguridad y precisión. Aunque su enfoque principal es el control y la protección operativa, sus disposiciones son fundamentales para mantener las condiciones que preservan la calidad del GNL.

Medición de variables clave

Se requiere instrumentación confiable para monitorear temperatura, presión, flujo, niveles de llenado y composición del GNL en distintas etapas del proceso. Esto permite:

- Detectar desviaciones que puedan afectar la estabilidad térmica del producto.
- Validar que el GNL se mantiene dentro de las especificaciones técnicas.

Sin un monitoreo continuo y preciso, es imposible asegurar que el GNL conserva su calidad desde la producción hasta el almacenamiento.

Alarmas y sistemas de seguridad automatizados

El capítulo exige que se implementen sistemas de alarmas y dispositivos de parada de emergencia para actuar ante cualquier condición anormal. Estas acciones automáticas ayudan a evitar:

- Sobrecalentamiento del GNL.
- Pérdida de presión.
- Mezclas incontroladas de fases o gases contaminantes.

Minimiza riesgos que puedan alterar la composición del GNL o exponerlo a condiciones fuera de especificación.

Sistemas de control integrados (SCADA/DCS)

Se establece que todas las señales críticas deben estar conectadas a sistemas de control centralizados. Esto permite una gestión integral de la calidad del proceso, con registros históricos y capacidad de reacción inmediata ante desviaciones.

Permite trazar la calidad del GNL en tiempo real y tomar decisiones operativas fundamentadas para su conservación.

Cada elemento de la NFPA 59A está orientada a minimizar la degradación, contaminación o alteración composicional del GNL desde que el gas entra al proceso de licuefacción hasta que el producto final está listo para ser almacenado o transferido. Esto se logra al garantizar la compatibilidad de materiales, el control preciso de temperatura y presión, la prevención de impurezas (como agua, aire o hidrocarburos pesados no deseados), y la integridad operativa de la planta.

ISO 13686:2019 “Quality designation of natural gas”

Esta norma define el marco para especificar la calidad comercial del gas natural, incluyendo aquel destinado a procesos de licuefacción (GNL). Aunque su aplicación directa se refiere al gas en fase gaseosa, sus criterios son determinantes en la producción de GNL ya que establece los parámetros de calidad del gas antes de la licuefacción, asegurando que la materia prima cumpla con los requisitos composicionales y energéticos necesarios para un proceso eficiente y libre de riesgos (ej: corrosión por H₂S, formación de hidratos por agua, o fluctuaciones en el poder calorífico).

También define las propiedades que debe verificar el GNL una vez regasificado, validando que el producto final es intercambiable, seguro para redes de transporte, y conforme a contratos comerciales.

Composición del gas

La composición química del gas natural es el punto de partida fundamental para definir su calidad, comportamiento energético y compatibilidad con las redes de transporte y consumo. En el caso del GNL, esta composición debe conocerse y controlarse rigurosamente tanto antes de la licuefacción como después de su regasificación, ya que afecta directamente parámetros como el poder calorífico, el índice de Wobbe, la densidad y la estabilidad del producto. Para la producción del GNL garantizar una composición estable y dentro de rangos aceptables no solo es clave para cumplir con estándares internacionales y contratos de suministro, sino también para prevenir riesgos técnicos como la corrosión, la formación de hidratos o la ineficiencia en procesos de combustión.

Tabla 4.1 Composición del gas natural

Componente	Relevancia para el GNL
Metano (CH ₄)	Principal componente (>85%). Aporta la mayor parte del poder calorífico del gas.
Etano (C ₂ H ₆)	Aumenta el poder calorífico y la densidad; influye en el índice de Wobbe.
Propano (C ₃ H ₈)	Similar al etano, pero con mayor impacto en densidad y punto de rocío.
Butanos, pentanos y C ₆ ⁺	Hidrocarburos pesados que afectan la estabilidad térmica y pueden condensarse en líneas frías.
Nitrógeno (N ₂)	Gas inerte. Disminuye el poder calorífico y afecta la intercambiabilidad.
Dióxido de carbono (CO ₂)	Puede congelarse en condiciones criogénicas; se debe remover antes de la licuefacción.
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	Corrosivo y tóxico. Debe eliminarse por completo para evitar daño a equipos e instalaciones.
Oxígeno (O ₂)	Indica posible contaminación atmosférica. Promueve corrosión; no debe estar presente.
Agua (H ₂ O)	Provoca formación de hidratos y corrosión; debe mantenerse en niveles muy bajos.
Mercurio (Hg)	Altamente corrosivo para componentes de aluminio. Debe eliminarse casi por completo.

Propiedades físicas derivadas

Las propiedades físicas derivadas son aquellas que no se miden directamente, sino que se calculan a partir de la composición química del gas natural. Estas propiedades permiten evaluar el comportamiento del GNL regasificado en sistemas de combustión, transporte, almacenamiento y medición. La norma establece que estas propiedades deben ser incluidas en cualquier especificación técnica del gas natural para garantizar la seguridad operativa, la compatibilidad con equipos y la eficiencia energética.

En el caso del GNL, conocer estas propiedades es especialmente importante porque:

- Determinan la intercambiabilidad del gas con otras fuentes.
- Afectan el rendimiento térmico y la facturación energética.
- Permiten anticipar riesgos de condensación o formación de hidratos.

En la **Tabla 4.2** se describen las principales propiedades que deben calcularse y reportarse según esta norma.

Tabla 4.2 Propiedades del gas natural

Propiedad	Definición y fórmula o método de cálculo	Fórmula / Método de cálculo	Relevancia para GNL	Uso típico
Poder calorífico superior (HHV)	Cantidad total de energía liberada al quemar completamente el gas, incluyendo la condensación del vapor de agua. Se calcula a partir de la composición usando coeficientes caloríficos.	$HHV = \sum (x_i \times HHV_i)$ donde x_i es la fracción molar del componente i	Clave para determinar el contenido energético del gas regasificado.	Contratos de compraventa de gas y diseño térmico.
Poder calorífico inferior (LHV)	Energía útil sin considerar la condensación del vapor de agua. Se calcula restando el calor latente del agua del HHV.	$LHV = HHV - (h_{vap_agua} \times n_{H2O})$ donde h_{vap} es el calor de vaporización del agua	Base para facturación en muchos países; refleja energía realmente utilizable.	Facturación comercial e ingeniería de procesos.
Índice de Wobbe	HHV dividido entre la raíz cuadrada de la densidad relativa del gas. $Wobbe = HHV / \sqrt{(densidad\ relativa)}$.	$Wobbe = HHV / \sqrt{(densidad\ relativa)}$	Indicador esencial para la compatibilidad con sistemas de combustión existentes.	Ajuste de quemadores, turbinas y calderas.
Densidad relativa	Relación entre la densidad del gas y la del aire seco a las mismas condiciones. Se obtiene a partir de la composición.	$\rho_r = \rho_{gas} / \rho_{aire}$ (normalmente aire seco a 15°C y 101.325 kPa)	Afecta la medición del flujo y el diseño de sistemas de transporte.	Diseño de redes de distribución y compresores.
Masa volumétrica	Masa por unidad de volumen del gas, expresada en kg/m ³ . Se deriva de la composición y condiciones de referencia.	$\rho = \sum (x_i \times M_i) / V_m$, donde M_i es la masa molar y V_m volumen molar	Importante para dimensionar equipos de almacenamiento y tuberías.	Cálculo de inventarios y simulación de procesos.
Velocidad del sonido	Velocidad a la que viajan las ondas de presión (sonido) en el gas. Se calcula a partir de la composición y propiedades termodinámicas.	Usar correlaciones basadas en composición y relaciones de estado (ej. Soave-Redlich-Kwong)	Crucial para calibración de medidores ultrasónicos en instalaciones de GNL.	Medición de flujo por ultrasonido en estaciones.
Temperatura de rocío de agua	Temperatura a la cual el vapor de agua en el gas comienza a condensarse. Se calcula con modelos de equilibrio de fases.	Usar correlaciones de equilibrio termodinámico (ej. Goff-Gratch o modelos de punto de rocío)	Prevención de hidratos y obstrucciones en condiciones frías.	Diseño de secadores y sistemas de acondicionamiento.
Temperatura de rocío de hidrocarburos	Temperatura a la cual los hidrocarburos pesados presentes en el gas comienzan a condensarse. Depende de la composición y presión.	Se calcula mediante simulación de fase con la composición (equilibrio líquido-vapor multicomponente)	Prevención de condensación que podría dañar equipos criogénicos.	Evaluación de condiciones operativas seguras en vaporización.

Contaminantes críticos en el GNL

El control de contaminantes traza en el gas natural es esencial para garantizar la seguridad, el rendimiento operativo y la integridad de los equipos en la cadena de valor del GNL. La norma establece una serie de componentes no deseados cuya presencia debe limitarse o eliminarse antes de la licuefacción, ya que pueden causar corrosión, obstrucciones, formación de hidratos, degradación del producto o incluso riesgos ambientales.

Los contaminantes más relevantes del GNL incluyen:

Tabla 4.3 Contaminantes del gas natural

Contaminante	Riesgo principal	Límite típico (ISO/industria)
Agua (H ₂ O)	Formación de hidratos, obstrucción de válvulas criogénicas	≤ 112 mg/m ³ (varía según norma local)
Dióxido de carbono (CO ₂)	Congelación en procesos criogénicos	≤ 2% molar
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	Corrosión y toxicidad	≤ 4 ppmv (o menos según acuerdos)
Compuestos de mercurio (Hg)	Ataque severo a componentes de aluminio	≤ 0.01 µg/m ³ o “no detectable”
Oxígeno (O ₂)	Oxidación, corrosión, señal de aire indeseado	< 10 ppmv
Partículas sólidas	Obstrucción de válvulas, erosión	Filtración obligatoria, contenido no visible
Hidrocarburos pesados (C ₆ ⁺)	Pueden condensarse o precipitar	Control mediante punto de rocío

Estos contaminantes deben ser controlados antes de la licuefacción, ya que en estado líquido pueden causar problemas operativos graves, dañar equipos costosos y violar especificaciones contractuales internacionales.

Condiciones de referencia

Son las bases de referencia para la medición, reporte y comparación del GNL regasificado

Las condiciones de referencia establecidas por la ISO 13686:2019 son fundamentales para garantizar que las propiedades y especificaciones del gas natural, ya sea en forma gaseosa o licuada, sean comparables a nivel internacional. Estas condiciones definen los parámetros físicos bajo los cuales se deben calcular, normalizar y reportar los valores de las propiedades físicas derivadas y contaminantes del GNL regasificado.

Tabla 4.4 Condiciones de referencia del gas natural

Parámetro	Valor de referencia	Observaciones
Temperatura	15 °C (288.15 K)	Base estándar para cálculo de volumen y densidad.
Presión	101.325 kPa	Equivalente a 1 atm; presión atmosférica estándar.
Volumen molar	22.414 m ³ /kmol (a condiciones estándar)	Usado en cálculos de densidad y HHV.
Estado físico del gas	Seco, libre de agua	La presencia de humedad altera la medición de propiedades clave.

Estas condiciones permiten que se hable un “lenguaje técnico común” entre productores, operadores, compradores y reguladores, evitando errores por diferencias en condiciones base. También son esenciales para cálculos de poder calorífico, densidad, velocidad del sonido y determinación de contaminantes por unidad de volumen como una estandarización internacional del comercio.

4.3 Normativa en México aplicable a la operación de terminales remotas

La NOM-013-ASEA-2021 Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, emitida por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), es la norma oficial mexicana que regula las instalaciones de almacenamiento y regasificación de GNL en México. Su objetivo es establecer los requisitos técnicos y lineamientos en materia de seguridad industrial, operativa y ambiental aplicables al diseño, construcción, operación, mantenimiento y retiro de estas instalaciones.

Entre las instalaciones reguladas se encuentran las terminales remotas, también conocidas como instalaciones modulares o satélites, que permiten abastecer de gas natural a zonas donde no existe infraestructura de gasoductos.

A. Selección del sitio

Para el establecimiento de una instalación remota, la norma exige una evaluación técnica del sitio, que debe considerar:

- Condiciones geotécnicas: tipo de suelo y estabilidad del terreno.
- Factores ambientales y climatológicos: presencia de cuerpos de agua, viento dominante, precipitación, y eventos climáticos extremos de al menos 15 años de registro histórico.
- Fenómenos naturales: evaluación sísmica, hidrometeorológica y geológica.
- Seguridad perimetral: análisis de riesgo y estudio de consecuencias que definan zonas de afectación por dispersión, radiación térmica o explosión.
- Compatibilidad de uso de suelo y evaluación de actividades adyacentes que puedan representar riesgos.

B. Diseño y construcción

El diseño de las terminales remotas debe garantizar la seguridad en el manejo de GNL mediante componentes certificados y medidas de ingeniería específicas. Entre los requisitos destacan:

- Sistemas de almacenamiento criogénico: deben cumplir normas internacionales y nacionales para contener GNL a temperaturas inferiores a -160 °C.
- Unidades de vaporización: que conviertan el GNL a estado gaseoso de forma controlada, garantizando caudales constantes y seguros.
- Válvulas de corte por temperatura: para aislar secciones ante la presencia de condiciones criogénicas no deseadas.
- Sistemas de control y monitoreo: manuales o automáticos, con registro continuo de presiones, temperaturas, caudales y alarmas.
- Medidas de protección contra incendios: incluyendo extintores de polvo seco, detectores de gas, y sistemas pasivos de contención.

C. Operación y mantenimiento

Durante su operación, las terminales remotas deben cumplir con un conjunto de disposiciones que aseguren la integridad de las instalaciones y la protección al personal y al medio ambiente. Estas incluyen:

- Programas de mantenimiento preventivo y correctivo, documentados y actualizados conforme a manuales del fabricante y planes de gestión de riesgos.
- Inspecciones periódicas y pruebas de funcionamiento de equipos críticos como válvulas de seguridad, sensores, sistemas de emergencia y vaporizadores.
- Capacitación continua del personal, tanto en operación normal como en respuesta a emergencias.
- Registros operativos detallados de consumo, almacenamiento, transferencias, presiones, temperaturas y paros de seguridad.

D. Seguridad y respuesta a emergencias

Las terminales remotas deben estar preparadas para responder a situaciones de emergencia. La NOM-013-ASEA-2021 exige:

- Planes de respuesta a emergencias con identificación de escenarios de riesgo, procedimientos de evacuación y coordinación con autoridades locales.
- Simulacros periódicos con todo el personal, incluyendo revisión de tiempos de respuesta y funcionamiento del sistema de alarmas.

- Equipos de protección personal (EPP) adecuados para operaciones criogénicas.

También existe la Norma Oficial Mexicana NOM-010-ASEA-2016 que establece los requisitos mínimos de seguridad para la operación de terminales de carga y descarga de módulos de almacenamiento transportables y de estaciones de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC) para vehículos automotores. Su alcance cubre desde las condiciones de diseño e instalación, hasta la operación, mantenimiento y procedimientos de seguridad en estas instalaciones. Aunque su contenido regula actividades que forman parte de la logística de los llamados gasoductos virtuales para GNC, esta norma no es aplicable al GNL, ya que el GNL requiere especificaciones técnicas y de seguridad diferentes debido a su manejo en estado criogénico a temperaturas cercanas a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para el caso del GNL, la referencia normativa equivalente es la mencionada NOM-013-ASEA-2021, la cual regula la seguridad industrial, operativa y ambiental en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de licuefacción, almacenamiento, regasificación y terminales de GNL, considerando los riesgos propios de su transporte y manejo.

4.4 Normativa en Estados Unidos de América aplicable a la operación de terminales remotas

En el marco regulatorio de los Estados Unidos de América, la operación de instalaciones de GNL, incluyendo terminales remotas o satélite, se encuentra regida por dos normas fundamentales: NFPA 59A y el Título 49 del Código de Regulaciones Federales (49 CFR), Parte 193. Ambas normativas se aplican a instalaciones que almacenan, manipulan, vaporizan o distribuyen GNL, y aunque tienen objetivos y naturalezas distintas, se complementan mutuamente en la práctica.

La NFPA 59A, publicada por la National Fire Protection Association, es una norma técnica de consenso que establece los requisitos mínimos de diseño, construcción, operación, mantenimiento y protección contra incendios para instalaciones de GNL. Se utiliza ampliamente en la industria como guía técnica principal y es reconocida también a nivel internacional por su profundidad y especificidad. Aunque no tiene fuerza de ley por sí misma, se vuelve obligatoria cuando es adoptada por autoridades reguladoras, como ocurre en el caso estadounidense a través del 49 CFR.

Por otro lado, el 49 CFR Part 193, emitido por la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) del Departamento de Transporte (DOT), es una regulación federal obligatoria que establece los requerimientos legales mínimos en materia de seguridad industrial y operativa para todas las instalaciones de GNL que estén

conectadas a sistemas de transporte o distribución por gasoducto. Esta norma incorpora por referencia técnica a la NFPA 59A, lo que significa que su cumplimiento implica, necesariamente, la aplicación de dicha norma técnica en múltiples aspectos del diseño y operación.

El 49 CFR Part 193 tiene carácter legal obligatorio dentro del territorio estadounidense y define el marco regulatorio general, mientras que la NFPA 59A funciona como estándar técnico detallado, utilizado para especificar los requisitos prácticos y de ingeniería que permiten dar cumplimiento a esa regulación. En otras palabras, el 49 CFR define el “qué se debe cumplir” y la NFPA 59A describe “cómo se debe cumplir”.

Para el análisis de terminales remotas abastecidas por GNL, se ha elegido la NFPA 59A como norma principal de referencia debido a su enfoque técnico detallado y su amplia aplicabilidad internacional. Aunque el 49 CFR Part 193 es obligatorio en Estados Unidos, este remite a la NFPA 59A como base técnica para el diseño, operación y seguridad de instalaciones de GNL.

A. Selección del sitio

La norma exige que toda instalación de GNL se ubique conforme a un análisis de riesgos que incluya:

- Distancias mínimas de seguridad entre el tanque de GNL, estructuras cercanas y límites de propiedad.
- Evaluación de riesgos térmicos, de dispersión y sobrepresión en caso de fuga o incendio.
- Consideración de factores ambientales como vientos dominantes, acceso para emergencias y vulnerabilidad sísmica.

En instalaciones remotas, estos requisitos se adaptan a la escala del sistema, pero deben cumplirse con el mismo rigor.

B. Diseño y construcción

Los componentes principales de una terminal remota deben cumplir con estándares técnicos:

- Tanques criogénicos tipo contenedor, bullet o verticales, diseñados bajo normas como API 625 o ASME.
- Vaporizadores atmosféricos o sumergidos que garanticen suministro continuo y seguro.

- Válvulas automáticas de corte en caso de baja temperatura o detección de fuga.
- Sistemas de control y monitoreo con alarmas visibles y registradores de presión, temperatura y caudal.

La norma permite cierta flexibilidad en el diseño, siempre que se garantice la integridad y seguridad operativa del sistema.

C. Operación y mantenimiento

Toda instalación debe contar con:

- Procedimientos escritos para operación normal, paro de emergencia y contingencias.
- Programas de mantenimiento preventivo y correctivo, documentados y actualizados.
- Entrenamiento del personal para manejo de productos criogénicos, control de emergencias y uso de equipos de protección.

Incluso en unidades pequeñas, estas medidas son obligatorias y deben aplicarse de manera proporcional a los riesgos identificados.

D. Seguridad y protección contra incendios

La NFPA 59A exige:

- Sistemas de detección de gas y fuego.
- Extintores de polvo seco o CO₂ adecuados al volumen manejado.
- Planes de emergencia con zonas de evacuación, simulacros y comunicación con autoridades locales.

La instalación debe contar con un sistema de protección activa o pasiva que limite las consecuencias de un evento mayor.

4.5 Normativa en Europa aplicable a la operación de terminales remotas

En Europa, la regulación de las instalaciones de GNL, incluyendo aquellas de tipo remoto o satélite, se apoya en un marco normativo compuesto por directivas de la Unión Europea, reglamentos comunitarios y normas técnicas europeas armonizadas. Este marco tiene como objetivo garantizar la seguridad, interoperabilidad y sostenibilidad de

las infraestructuras de gas, incluyendo tanto grandes terminales portuarias como pequeñas unidades distribuidas.

Entre las disposiciones generales se encuentran la Directiva 2009/73/CE, que establece normas comunes para el mercado interior del gas natural, y el Reglamento (UE) 715/2009, que regula el acceso a las redes de transporte. No obstante, estas normas abordan aspectos principalmente regulatorios y de mercado, sin entrar en detalle técnico-operativo para instalaciones específicas como las terminales remotas.

A nivel técnico, destacan normas como la EN 1473, aplicable a instalaciones de GNL de gran escala, y la EN 13645:2022, la cual se enfoca específicamente en instalaciones terrestres estacionarias de GNL con capacidad de almacenamiento entre 5 y 200 toneladas, es decir, aquellas que comúnmente se identifican como plantas satélites o terminales remotas.

A. Alcance y aplicabilidad

La norma es aplicable para:

- Plantas satélites o remotas de GNL.
- Instalaciones de regasificación fija con tanques criogénicos.
- Estaciones que alimentan redes locales o consumidores industriales/comerciales.

No se aplica a plantas de licuefacción ni a instalaciones de llenado de vehículos (aunque puede ser referida de manera complementaria).

B. Diseño y construcción

La EN 13645:2022 establece principios de diseño seguros:

- Tanques de almacenamiento criogénico deben cumplir con estándares europeos como EN 13458 (tanques a presión) o EN 13530 (tanques atmosféricos).
- Las instalaciones deben tener una única entrada y salida de producto, con controles automáticos o manuales para flujo, presión y temperatura.
- Se requiere una contención secundaria (cubeta o dique) para prevenir riesgos en caso de fuga.
- El diseño debe prever condiciones de carga, descarga, vaporización, purga y venteo en condiciones controladas.

C. Evaluación ambiental y del sitio

Para instalaciones con más de 50 toneladas de capacidad, se exige:

- Estudio de impacto ambiental según normativa nacional o local.
- Verificación de distancias de seguridad a terceros, cuerpos de agua, zonas urbanas y edificaciones vulnerables.
- Análisis de riesgos externos: vientos dominantes, accesibilidad para emergencias, y escenarios de incendio o fuga

D. Seguridad y planes de emergencia

Toda instalación debe contar con:

- Plan de seguridad documentado, incluyendo análisis de peligros, medidas de prevención y respuesta ante incidentes.
- Sistemas de detección de fugas de gas, monitoreo continuo de presión/temperatura y alarmas visibles/auditivas.
- Extinción de incendios con medios adecuados (extintores, agua pulverizada o espuma), y zonas de evacuación bien señalizadas.
- Manuales operativos y procedimientos de respuesta a emergencia, incluyendo simulacros periódicos.

E. Operación y mantenimiento

- Se requiere un sistema de gestión operacional, con registros de cada operación de llenado, vaporización, purga o mantenimiento.
- Inspecciones periódicas deben realizarse a válvulas, sensores, válvulas de seguridad, aislamiento térmico y conexiones.
- El personal debe estar entrenado específicamente en operación criogénica, riesgos del GNL y actuación ante fugas

4.6 Comparación de Normativas aplicables a la operación de terminales remotas

El análisis comparativo de las normativas aplicables a terminales remotas abastecidas por GNL en México, Estados Unidos de América y Europa revela la existencia de marcos regulatorios con enfoques distintos pero complementarios, que reflejan las prioridades técnicas, legales y operativas de cada región.

La NOM-013-ASEA-2021, en México, destaca por ser la única que define explícitamente el concepto de “instalación remota” dentro de su cuerpo normativo, lo que permite una aplicación directa para este tipo de infraestructuras en contextos aislados. Su enfoque combina requisitos técnicos y obligaciones legales, aportando claridad en términos de cumplimiento y autoridad regulatoria.

Por su parte la NFPA 59A, adoptada en Estados Unidos de América, ofrece un enfoque altamente técnico y detallado, abarcando todo el ciclo de vida operativo de las instalaciones de GNL. Aunque no menciona las terminales remotas como categoría formal, su contenido aplica plenamente a ellas, y se ha convertido en un estándar internacionalmente reconocido, tanto dentro como fuera del país.

Finalmente, la EN 13645:2022 representa el marco más específico y adaptado a terminales satélite dentro del contexto europeo. Esta norma se enfoca en instalaciones de pequeña escala, precisamente aquellas que definen a una terminal remota, abordando con precisión su diseño, operación y seguridad, en consonancia con los objetivos de descarbonización y descentralización energética de la región.

En conjunto, estas normativas coinciden en su énfasis en la seguridad operativa, el control ambiental y la gestión de riesgos, aunque difieren en su grado de especialización. Para el diseño y evaluación técnica de terminales remotas, las normas NFPA 59A y EN 13645:2022 ofrecen las herramientas más completas, mientras que la NOM-013-ASEA-2021 constituye una base legal sólida y contextualizada para el caso mexicano. Esta comparación permite identificar buenas prácticas y criterios comunes que pueden ser aprovechados para armonizar futuros desarrollos normativos y facilitar la expansión segura y eficiente del uso del GNL en zonas no interconectadas.

La comparación de marcos normativos no es un ejercicio teórico, sino una herramienta para construir infraestructuras energéticas más seguras, eficientes y alineadas con la transición global.

En la **Tabla 4.5** se muestra una comparativa entre las regulaciones mexicanas, estadounidenses y europeas.

Tabla 4.5 Comparativa de marcos normativos

Criterio	México – NOM-013-ASEA-2021	USA – NFPA 59A (2023)	Europa – EN 13645:2022
Tipo de norma	Norma Oficial Mexicana (obligatoria)	Estándar técnico (obligatorio vía 49 CFR Part 193)	Norma armonizada CEN (voluntaria, adopción legal vía Directiva SEVESO III)
Autoridad emisora	ASEA	NFPA	CEN
Capacidad máxima	120 m ³ almacenamiento	120,000 gal (454 m ³) almacenamiento	5-200 toneladas (≈12-470 m ³)
Definición plantas remotas	Instalaciones modulares/satélite	Plantas satélites	Plantas satélites
Evaluación del sitio	<ul style="list-style-type: none"> - Distancias fijas - Análisis geotécnico - Zonas de afectación 	<ul style="list-style-type: none"> - QRA obligatorio - Modelado térmico/dispersión 	<ul style="list-style-type: none"> - QRA + distancias mínimas - EIA obligatorio (>50 t) - Accesibilidad
Requisitos diseño	<ul style="list-style-type: none"> - Contención secundaria: 130% volumen - Válvulas corte por temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> - Contención secundaria - Vaporizadores con válvulas corte flujo 	<ul style="list-style-type: none"> - Contención: 110% volumen tanque mayor - Materiales criogénicos (-196°C)
Seguridad y emergencia	<ul style="list-style-type: none"> - Certificación ASEA operadores - Simulacros semestrales - Venteo restringido (<1.13 kg CH₄/min) 	<ul style="list-style-type: none"> - Simulacros anuales - Prohibición venteo rutinario - Detección gases/fuego 	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis HAZOP/HAZID - Sistemas ESD redundantes - Cobertura 100% sensores metano
Operación y mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Capacitación certificada - Auditorías trianuales - Registros de emisiones 	<ul style="list-style-type: none"> - Inspecciones según API/ASME - Manuales operativos 	<ul style="list-style-type: none"> - Certificación CE/PED/ATEX - Personal con competencias validadas - Registros de impacto ambiental
Control ambiental	<ul style="list-style-type: none"> - Límites COV: 80 ppmv - Aguas residuales: pH 6-9, hidrocarburos <15 mg/L 	<ul style="list-style-type: none"> - Sin requisitos específicos (remite a EPA) 	<ul style="list-style-type: none"> - Prohibición venteo (excepto emergencias <1% capacidad) - Monitoreo continuo emisiones
Marco legal superior	Ley de la ASEA	49 CFR Part 193 (DOT)	Directiva SEVESO III (2012/18/UE)
Autoridad supervisora	ASEA	DOT (Department of Transportation)	Autoridad nacional (ej: España - MITECO)
Última actualización	2021	2023	2022

Capítulo 5: Planificación estratégica, Implementación, cierre y evaluación operativa de gasoductos virtuales abastecidas por GNL en terminales remotas

5.1 Planificación estratégica de gasoductos virtuales con suministro de GNL

La planeación en proyectos de GNL es decisiva para asegurar que se cumplan los objetivos técnicos, minimizar los riesgos y hacer eficiente el uso de recursos. Sin una adecuada planificación, los proyectos pueden sufrir retrasos, sobrecostos y problemas de calidad.

A. Levantamiento de requisitos del proyecto

Estas serán las bases sobre las que el proyecto trabajara, en esta se definen los objetivos y alcances, además dará una perspectiva sobre la magnitud del proyecto. Es necesario ser claros con los requisitos para evitar posteriores cambios que impacten en los tiempos y recursos destinados al proyecto y así poder tener un desarrollo puntual de la ingeniería.

Estos son los parámetros para tomar en cuenta para el desarrollo de un proyecto de GNL:

- Mínimo y máximo flujo requerido por hora
- Mínima y máxima presión requerida
- Diagrama de tuberías e instrumentación de la instalación a la que se conectarán los equipos de vaporización
- Equipo de protección para presión del sistema de tuberías de gas
- Tipo de conexión en el punto de entrega
- Uso del gas /Industria
- Flujo de entrega esperado durante el día por equipo
- Tiempo de operación al día
- Número y tipo de equipos a los que se les proveerá gas

- Hoja de datos de los equipos a los que se proveerá gas
- Volumen diario esperado de gas por día
- Tamaño de la línea de descarga
- Diagrama detallado de espacio para la instalación de equipos

B. Definición de equipos

La selección adecuada de equipos es fundamental para garantizar la eficiencia, seguridad y viabilidad económica de las operaciones, así como asegurar tener la capacidad de satisfacer la demanda de gas del proyecto. De acuerdo con los requisitos del proyecto se hace la mejor selección de equipos de vaporización y almacenaje para brindar una solución viable técnica y económicamente.

El equipo de ingeniería son los encargados de evaluar entregar la mejor solución para el proyecto en base a la disponibilidad de equipos, requisitos del proyecto y espacio disponible.

C. Análisis de Riesgos

El análisis de riesgos debe realizarse desde las primeras etapas del diseño y la selección del sitio para la Terminal de GNL, debe ser revisado y, si es necesario, actualizado conforme avanza el desarrollo del proyecto. Su objetivo es identificar los riesgos potenciales y definir las medidas preventivas y de control necesarias para reducirlos al Nivel Más Bajo Razonablemente Práctico (NMBRP). Los informes correspondientes deben reflejar el perfil de riesgos asociado a cada fase del proyecto. La evaluación de riesgos deberá aplicarse utilizando enfoques deterministas cualitativos y/o probabilistas cuantitativos, con el fin de obtener una visión integral que permita gestionar de forma efectiva los riesgos inherentes a las actividades y operaciones de la terminal.

D. Revisión de la ruta y transporte de GNL

Es necesario verificar las diferentes rutas disponibles para el tránsito de los autotanques cargados con GNL con destino al usuario final, este es un aspecto crítico en el proyecto ya que se debe asegurar la eficiencia, seguridad y viabilidad de la ruta. Se requiere una planificación de la ruta principal de carga para asegurar el suministro continuo y confiable. Además, se debe tener opciones secundarias en caso de que la ruta principal presente algún evento extraordinario que no permita el flujo de carga.

Algunos aspectos para considerar son:

- Optimización: se debe verificar que la ruta sea la más eficiente en tiempos y distancias, esto con la finalidad de reducir costos en combustibles.
- Minimización de riesgo: al analizar las rutas se deben prevenir y evitar posibles riesgos como carreteras en malas condiciones, sin señalamientos o poca visibilidad, tráfico y afluencia vehicular, áreas peligrosas por condiciones climatológicas y geográficas, áreas peligrosas por grupos de crimen organizado o cualquier otro riesgo que pueda obstruir el continuo abastecimiento del GNL.
- Cumplimiento de regulaciones: es primordial asegurar que las rutas seleccionadas cumplan con los requisitos tanto en términos de seguridad vial (libre tránsito para autotanques) como en transporte de materiales peligrosos.
- Tractocamiones: es necesario que los tractocamiones se encuentren en condiciones seguras de operación, con todas sus certificaciones y revisiones al día. Es necesario hacer un programa periódico de revisión de unidades, así como buscar talleres de reparación especializados a lo largo de toda la ruta para responder lo antes posible a cualquier contingencia.

La verificación y aseguramiento de rutas garantiza el suministro de GNL, esto asegura una operación segura, rentable y confiable, evitando problemas logísticos y mejorando la eficiencia del proyecto en conjunto.

Es necesario que el equipo de logística se encuentre completamente involucrado en las operaciones diarias para garantizar una respuesta rápida a cualquier contingencia.

Normas aplicables al transporte del GNL

El transporte terrestre de GNL en México está regulado por Normas Oficiales Mexicanas que, aunque de aplicación general para materiales peligrosos, establecen requisitos clave para su manejo seguro en estado criogénico. Estas disposiciones abarcan el embalaje y los recipientes, el señalamiento y equipo de seguridad, las especificaciones técnicas de los tanques a presión y el manejo de residuos peligrosos en caso de contingencias.

NOM-003-SCT/2014 Transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos, Especificaciones de embalaje y envase.

Establece los requisitos para el embalaje, envase y contención de materiales peligrosos durante su transporte terrestre. En el caso del GNL, regula que los recipientes

criogénicos (tanques cisterna o ISO contenedores) cumplan con especificaciones de resistencia, hermeticidad y aislamiento térmico para garantizar que el producto permanezca en estado líquido a temperatura criogénica durante todo el traslado y que se minimicen riesgos por fugas o evaporación.

NOM-002-SCT/2011 Listas de verificación y especificaciones de señalamiento y equipo de seguridad para vehículos que transportan materiales peligrosos

Define el señalamiento obligatorio (placas, etiquetas y paneles de seguridad con número ONU 1972 para GNL), así como el equipo de emergencia que debe portar el vehículo. En GNL, esto implica contar con letreros visibles que indiquen la naturaleza criogénica y el riesgo de inflamabilidad, además de extintores, equipo de protección personal y herramientas específicas para responder ante fugas o derrames.

NOM-016-SCT/2014 Requisitos para recipientes sometidos a presión

Establece los requisitos técnicos, de diseño, fabricación, pruebas e inspecciones periódicas para recipientes y tanques sometidos a presión, incluyendo cisternas para transporte de líquidos criogénicos. En GNL, aplica directamente a los tanques criogénicos montados en tráileres o chasis, asegurando que soporten la presión interna por evaporación del gas y que mantengan la integridad mecánica y el aislamiento durante su vida útil.

NOM-052-SEMARNAT/2006 Identificación de residuos peligrosos

Define los criterios para clasificar residuos peligrosos y las obligaciones para su manejo, transporte y disposición. En GNL, aplica en casos de contingencia, derrame o accidente, ya que el material residual (GNL derramado y contaminado, absorbentes utilizados en control de fugas, o restos de aislamiento dañados) puede ser considerado residuo peligroso y debe manejarse conforme a esta norma para evitar impactos ambientales.

E. Layout

Una vez que los equipos han sido seleccionados es necesario el diseño de un layout o esquema gráfico de organización y distribución de equipos, maquinaria, mangueras y todo lo relacionado a la operación del sitio, este se debe realizar de acuerdo con el espacio destinado en el sitio

Este debe incluir la distribución de los equipos en el sitio, se debe planear de acuerdo al flujo de trabajo planeado, también debe integrar los sistemas de electricidad y gasoductos, así como incluir salidas de emergencia, rutas de evacuación, posicionamiento de extintores, áreas para gestión de residuos y todos los elementos relacionados a la seguridad.

También se deben integrar áreas de almacenamiento, oficinas, baños y todas las zonas comunes y de servicios. En caso de que el proyecto sea expandible, este debe tener la posibilidad de futuras adaptaciones o incorporación de nuevas áreas o equipos

El layout debe garantizar que el proyecto se ejecute de manera eficiente, segura y cumpla con los objetivos operativos y normativos.

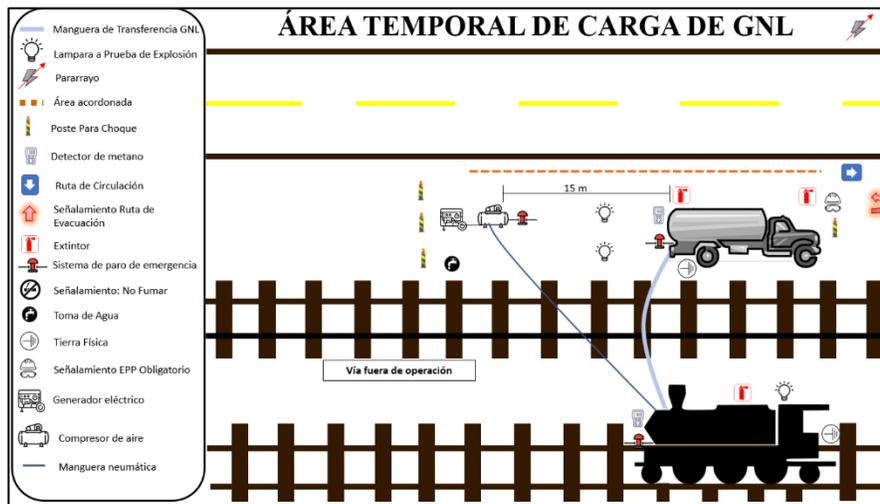


Figura 5.1 Ejemplo de layout de carga de GNL

F. Preparación del sitio

La preparación del sitio es un factor clave para garantizar una operación segura y eficiente. Este proceso involucra la evaluación y acondicionamiento del terreno de acuerdo con el esquema de organización previamente diseñado. La correcta preparación del sitio involucra cumplir con todas las especificaciones de la La NOM-013-SECRE-2012, revisada anteriormente.

Además de la normativa previamente señalada, es necesario asegurar para los equipos de Stabilis:

- El espacio destinado a los equipos se debe encontrar al aire libre y debe estar destinado exclusivamente para su funcionamiento. El terreno deberá tener las dimensiones adecuadas para su establecimiento.
- Espacio deberá tener las dimensiones adecuadas para las actividades de descarga de los autotankers sin exceso de vueltas o maniobras
- El terreno debe estar nivelado y firme, se debe contar con un sistema de contingencia para reducir riesgos por fugas de GNL, como trampas API o diques.
- Debe existir una conexión de agua disponible
- El área destinada a los equipos debe ser señalizada y resguardada en todo momento
- Debe haber un extintor operable al alcance en todas las áreas de operación
- Se deben cumplir con los requisitos técnicos del equipo (fuente de energía eléctrica suficiente, conexiones o cualquier requisito que requiera el equipo seleccionado)

G. Preparación de planes y procedimientos operativos.

Los planes de operación, seguridad y contingencia son elementos esenciales en proyectos relacionados con el GNL, estos aseguran la optimización de operaciones, prevención de riesgos y cumplimiento normativo.

- **Plan de Protección civil.** La Terminal de GNL debe contar con una unidad interna encargada de implementar y actualizar, de acuerdo con las necesidades, un plan integral de seguridad y protección civil. El plan debe contemplar protocolos de actuación y mecanismos de coordinación con las autoridades locales, el objetivo es proteger tanto a la población como a sus bienes, así como a las instalaciones de la terminal y sus alrededores en caso de emergencia o siniestro.
- **Prevención de incendios.** Debe establecerse un sistema de prevención de incendios diseñado específicamente para la terminal de GNL. Los alcances deben definirse con base en un estudio de riesgos que analice amenazas, vulnerabilidades y posibles consecuencias, el fin es mitigar incendios de manera efectiva.
- **Manual de Operación.** Se debe contar con un Manual de Operación que cumpla con los requisitos establecidos: 1) Procedimientos de operación para los sistemas y componentes, 2) Planos y diagramas de ingeniería y registros actualizados, 3) Plan para el control de emergencias y 4) Procedimientos para registros y análisis

de incidentes y eventos inseguros en los que se describan sus causas y cómo prevenir que se repitan.

- **Manual de mantenimiento.** Se requiere un manual específico que defina las actividades de mantenimiento necesarias para preservar la funcionalidad y seguridad de todos los equipos, sistemas y componentes de la terminal. Este debe asegurar que las tareas se realicen de forma sistemática y correcta para proteger tanto al personal como a las instalaciones.
- **Plan de capacitación.** La terminal debe implementar un programa de capacitación documentado que garantice el entrenamiento continuo del personal. Este plan debe indicar la capacitación recibida por cada trabajador, así como los cursos o entrenamientos programados, se debe asegurar que todo el personal esté preparado para cumplir con sus funciones de manera segura y eficiente.

5.2 Implementación de gasoductos virtuales abastecidos mediante Gas Natural Licuado en terminales remotas

A. Revisión de Equipos

La revisión de los equipos es un paso crucial para garantizar su correcto funcionamiento, además de garantizar el éxito operativo del proyecto podrá evitar retrasos y problemas futuros.

Es necesario revisar, probar y resolver, si es necesario, todos los sistemas que integran los equipos: sistema de potencia, sistema eléctrico-electrónico, sistema neumático, sistema de tuberías de carga y descarga de GNL, sistema de medición, sistema de seguridad y todos los que apliquen.

Además del correcto funcionamiento de los equipos es necesario verificar que todas las inspecciones y pruebas normativas se encuentren vigentes y aprobadas por un certificador oficial, esta información es necesaria para comprobar con el cliente la operabilidad de los equipos.

B. Transporte de Equipos

Este paso implica la logística para trasladar equipos pesado y especializados, lo cual exige una planificación detallada. La elección adecuada del transporte, planificación de rutas y el cumplimiento de normativas de seguridad son claves para evitar demoras y

garantizar que los equipos lleguen en condiciones óptimas para su instalación y operación.

C. Pruebas de Equipos en sitio

Una vez que los equipos hayan llegado al sitio y asegurar que todo el equipo esté en condiciones óptimas para su funcionamiento se deben realizar pruebas de funcionamiento. Estas pruebas incluyen inspecciones visuales, checklist de verificación y pruebas de funcionamiento iniciales. Esto permitirá detectar cualquier potencial falla y prevenir demoras o interrupciones una vez iniciado el proyecto.

Una revisión detallada ayudará a minimizar riesgos y garantizar que todo este alineado con los requerimientos del proyecto.

D. Enfriamiento de tanques

Este proceso implica reducir gradualmente la temperatura del tanque hasta cerca de los -162°C , que es la temperatura de licuefacción del GNL. El enfriamiento adecuado evita esfuerzos térmicos excesivos en los tanques, lo que podría causar grietas o fallos, además, ayuda a minimizar la evaporización del GNL durante el llenado.

El enfriamiento también tiene la función de preparar el tanque para recibir el GNL sin que se generen cambios abruptos de presión o temperatura. También ayuda a reducir la evaporización durante el almacenamiento, permitiendo una mayor eficiencia energética y control de venteos.

E. Capacitación de los operadores

La capacitación es esencial para asegurar el éxito y seguridad operativa del proyecto. Esto permitirá garantizar la eficiencia, productividad, seguridad, cumplimiento normativo y podrá optimizar los recursos en el proyecto.

Es necesario que todas las personas involucradas con la operación del proyecto tengan el conocimiento necesario para operar de manera segura los equipos, además de conocer y aplicar correctamente todos los procesos de seguridad, carga, descarga y vaporización de GNL.

F. Inicio de la operación

Una vez que se hayan cumplido con los puntos anteriores es necesario realizar un último checklist verificando todos los aspectos referentes operación: correcto funcionamiento de los equipos, seguridad en el sitio, temas regulatorios y conocimiento por parte de todos los involucrados acerca de los procesos y actividades a realizar. Una vez que se haya verificado todo, se podrá poner en marcha las actividades del sitio.

En caso de encontrar algún inconveniente dentro del sitio o las actividades a realizar es necesario resolverlo antes de iniciar actividades. La seguridad, continuidad y factibilidad del proyecto es el éxito de este.

5.3 Supervisión y gestión operativa de gasoductos virtuales alimentados por Gas Natural Licuado

El monitoreo de las operaciones de descarga, bombeo y vaporización es un punto clave para garantizar que los proyectos se lleven a cabo de acuerdo con lo planificado. En una buena gestión operativa se deben cumplir tiempos, costos y estándares establecidos. Involucra la supervisión continua de las actividades y el control de los procesos para identificar posibles desviaciones o problemas que puedan afectar la continuidad del proyecto.

Mediante una supervisión eficaz y continua se pueden realizar ajustes y optimizar los recursos para hacer más eficiente la operación, así como asegurar la seguridad del sitio. Además, facilita la toma de decisiones informadas y permite una mejora continua.

A. Aplicación del plan de mantenimiento y certificación de los equipos

El plan de mantenimiento se debe aplicar en tiempo y forma para asegurar la longevidad, eficiencia y seguridad de los equipos de almacenaje y vaporización. El plan debe estructurarse de acuerdo con los requerimientos y sistemas de cada equipo. Este permitirá detectar y corregir fallas potenciales antes de convertirse en problemas mayores que puedan poner en riesgo la continuidad del proyecto. El plan de mantenimiento también asegurará que los equipos se encuentren en condiciones óptimas, minimizando riesgos de accidentes. La correcta aplicación del plan de mantenimiento maximizará la productividad y eficiencia de los equipos.

El plan de mantenimiento también debe incluir un inventario con las piezas críticas de fallo en los equipos, esto con la finalidad de tener una respuesta inmediata ante los paros.

5.4 Cierre y evaluación operativa de gasoductos virtuales abastecidos por GNL en terminales remotas

A. Aseguramiento de los equipos.

Durante su operación, los equipos de vaporización y tanques almacenamiento de están expuestos a condiciones extremas que pueden generar desgaste, daños o alteraciones en su desempeño y estructura. Una inspección exhaustiva permite identificar y solucionar posibles fallos antes de su retorno, protegiendo la integridad de futuros proyectos. Además, este procedimiento asegura la mejora y eficiencia operativa, además reduce riesgos ambientales y operativos.

B. Revisión del sitio.

Esto permite identificar y remediar posibles impactos generados durante las operaciones, como derrames, alteraciones en el suelo o daños en la infraestructura. Además, asegura que todas las instalaciones sean desmontadas adecuadamente, que se restituyan las condiciones originales del entorno y que se eviten riesgos futuros para las comunidades cercanas. Una inspección detallada no solo protege el entorno natural, sino que también refuerza la reputación de la empresa al demostrar compromiso con las mejores prácticas industriales y la responsabilidad ambiental.

C. Evaluación final del proyecto

La evaluación final al término de un proyecto de GNL es un paso esencial para medir el éxito del proyecto y extraer aprendizajes clave que impulsen mejoras en futuros desarrollos. Este proceso incluye la revisión de Indicadores Clave de Desempeño (KPI, por sus siglas en inglés), como el cumplimiento del cronograma, la eficiencia operativa, los costos frente al presupuesto, la seguridad en el trabajo y el impacto ambiental. Al analizar estos datos, se pueden identificar áreas de éxito y aspectos que requieran ajustes, desde la planificación hasta la ejecución. Además, la evaluación promueve una cultura de mejora continua en la operación, facilitando la adopción de estrategias más efectivas, minimizando riesgos y optimizando el uso de recursos en proyectos futuros.

Conclusiones

La transformación en el panorama energético global, marcada por la volatilidad geopolítica y la transición hacia fuentes más limpias, ha posicionado al GNL como un componente crítico para la seguridad del suministro de gas. En este contexto, los gasoductos virtuales emergen como soluciones estratégicas para superar limitaciones de infraestructura física y conectar mercados distantes.

La eficacia y eficiencia de los gasoductos virtuales como mecanismo de suministro de GNL depende de la atención a tres factores: su viabilidad estratégica, el cumplimiento de estándares regulatorios y la ejecución de proyectos; es por ello por lo que las conclusiones se dividirán en tres secciones.

Conclusiones sobre gasoductos virtuales abastecidos por Gas Natural Licuado en terminales remotas

Los gasoductos virtuales abastecidos con GNL representan una solución estratégica para llevar energía a regiones que carecen de infraestructura de transporte convencional. Su implementación es particularmente relevante en proyectos ubicados en zonas remotas, donde la construcción de gasoductos físicos resulta técnica o económicamente inviable.

Este modelo logístico permite distribuir GNL mediante medios terrestres (camiones criogénicos, contenedores ISO o cisternas) desde terminales de regasificación o plantas satélite, hasta centros de consumo industrial, comercial o incluso para generación eléctrica. Así, se logra ampliar la cobertura energética sin necesidad de grandes inversiones en ductos permanentes.

Además, los gasoductos virtuales ofrecen una herramienta eficaz para gestionar picos de demanda estacional o inesperada, actuando como respaldo flexible para sistemas energéticos híbridos o sobrecargados. Esta capacidad de respuesta rápida los hace especialmente valiosos en sectores como la industria, la generación distribuida o el abastecimiento urbano en climas extremos.

Desde una perspectiva ambiental, el uso de GNL en este esquema permite reemplazar combustibles fósiles más contaminantes, reduciendo emisiones de CO₂ en localidades donde no sería posible utilizar gas natural por red.

En conjunto, el modelo de gasoducto virtual con GNL contribuye a la seguridad energética, la descentralización del suministro y la sostenibilidad operativa en países que buscan ampliar el acceso al gas natural sin depender exclusivamente de infraestructura física.

Conclusiones sobre normatividad en operación de terminales remotas y producción de GNL

La operación y producción del GNL se encuentra sujeta a un conjunto riguroso de normativas técnicas y de seguridad que garantizan la integridad de las instalaciones, la protección del personal y la confiabilidad del suministro. Estas normativas, adoptadas tanto a nivel internacional como nacional, constituyen un pilar fundamental para el desarrollo sostenible y seguro de la cadena de valor del GNL.

Entre los marcos más relevantes se destaca la NFPA 59A en Estados Unidos de América, que regula aspectos como el diseño de plantas, almacenamiento criogénico, procedimientos operativos y respuesta ante emergencias. Esta norma es complementada por estándares internacionales como: ISO 16903, ISO 16924 e ISO 28460, que abordan buenas prácticas para instalaciones fijas, estaciones satélite y operaciones de transferencia, incluyendo el bunkering.

En la etapa de producción, las normativas exigen controles estrictos sobre la integridad de los equipos criogénicos, la eficiencia de los sistemas de licuefacción, y la gestión segura del gas tratado. La implementación de sistemas de control automatizados, la capacitación continua del personal y la trazabilidad de procesos son requisitos clave para cumplir con las regulaciones aplicables.

Asimismo, se observa una tendencia creciente hacia la homogenización de normativas en el contexto internacional, promoviendo la operabilidad entre proyectos y el cumplimiento de criterios de seguridad comunes. Esto resulta especialmente valioso para proyectos de exportación, en los que el GNL debe cumplir con especificaciones técnicas exigidas por los mercados destino.

En el caso de países como México, la normativa relacionada con GNL se encuentra en una fase de consolidación, lo que representa una oportunidad estratégica para adoptar buenas prácticas internacionales y fortalecer el marco regulatorio local. La adopción de estándares como los de la NFPA e ISO no solo incrementaría la seguridad operativa, sino que facilitaría la inversión extranjera y la integración a cadenas globales de suministro.

En conclusión, la normatividad en materia de operación y producción de GNL no debe considerarse como una carga regulatoria, sino como un instrumento habilitador y de

ayuda que permite asegurar la excelencia operativa, proteger el entorno y fomentar el crecimiento ordenado del sector.

Conclusiones sobre la planificación, implementación y supervisión de gasoductos abastecidos por GNL

La estructuración adecuada de un proyecto de GNL es un factor determinante para su éxito técnico, operativo y comercial. Desde la fase de concepción, es fundamental contar con una visión integral que combine conocimiento profundo de la industria, entendimiento de las necesidades del cliente y una estrategia clara de implementación.

Una estructuración eficiente permite traducir requerimientos energéticos en soluciones viables, seguras y sostenibles. Esto implica seleccionar tecnologías adecuadas, dimensionar correctamente la capacidad del sistema, y garantizar la compatibilidad entre los distintos componentes del proyecto, desde los equipos de licuefacción y almacenamiento hasta las unidades de regasificación y distribución.

La logística de entrega de los tanques y demás equipos criogénicos tiene un papel crítico, especialmente en contextos con retos geográficos o restricciones de infraestructura. La planificación cuidadosa del transporte, montaje y puesta en marcha reduce riesgos y evita costos ocultos.

El conocimiento técnico de los equipos, incluyendo sus ciclos de operación, necesidades de mantenimiento y condiciones de seguridad, es una condición necesaria para garantizar la continuidad operativa. Asimismo, la seguridad debe ser un principio primordial, presente en el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento.

El seguimiento después de la implementación es igualmente importante. Establecer planes claros de mantenimiento preventivo, gestión de riesgos y protocolos de seguridad permite sostener la operabilidad en el tiempo y prevenir fallos críticos.

Finalmente, la adecuada gestión de permisos, regulaciones y normativas aplicables desde el inicio del proyecto, junto con una visión de largo plazo que contemple expansión, adaptación tecnológica y sostenibilidad, fortalece la rentabilidad y resiliencia del sistema.

En conjunto, estos elementos hacen de la estructuración un proceso no solo técnico, sino estratégico: una herramienta que transforma una necesidad energética en una solución confiable, escalable y segura.

Referencias Bibliográficas

- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2021). *NOM-013-ASEA-2021: Instalaciones de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL)*. Diario Oficial de la Federación
- Secretaría de Energía. (2010). NOM-001-SECRE-2010: Especificaciones del gas natural para su transporte y distribución por ductos. Diario Oficial de la Federación.
- National Fire Protection Association. (2023). NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). NFPA.
- U.S. Department of Transportation. (2023). 49 CFR Part 193: Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards. Code of Federal Regulations.
- European Committee for Standardization. (2022). EN 13645:2022 - Installations and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations with a storage capacity between 5 and 200 tonnes. CEN.
- International Organization for Standardization. (2019). ISO 13686:2019 - Natural gas – Quality designation. ISO.
- International Organization for Standardization. (2006). ISO 15403-1:2006 - Natural gas – Designation of the quality of natural gas for use as a compressed fuel for vehicles. ISO.
- International Organization for Standardization. (1999–2012). ISO 6974 (Partes 1 a 6): Natural gas – Determination of composition with gas chromatography. ISO.
- International Organization for Standardization. (2006). ISO 8943:2006 - Natural gas – Sampling guidelines. ISO.
- American Petroleum Institute. (2012). API MPMS Chapter 14.1: Collecting and handling of natural gas samples for custody transfer. API
- American Gas Association. (2003). AGA Report No. 10: Measurement of Natural Gas by Multi-Path Ultrasonic Meters. AGA.
- U.S. Energy Information Administration. (2024). Annual energy review 2024. U.S. Department of Energy.
- Tusiani, M. D., & Shearer, G. (2007). LNG: A nontechnical guide. PennWell Corporation.
- Mokhatab, S., Mak, J. Y., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014). Handbook of liquefied natural gas. Gulf Professional Publishing (Elsevier).
- Rötzer, J. (2019). Design and construction of LNG storage tanks. Ernst & Sohn, a Wiley brand.
- GIIGNL. (2011). GNL Custody Transfer Manual (3^a ed., versión 3.01). Enagás (trad.), GIIGNL.
- Woodward, J. L., & Pitblado, R. M. (2010). LNG Risk Based Safety: Modeling and Consequence Analysis. John Wiley & Sons.
- Scurlock, R. G. (2012). Stratification, rollover and handling of LNG, LPG and other cryogenic liquid mixtures. Springer.

- International Energy Agency. (2004). Security of gas supply in open markets: LNG and power at a turning point. OECD/IEA.
- GIIGNL. (2025). GIIGNL Annual Report 2025: The LNG Industry. International Group of Liquefied Natural Gas Importers.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes. (2014). NOM-003-SCT/2014: Transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos – Especificaciones de embalaje y envase. Diario Oficial de la Federación.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes. (2011). NOM-002-SCT/2011: Listas de verificación y especificaciones de señalamiento y equipo de seguridad para vehículos que transportan materiales peligrosos. Diario Oficial de la Federación.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes. (2014). NOM-016-SCT/2014: Requisitos para recipientes sometidos a presión. Diario Oficial de la Federación.
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2006). NOM-052-SEMARNAT/2006: Identificación de residuos peligrosos. Diario Oficial de la Federación.
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2016). NOM-010-ASEA-2016: Gas Natural Comprimido (GNC) – Requisitos mínimos de seguridad para terminales de carga y terminales de descarga de módulos de almacenamiento transportables y estaciones de suministro de vehículos automotores.
- Energy Institute. (2025). Statistical Review of World Energy 2025 (74th ed.) [PDF]. Energy Institute. En colaboración con Kearney, KPMG, S&P Global Commodity Insights, bp y Heriot-Watt University