

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural (cancela y sustituye a la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural).

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2012, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCIÓN, CONDUCCIÓN, VAPORIZACIÓN Y ENTREGA DE GAS NATURAL (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2004, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCIÓN, CONDUCCIÓN, VAPORIZACIÓN Y ENTREGA DE GAS NATURAL).

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 17 y 33, fracciones XII y XXV, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2 fracción VI y 3 fracciones XIV y XXII, 4 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, segundo párrafo, 9, 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 38 fracción II, 40 fracciones I, III, XIII y XVIII, 41 y 47 fracción IV y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 7 y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 2, inciso F, fracción I, 26 y 27 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y 1, 2, 6, fracción I, letras A y C, 9, 19, 23 fracciones VII y XVI, y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que el 9 de julio de 2012, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-013-SECRE-2012, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

Segundo. Que el 7 de septiembre de 2012, concluyó el plazo a que se refiere la fracción I del artículo 47 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, sin que se presentaran comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana a que se refiere el Considerando inmediato anterior.

Tercero. Que el 23 de julio de 2013 la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, mediante el oficio COFEME/13/2232, emitió el Dictamen Total con Efectos de Final sobre el anteproyecto denominado Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural (Cancela y sustituye a la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural).

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 44 al 47, y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, por lo que se expide la siguiente:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2012, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCIÓN, CONDUCCIÓN, VAPORIZACIÓN Y ENTREGA DE GAS NATURAL (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2004, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCIÓN, CONDUCCIÓN, VAPORIZACIÓN Y ENTREGA DE GAS NATURAL)

En la elaboración de esta Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones y personas morales siguientes: Comisión Reguladora de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V., Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V., Integrated Gas Services de México, S. de R.L. de C.V., Diseño Especializado de Ingeniería y Sistemas Actualizados, S.A. de C.V. y Lloyd Germánico de México, S. de R.L. de C.V.

ÍNDICE

Parte 1. Terminales de almacenamiento de GNL en tierra firme

- 101** Objetivo
- 102** Campo de aplicación
- 103** Referencias
- 104** Definiciones
- 105** Requisitos generales
- 106** Ubicación y configuración de la Terminal de GNL
- 107** Análisis de Riesgos en la Terminal de GNL
- 108** Control de derrames y fugas
- 109** Seguridad en la instalación de equipos
- 110** Tanques de almacenamiento de GNL estacionarios
- 111** Sistema de vaporización
- 112** Sistemas de tuberías y sus componentes
- 113** Instrumentación y servicios eléctricos
- 114** Transferencia de GNL y refrigerantes
- 115** Plan integral de seguridad y protección civil
- 116** Operación
- 117** Mantenimiento
- 118** Capacitación del Personal.
- 119** Terminales remotas de GNL

Parte 2. Terminales de almacenamiento de GNL costa afuera

- 201** Objetivo
- 202** Definiciones
- 203** Diseño
- 204** Metodología de diseño para terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.
- 205** Estructuras Fijas por Gravedad sobre el fondo del mar (EFG)
- 206** Tanques de almacenamiento de GNL
- 207** Instalaciones sobre la plataforma

Parte 3. Gasoductos submarinos**301** Objetivo**302** Definiciones**303** Diseño**304** Instalación**305** Pruebas preoperativas**306** Operación y mantenimiento.**307** Documentación.**Parte 4. Procedimiento para la evaluación de la conformidad****401** Objetivo.**402** Definiciones.**403** Disposiciones generales.**404** Procedimiento.**405** Bibliografía**406** Concordancia con normas internacionales**407** Vigilancia**408** Vigencia**Transitorio****APÉNDICE INFORMATIVO****Parte 1. Terminales de almacenamiento de GNL en tierra firme****101** Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (NOM) establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

102 Campo de aplicación

102.1 Esta NOM consta de cuatro partes. La primera parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL con instalaciones fijas en tierra firme; la segunda parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL instaladas costa afuera, desde el punto de recepción del GNL hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos, y comprende los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización de GNL y entrega de gas natural; la tercera parte de la NOM se refiere al diseño del gasoducto submarino para conducir el gas natural desde la Terminal costa afuera hasta el litoral, y en la cuarta parte de la NOM se establece el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

102.2 El diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de GNL debe cumplir con los requisitos mínimos que establece esta NOM, sin que ello impida el uso de sistemas, equipos, métodos o instrumentos de calidad, resistencia, resistencia al fuego, efectividad, integridad estructural, durabilidad y seguridad equivalentes o superiores a los señalados en la misma.

102.3 Cuando el permisionario esté interesado en incorporar sistemas y equipos de diseño reciente, terminales o instalaciones que no estén en tierra firme o en general innovaciones tecnológicas con insuficiente experiencia operativa a nivel internacional no previstas en esta NOM, con el objeto de obtener la autorización correspondiente, debe proponer y justificar ante la Comisión Reguladora de Energía la tecnología que aplicará para tales efectos, presentando la documentación y referencias técnicas que representen las prácticas internacionalmente reconocidas que deberán corresponder, en lo conducente, con los requisitos que se señalan en esta NOM.

102.4 De conformidad con el artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), el permisionario, bajo su responsabilidad, puede solicitar autorización de la Comisión Reguladora de Energía para utilizar o aplicar materiales, equipos, procesos, métodos de prueba, mecanismos, procedimientos o tecnologías alternativos, observando y cumpliendo en lo conducente el procedimiento señalado en la LFMN y su Reglamento.

103 Referencias

El cumplimiento de esta NOM es sin perjuicio de las obligaciones que establezcan las NOM relacionadas y cualesquiera otras disposiciones jurídicas aplicables.

La aplicación de esta NOM está relacionada, entre otras, con las siguientes normas oficiales mexicanas o las que las sustituyan, a saber:

- a) NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 19 de marzo de 2010.
- b) NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, publicada en el DOF el 8 de febrero de 2011.
- c) NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el DOF el 29 de noviembre de 2012.
- d) NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.- Colores, formas y símbolos a utilizar, publicada en el DOF el 23 de diciembre de 2011.
- e) NOM-001-STPS-2008, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condiciónes de seguridad, publicada en el DOF el 24 de noviembre de 2008.
- f) NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad, prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 9 de diciembre de 2010.
- g) NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 31 de mayo de 1999.
- h) NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, publicada en el DOF el 2 de febrero de 1999.
- i) NOM-017-STPS-2008, Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 9 de diciembre de 2008.
- j) NOM-018-STPS-2000, Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 27 de octubre de 2000.
- k) NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciónes de seguridad, publicada en el DOF el 27 de diciembre de 2011.
- l) NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías, publicada en el DOF el 25 de noviembre de 2008.
- m) NOM-027-STPS-2008, Actividades de soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el DOF el 7 de noviembre de 2008.
- n) NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida, publicada en el DOF el 27 de noviembre de 2002.
- o) NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP, publicada en el DOF el 23 de octubre de 1999.
- p) NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio, operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce, publicada en el DOF el 8 de diciembre de 1997.

104 Definiciones

Para efectos de esta NOM y su Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, los siguientes términos se entenderán como se describe a continuación:

104.1 Área de retención o de contención: El área definida mediante el uso de diques y/o por la topografía del lugar con el propósito de contener cualquier derrame de GNL y/o de fluidos peligrosos y conducirlo a un confinamiento seguro.

104.2 Área de transferencia: El área de una Terminal de GNL donde existe un sistema de conectores de ductos y/o mangueras que se conectan y desconectan rutinariamente para introducir y/o extraer GNL y/o fluidos peligrosos de dicha terminal. Se excluyen el área de transferencia marina y las áreas donde se encuentran los dispositivos para tomar muestras de GNL y/o fluidos peligrosos.

104.3 Área de transferencia marina: El área de una Terminal de GNL en el litoral o mar adentro que se utiliza para atracar y amarrar los buques para descargar y recibir el GNL transportado por dichos buques.

104.4 Buque de GNL o buque: El barco dedicado a transportar GNL de las plantas de licuefacción a las terminales de almacenamiento o entre terminales de almacenamiento.

104.5 Capacidad de agua: La cantidad de agua a 289.15 K (16 °C) requerida para llenar un contenedor.

104.6 Componente: El sistema o parte de la Terminal de GNL que funciona como una unidad, entre los que se incluyen de manera enunciativa mas no limitativa, el sistema de recepción, tuberías, tanques de almacenamiento, equipo de manejo y vaporización de GNL, mecanismos de control, sistemas de retención, sistemas eléctricos, mecanismos de seguridad, equipo de control de incendios y equipos de comunicaciones.

104.7 Conector de transición: Conector fabricado de dos o más metales utilizado para unir secciones de tubería de dos materiales diferentes que no es posible unir mediante los procedimientos de soldadura o técnicas de unión usuales.

104.8 Contenedor autosoportado: El contenedor que está diseñado estructuralmente para soportar las cargas a las que se prevé será sometido.

104.9 Contenedor de membrana: El contenedor interior no autosoportado que es soportado por un contenedor exterior a través del aislamiento criogénico; está constituido por membranas deformables de un metal que soporta las propiedades fisicoquímicas del GNL; su función es contener el GNL.

104.10 Contenedor primario: El contenedor de pared doble cuya pared interior está construida con materiales que soportan las propiedades fisicoquímicas del GNL. La pared exterior sólo sirve para retener y proteger el aislamiento criogénico que está en el espacio entre ambas paredes y para resistir la presión de purga de gas, pero no está diseñado para contener el GNL.

104.11 Contenedor secundario: El contenedor autosoportado que rodea al contenedor primario en los tanques de GNL de contención doble y de contención total. Este contenedor debe ser capaz de contener el GNL derramado en caso de falla del contenedor primario.

104.12 CRE: La Comisión Reguladora de Energía.

104.13 Dique: Estructura utilizada para establecer un área de retención o de contención.

104.14 Dispositivo contra falla: La característica o elemento de diseño que permite mantener en condiciones de seguridad la operación de un sistema en caso de interrupción del suministro de energía o mal funcionamiento de otro componente o de los dispositivos de control.

104.15 Equipos de vaporización o vaporizadores: Los equipos de transferencia de calor utilizados para cambiar el estado físico del gas natural de líquido a gaseoso. Estos equipos se clasifican en:

104.15.1. Vaporizadores con fuente de calor ambiental. Son aquellos que derivan su calor a partir de fuentes de calor naturales como la atmósfera, agua de mar o agua y vapor geotérmicos.

104.15.2. Vaporizadores con fuente de calor propia. Son aquellos que derivan su calor de la combustión de algún combustible, energía eléctrica o calor residual como el que proviene de los calentadores o de las máquinas de combustión interna. Estos se clasifican en:

- a) **Vaporizadores con fuente de calor integral.** Son aquellos en los que la fuente de calor está integrada al intercambiador de calor de vaporización. Esta clase incluye los vaporizadores de combustión sumergida.
- b) **Vaporizadores con fuente de calor remota.** Son aquellos en los que la fuente primaria de calor está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un fluido secundario, por ejemplo: agua, vapor de agua, isopentano, glicol, entre otros, como medio para transportar el calor.
- c) **Vaporizadores con fuente de calor de proceso.** Son aquellos que derivan su calor de otro proceso termodinámico o químico de tal manera que conserven o utilicen la refrigeración del GNL.

104.16 Evaporación de GNL: La formación de vapor por ebullición de la superficie del GNL dentro de los tanques de almacenamiento.

104.17 Evaporación súbita de GNL: La formación repentina de vapor en los tanques de almacenamiento ocasionada por el movimiento súbito del GNL dentro de los tanques de almacenamiento debido a la estratificación causada por la diferencia de densidades.

104.18 Gas Natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

104.19 Gas Natural Licuado (GNL): Gas natural en estado líquido bajo condiciones criogénicas.

104.20 Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP): Las especificaciones del diseño de la Terminal de GNL con el nivel de detalle necesario para iniciar con las actividades de Ingeniería de construcción, procura de materiales, componentes y equipos, y Construcción de dicha terminal.

104.21 Ingeniería, procura y construcción (IPC): Las especificaciones de trabajos de ingeniería, fabricación y construcción requeridas para construir los diferentes componentes de la Terminal de GNL y pruebas previas hasta la puesta en servicio y entrada en operación de dicha terminal.

104.22 LFMN: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

104.23 Material no combustible: Material que en la forma y bajo las condiciones previstas para su uso no entrará en ignición, no se quemará, no mantendrá la combustión o producirá vapores inflamables cuando está sujeto a fuego o a calor.

104.24 Normas aplicables: Las normas oficiales mexicanas y normas mexicanas aplicables en la Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP) y en la Ingeniería, Procura y Construcción (IPC). En lo no previsto por éstas o en ausencia de las mismas, el permisionario debe cumplir bajo su responsabilidad y sujeto a la autorización de la Comisión Reguladora de Energía en los términos del artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, con las normas internacionales y, a falta de éstas, con las prácticas internacionalmente reconocidas que resulten aplicables.

104.25 Peligro: La condición que tiene potencial para iniciar un incidente o accidente.

104.26 Permisionario: El titular de un permiso de almacenamiento en los términos del Reglamento de Gas Natural.

104.27 Permiso: El permiso de almacenamiento de gas natural otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, de conformidad con las disposiciones aplicables.

104.28 Práctica internacionalmente reconocida: Las especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos, documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos por su relevancia en el mercado internacional de la industria del Gas Natural Licuado.

104.29 Presión de diseño: La presión utilizada en el diseño de un equipo, contenedor o tanque con el propósito de determinar el espesor de pared mínimo permisible o las características mecánicas de sus partes.

104.30 Propiedades fisicoquímicas del GNL: La temperatura, presión, densidad y composición química del Gas Natural Licuado, entre otras.

104.31 Riesgo: La probabilidad de que ocurra un incidente o accidente.

104.32 RLFMN: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

104.33 Tanque de almacenamiento de GNL de contención doble: El contenedor interior o primario de pared doble que está rodeado a una distancia no mayor a 6 m por un contenedor secundario abierto a la atmósfera, diseñado para contener el GNL pero no el vapor producido en caso de un derrame del contenedor interior o primario.

104.34 Tanque de almacenamiento de GNL de contención sencilla: Es un contenedor de pared doble en el que únicamente el contenedor interior o primario está diseñado para contener el Gas Natural Licuado. El contenedor primario no está rodeado por un contenedor secundario por lo que requiere de un sistema de retención de derrames de GNL en caso de falla del contenedor primario.

104.35 Tanque de almacenamiento de GNL de contención total: El contenedor interior o primario de pared doble está rodeado por un contenedor secundario cerrado con techo hermético, diseñado para contener el GNL y desfogar a través de válvulas de relevo el exceso de vapor causado por un derrame del contenedor interior o primario.

104.36 Terminal de GNL en el litoral o en la costa: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en tierra firme en un predio ubicado en el litoral, aptos para recibir y entregar GNL desde y hacia los buques. El GNL que recibe lo conduce a los tanques de almacenamiento, para vaporizarlo y entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos.

104.37 Terminal remota de GNL: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en tierra firme fuera del litoral, aptos para recibir GNL, conducirlo hacia los tanques de almacenamiento, para vaporizarlo posteriormente para entregar gas natural a otro sistema. No se prevé que las terminales remotas entreguen GNL.

105 Requisitos generales

105.1 Control de corrosión. No se debe construir, reparar, reemplazar o modificar en forma significativa un componente de la terminal de GNL, hasta que sean revisados los dibujos de diseño y especificaciones de materiales desde el punto de vista de control de corrosión y se haya determinado que los materiales seleccionados no tienen efectos perjudiciales sobre la seguridad y confiabilidad del componente o de los componentes asociados al primero.

105.1.1 La reparación, reemplazo o modificación relevante de un componente debe ser revisada solamente si la acción tomada involucra o es debida a alguna de las causas siguientes:

- a) Cambio de los materiales especificados originalmente;
- b) Falla causada por corrosión, y
- c) Inspección que reveló un deterioro significativo del componente debido a corrosión.

105.2 Centro de control. Las terminales de GNL deben tener un centro de control para monitorear la operación y los dispositivos de advertencia de acuerdo con lo requerido en esta sección, así como las características siguientes:

- a) Estar separado o protegido de las instalaciones de la terminal de GNL de manera que sea operable durante una emergencia controlable.
- b) Capacidad de operar los sistemas de control remoto y los sistemas de control de paro automático requeridos por esta NOM.
- c) Disponer de personal que lo atienda mientras un componente bajo su control esté en operación, a menos que el control sea realizado desde otro centro de control que esté atendido por personal o la instalación cuente con un sistema de paro de emergencia automático.
- d) Disponer de más de un medio de comunicación cuando una terminal de GNL tenga más de un centro de control.
- e) Disponer de medios de comunicación de señales de advertencia de condiciones peligrosas a las áreas de la terminal de GNL que son frecuentadas por personas.

105.2.1 Los sistemas de control eléctricos, medios de comunicación, iluminación de emergencia y sistemas de combate contra incendios deben tener, al menos, dos fuentes de energía que funcionen de manera que la falla de una fuente no afecte la capacidad de la otra fuente de energía.

105.2.2 Donde se utilicen generadores auxiliares como segunda fuente de energía eléctrica, se debe aplicar lo siguiente:

- a) Los generadores auxiliares deben estar separados o protegidos de componentes que puedan impedir su utilización durante una emergencia controlable.
- b) El suministro de combustible a los generadores auxiliares debe estar protegido de peligros.

105.3 Registros. La terminal de GNL debe tener un registro de materiales de construcción utilizados para componentes, edificios, cimentaciones y sistemas de soporte para la contención de GNL y de fluidos inflamables.

- a) Los registros deben confirmar que las propiedades de los materiales satisfacen los requisitos de esta NOM.
- b) Los registros deben ser conservados durante la vida de los componentes, y sistemas.

106 Ubicación y configuración de la Terminal de GNL

106.1 Alcance. Este capítulo define los criterios y requisitos para la ubicación y configuración del sitio y el equipo de la Terminal de GNL.

La ubicación y configuración de la Terminal de GNL debe cumplir con los requisitos y especificaciones generales siguientes, sin perjuicio de los aspectos y características específicas que resulten del análisis de riesgos del Capítulo 107 y en materia de control de derrames y fugas del Capítulo 108, ambos de esta NOM.

106.2 Requisitos mínimos para la selección del Sitio de la Terminal

106.2.1 Se deben realizar los estudios e investigaciones generales del sitio sobre los aspectos que, de manera enunciativa mas no limitativa, se mencionan a continuación para comprobar que el predio se ubica en una zona que tiene las condiciones adecuadas para instalar la Terminal de GNL, así como para determinar las bases de diseño de la misma:

- a) Del suelo y subsuelo;
- b) De ríos y mantos acuíferos superficiales y subterráneos;
- c) Climatológicos y patrones de clima severos sobre un periodo de 100 años;
- d) Sismológicos, tsunamis y sobre cualquier otro peligro natural;
- e) Modelos de dispersión, radiación y explosión de gas natural, así como análisis de consecuencias para definir contornos de riesgo relativos a la terminal;
- f) De riesgo de incendio de la vegetación aledaña y actividades adyacentes, en su caso;
- g) Incidentes potenciales y medidas de mitigación;
- h) Actividades adyacentes, y
- i) Seguridad patrimonial.

106.2.2 Para las terminales de almacenamiento en el litoral o en la costa que reciben el GNL de buques, se deben realizar, adicionalmente, estudios oceanográficos y de actividad marítima, los cuales deben incluir el acceso marítimo al sitio, los movimientos de los buques de GNL y de otras embarcaciones que, en su caso, se encuentren operando en la zona de influencia de la Terminal de GNL. Asimismo, la configuración y el acceso marítimo del sitio deben permitir las maniobras de entrada y salida de los buques, en operación normal y de emergencia, con la máxima seguridad.

106.2.3 El sitio donde se instale la Terminal de GNL debe ser accesible a los servicios de seguridad y de emergencia, como: protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal y de la terminal en la eventualidad de un incendio o accidente. Se deben determinar los límites de las condiciones climáticas bajo los cuales se tome la decisión de evacuar con anticipación al personal de la Terminal de GNL en caso de que se prevean condiciones climáticas aún más severas que pudieran poner en riesgo a dicho personal e impedir el acceso al sitio.

106.2.4 La preparación del sitio debe incluir las disposiciones y características topográficas necesarias para recolectar y retener el GNL y/o refrigerantes y líquidos inflamables derramados dentro del límite del predio, al igual que para facilitar la conducción y el drenado de agua superficial. Por lo anterior, dicho predio debe tener las dimensiones y configuración adecuadas para cumplir con los requisitos establecidos en el capítulo 108 de esta NOM en materia de control de derrames y fugas, así como para ofrecer, dentro de lo posible, la protección de la terminal contra las fuerzas de la naturaleza como inundaciones, marejadas, tsunamis y sismos, entre otros.

107 Análisis de Riesgos en la Terminal de GNL

107.1 Generalidades

107.1.1. El diseño y la ubicación de la Terminal de GNL deben estar fundamentados en los resultados del análisis de riesgos del sitio que se realice de acuerdo con los lineamientos establecidos en este capítulo.

107.1.2. De conformidad con el artículo 49 de la LFMN los interesados podrán aplicar metodologías alternativas, siempre y cuando se demuestre mediante evidencias objetivas que con la alternativa planteada se da cumplimiento a la finalidad de esta NOM.

107.1.3. El perfil de riesgos debe determinarse en la fase inicial de diseño y ubicación de la Terminal de GNL, y revisarse y actualizarse, en su caso, durante las fases de desarrollo del proyecto de la misma, a efecto de identificar cualquier incremento en el perfil de riesgo y determinar las medidas de prevención y control de riesgos requeridas para reducirlos al Nivel Más Bajo Razonablemente Práctico (NMBRP). Los reportes generados por la unidad de verificación deben incluir el perfil de riesgo relacionado con las fases de desarrollo del proyecto.

107.1.4. Se debe aplicar la misma metodología para determinar los perfiles de riesgos de expansiones o mejoras significativas que pudieran realizarse en la Terminal de GNL. Se deberá revisar y actualizar, el perfil de riesgos de la Terminal de GNL como mínimo cada tres años, o cuando existan modificaciones en las condiciones o en el entorno de la Terminal de GNL, o cuando sea requerido por la CRE. Los dictámenes emitidos por las unidades de verificación deben incluir la aprobación del perfil de riesgos correspondiente a las fases de operación de la Terminal de GNL.

107.1.5. Este capítulo está estrechamente relacionado con la ubicación y configuración, así como con el control de derrames y fugas de la Terminal de GNL, por lo que se debe aplicar en forma congruente con los lineamientos y requisitos establecidos en los capítulos 106 y 108 de esta NOM.

107.1.6. El análisis de riesgos está fundamentado en la identificación de peligros de origen externo a la Terminal de GNL, peligros de origen interno debidos al GNL y de origen interno que no son específicos del GNL, la estimación de la probabilidad de ocurrencia y de las consecuencias derivadas de la ocurrencia de los peligros identificados.

107.2 Identificación de peligros

Durante el periodo de desarrollo del proyecto, la identificación de los peligros y consecuencias debe ser realizada con un enfoque sistemático por personas especialistas en la materia con amplia experiencia. Durante el periodo de operación, el personal de operaciones puede contribuir a la identificación de riesgos y consecuencias. En ambos casos, la identificación de peligros debe ser realizada utilizando una o más de las técnicas siguientes:

- a) Estudios de Identificación de Peligros “EIP” (HAZID de sus siglas en inglés).
- b) Análisis Preliminar de Peligros o Análisis de Peligros de Proceso “APP” (PHA de sus siglas en inglés).
- c) Análisis “Corbata de Moño”/Caso de Salud, Seguridad y el Medio Ambiente (SSMA) (Bow-Tie/ HSE Case).
- d) Estudios de Peligros y Operatividad “EPO” (HAZOP de sus siglas en inglés).
- e) Análisis de Árbol de Eventos “AAE” (ETA de sus siglas en inglés).
- f) Análisis de Árbol de Fallas “AAF” (FTA de sus siglas en inglés).
- g) Análisis de Modos y Efectos de Falla “AMEF” (FMEA de sus siglas en inglés).
- h) Evaluación de Impacto Ambiental “EIA”.
- i) Evaluación de Riesgos a la Salud “ERS” (“HRA” de sus siglas en inglés).
- j) Análisis de Consecuencias “AC” (CA de sus siglas en inglés).
- k) Análisis Cuantitativo de Riesgos “AQR” (QRA de sus siglas en inglés).
- l) Revisión Técnica de (SSMA) (Technical HSE Review).

107.2.1. La identificación de peligros debe considerar los aspectos siguientes:

- a) La planificación, diseño, construcción y puesta en servicio de las instalaciones de la Terminal de GNL.
- b) Actividades, productos y servicios.
- c) Condiciones de operación, rutinarias y no rutinarias, incluyendo el paro, el mantenimiento y la puesta en marcha.
- d) Factores humanos y ergonómicos.
- e) Incidentes y posibles situaciones de emergencia, incluidos los que se derivan de:
 - 1 Falla del producto o material de contención.
 - 2 Falla estructural.
 - 3 Condiciones climáticas, geofísicas/sísmicas/tsunami y de otros eventos naturales externos.
 - 4 Sabotaje y violaciones de seguridad.
 - 5 Factores humanos y del equipo.
- f) Paro de operaciones, abandono, desmantelamiento y disposición.
- g) Peligros y efectos potenciales asociados con actividades pasadas.

107.2.2. Identificación de peligros de origen externo. Estos peligros pueden ser causados, entre otros, por lo siguiente:

- a) Maniobra y atraque de los buques.
- b) Impacto de buque, camión, avión, ferrocarril, entre otros.
- c) Radiación térmica o fuentes de ignición externas sin control.

- d) Fuentes permanentes de ignición, por ejemplo, el efecto corona en líneas eléctricas de transmisión de alta tensión.
- e) Ondas de radio de alta energía.
- f) Nubes de gases inflamables, tóxicos o asfixiantes.
- g) Fenómenos naturales tales como rayos, huracanes, inundaciones, sismos, maremotos, tsunamis, entre otros.
- h) Efecto dominó que resulta de incendios y/o explosiones de instalaciones adyacentes.
- i) Personas externas a la Terminal de GNL.

107.2.3. Identificación de peligros de origen interno debidos al GNL. Se deben determinar los peligros por pérdida de contención del GNL y gas natural en todos los sistemas de la Terminal de GNL, incluyendo los sistemas de descarga de buques y vehículos terrestres, así como los de carga de vehículos terrestres, en su caso. Para simplificar el estudio sobre estos peligros se deben establecer escenarios definidos en función de los rubros siguientes:

- a) La probabilidad o la frecuencia del peligro.
- b) Localización, tipo, flujo y duración de la fuga.
- c) La naturaleza del fluido GNL o gas y la temperatura a la que se encuentra.
- d) Condiciones climáticas, por ejemplo, velocidad y dirección del viento, estabilidad atmosférica, temperatura ambiente y humedad relativa, las cuales tendrán un efecto directo en la dispersión de vapores de gas natural, en su caso.
- e) Las propiedades térmicas y la topografía del terreno incluyendo cualquier área de contención.
- f) La proximidad de estructuras de acero susceptible de fragilizarse por temperatura baja o criogénica.
- g) La introducción de GNL en el agua que pudiera producir presión excesiva sin combustión, fenómeno que se denomina como una "Rápida Transición de Fase" (RTF).
- h) Efectos de origen natural, de la topografía del suelo y de temperaturas criogénicas sobre las estructuras de la terminal.

107.2.4. Peligros de origen interno que no son específicos del GNL. Se deben considerar las causas de dichos peligros, por ejemplo, las siguientes:

- a) Almacenamiento de hidrocarburos y materiales inflamables diferentes del GNL, por ejemplo, Gas Licuado de Petróleo, refrigerantes, gasolinas u otros hidrocarburos.
- b) Fallas de comunicación entre el buque de GNL y la terminal.
- c) Peligros durante la construcción, operación y mantenimiento, por ejemplo, operaciones con objetos elevados, izamiento y levantamiento de cargas, vehículos circulando, espacios confinados, equipo energizado y maquinaria rotatoria, entre otros.
- d) Fugas de materiales peligrosos, por ejemplo, refrigerantes inflamables, combustibles e hidrocarburos pesados.
- e) Servicios y productos químicos, por ejemplo, gases comprimidos, nitrógeno, hidrógeno, solventes, lubricantes y aceites dieléctricos.
- f) Contaminantes o materiales peligrosos que se encuentran en el gas, por ejemplo, ácido sulfhídrico.
- g) Compresores y equipos presurizados.
- h) Maquinaria rotatoria.
- i) Instalaciones eléctricas.
- j) Instalaciones portuarias asociadas con la Terminal de GNL.
- k) Elevación de presión y vapor en equipo.
- l) Calentadores y calderas en operación.

107.2.5. Estimación de probabilidades. La estimación de la probabilidad de ocurrencia asociada a un peligro determinado debe fundamentarse en bases de datos disponibles y confiables del dominio público, relacionadas con la industria del GNL o en las técnicas o métodos reconocidos como los citados en la sección 107.2 de esta NOM, las cuales van a determinar el rango de frecuencia de dicho peligro, conforme con lo establecido en la Tabla 107-1 de esta NOM.

107.2.6. Estimación de consecuencias. Las consecuencias de los escenarios definidos en el numeral **107.2.3** dependen de las características del GNL y de los fenómenos que se describen a continuación:

107.2.6.1. Evaporación de un derrame de GNL

- a) Vaporización instantánea denominada “flash” y formación de aerosoles.
- b) Evaporación por ebullición del GNL, la cual debe calcularse mediante modelos validados apropiados, que consideren lo siguiente:
 - 1 Flujo de GNL, tasa de evaporación y duración;
 - 2 Composición del GNL;
 - 3 Naturaleza del terreno, por ejemplo, conductividad térmica, calor específico, densidad.
 - 4 Temperatura del suelo o del agua.
 - 5 Condiciones atmosféricas, por ejemplo, temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento.
 - 6 Estabilidad atmosférica o gradiente de temperatura.
 - 7 El modelo debe permitir determinar lo siguiente:
 - i La velocidad de propagación del derrame;
 - ii El tiempo que dura el área mojada y su tamaño máximo, y
 - iii La tasa de evaporación, el tiempo que dura y la tasa de evaporación máxima.

107.2.6.2. Dispersión de vapor de GNL en la atmósfera. El cálculo de la dispersión de vapor debido a la ebullición del GNL al entrar en contacto con el suelo o el agua debe realizarse utilizando modelos validados y apropiados, que al menos consideren lo siguiente:

- a) Tamaño del derrame de GNL considerado para su evaporación.
- b) Tasa de evaporación.
- c) Propiedades del vapor.
- d) Naturaleza del terreno, por ejemplo, conductividad térmica, calor específico, densidad.
- e) Temperatura del suelo o del agua.
- f) Condiciones atmosféricas, por ejemplo, temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento.
- g) Estabilidad atmosférica o gradiente de temperatura:
 - 1 La simulación de la dispersión atmosférica debe estar basada en la combinación de velocidad del viento y estabilidad atmosférica que puedan ocurrir simultáneamente y dar lugar a la distancia de dispersión más larga previsible a favor del viento, la cual pueda ser excedida sólo en menos de 10% del tiempo.
 - 2 Si no hay más información disponible, debe considerarse la condición atmosférica siguiente: estabilidad atmosférica F (Pasquill-Gifford) o gradiente de temperatura equivalente, para un viento de 2 m/s y una humedad relativa de 50%.
- h) Topografía del lugar, por ejemplo, la rugosidad de la superficie.
- i) El modelo debe permitir la determinación de:
 - 1 Contornos de concentración de combustible, y
 - 2 La distancia del límite inferior de inflamabilidad.

107.2.6.3. Derrame de GNL con forma de chorro. El cálculo de la dispersión atmosférica del chorro debe llevarse a cabo utilizando modelos validados y apropiados para determinar, como mínimo, la altura o la distancia alcanzada por el chorro y la concentración de gas en cualquier punto.

- Se deben considerar como fuentes de chorros los quemadores no encendidos, los escapes de válvulas de seguridad y líneas de venteo a la atmósfera. Se deberá considerar, en su caso, la posibilidad de formación de aerosol.

107.2.6.4. Onda de presión alta causada por explosión de gas natural. La ignición del gas natural puede crear una explosión en determinadas circunstancias, por ejemplo, en espacios cerrados o parcialmente cerrados, la cual genera una onda expansiva de presión muy alta.

- a) Los efectos de esta onda de presión deben considerarse para el diseño de equipos, edificios y estructuras; adicionalmente, se deben utilizar métodos, así como modelos reconocidos y validados para calcularlos. Los efectos sobre el diseño deben ser considerados con las características con que la onda llega al tanque de GNL, equipo, edificio o estructura.
- b) Se puede suponer, como peor caso, que la explosión cerca del tanque de GNL da lugar a una onda de presión alta que actúa sobre la mitad del perímetro del tanque. El esfuerzo en el tanque causado por la onda expansiva se debe determinar por cálculo dinámico. Para otras estructuras el esfuerzo puede ser determinado por cálculo estático.

107.2.6.5. Radiación causada por la ignición de gas natural. El cálculo de la radiación de una flama causada por la ignición del vapor cuya fuente es un derrame, chorro de GNL o fuga de gas natural, se debe llevar a cabo utilizando modelos validados y adecuados que al menos consideren lo siguiente:

- a) El área del derrame incendiado o las dimensiones de la flama;
- b) El poder de emisión de la superficie del incendio del derrame o de la flama, y
- c) La temperatura ambiente, velocidad del viento y la humedad relativa.
 - 1 El cálculo de la radiación se debe basar en la combinación de velocidad del viento y condiciones atmosféricas que pueden ocurrir simultáneamente y dar lugar a la radiación más alta previsible, la cual puede ser excedida sólo en menos del 10% del tiempo.
 - 2 Si no hay más información disponible, debe considerarse la condición atmosférica siguiente: un viento de 10 m/s y una humedad relativa del 50%.
- d) El modelo debe permitir la determinación de radiación incidente a diferentes distancias y elevaciones.

107.3 Evaluación de Riesgos

- a) Se debe contar con procedimientos documentados y reconocidos para evaluar los posibles riesgos, teniendo en cuenta las probabilidades de ocurrencia y la gravedad de las consecuencias para las personas, el medio ambiente y las instalaciones de la Terminal de GNL.
- b) Las técnicas formales de evaluación de riesgos deben aplicarse con la participación y juicio de personal experimentado, autoridades y comunidad.

107.3.1. Metodología. La metodología de evaluación de riesgos aplicada a la Terminal de GNL debe ser cualitativa-determinista y/o cuantitativa-probabilista, a fin de contar con un perfil de riesgos completo y efectivo para controlar los riesgos inherentes a sus actividades y operaciones.

107.3.1.1. La Metodología Cualitativa. Se debe aplicar para contar con una identificación de peligros práctica, participativa e inductiva, basada en la creación de entornos simulados o generación de hipótesis en base a una referencia empírica y en la fenomenología, por lo que resulta tener cierta subjetividad; no obstante, es exploratoria, interactiva, reflexiva y orientada al proceso. Esta metodología es de tipo determinista ya que determina y precisa el qué y el porqué; centra su validez y confiabilidad en un análisis exhaustivo y el consenso inter-subjetivo, generando datos valiosos y profundos. El enfoque determinista debe incluir:

- a) La identificación y definición de peligros y efectos de origen interno y externo.
- b) La clasificación de peligros probables y creíbles.
- c) La determinación y cuantificación de las consecuencias.
- d) La justificación de las medidas necesarias para mejorar la seguridad y limitar las consecuencias.

107.3.1.2. La Metodología Cuantitativa. Se debe aplicar para contar con una identificación de peligros objetiva, deductiva, específicamente en forma numérica, generalmente con ayuda de herramientas estadísticas, la cual debe ser representada mediante escenarios planificados y por algún modelo numérico; es confirmatoria y orientada al resultado. Esta metodología de evaluación es de tipo probabilista, ya que centra su validez y confiabilidad en la estadística, la probabilidad y criterios. El enfoque probabilista debe incluir:

- a) La identificación y definición de peligros de origen interno y externo.
- b) La determinación de las consecuencias de cada peligro y su clasificación en clases de consecuencia.
- c) La recolección y procesamiento de datos sobre frecuencia de falla.

- d) La determinación y clasificación de la probabilidad de cada peligro.
- e) La suma de la frecuencia de todos los riesgos dentro de alguna clase de consecuencia asignada y clasificar el rango de frecuencias para esa clase de consecuencia.
- f) La clasificación de los peligros de acuerdo con sus clases de consecuencias y rango de frecuencia, a fin de determinar el perfil de riesgo.

107.3.1.2.1. Estimación de probabilidades. La estimación de la probabilidad de ocurrencia debe cumplir con los lineamientos establecidos en el numeral **107.2.6** de esta NOM y se clasifica conforme con la tabla siguiente.

Tabla 107-1. Clasificación de probabilidades de ocurrencia del evento-anual

Clase de probabilidad	Frecuencia de ocurrencia anual	Frecuencia de ocurrencia
1	$>10^{-1}$	Más de una vez en 10 años
2	10^{-1} a 10^{-2}	De una vez en 10 años a una vez en 100 años
3	10^{-2} a 10^{-3}	De una vez en 100 años a una vez en 1 000 años
4	10^{-3} a 10^{-4}	De una vez en 1 000 años a una vez en 10 000 años
5	10^{-4} a 10^{-5}	De una vez en 10 000 años a una vez en 100 000 años
6	10^{-5} a 10^{-6}	De una vez en 100 000 años a una vez en 1 000 000 años
7	$<10^{-6}$	Menos de una vez en 1'000,000 años

107.3.1.2.2. La estimación de la gravedad de las consecuencias. Se definen cinco clases de consecuencias sobre la base de la gravedad de las mismas y son numeradas del 1 al 5 en orden descendente como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 107-2. Clases de consecuencias para la evaluación de riesgos

		Gravedad de las consecuencias				
Consecuencias	Criterio	1	2	3	4	5
Fatalidades	Personas fallecidas	>10	1 a 10	0	0	0
No. Accidentes con lesiones	Personas lesionadas	>100	10 a 100	1 a 10	1	0
Liberación de Hidrocarburos	Toneladas	>100	10 a 100	1 a 10	0.1 a 1	<0.1
Daño a Bienes	USD	$>10\ 000\ 000$	1 000 000 a 10 000 000	100 000 a 1 000 000	10 000 a 100 000	$<10\ 000$

107.3.1.2.3. La determinación del nivel de riesgo para personas, bienes y estructuras situados dentro y fuera de los límites de la Terminal de GNL se realiza siguiendo los pasos siguientes:

- a) Determinación de la frecuencia de ocurrencia de distintos tipos de eventos y de la clase de probabilidad de ocurrencia de acuerdo con las especificaciones de la **Tabla 107-1**.
- b) Clasificación de las consecuencias de acuerdo con lo indicado en la **Tabla 107-2**.
- c) Determinación del nivel de riesgo dentro y fuera de los límites de la Terminal de GNL mediante el uso de la Matriz de Determinación del Nivel de Riesgo correspondiente como se indica en las tablas siguientes.

Tabla 107-3 (a)-Matriz de determinación del nivel de riesgo dentro de los límites de la terminal

Frecuencia de ocurrencia acumulada anual		Clasificación de consecuencias				
Clase de probabilidad	Rango	5	4	3	2	1
1	$< 10^{-1}$	M	M	A	A	A
2	10^{-1} a 10^{-2}	B	M	M	A	A
3	10^{-2} a 10^{-3}	B	B	M	M	A
4	10^{-3} a 10^{-4}	B	B	B	M	M
5	10^{-4} a 10^{-5}	B	B	B	B	M
6	10^{-5} a 10^{-6}	B	B	B	B	B
7	$<10^{-6}$	B	B	B	B	B

Clasificación

B: Bajo-Gestión mediante la mejora continua.

M: Medio-Incorporar salvaguardas y medidas de reducción del riesgo y mitigación de consecuencias

A: Alto-Intolerable, riesgo no aceptable.

Tabla 107-3 (b)-Matriz de determinación del nivel de riesgo fuera de los límites de la terminal

Frecuencia de Ocurrencia Acumulada Anual		Clasificación de Consecuencias				
Clase de Probabilidad	Rango	5	4	3	2	1
1	$< 10^{-1}$	M	A	A	A	A
2	10^{-1} a 10^{-2}	M	M	A	A	A
3	10^{-2} a 10^{-3}	B	M	M	A	A
4	10^{-3} a 10^{-4}	B	B	M	M	A
5	10^{-4} a 10^{-5}	B	B	B	M	M
6	10^{-5} a 10^{-6}	B	B	B	B	M
7	$<10^{-6}$	B	B	B	B	B

Clasificación

B: Bajo-Gestión mediante la mejora continua.

M: Medio-Incorporar salvaguardas y medidas de reducción del riesgo y mitigación de consecuencias

A: Alto-Intolerable, riesgo no aceptable.

* En la elaboración de la matriz de determinación de los niveles de riesgos se deberá realizar un análisis comparativo con perfiles y resultados en instalaciones similares y asegurarse que ningún riesgo quede en la categoría de "Intolerable" o "No aceptable".

Los niveles M y A deben ser mejorados.

108 Control de derrames y fugas

108.1 Aspectos generales:

108.1.1 Deben tomarse las medidas de diseño y operación necesarias para minimizar la posibilidad que derrames accidentales de GNL dentro de la Terminal pongan en riesgo equipos y estructuras importantes de ésta, o propiedades vecinas, o lleguen a cursos o cuerpos de agua, por ejemplo, canales, arroyos, ríos, lagunas o el mar. Para tal efecto, las áreas de la Terminal deben contar con medios de retención del GNL formados por paredes que pueden ser barreras naturales, diques, excavación, muros o una combinación de éstos, más un sistema de drenaje natural o artificial que cumpla con lo establecido en las secciones **108.2** a **108.5** de este Capítulo.

108.1.2 Las áreas de la Terminal de GNL que deben contar con pendientes, drenajes y medios de retención como los descritos en el numeral **108.1.1** anterior son las siguientes:

- a) Áreas de proceso.
- b) Áreas de vaporizadores cercanas.
- c) Áreas de transferencia de GNL, refrigerantes y líquidos inflamables.
- d) Áreas cercanas alrededor de tanques de almacenamiento de GNL, refrigerantes y líquidos inflamables.

108.2 Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje

108.2.1 El área de retención para un tanque de GNL debe tener una capacidad volumétrica mínima de retención, V , que corresponda a alguna de las siguientes:

- a) $V = 110\%$ de la capacidad máxima de líquido del tanque.
- b) $V = 100\%$ cuando la pared de retención esté diseñada para soportar la sobrecarga dinámica en caso de una falla catastrófica del tanque.
- c) $V = 100\%$ cuando la altura de la pared de retención sea igual o mayor que el nivel máximo del líquido del tanque.

108.2.2 El área de retención para varios tanques de GNL debe tener una capacidad volumétrica mínima de retención, V , que corresponda a alguna de las siguientes:

- a) $V = 100\%$ de la capacidad máxima del líquido de todos los tanques en el área de retención.
- b) $V = 110\%$ de la capacidad máxima de líquido del tanque más grande en el área de retención, cuando se cuente con las medidas necesarias para prevenir fugas de cualquier tanque debidas a la exposición a fuego, baja temperatura o a ambas.

108.2.3 No deben utilizarse conductos de drenaje cerrados para el GNL, excepto los conductos que se utilizan para conducir rápidamente el GNL derramado fuera de las áreas críticas, los cuales deben tener las dimensiones adecuadas para el flujo de líquido y la tasa de formación de vapor prevista.

108.2.4 Las paredes de retención deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Ser construidas de tierra compactada, concreto, metal u otros materiales adecuados para este uso.
- b) Ser montadas como parte integral o independiente del tanque.
- c) Los diques, paredes de retención, sistemas de drenaje y cualquier orificio en los mismos deben ser diseñados para resistir la carga hidrostática del GNL o refrigerante inflamable que sea retenido, los efectos debidos al enfriamiento rápido a la temperatura del líquido que va a ser confinado, la exposición prevista al fuego y las fuerzas naturales, tales como sismos, viento y lluvia.
- d) La cubierta exterior de un tanque de doble pared puede ser considerada como pared de retención de GNL si satisface los requisitos del inciso c) anterior y no es afectada por la falla del tanque.

108.2.5 El contenedor secundario de los tanques de contención doble y contención total debe ser diseñado y construido para que en caso de derrame e incendio, retenga el GNL durante el tiempo que dure el fuego.

- a) En caso de un incendio confinado al contenedor primario, el contenedor secundario debe conservar la integridad estructural suficiente para prevenir que se colapse y cause daños al contenedor primario y provoque fuga del GNL.
- b) Los tanques deben ser diseñados y construidos para que en caso de incendio de un tanque adyacente, el contenedor secundario conserve la integridad estructural suficiente para prevenir que se colapse y cause daños al contenedor primario y provoque fuga del GNL.
- c) Si el contenedor primario es cilíndrico de eje vertical, su fondo plano debe estar apoyado sobre material rígido aislante criogénico; en la parte superior debe tener una cubierta plana de aislante criogénico suspendida del techo. Éste debe tener forma de domo y constituir una barrera de vapor del GNL.

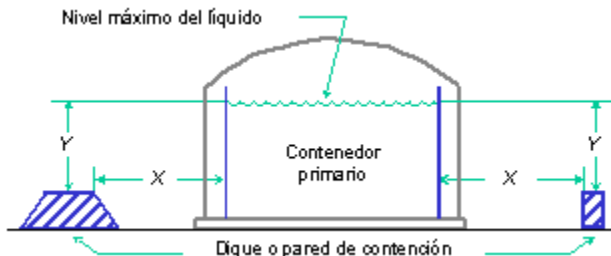
108.2.6 Los tanques de contención doble y total no deberán tener penetraciones de tuberías por debajo del nivel de líquido.

108.2.7 Los diques, muros de contención y canales de drenaje para la contención de líquidos inflamables deberán cumplir con lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas aplicables y en la norma NFPA 30.

108.2.8 Los sistemas de aislamiento para superficies de retención deben ser, una vez instalados, no combustibles y adecuados para el servicio requerido, previendo los esfuerzos y cargas térmicas y mecánicas. En caso de que la flotación del aislamiento pueda afectar su función se deben implementar las medidas de mitigación necesarias.

108.2.9 La altura del dique de retención y la distancia desde los tanques que operen a 100 kPa o menos deberán determinarse de acuerdo con lo especificado en la Figura 108.2.9.

FIGURA 108.2.9 Distancia de la pared de retención al contenedor primario



Notas:

- La dimensión X debe ser igual o exceder la suma de la dimensión Y más la carga equivalente sobre el GNL debida a la presión que ejerce el vapor arriba del líquido. Excepción: cuando la altura de la pared de retención sea igual o mayor que el nivel máximo del líquido, X puede tener cualquier valor y se considera como un tanque de retención doble.
- La dimensión X es la distancia desde la pared interior del contenedor primario hasta la cara más cercana de la pared de retención.
- La dimensión Y es la distancia desde el nivel máximo del líquido en el contenedor primario hasta la parte superior de la pared de retención.

108.2.10 Remoción del agua

108.2.10.1 Las áreas de retención deben ser construidas de manera que drenen completamente el agua para evitar que se acumule. Adicionalmente, deben contar con bombas y tuberías para extraer el agua de lluvia que se deposite en el cárcamo de confinamiento.

108.2.10.2 El sistema de remoción de agua debe tener capacidad para desalojar no menos de 25% de la tasa con que se acumula agua en una hora durante la mayor tormenta con periodo recurrente de 10 años, excepto si el diseño del dique no permite la entrada de agua de lluvia.

108.2.10.3 Las bombas para desalojar el agua deben cumplir con lo siguiente:

- Operar lo necesario para mantener el espacio de retención tan seco como sea práctico.
- Las bombas con operación automática deben tener controles automáticos de paro redundantes para prevenir su operación cuando haya GNL.

108.3 Distancias de mitigación de radiación térmica por incendio de GNL derramado

108.3.1 Los requisitos de esta sección no son aplicables a áreas de retención que sirvan únicamente a áreas de transferencia en el borde del agua donde los buques descargan el GNL para las terminales en el litoral o mar adentro.

108.3.2 El flujo de radiación térmica debido a un incendio no debe exceder los valores siguientes:

- 5 kW/m² al límite del predio durante el incendio de un derrame de GNL para las condiciones establecidas en el inciso **108.4.2** de esta NOM.
- 5 kW/m² en el punto más cercano fuera del límite del predio que al momento de definir la ubicación del mismo, se usa para congregarse en el exterior grupos de 50 o más personas o de una instalación industrial clasificada como peligrosa, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen V de GNL determinado de acuerdo con el inciso **108.2.1** de esta NOM.
- 9 kW/m² en el punto más cercano del edificio o estructura fuera del límite del predio que al momento de definir la ubicación del mismo se usa para reuniones de personas, escuelas, hospitales, cárceles o zonas residenciales, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen, V, de GNL determinado de acuerdo con el inciso **108.2.1** de esta NOM.
- 30 kW/m² al límite del predio durante el incendio de un área de retención que contiene un volumen, V, de GNL determinado de acuerdo con el inciso **108.2.1** de esta NOM.

108.3.3 Las distancias mínimas de mitigación de radiación térmica requeridas para cumplir con los niveles de radiación térmica establecidos en el inciso **108.6.1** de esta NOM se deben calcular aplicando un modelo numérico que haya sido evaluado y aprobado en base a pruebas experimentales, que sea reconocido y aplicado por la industria de GNL en el ámbito internacional y que cumpla con los requisitos siguientes:

- a) Que muestre con detalle los fenómenos físicos que considera, cómo realiza el análisis y el proceso de ejecución de los cálculos
- b) Cómo afectan la utilización de técnicas pasivas de mitigación de fuego en los cálculos de las distancias
- c) El modelo numérico debe incorporar las condiciones siguientes:
 - 1 La velocidad del viento que produce la distancia de mitigación máxima que sólo puede ser excedida menos del 5% del tiempo, en base a los datos registrados del área.
 - 2 La temperatura y humedad relativa del ambiente que produce la distancia de mitigación máxima que sólo puede ser excedida menos del 5% del tiempo, en base a los datos registrados del área.

108.4 Distancias de dispersión de nubes de mezclas inflamables

108.4.1 La distancia del borde de un área de retención de GNL o en caso de tanques de contención total, la válvula de relevo más cercana al límite del predio debe ser tal que en caso de un derrame de diseño especificado en el inciso **108.4.2**, no debe existir en el límite del predio una mezcla de metano en aire con concentración promedio mayor del 50% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII).

- a) Los cálculos de las distancias deben estar basados en una de las condiciones siguientes:
 - 1 La combinación de velocidad del viento y estabilidad atmosférica que puedan ocurrir simultáneamente que resulte en la mayor distancia de dispersión que sólo pueda ser excedida menos del 10% del tiempo en base a los datos registrados del área.
 - 2 La estabilidad atmosférica Pasquill-Gifford, Categoría F con velocidad del viento de 2 m/s
- b) Las distancias deben estar basadas en las características reales del GNL y en la tasa de evaporación máxima del volumen contenido más el incremento debido a la entrada de flujo de GNL.
- c) En el cálculo de las distancias mínimas para la dispersión de mezclas inflamables se deben considerar los efectos de las medidas para detener o mitigar el peligro del vapor inflamable, por ejemplo, aislamiento de la superficie del embalse, cortinas de agua, dilución del flujo de vapor, entre otros métodos.

108.4.2 Derrame de diseño

Origen del derrame	Volumen y tasa del derrame de diseño	Duración
Tanques de contención doble y contención total con contenedor secundario de concreto	No	Ninguno
Tanques llenos hasta el tope sin penetraciones abajo del nivel de GNL	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción de GNL del tanque entregan a capacidad nominal	10 minutos
Áreas de retención que sirven sólo a áreas de vaporización, proceso o transferencia de GNL.	El flujo desde cualquier fuente sencilla de fuga accidental.	10 minutos

108.5 Separación entre tanques de líquidos peligrosos

108.5.1 Los tanques con capacidad igual o menor de 265 m³ que contienen GNL u otros líquidos peligrosos, deben instalarse de acuerdo con los requisitos de las secciones **108.2, 3 y 4** de esta NOM. Como alternativa se pueden instalar de acuerdo con la tabla **108.6.1** de esta NOM cuando todas las conexiones de los tanques están equipadas con válvulas automáticas a prueba de falla que cierran cuando ocurre cualquiera de las condiciones siguientes:

- a) Detección de fuego
- b) Flujo excesivo de GNL del tanque detectado como pérdida de presión en la línea o por otros medios
- c) Detección de gas
- d) Se cuenta con control operado manualmente, tanto local como remotamente

108.5.2 Los accesorios se deben instalar lo más cerca posible al tanque para que una ruptura por deformación que pueda ocurrir en la tubería no afecte la conexión del accesorio al tanque.

108.5.3 Las conexiones con flujo hacia el tanque únicamente deben estar equipadas con una válvula automática a prueba de falla o con dos válvulas de no retorno.

108.5.4 No se requieren válvulas a prueba de falla para las conexiones de válvulas de relevo y de instrumentos.

108.6 Separación de tanques de GNL

108.6.1 La distancia de separación mínima de cualquier tipo de tanque de GNL con capacidad de agua de 265 m³ o menor, tanques de GNL de contención simple con capacidad de agua superior a 265 m³ o tanques que contengan refrigerantes inflamables a áreas no protegidas, está dada por lo especificado en la Tabla 108.6.1.

Tabla 108.6.1 Distancias mínimas entre los bordes de retención y los edificios y límites de propiedad, así como distancia mínima entre tanques de almacenamiento

Capacidad de agua del tanque	Distancias mínimas desde el borde de un sistema de retención o de drenaje a edificaciones y los límites del predio	Distancias mínimas entre tanques
m ³	m	m
<0.5	0	0
≥0.5 a 1.9	3	1
≥1.9 a 7.6	4.6	1.5
≥7.6 a 63	7.6	1.5
≥63 a 114	15	1.5
≥114 a 265	23	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes hasta un mínimo de 1.5 m
>265	0.7 veces el diámetro del tanque, pero no menor a 30 m	
a) Cuando la capacidad de agua total de una terminal de GNL con varios tanques es 1.9 m ³ o mayor, para determinar las distancias mínimas que se deben cumplir se debe aplicar la capacidad total de los tanques en vez de la capacidad de cada tanque.		
b) Las instalaciones adyacentes, en su caso, deben estar separadas una distancia mínima de 7.6 m. En este caso, no se aplican las distancias mínimas entre tanques adyacentes.		
c) La distancia a cualquier abertura de un edificio no debe ser menor a 3 m.		
d) La distancia desde el borde del área de retención hasta el límite del predio o el borde de una vía navegable, en ningún caso debe ser menor a 15 m.		

108.6.2 Los tanques de GNL de contención doble y contención total, con capacidad de agua superior a 265 m³ deben estar separados de tanques de GNL adyacentes de manera que un incendio en un tanque o su área de retención no provoque pérdida de contención de tanques adyacentes. Para cumplir este requisito, se debe asegurar que ninguna parte del techo y paredes del tanque adyacente o su estructura de retención alcancen una temperatura a la cual la resistencia del material de dichos elementos del tanque se reduzca a un nivel en que pierdan su integridad estructural. Para determinar esta temperatura debe realizarse un análisis de ingeniería que considere las condiciones siguientes:

a) Daños de los tanques:

- 1** Pérdida total de contención de un tanque hacia un área de retención que cumple con los requisitos de la sección **108.2.1** de esta NOM.
- 2** Pérdida total del techo e incendio de la superficie total del GNL contenido en el tanque.

b) Características del incendio:

- 1** Duración, características de la radiación térmica y atributos físicos del incendio bajo las condiciones atmosféricas previstas.
- 2** Condiciones atmosféricas que generen las distancias máximas de separación, excepto aquellas que ocurran menos del 5% del tiempo, basadas en los datos registrados para el área y utilizando un modelo de incendio de GNL de acuerdo con lo establecido en la sección **108.3.4** de esta NOM.
- 3** Sistemas activos o pasivos para reducir la incidencia de radiación térmica sobre la superficie o para limitar la temperatura superficial.
- 4** Materiales, diseño y métodos de construcción del tanque de GNL analizado.

108.6.3 La distancia de separación mínima entre tanques de GNL y recipientes que contengan refrigerantes inflamables y los límites del predio, deben cumplir con lo especificado en la Tabla **108.6.1** de esta NOM.

108.6.4 Debe proporcionarse un espacio de paso libre de al menos 0.9 m para acceso a las válvulas de aislamiento que sirven a varios tanques.

108.6.5 No deben ubicarse dentro de edificios, tanques de GNL de capacidad de 0.5 m³ y mayores.

108.7 Espaciamiento entre vaporizadores

108.7.1 Los vaporizadores y sus fuentes de calor primarias deben localizarse al menos a 15 m de cualquier otra fuente de ignición, a menos que el fluido de transferencia de calor secundario no sea inflamable.

- a)** En instalaciones con varios vaporizadores, un vaporizador adyacente o fuente de calor primaria no debe considerarse como una fuente de ignición.
- b)** Los calentadores de proceso u otras unidades de equipo con flama no deben considerarse como fuentes de ignición con respecto de la ubicación del vaporizador si cuentan con un control que impida su operación mientras un vaporizador está operando o mientras el sistema de tuberías que alimenta al vaporizador está frío o está siendo enfriado.

108.7.2 Los vaporizadores con fuente de calor integral y con fuente de calor remota deben ubicarse cuando menos a 30 m del límite del predio y al menos a 15 m de:

- a)** Las áreas de retención de GNL o líquido inflamable, las trayectorias de tales fluidos de cualquier fuente de descarga accidental y su área de retención.
- b)** Tanques de almacenamiento de GNL, líquidos o gases inflamables, equipos sin flama y conexiones de carga, descarga o de transferencia que contengan este tipo de fluidos.
- c)** Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen personal de la Terminal de GNL.

108.7.3 Los vaporizadores con fuente de calor remota, de ambiente y de proceso deben ubicarse al menos a 30 m del límite del predio.

108.7.4 Los vaporizadores que se utilizan en conjunto con tanques de GNL con capacidad de 265 m³ o menor deben ubicarse con respecto del límite del predio de acuerdo con la tabla **108.6.1** de esta NOM, bajo el supuesto que el vaporizador sea un tanque con capacidad igual al tanque más grande al que está conectado.

108.7.5 Debe mantenerse una distancia mínima libre de al menos 1.5 m entre vaporizadores.

108.8 Espaciamiento entre equipos

108.8.1 Los equipos que contienen GNL, refrigerantes, líquidos inflamables o gases inflamables deben situarse al menos a 15 m de fuentes de ignición, del límite del predio, cuartos de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la Terminal de GNL.

108.8.2 Cuando el centro de control está ubicado en un edificio en el que hay compresores de gases inflamables, la construcción del edificio debe cumplir con los requisitos establecidos en la sección **108.10** de esta NOM.

108.8.3 Los equipos que operan con flama u otras fuentes de ignición deben ubicarse al menos a 15 m de cualquier área de retención o sistema de drenaje del tanque de almacenamiento.

108.9 Espaciamiento de la instalación de descarga de buques

108.9.1 El muelle utilizado para transferencia de GNL debe ubicarse de manera que cualquier parte del buque que esté descargando GNL se encuentre al menos a 30 m de cualquier puente que cruce la vía navegable.

108.9.2 El cabezal de descarga debe situarse al menos a 60 m de un puente que cruce la vía navegable.

108.9.3 Las conexiones de recepción de GNL deben ubicarse al menos a 15 m de fuentes de ignición no controladas, áreas de proceso, tanques de almacenamiento, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la Terminal de GNL. Este requisito no es aplicable para estructuras o equipo asociados de manera directa con la operación de transferencia del GNL.

108.10 Edificios y estructuras

108.10.1 Los edificios o recintos estructurales en los que se manejen GNL y gases inflamables deben ser de construcción ligera y no combustibles, sin muros de carga.

108.10.2 Si los cuartos que contienen GNL y fluidos inflamables se ubican dentro de edificios o están adyacentes a construcciones en las cuales no se manejen este tipo de fluidos, por ejemplo, cuartos de control y talleres, las paredes comunes deben limitarse a no más de dos, deben diseñarse para resistir una presión estática de por lo menos 4.8 kPa, no deben tener puertas ni otras aberturas de comunicación y deben tener un valor nominal de resistencia contra el fuego de al menos 1 h.

108.10.3 Los edificios o recintos estructurales en los cuales se manejan GNL, líquidos y gases inflamables, deben tener ventilación para minimizar la posibilidad de acumulación peligrosa de gases o vapores inflamables, de acuerdo con lo siguiente:

108.10.3.1 La ventilación debe realizarse mediante al menos uno de los sistemas siguientes:

- a) Un sistema mecánico de operación permanente.
- b) Una combinación de sistema de ventilación por gravedad y sistema de ventilación mecánica que no opere continuamente y que se energice mediante detectores de gas en caso que se detecte gas combustible.
- c) Un sistema mecánico de dos velocidades con la velocidad alta energizada por medio de detectores de gas en caso de que se detecte gas inflamable.
- d) Un sistema por gravedad compuesto de una combinación de aberturas de pared y ventiladores de techo.
- e) Un sistema de ventilación mecánica aprobado.

108.10.3.2 Si hay sótanos o niveles debajo del piso, debe proveerse de un sistema de ventilación mecánico complementario.

108.10.3.3 La capacidad de ventilación debe ser por lo menos de 5 l/s de aire por m² de área de piso.

108.10.3.4 Si existe la posibilidad de que estén presentes vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe ser al nivel más bajo expuesto a tales vapores, a efecto de evitar que se acumulen en estos niveles.

108.11 Experiencia en el diseño y fabricación de equipos y componentes

108.11.1 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable en el diseño, fabricación y construcción de tanques de GNL, equipo de proceso, equipo criogénico, equipo de almacenamiento y manejo de refrigerantes, instalaciones de recepción, equipo de contención contra incendio y otros componentes de la instalación de características equiparables a las de la Terminal de GNL considerada. Dichos diseñadores, fabricantes y constructores deben cumplir con los requisitos establecidos en esta NOM y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

108.11.2 Se deben supervisar la fabricación, construcción y pruebas realizadas a los equipos y componentes en fábrica o en la terminal de GNL, así como las pruebas de aceptación de los mismos, para asegurar que dichos equipos y componentes son estructuralmente adecuados y cumplen con esta NOM y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

108.11.3 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben incorporar las previsiones y características que resulten de los estudios de suelo, sísmicos, tsunami, oceanográficos y cualquier otro estudio realizado relativo a la Terminal de GNL y su ubicación para determinar que el sitio propuesto de la instalación es adecuado.

108.11.4 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable en el diseño, fabricación y construcción de sistemas de tuberías y de vaporización, sistemas y equipo de protección contra incendio y otros componentes de la instalación de características equiparables a las de la Terminal de GNL considerada. Las pruebas de fabricación, construcción y aceptación de dichos sistemas y equipos deben mostrar, fehacientemente, que las instalaciones son estructuralmente adecuadas y cumplen con esta NOM y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

108.12 Protección del suelo por el uso de equipo criogénico

Los tanques de GNL, cajas frías, soportes de tuberías y tubos, así como otros aparatos de uso criogénico se deben diseñar y construir de manera que se eviten daños a estas estructuras y al equipo por el congelamiento o la escarcha depositada en el suelo. Alternativamente, se deben proporcionar medios para evitar que se desarrollen esfuerzos mecánicos que dañen el equipo referido.

108.13 Caída de hielo y nieve

Deben tomarse medidas para proteger al personal y al equipo de la caída de hielo y nieve que, en su caso, se acumulen en estructuras elevadas.

108.14 Resistencia del concreto al contacto con GNL

108.14.1 El concreto que se utiliza en la construcción de tanques de GNL debe apearse a las especificaciones de la sección **110.10** de esta NOM.

108.14.2 Las estructuras de concreto que están normal o periódicamente en contacto con el GNL se deben diseñar para soportar la carga de diseño, cargas por efectos ambientales específicos y efectos de temperatura previstos. Estas estructuras deben incluir, entre otros aspectos, los cimientos para equipo criogénico. El diseño, materiales y la construcción de las estructuras de concreto deben cumplir con lo establecido en los incisos **110.10.2** y **110.10.3** de esta NOM.

108.14.3 Todas las demás estructuras de concreto deben analizarse en relación con los efectos del contacto potencial con el GNL. Si la falla de estas estructuras creara una condición peligrosa o empeorara una condición de emergencia existente por la exposición al GNL, la estructura debe protegerse térmicamente para minimizar los efectos de la exposición mencionada.

108.14.4 El concreto para usos incidentales no estructurales, tales como la protección de un declive y la pavimentación del área de retención, deben apearse a las Normas Aplicables. Para el control de fisuras, el reforzamiento del concreto debe ser de un mínimo de 0.5% del área de la sección transversal del concreto.

108.14.5 El concreto que no está expuesto constantemente al GNL y que ha sido sometido a una exposición repentina de GNL, debe inspeccionarse y repararse, de así requerirlo, a la brevedad posible después de que haya alcanzado la temperatura ambiente.

109 Seguridad en la instalación de equipos

109.1 Clasificación de áreas peligrosas. Todas las instalaciones de la Terminal de GNL deben estar sujetas a un análisis de riesgo para delimitar áreas peligrosas en las que sólo se puede usar equipo seleccionado de acuerdo con el riesgo presente. Se debe preparar un mapa de clasificación de áreas de riesgo de conformidad con esta Norma.

109.2 Los equipos que contengan GNL, refrigerantes o gases inflamables, por ejemplo, bombas y vaporizadores, entre otros, deben instalarse al aire libre para facilitar su operación, el combate contra incendios y la dispersión de gases y líquidos inflamables. Dichos equipos pueden también instalarse en estructuras cerradas en donde el flujo de aire de ventilación sea de por lo menos 5 l/s por m² de superficie de piso.

109.3 Bombas y compresores.

109.3.1 Las bombas y compresores deben ser contruidos de materiales adecuados para las condiciones de diseño de presión y temperatura.

109.3.2 Las bombas y compresores deben tener instaladas válvulas para permitir que dichos equipos sean aislados para darles mantenimiento.

109.3.3 Cuando las bombas y compresores estén conectados en paralelo, cada una de las líneas de descarga debe estar equipada con una válvula de no retorno.

109.3.4 Las bombas y compresores deben estar equipadas con dispositivos de relevo de presión en la descarga para limitar la presión al valor máximo de diseño de las carcassas, tuberías y equipos aguas abajo, a menos que éstos estén diseñados para la presión máxima de diseño de las bombas y compresores.

109.3.5 Cada bomba debe estar equipada con un dispositivo de venteo o relevo de presión o con ambos para prevenir sobrepresión en la carcasa de la bomba durante la demanda máxima de enfriamiento posible.

109.4 Las instalaciones para almacenamiento de refrigerantes y líquidos inflamables deben cumplir con las Normas Aplicables.

109.5 Equipos de proceso.

109.5.1 Las calderas y recipientes a presión deben ser diseñados y fabricados de acuerdo con las Normas Aplicables.

109.5.2 La carcasa y la tubería de los intercambiadores de calor deben ser diseñados y fabricados de acuerdo con las Normas Aplicables.

109.5.3 La instalación de motores de combustión interna y de turbinas de gas debe cumplir con las Normas Aplicables.

109.6 Debe instalarse un sistema para el manejo del vapor generado por ebullición y por evaporación súbita de GNL, independiente de las válvulas de relevo de los contenedores, para la evacuación segura de los vapores generados en los equipos de proceso y en los tanques de GNL.

109.6.1 El vapor generado por ebullición y por evaporación súbita en los tanques debe ser reciclado por licuefacción dentro de un sistema cerrado o se deben enviar a un sistema para su utilización; sólo en caso de emergencia podrán descargarse a la atmósfera mediante un proceso que no ponga en riesgo al personal o estructuras vecinas.

109.6.2 Los sistemas de ventilación de vapor generado por ebullición y por evaporación súbita se deben diseñar de manera que no puedan aspirar aire durante la operación normal.

109.7 En caso de ser factible la ocurrencia de condiciones de vacío en cualquier tubería, tanques de proceso, cajas frías u otros equipos, dichas instalaciones se deben diseñar para soportar las condiciones de vacío o se tomarán medidas para evitar que se forme un vacío en el equipo que podría crear una condición peligrosa.

109.8 Si se introduce gas para eliminar ese problema, dicho gas debe ser de determinada composición o introducirse de modo que no cree una mezcla inflamable dentro del sistema.

110 Tanques de almacenamiento de GNL estacionarios

110.1 En este capítulo se establecen los requisitos básicos de diseño para los tanques de almacenamiento de GNL estacionarios. Estos tanques están constituidos por un contenedor primario de pared doble con aislamiento criogénico entre ambas paredes y un sistema de retención de derrames de GNL en caso de falla del contenedor primario. Véanse las definiciones de tanque de contención sencilla, doble y total en los incisos **104. 33 a 35** de esta NOM.

110.2 Parámetros de diseño. Para cada tanque se debe especificar lo siguiente:

- a) La Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) que considere un margen arriba de la Presión Normal de Operación en el interior de estos tanques la cual debe ser compatible con la presión de los tanques del buque de GNL para facilitar la descarga del combustible.
- b) El Máximo Vacío Permisible.

110.2.1 Las estructuras deben ser diseñadas con materiales compatibles con las condiciones de presión y temperatura a las cuales estarán sometidas en las diferentes secciones del tanque.

110.2.2 Toda la tubería que forme parte de un tanque de GNL debe cumplir con lo dispuesto en el capítulo 112 de esta NOM.

- a) La tubería del tanque de GNL incluye aquella en el interior del contenedor primario, la que está dentro de los espacios de aislamiento, dentro de los espacios vacíos y la tubería externa fija o conectada al tanque hasta la primera unión circunferencial de la tubería.
- b) Los sistemas de tubería para purga con gas inerte que estén totalmente dentro de los espacios de aislamiento están exentos de esta disposición.
- c) La tubería de los tanques de acero debe cumplir con las Normas Aplicables para la fabricación del tanque.

110.2.3 Los contenedores de GNL deben diseñarse para ser llenados por la parte superior y por la parte inferior a menos de que tengan otro medio para prevenir la estratificación del GNL.

- a) Adicionalmente, deben tener un sistema que pueda activarse diariamente para detectar la presencia de las condiciones de estratificación de GNL que active una alarma en la estación de control para advertir sobre la presencia de las condiciones de estratificación.
- b) No se permiten orificios ni penetraciones en la pared del contenedor primario abajo del nivel máximo de diseño del GNL.

110.2.4 Las zonas de la superficie externa de un contenedor de GNL que en forma accidental pueden ser sometidas a temperaturas bajas causadas por el GNL o vapores fríos provenientes de fugas de bridas, válvulas, sellos u otras conexiones no soldadas, deben tener características adecuadas para resistir esas temperaturas o estar protegidas contra los efectos que resulten de esa exposición.

110.2.5 Cuando haya dos o más tanques ubicados dentro de un área de retención común, sus cimientos deben diseñarse para resistir el contacto con el GNL. Dichos cimientos se deben proteger contra el contacto que resulte de una acumulación de GNL que pueda poner en peligro su integridad estructural.

110.2.6 Para aplicación en el diseño se puede considerar la densidad real del GNL a la temperatura mínima de almacenamiento, pero en ningún caso debe considerarse una densidad menor que 470 kg/m³.

110.2.7 Se debe disponer de los medios adecuados para poner fuera de servicio el tanque de GNL.

110.3 Diseño sísmico de tanques de GNL construidos en el sitio.

110.3.1 En el diseño de tanques de GNL y de su sistema de retención construidos en el sitio se deben considerar cargas sísmicas determinadas mediante un análisis sísmico del sitio que debe realizarse para determinar las características de los movimientos sísmicos del suelo y los espectros de respuesta asociados.

- a) En dicho estudio, sin perjuicio de cumplir con lo establecido por las Normas Aplicables, en su caso, se deben evaluar los rubros siguientes:
 - 1 Sismicidad y geología regionales;
 - 2 Frecuencias esperadas de recurrencia de los sismos;
 - 3 Magnitudes máximas de los eventos sobre las fallas conocidas y las zonas de origen;
 - 4 Localización del sitio con respecto de dichas fallas y si éstas se encuentran activas o no;
 - 5 Efectos de fuentes sísmicas posteriores, en su caso, y
 - 6 Condiciones del suelo.
- b) Con base en la investigación del inciso anterior, se debe determinar el movimiento de suelo considerado como el Sismo Máximo Probable (SMP), que es el movimiento que tiene una probabilidad de 2% de ser excedido en un periodo de 50 años (intervalo promedio de recurrencia de 2 475 años), sujeto a la excepción descrita en el subinciso **110.3.1 c)** de esta NOM.
 - 1 Se deben construir espectros, usando la respuesta de aceleración vertical y horizontal al movimiento del suelo en un sismo SMP, que cubran todo el intervalo de factores de amortiguamiento y los periodos naturales de vibración, incluyendo el factor de amortiguamiento y el periodo del primer modo de vibración del oleaje del GNL contenido en el tanque.

- 2 La aceleración en la respuesta espectral de un sismo SMP para cualquier periodo, T , se tomará del espectro de diseño seleccionado con el amortiguamiento que mejor represente la estructura que se esté investigando.
 - 3 Las ordenadas del espectro de respuesta vertical no deben ser menores de $2/3$ de las correspondientes al espectro horizontal.
- c) Cuando las ordenadas de respuesta espectral probabilista para un espectro de respuesta amortiguada de 5%, con 2% de probabilidad de ser excedido en un periodo de 50 años, en periodos de 0.2 segundos o de 1 segundo, excedan las ordenadas correspondientes del límite determinista mencionado en el subinciso **110.3.1 e)** de esta NOM, se debe considerar que el movimiento del suelo de un sismo SMP es el menor de los siguientes:
- 1 Movimiento probabilista del suelo de un sismo SMP, definido en el subinciso **110.3.1 b)** de esta NOM.
 - 2 Movimiento determinista del suelo del subinciso **110.3.1 d)** de esta NOM, pero no será menor que el límite determinista de movimiento del suelo mencionado en el subinciso **110.3.1 e)** de esta NOM.
- d) Se debe calcular el espectro determinista de respuesta del movimiento del suelo en un sismo SMP al 50% de la aceleración de respuesta espectral mediana, 5% amortiguada, en todos los periodos, que resulte de un sismo característico en una falla activa conocida dentro de la región que se esté investigando.
- e) Se tomará el límite determinista del movimiento del suelo en un sismo SMP como el espectro de respuesta determinado de acuerdo con las Normas Aplicables, por ejemplo NEHRP Recommended provisions for seismic regulation for new Buildings and Other Structures, (FEMA) aplicando un factor de importancia I de 1.0, con el valor S_s (aceleración de respuesta espectral de sismo SMP registrada en periodos cortos) como 1.5 g, y el valor de S_1 (aceleración de respuesta espectral de sismo SMP registrada a 1 segundo), como 0.6 g, para la clase de sitio más representativa de las condiciones del lugar donde estará ubicada la terminal de almacenamiento de GNL.

110.3.2 El tanque de GNL y el sistema de retención deben ser diseñados para los dos niveles de actividad sísmica denominados Sismo de Paro Seguro (SPS) y Sismo de Operación Base (SOB) que se definen como sigue:

- a) El sismo SOB debe representar el espectro de respuesta al movimiento del terreno en el que la aceleración espectral en cualquier periodo debe ser igual a $2/3$ de la aceleración espectral del movimiento del terreno en un sismo SMP, según se definió en el inciso **110.3.1 b)** de esta NOM. El movimiento de terreno en un sismo SOB no debe exceder el movimiento representado por un espectro de respuesta con aceleración amortiguada 5% y que tenga una probabilidad de excedencia de 10% dentro de un periodo de 50 años.
- b) El movimiento de terreno bajo un sismo SPS está representado por un espectro de respuesta con aceleración amortiguada 5% y 1% de probabilidad de excedencia dentro de un periodo de 50 años (intervalo medio de recurrencia de 4 975 años). Sin embargo, la aceleración del espectro de respuesta de un sismo SPS no debe exceder el doble de las aceleraciones espectrales del sismo SOB correspondiente.

110.3.3 Se deben usar los dos niveles de movimiento del suelo definidos en el subinciso **110.3.2** de esta NOM para diseñar, de tal forma que sean resistentes a dichos sismos las estructuras y sistemas siguientes:

- a) El tanque de GNL con su sistema de retención.
- b) Los componentes del sistema necesarios para aislar al tanque de GNL y mantenerlo en un estado de paro seguro.
- c) Las estructuras o sistemas, incluyendo los sistemas contra incendio, cuya falla pudiera afectar la integridad de los sistemas indicados en los subincisos **110.3.3 a)** y **b)** anteriores.

110.3.3.1 Las estructuras y sistemas se deben diseñar para que permanezcan operables durante y después de un sismo SOB.

110.3.3.4 El diseño para sismo SPS debe asegurar que no habrá pérdida en la capacidad de contención del contenedor primario y que será posible aislar y mantener el contenedor de GNL durante y después de un sismo SPS.

110.3.4 El sistema de retención debe diseñarse, como mínimo, para resistir un sismo SPS estando vacío, y un sismo SOB cuando contenga el volumen V especificado en los incisos **108.2.1** y **108.2.2** de esta NOM.

110.3.5 Después de un sismo SOB o un sismo SPS no debe haber pérdida de capacidad de almacenamiento de los tanques.

110.3.6 Un tanque de GNL debe diseñarse para un sismo SOB y se debe hacer un análisis para comprobar el límite de esfuerzos para el sismo SPS, para asegurar que cumple con lo dispuesto por el inciso **110.3.3** de esta NOM.

110.3.6.1 Los análisis de sismo SOB y de sismo SPS deben incluir el efecto de la presión del líquido sobre la estabilidad al pandeo.

110.3.6.2 Los esfuerzos para el sismo SOB deben apegarse a las Normas Aplicables.

110.3.6.3 Los esfuerzos para el sismo SPS deben tener los límites siguientes:

- a) En contenedores metálicos, se permite que los esfuerzos lleguen a la Resistencia Mínima a la Cedencia Especificada (RMCE) para las condiciones de tensión y al pandeo crítico para la condición de compresión.
- b) En contenedores de concreto presforzado, los esfuerzos circunferenciales axiales debidos a cargas no consideradas no deben exceder el módulo de ruptura, en condiciones de tensión, y 60% de la resistencia a la compresión especificada para el concreto en 28 días, para la condición de compresión.
- c) Los esfuerzos en fibra extrema debidos a fuerzas axiales y circunferenciales flexionantes combinadas, debidos a cargas no consideradas, no deben exceder el módulo de ruptura para condiciones de tensión, y 69% de la resistencia a la compresión especificada para el concreto en 28 días, para la condición de compresión.
- d) Los esfuerzos circunferenciales de tensión no deben exceder el esfuerzo de fluencia en refuerzo no presforzado, y 94% del esfuerzo de fluencia en refuerzo presforzado suponiendo una sección agrietada.

110.3.7 Después de un evento sísmico SPS, se debe vaciar el tanque de GNL e inspeccionarse antes de reanudar las operaciones de llenado del tanque.

110.3.8 El diseño del tanque de GNL y sus componentes asociados debe incorporar un análisis dinámico de los esfuerzos que incluya los efectos de contención y de oleaje del líquido contenido.

- a) Se debe incluir la flexibilidad del tanque con la deformación por cortante en la determinación de la respuesta del tanque.
- b) Para un tanque no soportado en un estrato de roca, se debe incluir la interacción de la estructura y el suelo de conformidad con las Normas Aplicables.
- c) Cuando el tanque esté soportado en pilotes, en el análisis se debe tener en cuenta la flexibilidad del sistema de pilotes.

110.4 Diseño sísmico de tanques de acero estacionarios

110.4.1 Los tanques de acero diseñados y contruidos de acuerdo con las Normas Aplicables en fábricas especializadas remotas, así como su sistema de soporte se deben diseñar para soportar las fuerzas dinámicas asociadas con las aceleraciones horizontal y vertical, como sigue:

Fuerza horizontal:

$$F = Z_c \times W$$

Fuerza vertical de diseño:

$$P = (2/3) \times Z_c \times W$$

En donde:

Z_c = coeficiente sísmico, igual a $0.60 S_{DS}$.

S_{DS} = aceleración espectral máxima de diseño determinada de acuerdo con las Normas Aplicables aplicando un factor de importancia I de 1.0, para la clase de sitio más representativa de las condiciones bajo la superficie del sitio donde esté ubicada la instalación de GNL.

W = el peso total del tanque y de su contenido.

- a) Se debe usar este método de diseño sólo cuando el periodo natural T de vibración del tanque construido en fábrica y su sistema de soporte sea menor de 0.06 segundos.
- b) Para periodos de vibración mayores de 0.06 segundos, se debe seguir el método de diseño descrito en los incisos **110.3.1** a **110.3.4** de esta NOM.

110.4.2 El tanque y sus soportes se deben diseñar para resistir las fuerzas sísmicas resultantes en combinación con las cargas de operación, usando los esfuerzos admisibles de acuerdo con las Normas Aplicables aplicados para el diseño del tanque y de sus soportes.

110.4.3 En el sitio de ubicación de la Terminal de GNL se debe contar con instrumentación capaz de medir el movimiento del suelo al cual estén sometidos los tanques.

110.5 Cargas de viento y nieve

Los tanques de almacenamiento de GNL deben estar diseñados para resistir, sin pérdida de su integridad estructural y funcional, las cargas de viento y nieve determinadas de acuerdo con las Normas Aplicables, entre las cuales se debe incluir al menos las siguientes:

110.5.1 El efecto directo de las fuerzas del viento.

110.5.2 La diferencia de presión entre el interior y el exterior de una estructura de confinamiento de GNL.

110.5.3 El impacto y penetración de proyectiles impulsados por el viento.

110.5.4 Las fuerzas del viento para el sitio específico de una Terminal de GNL deben estar basadas en lo siguiente:

110.5.4.1 Para los tanques metálicos hechos en fábrica con capacidad hasta 265 m³, las cargas de viento se calculan de acuerdo con las Normas Aplicables.

110.5.4.2 Para tanques de mayor capacidad y otras estructuras se deben asumir las condiciones siguientes:

- a) Un viento con una velocidad sostenida no menor de 240 km/h a menos que el permisionario justifique que se puede utilizar una velocidad menor.
- b) Cuando existan datos adecuados del viento y se cuente con una metodología probabilista confiable, se debe usar la combinación de duración y velocidad del viento más desfavorable por su efecto sobre la estructura, teniendo una probabilidad de ser excedida menor o igual que 0.5% en un periodo de 50 años.

110.6 Aislamiento del contenedor primario

110.6.1 El aislamiento debe ser incombustible, debe contener una barrera de vapor o ser barrera de vapor en forma inherente, no debe contener agua y debe resistir la desintegración ocasionada por los chorros de agua contra incendio.

- a) Donde se use una cubierta externa para soportar material de aislamiento a granel suelto, dicha cubierta externa debe ser de acero o de concreto.
- b) En prueba a la intemperie debe tener un índice de propagación de flama no mayor de 25 de conformidad con NFPA 255.

110.6.2 El espacio entre la pared interior y la pared exterior del contenedor primario debe tener aislamiento incombustible compatible con las propiedades fisicoquímicas del GNL y el gas natural, y cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Un incendio externo a la pared exterior no debe causarle deterioro importante a su conductividad térmica, por causas tales como fusión o asentamiento.
- b) Cuando la pared interior sea tipo membrana, el aislamiento debe tener la resistencia mecánica suficiente para transmitir el apoyo de la pared exterior a la pared interior.
- c) El aislamiento del fondo que soporte la carga, se debe diseñar e instalar de tal manera que su agrietamiento debido a esfuerzos térmicos y mecánicos no ponga en riesgo la integridad del tanque.

- d) Solamente los materiales utilizados entre los fondos (pisos) del contenedor interior y contenedor exterior pueden ser no incombustibles, pero deben cumplir con lo siguiente:
- 1 El índice de propagación de flama no debe exceder 25, de conformidad con NFPA 255, y no debe mantener una combustión continua progresiva en el aire.
 - 2 La superficie exterior y las superficies que quedan expuestas al ser cortado el material en cualquier plano, deben tener un índice de propagación de flama no mayor de 25 de conformidad con NFPA 255, ni deben mantener una combustión continua progresiva en el aire.
 - 3 Se debe demostrar mediante pruebas que las propiedades de combustión del material no deben cambiar en forma sustancial como resultado de una exposición prolongada al GNL o al gas natural a la presión y temperatura de servicio previstas.
 - 4 El material aislante una vez instalado, puede ser purgado de gas natural.
 - 5 La cantidad de gas natural que quede después del purgado debe ser insignificante y no debe aumentar la combustibilidad del material.

110.7 Volumen de llenado. Los tanques diseñados para trabajar a presiones mayores de 103.4 kPa deben tener uno o varios dispositivos que eviten que el tanque se llene totalmente de líquido o que cubra con líquido la entrada a los dispositivos de alivio cuando la presión en el tanque alcance la presión preestablecida en los dispositivos de relevo bajo todas las condiciones de operación.

110.8 Cimientos

110.8.1 Los tanques de GNL se deben instalar sobre cimientos diseñados y contruidos de acuerdo con las prácticas reconocidas de la ingeniería estructural.

110.8.2 Antes de iniciar el diseño y la construcción del cimiento, se debe hacer un estudio de mecánica de suelos para determinar las propiedades estratigráficas y físicas de los suelos subyacentes al sitio.

110.8.3 En el diseño y construcción de los cimientos se deben considerar las cargas derivadas de las condiciones específicas del sitio, por ejemplo, las cargas derivadas de inundación, viento y sísmicas.

110.8.4 La base del tanque exterior debe estar sobre el nivel freático, o bien protegerse del contacto del agua freática en cualquier momento.

110.8.5 El material de la base exterior del tanque, en contacto con el suelo, debe tener las características siguientes:

- a) Seleccionarse para minimizar la corrosión.
- b) Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión.
- c) Contar con un sistema de protección catódica.

110.8.6 Cuando un tanque exterior esté en contacto con el suelo, se debe instalar un sistema de calentamiento que evite que la isoterma de 273.15 K (0°C) alcance al suelo.

- a) El sistema de calentamiento se debe diseñar para permitir monitorear el funcionamiento y la eficiencia de dicho sistema.
- b) Se debe dar atención especial y tratar por separado al sistema de calefacción en zonas donde haya una discontinuidad en los cimientos, por ejemplo, para tuberías en la base del tanque.
- c) El sistema de calefacción se debe instalar de manera que se pueda reemplazar cualquier elemento de calefacción o sensor de control de temperatura.
- d) Se deben incorporar medios de protección para los efectos adversos de la acumulación de humedad que puedan causar corrosión galvánica u otras formas de deterioro dentro del conducto o del elemento calefactor.

110.8.7 Cuando los cimientos se diseñen de manera tal que proporcionen circulación de aire, en vez del sistema de calefacción, la base del tanque exterior debe ser de un material compatible con las temperaturas a las que pueda estar sometido.

110.8.8 Se debe instalar un sistema de monitoreo de la temperatura en la base del tanque, con capacidad para medir la temperatura en puntos predeterminados sobre toda el área superficial, con el objeto de verificar la eficiencia del aislamiento de la base y, en su caso, del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque. Este sistema se usará para efectuar un estudio de temperaturas de la base del tanque a los seis meses de que éste haya sido puesto en servicio, y después cada año, posterior a un SOB y después de que haya indicios de un área anormalmente fría.

110.8.9 Se debe revisar en forma periódica el asentamiento de los cimientos del tanque de GNL durante la vida de la instalación, incluyendo durante su construcción, prueba hidrostática, puesta en servicio y operación. Todo asentamiento mayor que el previsto en el diseño de los cimientos se debe investigar con el objeto de tomar las acciones correctivas necesarias.

110.9 Tanques metálicos

110.9.1 Los tanques metálicos deben tener pared doble, con el contenedor interior para contener el GNL rodeado por aislamiento criogénico contenido por el contenedor exterior; adicionalmente, los tanques metálicos deben cumplir con las Normas Aplicables.

110.9.2 Tanques diseñados para operar hasta 103.4 kPa o menos. Los contenedores soldados diseñados para una presión no mayor de 103.4 kPa deben apegarse a las Normas Aplicables, por ejemplo, API 620, apéndice Q. Se requiere inspección radiográfica de 100% de la longitud de todas las soldaduras a tope, horizontales y verticales, relacionadas con la pared del contenedor.

110.9.3 Tanques diseñados para operar a más de 103.4 kPa. Estos tanques son de pared doble formada por un contenedor interior para el GNL rodeado por aislamiento criogénico contenido por un contenedor exterior.

110.9.3.1 El contenedor interior debe ser de construcción soldada y apegarse a las Normas Aplicables, por ejemplo, ASME Boiler and Pressure Vessel Code.

- a) En caso de aislamiento por vacío, la presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida, más 101 kPa para tener en cuenta el vacío, más la carga hidrostática del GNL.
- b) En caso de un aislamiento que no esté al vacío, la presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida más la carga hidrostática del GNL.
- c) Se debe evacuar o purgar el GNL del aislamiento criogénico.
- d) El contenedor interior se debe diseñar para la combinación más crítica de cargas que resulte de la presión interna y de la altura del líquido, la presión estática del aislamiento, la presión del aislamiento al dilatarse el contenedor después de un periodo en servicio, la presión de purga, la de operación del espacio entre los contenedores interior y exterior, y la relativa a las cargas sísmicas.

110.9.3.2 El contenedor exterior debe ser de construcción soldada y se permite utilizar cualquier acero al carbono cuyas propiedades fisicoquímicas permitan utilizarlo a temperatura igual o mayor que la temperatura mínima admisible de operación, de conformidad con las Normas Aplicables, o aquellos materiales que tengan un punto de fusión inferior a 1366.15 K (1093 °C), cuando el contenedor esté enterrado o se encuentre arriba del nivel del suelo.

- a) Cuando se use aislamiento por vacío, el contenedor exterior debe diseñarse de conformidad con las Normas Aplicables, usando una presión externa no menor de 103.4 kPa.
- b) Las tapas y los contenedores exteriores esféricos, formados por segmentos o gajos unidos mediante soldadura, se deben diseñar apegándose a las Normas Aplicables usando una presión externa de 103.4 kPa.
- c) La Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) se debe especificar para todos los componentes.
- d) El contenedor exterior debe tener un dispositivo de relevo de la presión interna. El área de descarga del mismo debe ser cuando menos 0.0034 cm²/kg de capacidad de agua del contenedor interior, pero dicha área no debe ser mayor de 2000 cm². El dispositivo debe funcionar a una presión no mayor que la menor de las siguientes: la presión interna de diseño del contenedor exterior, la presión externa de diseño del contenedor interior o 172 kPa.
- e) Se deben instalar barreras térmicas para prevenir que la temperatura del contenedor exterior alcance un valor menor que la temperatura de diseño.
- f) Se deben instalar barreras o revestimientos adecuados en la parte externa del contenedor exterior para evitar la penetración de agua o humedad en el espacio de aislamiento entre los contenedores.
- g) Los soportes y patas de los tanques se deben diseñar de acuerdo con las Normas Aplicables. Se deben tener en cuenta las cargas relativas al transporte, la construcción del tanque, así como las cargas inducidas por las condiciones ambientales tales como las sísmicas, eólicas y térmicas.
- h) Los cimientos y soportes se deben diseñar y proteger para tener una calificación de resistencia al fuego no menor de 2 h. Si se usa aislamiento para satisfacer este requisito, éste debe ser resistente a la desintegración ocasionada por los chorros de agua contra incendio.

110.9.3.3 Se deben minimizar las concentraciones de esfuerzos sobre materiales ocasionadas por el sistema de soporte usando dispositivos tales como placas y anillos de carga.

110.9.3.4 Se debe tener en cuenta la dilatación y la contracción del contenedor interior en el cálculo de esfuerzos y se debe diseñar el sistema de soporte de tal forma que los esfuerzos resultantes impartidos a los contenedores interior y exterior se mantengan dentro de los límites admisibles.

110.9.3.5 La tubería colocada dentro del espacio del aislamiento, entre los contenedores interior y exterior, se debe diseñar para la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) del contenedor interior, teniendo en cuenta los esfuerzos térmicos.

- a) No se permiten fuelles dentro del espacio del aislamiento.
- b) La tubería debe ser de materiales adecuados para operar a 101.15 K (-172°C).
- c) Ninguna tubería que conduzca GNL, externa al contenedor exterior, debe ser de aluminio, cobre o aleación de cobre, a menos que esté protegida contra exposición al fuego durante 2 h.
- d) Pueden utilizarse juntas de transición.

110.9.3.6 El contenedor interior se debe fijar en forma concéntrica al contenedor exterior, mediante un sistema de soportes que sea capaz de resistir la carga máxima de las descritas en los puntos siguientes:

- a) Las cargas ocasionadas por el embarque y transporte del contenedor. Los soportes se deben diseñar aplicando el valor máximo de aceleración previsto expresado como número G (en función de la aceleración de la gravedad g) multiplicado por la masa vacía del contenedor interior.
- b) Las cargas debidas a la operación. Los soportes se deben diseñar para la masa total del contenedor interior, más las cargas máximas adicionales. Asimismo, se deben incluir los factores sísmicos adecuados que resulten del estudio sísmico correspondiente. La masa del líquido contenido se debe basar en la densidad máxima del GNL especificado, dentro del intervalo de las temperaturas de operación, pero la densidad mínima debe ser 470 kg/m³.

110.9.3.7 El esfuerzo de diseño máximo admisible en los elementos de soporte debe ser el menor de 1/3 de la resistencia mínima especificada a la tensión, o 5/8 de la Resistencia Mínima a la Cedencia Especificada (RMCE) a temperatura ambiente.

110.9.3.8 Para los elementos roscados se debe usar el área mínima en la raíz de la rosca para calcular los esfuerzos.

110.10 Contenedores de concreto

110.10.1 Estructura de concreto presforzado. Este inciso se debe aplicar al diseño y construcción de contenedores de concreto presforzado para cualquier presión de operación, tenga aislamiento exterior o interior, y para contenedores protectores de concreto presforzado que rodeen cualquier tipo de contenedor.

- a) El diseño de los contenedores de concreto debe cumplir con las Normas Aplicables.
- b) Los esfuerzos admisibles considerados bajo condiciones normales de diseño se deben basar en los valores mínimos especificados de resistencia a temperatura ambiente.
- c) Los esfuerzos de tensión (sin tener en cuenta los efectos directos de temperatura y de contracción) en las varillas de refuerzo de acero al carbono que están sometidas a las temperaturas del GNL, se deben limitar a los esfuerzos admisibles mencionados en la tabla 110.10.2 c) de esta NOM.

Tabla 110.10.2 c) Esfuerzo admisible en las varillas de refuerzo

Descripción y No. de varilla ASTM A 615	Esfuerzos máximos admisibles
	MPa
No. 4 y menores	82.7
Nos. 5, 6 y 7	68.9
No. 8 y mayores	55.2

El alambre o los cables de acero, indicados en el subinciso **110.10.2 d)** de esta NOM y usados como refuerzo no presforzado, se deben diseñar con un esfuerzo máximo admisible como sigue:

- 1 Aplicaciones de control de agrietamiento: 207 MPa.
- 2 Otras aplicaciones: 552 MPa

110.10.2 Materiales sometidos a la temperatura del GNL

- a) El concreto debe cumplir con lo establecido en las Normas Aplicables. Se deben realizar mediciones de la resistencia a la compresión y del coeficiente de contracción para el concreto a la temperatura baja de diseño, a menos que se disponga de datos de mediciones anteriores de estas propiedades.
- b) Los agregados deben cumplir con las Normas Aplicables. Los agregados deben tener constitución y propiedades químicas y físicas adecuadas para obtener un concreto de alta resistencia y duración.
- c) El mortero neumático debe apegarse a las Normas Aplicables.
- d) Los elementos de alta resistencia a la tensión (tendones) para concreto presforzado, deben cumplir con las Normas Aplicables.
- e) Los materiales de los anclajes permanentes en los extremos de los tendones para concreto presforzado deben mantener sus propiedades estructurales a la temperatura del GNL.
- f) El acero de refuerzo para el concreto reforzado debe cumplir con las Normas Aplicables.
- g) No se deben desarrollar esfuerzos apreciables de tensión bajo cualquier condición de carga de diseño en las secciones donde están incorporadas barreras metálicas no estructurales que funcionan en conjunto en el concreto presforzado y que están en contacto directo con el GNL durante la operación normal. El metal de dichas barreras metálicas debe cumplir con las Normas Aplicables.
- h) Protección del fondo del espacio entre contenedores. Se debe instalar una protección de acero criogénico que proteja el fondo y los ángulos inferiores con una altura mínima de 5 m de la pared lateral interior del contenedor secundario cuando éste es de concreto, con objeto de prevenir los efectos de un derrame de GNL en el espacio entre contenedores.
- i) El espacio entre los contenedores primario y secundario de un tanque de GNL se debe llenar con aislamiento rígido.

110.10.3 Construcción, inspección y pruebas.

- a) Los contenedores de concreto para contener el GNL se deben construir, inspeccionar y probar de acuerdo con las Normas Aplicables.
- b) Los componentes metálicos se deben construir y probar de acuerdo con las Normas Aplicables.
- c) Los demás materiales que se usen en la construcción de contenedores de concreto para GNL se deben calificar antes de usarlos, de acuerdo con las Normas Aplicables.

110.11 Identificación de los tanques de GNL

110.11.1 Se debe identificar cada uno de los tanques mediante una placa de datos hecha de material anticorrosivo, ubicada en un lugar accesible y que contenga la información siguiente:

- a) Nombre del fabricante y fecha de fabricación.
- b) Capacidad líquida nominal en metros cúbicos.
- c) Presión de diseño para gas metano en la parte superior del tanque.
- d) Densidad máxima permitida del líquido que se almacenará para el volumen total del tanque.
- e) Nivel máximo de llenado con el líquido que se almacenará.
- f) Nivel máximo de llenado con agua para prueba hidrostática, en su caso.
- g) Temperatura mínima en grados Celsius para la cual se diseñó el tanque.

110.11.2 Los tanques deben tener identificados todos los orificios con la descripción de la función del orificio. Las identificaciones deben permanecer visibles aun en caso de que se presente escarcha.

110.12 Pruebas de tanques de GNL.

110.12.1 Se deben realizar pruebas de hermeticidad de conformidad con las Normas Aplicables a fin de comprobar que los contenedores no presentan fugas. Deben repararse todas las fugas identificadas en los contenedores y volver a realizar la prueba de hermeticidad hasta que se asegure que los contenedores no presentan fugas.

110.12.2 Los tanques diseñados para una operación a presión superior a 103.4 kPa se deben probar de acuerdo con las Normas Aplicables.

- a) Los tanques fabricados en fábricas remotas deben pasar una prueba de hermeticidad, de acuerdo con las Normas Aplicables, realizada en la fábrica antes de embarcar hacia la Terminal de GNL.
- b) Los tanques deben transportarse con gas inerte a una presión mínima de 69 kPa.
- c) El contenedor interior y el contenedor exterior construidos en el sitio deben pasar una prueba de hermeticidad de acuerdo con las Normas Aplicables.
- d) La tubería asociada debe ser probada de acuerdo con la sección **112.7.2** de esta NOM.
- e) Los tanques y el sistema de tubería asociado deben pasar una prueba de hermeticidad antes de llenar el tanque con GNL.

110.12.3 Después de que hayan concluido las pruebas de aceptación, no se debe realizar ningún trabajo de soldadura en campo en los tanques de GNL. Se tendrá que volver a realizar una prueba de hermeticidad de acuerdo con las Normas Aplicables después de que se realice alguna reparación o modificación cuando dicha reparación o modificación altere el equipo o instalaciones verificados y requiera una prueba nueva para verificar el elemento afectado y demostrar que la modificación o reparación ha sido adecuada.

110.12.4 Purgado y enfriado de tanques. Antes de que un tanque de GNL se ponga en servicio se debe purgar y enfriar de acuerdo con los incisos **116.2.5** y **116.2.6** de esta NOM.

110.13 Dispositivos de relevo

110.13.1 Los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y vacío de acuerdo con las Normas Aplicables.

110.13.2 Los dispositivos de seguridad deben comunicarse directamente con la atmósfera.

110.13.3 Se deben instalar dispositivos de relevo de vacío si el tanque puede estar expuesto a una condición de vacío que sobrepase aquella para la que fue diseñado.

110.13.4 Cada válvula de relevo de presión o de vacío de los tanques de GNL debe poder aislarse del tanque para mantenimiento o para cualquier otro fin por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo.

- a) Estas válvulas de cierre deben poder ajustarse o bloquearse en la posición abierta.
- b) Se debe instalar el número adecuado de válvulas de relevo de presión y de vacío en el tanque de GNL para permitir que cada una se aisle individualmente a fin de realizar pruebas o dar mantenimiento a la vez que se conservan las condiciones de equilibrio requeridas.
- c) En caso de requerirse sólo una válvula de seguridad, se debe instalar ya sea un puerto de apertura con una válvula de tres vías que conecte la válvula de relevo y su reserva al tanque, o dos válvulas de relevo conectadas por separado al tanque, cada una con una válvula.
- d) No se debe cerrar más de una válvula de relevo a la vez.
- e) Se deben diseñar e instalar chimeneas o respiraderos de descarga de la válvula de relevo a fin de evitar la acumulación de agua, hielo, nieve, o cualquier otro material y la descarga debe ser vertical hacia arriba.

110.13.5 Determinación del tamaño de los dispositivos de relevo de presión

- a) Relevo de presión. La capacidad de los dispositivos de relevo de presión debe considerar, entre otras, las causas de aumento de presión siguientes:
 - 1 Exposición al fuego de acuerdo con el inciso **110.13.7** de esta NOM.
 - 2 Alteración en la operación, tal como falla en un dispositivo de control.
 - 3 Otras circunstancias resultado de fallas en el equipo o errores de operación.
 - 4 Desplazamiento de vapores durante el llenado.
 - 5 Evaporación súbita durante el llenado como consecuencia de la mezcla de productos de composición diferente o de las condiciones termodinámicas del flujo de llenado a su entrada en el tanque.

- 6 Pérdida de refrigeración o falla del dispositivo de extracción de vapor generado por ebullición.
- 7 Flujo de calor de la bomba de recirculación.
- 8 Caída de la presión barométrica.
- b) Los dispositivos de relevo de presión deben tener capacidad suficiente para liberar el flujo individual mayor o el que resulte de cualquier combinación de flujos probable.
- c) El flujo mínimo para aliviar la presión en kg/h no debe ser menor a 3% del contenido total del tanque en 24 h.

110.13.6 Determinación del tamaño de los dispositivos de relevo de vacío.

110.13.6.1 La capacidad de los dispositivos de rompimiento de vacío se debe determinar con base en las causas de disminución de presión siguientes:

- a) Retiro de líquido o vapor a flujo máximo.
- b) Elevación en la presión barométrica.
- c) Reducción de presión en el espacio de vapor como resultado de llenado con líquido subenfriado.

110.13.6.2 Los dispositivos de relevo de vacío deben tener capacidad suficiente para aliviar el flujo determinado por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias probable, menos la tasa de vaporización que se produce por la ganancia de calor normal mínima en el GNL del tanque.

110.13.6.3 No se permite acreditar la capacidad de relevo de vacío por la represurización de gas ni por los sistemas de acumulación de vapores.

110.13.7 Exposición al fuego. La capacidad de relevo de presión del vapor requerida por exposición al fuego se debe calcular conforme a la fórmula siguiente:

$$H = 71\,000\,FA^{0.82} + H_n$$

En donde:

H = flujo total de calor en Watt.

H_n = flujo normal de calor en tanques refrigerados en Watt.

A = área de superficie húmeda expuesta del tanque en m^2

F = factor ambiental de la tabla 110.13.7 siguiente.

Tabla 110.13.7 Factores ambientales

Base	Factor F
Tanque base	1.0
Instalaciones para la aplicación de agua	1.0
Instalaciones para el despresurizado y vaciado	1.0
Tanque subterráneo	0
Aislamiento o protección térmica (métrica)	$F = U (904 - T_f) / 71\,000$

Nota: U es el coeficiente total de transferencia de calor en $[W/(m^2 \cdot ^\circ C)]$ del sistema de aislamiento usando el valor promedio para el rango de temperatura de T_f a $+904^\circ C$. T_f es la temperatura del contenido del tanque en condiciones de relevo, $^\circ C$.

- a) El área de superficie húmeda expuesta será el área que llegue a una altura de 9.15 m sobre el nivel del suelo.
- b) El aislamiento debe ser incombustible, capaz de resistir la fuerza del chorro ocasionada por el equipo contra incendio y conservar sus propiedades fisicoquímicas a temperaturas superiores a 811 K ($538^\circ C$). Si el aislamiento no cumple con estos criterios, no se considerará efecto por el aislamiento.

- c) La capacidad de relevo se debe determinar por la fórmula siguiente:

$$W = \frac{H}{L}$$

En donde:

W = capacidad de relevo en g/s del vapor producido en condiciones de relevo.

H = flujo de calor afluente total en watt.

L = calor latente de vaporización del líquido almacenado a la presión y temperatura de relevo, en J/g

- d) Una vez que se ha determinado la capacidad de alivio, W, se debe calcular el flujo de aire equivalente a partir de la fórmula siguiente:

$$Q_a = 0.93W \frac{\sqrt{TZ}}{\sqrt{M}}$$

En donde:

Q_a = la capacidad de flujo equivalente del aire, m³/h a 288.15 K (15 °C) y 101 kPa

W = capacidad de relevo en g/s del vapor producido en condiciones de relevo

Z = factor de compresibilidad del vapor producido en condiciones de relevo

T = temperatura absoluta del vapor producido en condiciones de relevo, en K

M = masa molecular del vapor producido, en g/gmol

111 Sistema de vaporización

111.1 Clasificación de vaporizadores

- a) Si la temperatura de la fuente de calor natural sobrepasa 373.15 K (100 °C), se deben utilizar vaporizadores con fuente de calor remota.
- b) Si la fuente de calor natural está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un medio de transporte de calor controlable entre la fuente y el intercambiador, se considera que el vaporizador es de fuente de calor remota y se aplican las disposiciones para este tipo de vaporizador.

111.2 Diseño y materiales

111.2.1 Los vaporizadores deben ser diseñados, contruidos e inspeccionados de acuerdo con las Normas Aplicables, por ejemplo, ASME BPVC sección VIII, considerando un rango de temperatura de operación de los vaporizadores entre 111.15 K y 310.85 K (– 162 °C y 37.7 °C)

111.2.2 Los intercambiadores de calor del vaporizador deben estar diseñados para una presión de operación igual a la que resulte mayor de la presión máxima de descarga de la bomba de GNL o la presión máxima del sistema del tanque presurizado que alimenta a los intercambiadores.

111.3 Tubería y válvulas de los vaporizadores

111.3.1 La válvula de descarga de cada vaporizador, las válvulas de relevo y los componentes de la tubería instalados aguas arriba desde dicha válvula de descarga, deben ser diseñadas para operar a la temperatura del GNL 105.15 K (–168 °C).

111.3.2 El sistema debe contar con un equipo automático de control para prevenir la descarga de GNL o de gas dentro del cabezal de distribución aguas abajo a una temperatura inferior o superior a la temperatura de diseño de dicho cabezal. Este equipo automático de control debe ser independiente de cualquier otro sistema de control de flujo y debe contar con válvulas en la línea para usarse sólo en una emergencia.

111.3.3 El cabezal de distribución aguas abajo debe contar con tubería de la misma especificación para operar a la temperatura del GNL 105.15 K (–168 °C) aguas abajo de los equipos automáticos de detección y hasta la válvula de bloqueo automático del cabezal de distribución.

111.3.4 Para aislar un vaporizador conectado en paralelo cuando no opera, éste debe contar con doble válvulas y venteo de tal manera que el GNL o el gas natural que pueda acumularse entre dichas válvulas o cualquier acumulación debido a otro cierre doble pueda ser dirigido mediante tubería hasta el sistema cerrado de descarga.

111.3.5 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con un dispositivo para interrumpir el proceso de transferencia de calor al GNL. Este dispositivo debe contar con control local y remoto.

- a) Donde el vaporizador está separado 15 m o más de la fuente de calor, el control remoto debe estar a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.
- b) Donde el vaporizador está separado menos de 15 m de la fuente de calor, debe contar con una válvula automática de corte en la línea del fluido de calentamiento separada al menos 3 m del vaporizador. Esta válvula deberá cerrarse cuando se detecte alguna de las señales siguientes:
 - 1 Pérdida de presión en la línea (flujo excesivo)
 - 2 Fuego detectado por el sistema de detección de gas y fuego en las inmediaciones del vaporizador
 - 3 Baja temperatura en la línea de descarga del vaporizador
- c) Si la instalación es asistida por personal, el control para la operación manual de la válvula automática de corte debe estar separado al menos 15 m del vaporizador

111.3.6 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con una válvula de corte en la línea de GNL a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.

- a) Si el vaporizador está dentro de un edificio, la distancia se mide desde dicho edificio.
- b) Esta válvula puede ser la válvula de corte de la salida del tanque de almacenamiento de GNL o una válvula específica para esta función.

111.3.7 Donde los vaporizadores con fuente de calor propia o fuente de calor ambiental están separados a 15 m o menos de un tanque de almacenamiento de GNL, dichos vaporizadores deben tener una válvula automática de corte en la línea de GNL.

- a) Esta válvula deberá estar separada al menos 3 m del vaporizador y deberá cerrarse cuando se detecte alguna de las señales siguientes:
 - 1 Pérdida de presión en la línea (flujo excesivo)
 - 2 Fuego detectado por el sistema de detección de gas y fuego en las inmediaciones del vaporizador.
 - 3 Baja temperatura en la línea de descarga del vaporizador
- b) Si la instalación es asistida por personal, el control de la válvula automática de corte debe estar separado al menos 15 m del vaporizador.

111.3.8 Cuando en un vaporizador con fuente de calor remota se utiliza un fluido intermedio inflamable, dicho vaporizador debe contar con válvulas de corte en ambas líneas, caliente y fría, del sistema de fluido intermedio. El control de las válvulas debe estar a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.

111.4 Dispositivos de relevo de vaporizadores. Cada vaporizador debe contar con válvulas de relevo de seguridad dimensionadas de acuerdo con los requisitos siguientes:

111.4.1 Para vaporizadores con fuente de calor propia o con fuente de calor de proceso, las válvulas de relevo deben descargar el 110% de la capacidad nominal de flujo de gas sin que la presión exceda 10% por encima de la presión de operación máxima permisible del vaporizador.

111.4.2 Para vaporizadores con fuente de calor ambiental, las válvulas de relevo deben descargar el 150% de la capacidad nominal de flujo de gas especificada para condiciones de operación normal, sin que la presión exceda 10% la Máxima Presión de Operación Permisible del vaporizador.

111.4.3 Para las válvulas de relevo a la salida del vaporizador que descarguen al ambiente a un sitio seguro, éstas deben contar con sistemas de atenuación de ruido para no exceder los límites permitidos.

111.4.4 Las válvulas de relevo para vaporizadores con fuente de calor propia deben estar localizadas de tal forma que no estén sujetas a temperaturas que excedan 333.15 K (60°C) durante su operación normal a menos que hayan sido diseñadas para operar a temperaturas más elevadas.

111.5 Suministro de aire de combustión.- El aire de combustión requerido para la operación de vaporizadores con fuente de calor integral o para la fuente de calor primaria de vaporizadores con fuente de calor remota, debe suministrarse del exterior de un edificio o estructura completamente cerrada.

111.6 Deben tomarse las medidas necesarias para evitar la acumulación de productos de combustión peligrosos cuando se instalen vaporizadores con fuente de calor integral o se instale la fuente de calor primaria de los vaporizadores con fuente de calor remota en edificios.

112 Sistemas de tuberías y sus componentes

112.1 Generalidades

112.1.1 El diseño de los sistemas de tuberías debe apegarse a lo establecido en las Normas Aplicables, por ejemplo ASME B 31.3. En este capítulo se especifican requisitos adicionales que deben cumplir los sistemas de tubería y componentes que conducen líquidos y gases inflamables.

112.2 Requisitos de diseño sísmico

112.2.1 Para el diseño sísmico, las tuberías de la terminal de GNL se deben clasificar en una de las tres categorías sísmicas siguientes:

- a) Categoría I: Tuberías soportadas por los tanques de GNL, las tuberías de las válvulas del Sistema de Paro de Emergencia y las tuberías de agua contra incendio.
- b) Categoría II: Tuberías que conducen GNL y gases inflamables.
- c) Categoría III: Tuberías no incluidos en las Categorías I y II anteriores.

112.2.1.1 Las tuberías Categoría I deben diseñarse para el Sismo de Operación Base (SOB) y Sismo de Paro Seguro (SPS) determinados de conformidad con los párrafos **a)** y **b)** del inciso **110.3.2** de esta NOM. Para el diseño no se deben aplicar modificaciones a la respuesta del sismo SOB.

112.2.1.2 Las tuberías Categoría II deben diseñarse para el sismo de diseño de acuerdo con ASCE 7. Puede usarse un factor de modificación de respuesta $R_p = 6$ como máximo. Debe aplicarse un valor de importancia $I_p = 1.5$

112.2.1.3 Las tuberías Categoría III deben diseñarse para el sismo de diseño de acuerdo con ASCE 7. Puede usarse un factor de modificación de respuesta $R_p = 6$ como máximo. Debe aplicarse un valor de importancia $I_p = 1.0$

112.2.2 Las tuberías deben ser analizadas aplicando un análisis estático equivalente o análisis dinámico que cumpla con ASCE 7. Las cargas del sismo SOB, del sismo SPS y del sismo de diseño se deben combinar con otras cargas aplicando la combinación de cargas de ASCE 7. La rigidez de los soportes de tubería en la dirección de apoyo debe ser incluida en el modelo de análisis de esfuerzos a menos que los soportes puedan ser calificados como rígidos de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) Soportes de tubos de diámetro iguales o mayores de 30 cm deben tener una rigidez mínima de 1 797 kg/mm en la dirección del apoyo.
- b) Soportes de tubos de diámetro iguales o menores de 30 cm deben tener una rigidez mínima de 1 797 kg/mm en la dirección del apoyo.

112.2.3 Los sistemas de tubería y sus componentes deben estar diseñados para soportar los efectos de la fatiga resultantes del ciclo térmico a los que están sujetos. Se debe poner especial atención a los efectos de fatiga ocurridos en cambios de espesor de pared entre tubos, accesorios, válvulas y componentes.

112.2.4 Se deben instalar dispositivos para controlar la expansión y contracción de tuberías y uniones de tuberías debidas a cambios de temperatura, de conformidad con las Normas Aplicables, por ejemplo, ASME 31.3.

112.3 Materiales**112.3.1 General**

112.3.1.1 Todos los materiales de tuberías, inclusive empaques y compuestos para sellar uniones roscadas deben ser compatibles con los líquidos y gases manejados en el rango de temperaturas al que estén sujetos.

112.3.1.2 La tubería que pueda estar expuesta a la temperatura criogénica de un derrame de GNL o de algún refrigerante o a la radiación de un incendio durante una emergencia y esto pueda resultar en una falla de la tubería que incrementara la emergencia de manera significativa, dicha tubería debe cumplir con alguno de los puntos siguientes:

- a) Ser fabricada con materiales que soporten tanto la temperatura normal de operación como las temperaturas extremas a la que podrían estar sujetos durante una emergencia.
- b) Estar protegida por aislamiento térmico u otro medio para retrasar la falla provocada por dichas temperaturas extremas hasta que se pueda implementar una acción correctiva.
- c) Mantenerse aislada con el flujo detenido donde la tubería está expuesta sólo al calor ocasionado por un derrame encendido durante una emergencia.

112.3.1.3 El aislamiento de tuberías usado en áreas donde es necesaria la mitigación de exposición al fuego debe tener un índice de propagación de flama máximo de 25 probado de acuerdo con NFPA 255 y debe mantener las propiedades mecánicas y térmicas necesarias durante una emergencia cuando esté expuesto al fuego, calor, frío o agua.

112.3.2 Tuberías

- a) No se permite usar tubos con soldadura en horno traslapada ni a tope.
- b) En los tubos con soldadura longitudinal o espiral, tanto la soldadura como la zona afectada por el calor deben cumplir con las Normas Aplicables, por ejemplo, sección 323.2.2 de ASME B 31.3.
- c) Los tubos roscados deben ser al menos cédula 80.
- d) Una línea de líquido sobre un tanque de almacenamiento, caja fría u otro equipo grande aislado fuera de la cubierta exterior, cuya falla pudiera liberar una cantidad significativa de fluido inflamable, no puede estar hecha de aluminio, cobre, aleaciones de cobre o un material con un punto de fusión menor de 1366 K (1093 °C).

112.3.3 Accesorios para tubería

- a) No se deben usar tubos, válvulas, ni accesorios de fierro fundido, dúctil o maleable.
- b) Los accesorios para tubería roscada deben ser al menos cédula 80.
- c) Las juntas de transición deben estar protegidas contra exposición al fuego.
- d) Los acoplamientos del tipo compresión no deben utilizarse cuando puedan estar sujetos a temperaturas inferiores a 244.15 K (-29 °C) a menos que cumplan con los requisitos de la Normas Aplicables, por ejemplo, ASME B 31.3, sección 315.
- e) Las válvulas deben cumplir con las Normas Aplicables por ejemplo: ASME B 313 sección 307, ASME B 31.5, ASME B 31.8 o API 6D.

112.3.4 Dobles

- a) Los dobles de tubería en campo deben cumplir con ASME B 31.3 sección 332.
- b) No se permiten dobles en campo de componentes de acero inoxidable serie 300 ni ningún componente de contención criogénico.

112.4 Instalación**112.4.1 Uniones de tubería**

- a) Para tubos de diámetro nominal menor o igual de 50 mm, las uniones pueden ser roscadas, soldadas o bridadas.
- b) Para tubos de diámetro mayor de 50 mm las uniones deben ser soldadas o bridadas.

- c) El número de uniones roscadas o bridadas debe ser mínimo y utilizarse únicamente donde sean necesarias, ya sea por transición de materiales, conexiones de instrumentos o para maniobras de mantenimiento.
- d) Si las uniones roscadas resultan inevitables, deben ser selladas por soldadura o por un medio que posteriormente sea probado.
- e) Donde se usen conexiones roscadas, éstas deben ser selladas con soldadura o selladas por otros medios aprobados mediante prueba, excepto para lo siguiente:
 - 1 Las conexiones de instrumentos donde el calor de la soldadura pudiera causar daño al instrumento.
 - 2 Donde la soldadura de sello pudiera evitar el acceso para mantenimiento.
 - 3 Transiciones de material donde el sello de soldadura no es práctico.
- f) Para las uniones de materiales no similares se deben utilizar bridas o técnicas de unión de transición que hayan sido aprobadas para las condiciones de servicio.
- g) Los empaques deben ser resistentes a la exposición al fuego si está previsto que podrían estar sujetos a esas condiciones.
- h) Para servicio criogénico se debe utilizar soldadura de plata para soldar cobre, aleaciones de cobre y acero inoxidable.

112.4.2 Válvulas

- a) Las válvulas de bonete extendido se deben instalar con sellos de empaque en una posición que evite la filtración o el mal funcionamiento provocado por escarcha.
- b) Si el bonete extendido en una tubería de líquido criogénico se instala a un ángulo mayor de 45° de la vertical hacia arriba, se debe demostrar que no tiene fugas ni escarcha bajo condiciones de operación.
- c) Las conexiones en contenedores, tanques y recipientes deben contar con válvulas de corte tan cerca de ellos como sea posible y deben estar dentro del área de retención. Este requisito no se aplica para conexiones de válvulas de relevo, conexiones para alarmas de nivel y conexiones con brida ciega o tapón.
- d) El diseño e instalación de una válvula interna debe ser tal que cualquier falla de la boquilla de penetración que resulte de una deformación del tubo externo, no alcance al asiento de cierre de dicha válvula.
- e) Los tanques con conexiones mayores de 25 mm de diámetro nominal a través de las cuales pueda escapar el líquido, adicionalmente a las válvulas de corte del párrafo c) anterior, deben estar equipados cuando menos con alguno de los dispositivos siguientes:
 - 1 Una válvula de cierre automático en caso de estar expuesta al fuego.
 - 2 Una válvula de cierre rápido, de control remoto que permanezca normalmente cerrada, con excepción del periodo de operación.
 - 3 Una válvula de no retorno en las conexiones de llenado.
- f) En el sistema de tuberías se deben instalar válvulas de cierre para limitar el volumen de fluido que pueda descargarse en caso de falla de dicho sistema.
- g) El sistema de tuberías debe contar con suficientes válvulas que puedan ser operadas en el sitio donde se encuentran y a control remoto, de manera que permitan cerrar el proceso y los sistemas de transferencia por sistema o por área, o para permitir el paro completo en caso de emergencia.
- h) Las válvulas y sus controles deben diseñarse para permitir la operación a las temperaturas a que serán expuestas en servicio.
- i) Las válvulas de cierre de emergencia de 200 mm o mayor deben contar dispositivos de operación motorizada y manual.

- j) El tiempo de cierre de válvulas de aislamiento con operación motorizada no debe producir un golpe de ariete capaz de producir falla de la tubería o equipo.
- k) El cierre no debe causar esfuerzos en los tubos que puedan resultar en una falla del tubo.
- l) Un sistema de tubería usado para transferencia periódica de fluido criogénico debe contar con un medio para enfriarlo antes de la transferencia.
- m) Se deben instalar válvulas de no retorno en los sistema de transferencia lo más cerca posible al punto de conexión con el sistema que podría producir el flujo en sentido contrario.
- n) En el sistema de tuberías se deben instalar válvulas de cierre rápido para limitar el volumen de fluido que pueda descargarse en caso de falla de dicho sistema.
- o) Las válvulas de las tuberías que conducen GNL o que puedan estar expuestas a la temperatura del GNL en un incidente, deben ser aisladas térmicamente sin que esto afecte su funcionamiento.

112.4.3 Soldadura

- a) Los soldadores deben ser calificados de acuerdo con Normas Aplicables, por ejemplo, ASME B 31.3 sección 328.2
- b) Se deben seleccionar procedimientos de soldadura calificados para soldar materiales probados por impacto, a efecto de minimizar la degradación de las propiedades del material de la tubería a baja temperatura.
- c) Cuando se requiere soldar aditamentos a una tubería más delgada que la usual, se deben seleccionar procedimientos y técnicas para minimizar el peligro de perforación de la pared de la tubería por quemadura.
- d) No se permite el uso de soldadura de gas combustible con oxígeno.

112.5 Soportes de tuberías

- a) Los soportes de tubería y su sistema de aislamiento usados para sostener tuberías cuya estabilidad es esencial para la seguridad de la terminal, deben ser resistentes o estar protegidos contra la exposición al fuego o al escape de líquidos fríos, o a ambos, en caso de estar expuestos a dichos peligros.
- b) Los soportes para tuberías que conducen fluidos criogénicos deben estar diseñados para evitar la transferencia excesiva de calor que puede dar como resultado fallas de la tubería provocadas por la formación de hielo o por fragilidad del acero del soporte causada por las bajas temperaturas.
- c) Durante la instalación del aislamiento térmico se deben evitar espacios vacíos por donde ingrese humedad y se produzca formación de hielo

112.6 Identificación de tuberías

- a) Las tuberías se deben identificar con los colores y señalización que en materia de seguridad establece la NOM-026-STPS-2008.
- b) La pintura utilizada para la identificación debe ser inocua para el material de la tubería.
- c) Los materiales con espesor menor a 6.35 mm no deben ser grabados por estampado o corte.

112.7 Inspección y pruebas de tuberías

112.7.1 Pruebas de presión

- a) Las pruebas de presión de las tuberías se deben realizar de acuerdo con las Normas Aplicables por ejemplo ASME B31.3 sección 345.
- b) Para evitar una posible falla por ruptura causada por fragilidad a bajas temperaturas durante la prueba de presión, las tuberías de acero al carbono y de acero de baja aleación se deben probar a presión y temperaturas apropiadas superiores a la temperatura de transición de ductilidad nula del metal.
- c) Se deben mantener registros de presión y temperatura del medio de prueba y de la temperatura ambiente durante la prueba. Estos registros se deben conservar durante la vida de las tuberías o hasta que se vuelva a realizar este tipo de prueba.

112.7.2 Pruebas de soldadura de tubería

112.7.2.1 La tubería con soldadura longitudinal sujeta a temperaturas de servicio menores a 244.15 K (-29 °C) debe cumplir con uno de los requisitos siguientes:

- a) La presión de diseño debe ser menor a 2/3 de la presión de prueba en el molino de fabricación o de las pruebas de presión hidrostática subsecuentes en fábrica o en campo.
- b) La soldadura debe ser 100% inspeccionada por radiografía o ultrasonido.

112.7.2.2 Se debe examinar la circunferencia completa de la soldadura por medio de inspección radiográfica o por ultrasonido del 100% de las soldaduras circunferenciales, excepto en los casos siguientes:

- a) Las tuberías para drenajes de líquidos y venteos de vapor con una presión de operación que produce esfuerzo circunferencial menor a 20% de la resistencia mínima de cedencia especificada, no requieren pruebas no destructivas siempre y cuando hayan sido inspeccionadas visualmente de acuerdo con las Normas Aplicables, por ejemplo ASME B 31.3 sección 344.2 .
- b) Las tuberías de presión que operen a una temperatura superior a 244.15 K (-29°C) deben inspeccionarse por radiografía o por ultrasonido las circunferencias completas de soldadura del 30% de las uniones soldadas diariamente de acuerdo con las Normas Aplicables, por ejemplo, ASME B 31.3.

112.7.2.3 Todas las soldaduras de enchufe y de filete deben examinarse totalmente con líquidos penetrantes o partículas magnéticas.

112.7.2.4 Las soldaduras de ranura con penetración total para conexiones de ramal se deben examinar en su totalidad por uno de los métodos siguientes:

- a) Durante el proceso de soldadura y con líquidos penetrantes o partículas magnéticas después del paso final de soldadura,
- b) Por radiografía o ultrasonido cuando está especificado en la ingeniería de diseño o por el inspector autorizado.

112.7.3 Criterios de inspección

- a) Los métodos de Pruebas No Destructivas (PND), las limitaciones en los defectos y las calificaciones del inspector y del personal que realiza el examen, deben cumplir con las Normas Aplicables, por ejemplo, ASME B 31.3 secciones 340, 342 y 344.
- b) Está prohibido sustituir la inspección en proceso por radiografías y ultrasonido, como es permitido por ASME B 31.3 sección 341.4.1.

112.7.4 Registros de inspecciones y pruebas

Los procedimientos escritos para la realización de Pruebas No Destructivas (PND), registros de pruebas y resultados y las calificaciones de los inspectores o examinadores se deben conservar durante la vida del sistema de tubería o hasta que se vuelvan a realizar las mismas pruebas.

Los registros y certificados de materiales, componentes y tratamientos térmicos se deben conservar durante la vida del sistema como se establece en las Normas Aplicables o códigos reconocidos en la industria

112.8 Purgado de sistemas de tuberías

Los sistemas de tuberías deben ser purgados de aire o gas mediante un fluido inerte antes de ponerse en operación, para lo cual deben contar con conexiones para soplado y purga que faciliten el purgado de dichos sistemas.

112.9 Seguridad y válvulas de relevo

112.9.1 Los dispositivos de seguridad para relevo de presión deben estar dispuestos de tal manera que la posibilidad de daño a la tubería o al inmueble se reduzca a un mínimo.

112.9.2 Los medios mecánicos utilizados para ajustar la presión de relevo deben estar sellados.

112.9.3 Se debe instalar una válvula de relevo de presión por expansión térmica para evitar la sobrepresión en cualquier sección de una tubería que lleva líquidos o vapores fríos y que se puede aislar por medio de válvulas.

- a) Se debe ajustar la válvula de relevo por expansión térmica de manera tal que dispare a una presión menor o igual que la presión de diseño de la línea que protege.
- b) La descarga de dichas válvulas se debe dirigir en una dirección que minimice el riesgo al personal y a cualquier otro equipo.

112.9.4 Sistemas de venteo. Se deben instalar sistemas para recolectar y conducir a una descarga segura a la atmósfera el gas natural liberado por los dispositivos de relevo de presión y otros procesos de venteo de gases, excepto las válvulas de relevo de los tanques de GNL.

- a) Deben instalarse sistemas de venteo independientes para presión alta y baja, a menos que se demuestre qué condiciones o sistemas diferentes tienen igual o mejor seguridad, por lo que podrán ser aceptadas.
- b) La descarga a la atmósfera puede ser por venteo directo o mediante un quemador, diseñado e instalado de conformidad con las Normas Aplicables y de acuerdo con los resultados de un estudio de dispersión de gas y de radiación térmica que debe realizarse.

112.10 Control de corrosión

- a) Las tuberías enterradas y/o sumergidas deben estar protegidas y mantenerse conforme a los principios establecidos en la NOM-007-SECRE-2010, o en aquella que la sustituya.
- b) Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio se deben proteger para minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por agentes corrosivos atmosféricos e industriales durante el almacenamiento, construcción, fabricación, puesta a prueba y servicio.
- c) No se deben usar cintas ni cualquier otro tipo de material de empaque que sea corrosivo para la tubería o para los componentes de la tubería.
- d) Se deben utilizar inhibidores o barreras a prueba de agua en donde los materiales de aislamiento puedan causar corrosión al aluminio o a los aceros inoxidables.

112.11 Sistemas de tubería dentro de tubería

112.11.1 El diseño de sistemas de tubería dentro de tubería criogénicos debe considerar lo siguiente:

- a) Estudios sísmicos y geotécnicos.
- b) Especificación de las condiciones de cargas dinámicas y cargas estáticas.
- c) Especificación del movimiento relativo máximo entre la tubería interior y exterior.

112.11.2 La tubería interior y la tubería exterior deben ser diseñadas y fabricadas de acuerdo con las Normas Aplicables, por ejemplo, ASME B 31.3

- a) Si la tubería exterior funciona como un sistema envolvente al vacío, la falla de dicha tubería exterior no debe dañar a la tubería interior.
- b) Si la tubería exterior funciona como un sistema de retención secundario de un sistema de tubería de contención total, dicha tubería exterior debe estar diseñada para soportar y conducir el flujo completo de la tubería interior.

112.11.3 El espacio anular y el sistema de soporte del tubo interior deben ser diseñados para minimizar la conductividad térmica y la ganancia de calor

- a) Todos los componentes en el espacio anular deben ser seleccionados para minimizar la degradación del aislamiento a largo plazo
- b) Debe ser especificado el nivel de vacío del espacio anular, en su caso.

112.11.4 Requisitos de operación

112.11.4.1 Si el sistema de tubería en tubería tiene una envolvente al vacío debe contar con medios para verificar los niveles de vacío y métodos para restablecerlos. Si no tiene una envolvente de vacío debe contar con medios para permitir la circulación de gas inerte en el espacio anular. Debe contar con medios para el monitoreo de temperatura conforme a lo siguiente:

- a) Cuando la tubería exterior se utiliza como envolvente de vacío se debe monitorear la temperatura de la superficie exterior de dicha tubería.
- b) Cuando no se utiliza como envolvente de vacío se debe monitorear la temperatura en el espacio anular.

112.11.5 Los conectores mecánicos deben ser diseñados para mantener las condiciones térmicas, estructurales y de instalación presentes en los segmentos de tubería que está conectado.

112.11.6 Las juntas de expansión y contracción deben ser diseñadas para permitir el máximo movimiento y manufacturadas conforme a las Normas Aplicables.

112.11.7 La protección contra la corrosión del tubo exterior de un sistema tubería en tubería debe realizarse conforme al inciso **112.10** de esta NOM.

112.11.8 La tubería interior y el espacio anular deben ser considerados como no susceptible a corrosión en su ambiente de operación.

113 Instrumentación y servicios eléctricos

113.1 Centro de control. La terminal de GNL debe tener un centro de control para monitorear la operación y los dispositivos de advertencia de acuerdo con lo requerido en este capítulo. Este centro de control debe tener las características siguientes:

- a) Debe estar equipado con un Sistema de Monitoreo y Control Computarizado para la medición y control integral de las magnitudes físicas que determinan la seguridad de la operación de la Terminal de GNL.
- b) Este sistema debe mantener los valores de las magnitudes físicas dentro de los límites de operación normal segura y, en caso de que dichas magnitudes se salgan de dichos límites, el sistema deberá activar alarmas de advertencia de operación anormal o de emergencia.
- c) El sistema debe contar con elementos para controlar en forma automática una operación insegura y, en su caso, permitir el control manual de la operación insegura.
- d) Debe estar separado o protegido de las instalaciones de la terminal de GNL de manera que sea operable durante una emergencia controlable.
- e) Desde el centro de control deben ser operables el sistema de control de transferencia de GNL, los sistemas de control operados remotamente y los sistemas de control de paro automático requeridos por esta NOM.
- f) Este centro de control debe tener personal que lo atienda mientras un componente bajo su control esté en operación, a menos que el control sea realizado desde otro centro de control que esté atendido por personal o la instalación cuente con un sistema de paro de emergencia automático.
- g) Cuando una terminal de GNL tiene más de un centro de control, debe haber más de un medio de comunicación entre los centros de control.
- h) Cada centro de control debe tener medios de comunicación de señales de advertencia de condiciones peligrosas en las áreas de la terminal de GNL que son frecuentadas por personas.

113.2 Fuentes de potencia eléctrica. Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, iluminación de emergencia y sistemas de combate contra incendios de las terminales de GNL deben tener, al menos, dos fuentes de potencia eléctrica de modo que la falla de una no afecte la capacidad de operación de la otra fuente. Cuando se utilizan generadores auxiliares con motor de combustión interna como segunda fuente de potencia eléctrica, éstos deben cumplir con las condiciones siguientes:

- a) Estar ubicados en un lugar separado o protegido de las otras instalaciones de la Terminal de GNL para que tengan capacidad de operar durante una emergencia controlable.
- b) El suministro de combustible a los sistemas de generación eléctrica debe estar protegido contra peligros probables durante una condición de emergencia de la Terminal de GNL.

113.3 Sistemas de comunicación. La Terminal de GNL debe contar con lo siguiente:

- a) Un sistema de comunicación primario para establecer comunicación verbal entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo en la Terminal de GNL.
- b) Un sistema de comunicación de emergencia para establecer comunicación verbal entre todas las personas y los lugares necesarios para parar el equipo en operación e iniciar, de manera sistemática y ordenada, la operación del equipo de seguridad en caso de una emergencia. El sistema de comunicación de emergencia debe ser independiente y estar físicamente separado del sistema de comunicación primario y del sistema de comunicación de seguridad.
- c) Una fuente de potencia eléctrica de emergencia para cada sistema de comunicación, con excepción del equipo energizado por sonido.

113.4 Instrumentación

113.4.1 La instrumentación para instalaciones de almacenamiento, vaporización, válvulas de sistemas de tuberías, bombas y compresores, debe ser diseñada para que, en caso de falla de energía eléctrica o de instrumentos neumáticos, el sistema continúe con una condición a prueba de falla que se mantendrá hasta que se tomen las medidas adecuadas para reactivar o asegurar el sistema.

113.4.2 La instrumentación de los tanques de GNL debe ser diseñada e instalada de acuerdo con las Normas Aplicables.

113.4.3 Los tanques de menos de 265 m³ deben contar con la instrumentación y servicios eléctricos de conformidad con las Normas Aplicables.

113.4.4 En cada tanque de GNL con capacidad superior a 265 m³ se deben instalar, al menos, los instrumentos siguientes:

- a) Dispositivos de llenado del tanque desde la parte superior y desde la parte inferior del mismo, así como para la recirculación del GNL a fin de evitar la estratificación del mismo.
- b) Equipos de bombeo sumergidos que se puedan retirar por la parte superior del tanque para mantenimiento sin que sea necesario vaciar el tanque de GNL.
- c) Sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles de seguridad adecuados para el personal y la Terminal de GNL en condiciones de operación normales y anormales.
- d) Dispositivos para medir la densidad del GNL a niveles diferentes dentro del tanque.
- e) Dos sistemas independientes de medición de nivel del GNL instalados de forma que sea posible reemplazarlos sin interrumpir la operación del tanque y que compensen la variación de la densidad del GNL.
- f) Dos alarmas independientes de nivel alto y alto-alto. Estas alarmas deben ser visibles y audibles y actuar con anticipación suficiente para que se tomen las medidas necesarias para evitar que se sobrepase el nivel más alto permitido para el GNL.
- g) Dispositivos de cierre automático de llenado a nivel alto-alto, independientes de los medidores de nivel.
- h) Dos alarmas independientes de nivel bajo y bajo-bajo.
- i) Dispositivos para medir la temperatura del GNL en la parte superior, media e inferior del contenedor.
- j) Indicadores y medidores de presión de vapor de GNL locales y remotos con alarma audible y visible de presión alta y muy alta. Estos instrumentos deben estar ubicados arriba del nivel más alto posible del GNL dentro del tanque.
- k) Dos dispositivos independientes de relevo de presión y de vacío.
- l) Sistema de detección de gas en el espacio del aislamiento.
- m) Medidores de presión y de vacío en el espacio del aislamiento con alarma audible y visible.
- n) Dispositivos de relevo de presión y de vacío en el espacio del aislamiento, en su caso.
- o) Control de temperatura de la pared lateral del contenedor primario.
- p) Medidores e indicadores de temperatura en la base del tanque y en la parte inferior del contenedor secundario para detectar enfriamiento causado por una fuga de GNL, con alarma audible y visible.
- q) Medidores o indicadores de temperatura del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque, en su caso.
- r) Sondas de temperatura y medidores de deformación en los contenedores autosoportados para controlar los esfuerzos en la estructura durante la fase de enfriamiento.
- s) Sistema de monitoreo y registro de la información recabada de acuerdo con los puntos anteriores, en el cuarto de control de la Terminal de GNL.
- t) Medios para aislar el tanque del resto del sistema y para ponerlo fuera de servicio.

- u) Medios para desalojar el gas y para la entrada y salida de personal y equipos requeridos para inspección y mantenimiento del tanque.
- v) Medios de calentamiento y enfriamiento requeridos para el arranque, operación normal, puesta fuera de servicio y restauración de servicio.
- w) Medios para purgar los tanques cuando se vacían para darles mantenimiento.

113.5 Se deben controlar las temperaturas de entrada de GNL y de salida de gas en los vaporizadores, así como las temperaturas de entrada y de salida del fluido de transferencia de calor para asegurar la efectividad de la superficie de transferencia de calor.

113.6 Se deben instalar sistemas para monitorear la temperatura de los cimientos que soportan equipos y tanques criogénicos si éstos pudieran ser afectados por congelamiento o formación de escarcha en el suelo.

113.7 El sistema de instrumentación y control de los equipos de almacenamiento y vaporización de GNL debe estar diseñado para que en caso de falla de energía eléctrica o de aire para instrumentos, el sistema entre en una condición a prueba de fallas que deberá mantenerse hasta que los operadores restablezcan el sistema.

113.8 La información de la operación de la Terminal de GNL se debe enviar al centro de control para el monitoreo y control remoto del proceso y de las operaciones.

113.9 El diseño y la instalación de los servicios eléctricos, así como los procedimientos de mantenimiento, deben ser desarrollados de conformidad con los niveles de riesgo establecidos en el mapa de clasificación de áreas peligrosas preparado de acuerdo con el inciso **109.1** de esta NOM.

113.10 El equipo y cableado eléctrico deben ser del tipo especificado e instalados de acuerdo con los requisitos de la NOM-001-SEDE-2012, o de aquella que la sustituya, y, en lo no previsto por ésta, con los requisitos de las Normas Aplicables.

113.11 El equipo eléctrico que no pueda instalarse en áreas peligrosas debe encerrarse en cajas herméticas adecuadas para el servicio y, alternativamente, estos equipos se pueden confinar dentro de sistemas purgados y/o presurizados de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012, o con aquella que la sustituya, y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

113.12 Se deben proporcionar las conexiones a tierra y uniones eléctricas adecuadas, así como pararrayos en los tanques, estructuras metálicas, equipos y tuberías de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012, o con aquella que la sustituya, y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

113.13 Control de corrosión. No se debe construir, reparar, reemplazar o modificar en forma significativa un componente de la terminal de GNL, hasta sean revisados los dibujos de diseño y especificaciones de materiales desde el punto de vista de control de corrosión y se haya determinado que los materiales seleccionados no tienen efectos perjudiciales sobre la seguridad y confiabilidad del componente o de los componentes asociados al primero.

113.13.1 La reparación, reemplazo o modificación relevante de un componente debe ser revisada solamente si la acción tomada involucra o es debida a alguno de los siguientes:

- a) Cambio de los materiales especificado originalmente
- b) Falla causada por corrosión
- c) Inspección que reveló un deterioro significativo del componente debido a corrosión

114 Transferencia de GNL y refrigerantes

114.1 Objeto. Este capítulo aplica al sistema de transferencia de GNL, refrigerantes, líquidos inflamables y gases inflamables hacia y desde los tanques de almacenamiento y los puntos de recepción o despacho por buque, camión o vagón.

114.2 Requisitos generales

114.2.1 En las áreas donde se transfieran diversos fluidos, los brazos de transferencia, mangueras y cabezales se deben identificar con el producto o productos que fluyen en cada sistema.

114.2.2 El procedimiento para purgar los sistemas de tuberías cuando sea necesario para operación o mantenimiento debe cumplir con los requisitos del inciso **116.2.5** de esta NOM.

114.2.3 Se deben instalar válvulas de aislamiento en los extremos de cada sistema de transferencia.

114.3 Control de bombas y compresores

114.3.1 Además del dispositivo local de paro, las bombas o compresores deben contar con control remoto, fácilmente accesible en el cuarto de control, o a una distancia mínima de 8 m del equipo, para parar la bomba o el compresor en una emergencia.

114.3.2 Las bombas y compresores remotos para transferir GNL deben tener controles para detener su operación desde la zona de transferencia, así como desde el sitio donde están localizados la bomba o compresor.

114.3.3 Los controles de bombas y compresores a bordo del buque que transfiere GNL deben cumplir con la disposición **114.3.2** anterior.

114.3.4 Se deben instalar luces de señalización en la zona de transferencia para indicar cuándo están parados o funcionando una bomba o compresor remoto de transferencia.

114.4 Seguridad del sistema de transferencia

114.4.1 El diseño de muelles, embarcaderos, atracaderos y escolleras debe incorporar lo siguiente:

- a) Características de las olas.
- b) Características del viento.
- c) Corrientes prevalecientes.
- d) Rango de las mareas.
- e) Profundidad del agua en el muelle y en el canal de acercamiento.
- f) Energía absorbida máxima permisible durante el atraque y máxima presión frontal sobre las defensas de los mástiles de atraque.
- g) Configuración de los mástiles de atraque.
- h) Velocidad de acercamiento del buque.
- i) Angulo de acercamiento del buque.
- j) Requisitos mínimos de los remolcadores, incluyendo la potencia.
- k) Cubierta de seguridad de los brazos de transferencia.
- l) Configuración de los mástiles de amarre.

114.4.2 Las tuberías en el muelle deben estar localizadas de manera que no queden expuestas a un daño físico causado por el tránsito de vehículos o por cualquier otra causa posible.

114.4.3 Las tuberías submarinas deben estar localizadas o protegidas de manera que no queden expuestas a un daño físico causado por el tránsito de embarcaciones marinas y su localización debe ser señalada e identificada.

114.4.5 El cabezal de descarga debe estar equipado con válvulas de aislamiento y conexiones de drenaje tanto para el GNL como para la transferencia de vapor, con objeto que las mangueras y los brazos puedan ser aislados, drenados y despresurizados antes de ser desconectados.

- a) Las válvulas de aislamiento de cualquier tamaño y las válvulas de vapor de 200 mm (8 pulgadas) y mayores deben estar equipadas con operadores motorizados adicionales a los equipos de operación manual.
- b) Las válvulas motorizadas deben contar con dispositivos para cerrarlas localmente, desde el cuarto de control o desde un control remoto localizado a no menos de 15 m del área del cabezal.
- c) Para las válvulas que no se cierran automáticamente cuando falla el suministro de energía, el dispositivo de operación y su fuente de energía deben estar localizados en el cuarto de control o a una distancia hasta de 15 m de la válvula protegidos contra falla de operación debida a exposición al fuego por un tiempo no menor a 10 minutos.
- d) Las válvulas deben estar localizadas en el punto de conexión de la manguera o del brazo al cabezal.
- e) Los drenajes y venteos deben descargar en un área segura.

114.4.6 Adicionalmente a las válvulas de aislamiento en el cabezal, cada línea de transferencia de GNL o de vapor debe tener una válvula de aislamiento con acceso inmediato, localizada en tierra cerca del camino de acceso al muelle.

- a) Cuando hay más de una línea las válvulas deben estar agrupadas en un sitio.
- b) Las válvulas deben estar identificadas por el servicio para el que están instaladas.
- c) Las válvulas de 200 mm (8 pulgadas) y de mayor tamaño deben estar equipadas con operadores motorizados.
- d) Adicionalmente, las válvulas deben estar equipadas para operación manual.

114.4.7 Las líneas que sólo se utilizan para descarga de GNL deben estar equipadas con una válvula de no retorno adyacente a la válvula de aislamiento en el cabezal.

114.4.8 Sistema de Paro de Emergencia. Los sistemas de transferencia para transferir GNL desde/hacia buques, camión o vagón deben contar con un Sistema de Paro de Emergencia (PDE) que:

- a) Pueda ser activado manualmente
- b) Pare los componentes del sistema de transferencia de GNL o vapor en orden adecuado.

114.5 Transferencia de GNL en terminales de almacenamiento de GNL en tierra firme

114.5.1 Sólo se podrá transferir GNL a camiones y vagones que cumplan con las Normas Aplicables y las disposiciones emitidas por las autoridades competentes.

114.5.2 Las estructuras de soporte de tuberías, cableados y tanques deben ser hechas con materiales incombustibles.

114.5.3 El área de transferencia debe tener el tamaño adecuado para acomodar los vehículos sin exceso de vueltas y maniobras.

114.5.4 Las tuberías, bombas y compresores deben estar protegidos contra daños que les puedan causar los movimientos de vagones y autotanques.

114.5.5 El cabezal de transferencia debe tener válvulas de aislamiento y conexiones de purga de líquido y vapor, así como líneas de retorno, de manera que los brazos y mangueras puedan ser bloqueados y drenados de líquido y despresurizados antes de desconectarlos.

114.5.6 Las purgas y venteos deben descargar en un área segura.

114.5.7 Adicionalmente, cada línea de transferencia de líquido o vapor debe tener una válvula de emergencia a una distancia entre 15 m y 30 m del área de transferencia, la cual pueda ser operada localmente o desde el cuarto de control remoto.

- a) Estas válvulas deben ser fácilmente accesibles para su uso en caso de emergencia.
- b) Como alternativa, se podrá usar una válvula en la línea común del cabezal de transferencia.

114.5.8 Cuando la línea de transferencia de líquido o vapor no tenga una distancia de 8 m al área de transferencia, se debe instalar una válvula operada a control remoto desde un punto situado a no más de 8 m del área de transferencia.

114.5.9 Las líneas que solamente se utilizan para descargar GNL deben tener una válvula de no retorno adyacente a la válvula de aislamiento del cabezal. Las líneas utilizadas para cargar y descargar deben tener una válvula de retención que se pueda mantener abierta durante la operación de carga.

114.6 Transferencia a gasoductos

114.6.1 Deben instalarse válvulas de aislamiento en los puntos de conexión a los sistemas de transferencia con el gasoducto.

114.6.2 Se deben tener medios para asegurar que no se excedan los límites de diseño de presión y temperatura del gasoducto.

114.6.3 Una válvula de retención con una derivación o válvula de retención de operación manual, debe ser instalada para prevenir contraflujo de gas natural hacia la Terminal de GNL.

114.7 Mangueras y brazos de transferencia

114.7.1 El diseño de las mangueras y brazos de transferencia debe permitir mantener una conexión segura en todas las condiciones de posición y movimiento relativo entre el muelle y el buque de GNL, ocasionados por el cambio de las mareas y de la carga del buque de GNL, así como las oscilaciones producidas por el oleaje, entre otras causas.

114.7.2 Las mangueras que se usen para transferencia de GNL deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas. Las mangueras deben estar aprobadas para el servicio de transferencia y diseñadas para una presión de ruptura no menor de cinco veces la presión de servicio. Las mangueras deben cumplir con las Normas Aplicables.

114.7.3 Se deben usar mangueras de transferencia metálicas flexibles o tubos y conexiones giratorios, cuando se esperen temperaturas de operación inferiores a 222.15 K (-51°C).

114.7.4 Los brazos de transferencia de GNL de los buques deben tener alarmas que indiquen cuando se está llegando al límite de extensión.

114.7.5 Se deben instalar los medios adecuados de soporte de la manguera y el brazo de transferencia. En los contrapesos se debe tener en cuenta la formación de hielo en las mangueras y brazos de transferencia no aislados.

114.7.6 Se deben probar las mangueras de transferencia al menos cada año, con la presión máxima de la bomba o de ajuste de la válvula de alivio. Se deben inspeccionar visualmente antes de cada uso para verificar si presentan daños o defectos.

114.7.7 En las mangueras de transferencia se debe instalar un Sistema de Paro de Emergencia (PDE) de acuerdo con las Normas Aplicables.

114.7.8 Se debe instalar un sistema de Desconexión Rápida de Emergencia (DRE) de acuerdo con las Normas Aplicables.

114.7.9 Se deben definir, de acuerdo con las autoridades competentes, las condiciones límite atmosféricas y marítimas que determinen la interrupción de las operaciones de transferencia así como para la desconexión del buque de GNL.

114.8 Comunicaciones y alumbrado en la Terminal de GNL

114.8.1 Se debe disponer de un sistema de comunicaciones en los lugares de transferencia del GNL para mantener el contacto con el personal relacionado con dicha operación de transferencia. Se permiten comunicaciones por teléfono, altavoces, radio o señales luminosas.

114.8.2 Las instalaciones donde se transfiere GNL durante la noche deben tener alumbrado en la zona de transferencia.

114.8.3 Se debe instalar un sistema de comunicación entre el buque y la Terminal de GNL, así como definir un protocolo de comunicación que indique las condiciones de operación, cierre, conexión, desconexión y otras que deben ser incluidas en el Manual de Emergencias. Debe tener otro sistema de comunicación separado para caso de emergencia. Este sistema de comunicación debe ser monitoreado continuamente tanto a bordo del buque como en la Terminal de GNL.

115 Plan integral de seguridad y protección civil

115.1 Protección Civil. La Terminal de GNL debe tener una unidad interna responsable de un plan de seguridad y protección civil, en el cual deben estar previstos los protocolos de seguridad y los programas de coordinación con las autoridades de protección civil locales destinadas a salvaguardar la integridad física de la población en general y sus bienes, así como de la Terminal de GNL y las instalaciones adyacentes ante la ocurrencia de un siniestro. Esta unidad debe cumplir al menos, con las funciones siguientes:

115.1.1 Establecer, mantener y promover la coordinación con las autoridades de protección civil, policía, Cuerpo de Bomberos y con los demás organismos públicos de la localidad en materia de seguridad.

115.1.2 Conocer la responsabilidad y recursos de cada organización gubernamental de la localidad para hacer frente en forma conjunta a una emergencia derivada de la prestación del servicio de almacenamiento.

115.1.3 Hacer del conocimiento de Protección Civil de la localidad, las habilidades y capacidad de respuesta de la Terminal de GNL ante una situación de emergencia.

115.1.4 Identificar y clasificar los tipos de emergencias en sistemas de GNL para que se notifiquen a las autoridades de Protección Civil y Cuerpo de Bomberos de la localidad.

115.1.5 Establecer un sistema de señalización en materia de protección civil de conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEGOB-2011, o con aquella que la sustituya.

115.1.6 Incorporar programas de capacitación y simulacros de siniestros, entre otras actividades, en coordinación con el personal de Protección Civil de la localidad.

115.2 Prevención de incendios. Se debe proporcionar un sistema de prevención de incendios para la Terminal de GNL, cuyo alcance debe ser determinado por un estudio de riesgos realizado de acuerdo con el capítulo **107** de esta NOM, considerando riesgos, amenazas, vulnerabilidad y consecuencias. Basado en principios de ingeniería de protección contra incendios, se debe determinar como mínimo lo siguiente:

115.2.1 Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios, derrames y fugas de GNL, líquidos y gases inflamables.

115.2.2 Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios potenciales no relacionados con procesos y derivado del uso de electricidad.

115.2.3 Los métodos necesarios para la protección del equipo y las estructuras contra los efectos de la exposición al fuego.

115.2.4 Sistemas de agua de protección contra incendios.

115.2.5 Equipo para extinción de incendios y otro tipo de equipo para control de incendios.

115.2.6 Equipo y procesos que serán incorporados dentro del sistema de Paro De Emergencia (PDE), incluyendo análisis de subsistemas, en su caso, y la necesidad de despresurizar contenedores o equipos específicos durante una emergencia por incendio.

115.2.7 Tipo y ubicación de sensores para iniciar la operación automática del Sistema de Paro de Emergencia o sus subsistemas.

115.2.8 Disponibilidad y tareas individuales asignadas al personal de la planta y disponibilidad de personal externo de respuesta durante una emergencia.

115.2.9 Equipo de protección, capacitación especial y calificación individual requeridos por parte del personal de la Terminal de GNL, relativos a brigadas contra incendios, con objeto de desarrollar eficazmente las tareas durante una emergencia; lo anterior, de conformidad con las Prácticas internacionalmente reconocidas.

115.2.10 Otros equipos y sistemas de protección contra incendios.

115.3 Sistema de Paro de Emergencia (PDE). En caso de emergencia el sistema PDE debe aislar o cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables en las instalaciones.

115.3.1 El sistema PDE, debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.

115.3.2 Las válvulas y equipos instalados para cumplir con otros requisitos de esta NOM se deben utilizar en el sistema PDE, en su caso, para evitar la duplicidad de dichas válvulas y equipos.

115.3.3 Si el paro de un equipo por emergencia produce un riesgo o daño mecánico a ese equipo, se debe evitar que dicho equipo o sus auxiliares sean parados por el sistema PDE siempre que sean controlados los efectos de la liberación de fluidos inflamables o combustibles.

115.3.4 Los sistemas PDE deben tener un diseño a prueba de falla. En sitios donde no es práctico un diseño a prueba de falla, los sistemas PDE se deben instalar, localizar o proteger de tal manera que se minimice la posibilidad que queden inoperables en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal.

115.3.5 Los sistemas PDE que no sean del tipo a prueba de falla deben tener todos sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que controlan y cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Estar instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio.
- b) Estar protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un mínimo de 10 min.

115.3.6 Debe haber en lugares visibles de la Terminal de GNL señalamientos que indiquen la ubicación y la forma de operar los controles de los sistemas PDE.

115.3.7 Los activadores manuales deben estar a una distancia mínima de 15 m del equipo que sirven en áreas accesibles durante una emergencia y su función designada debe estar claramente indicada. Adicionalmente, deben tener las características siguientes:

- a) Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra activaciones accidentales.
- b) Los sistemas PDE se deben activar automáticamente cuando se detecte gas combustible con 40% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o fuego en algún área crítica de la Terminal de GNL.
- c) Se activará la alarma visual y sonora local, así como la del centro de control.
- d) El paro automático se debe activar solamente cuando se tenga redundancia de la detección para evitar paros debidos a falsas alarmas.
- e) Se debe instalar un control del sistema PDE centralizado en el centro de control de la Terminal de GNL. Este sistema PDE centralizado debe ser independiente del sistema de control general y debe actuar con prioridad sobre éste.
- f) Las señales de los detectores de gas y fuego se deben centralizar bajo el control del sistema PDE del centro de control y repetidas en los centros de seguridad y de vigilancia, si son distintos.

115.4 Detección de fuego y gas. Se deben monitorear continuamente las áreas específicas que presenten riesgo de incendio derivado de derrames de GNL y concentraciones peligrosas de gas inflamable, incluyendo los edificios cerrados.

115.4.1 Detección de gas

- a) Los detectores de baja temperatura y sistemas de detección de gas inflamable en las áreas específicas determinadas de acuerdo con el párrafo anterior deben estar activados permanentemente y deben activar una alarma sonora y visual en el centro de control con vigilancia permanente de la Terminal de GNL y, si es necesario, en la propia área.
- b) Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar dicha alarma antes de que la concentración de gas exceda 25% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) del gas o vapor que esté monitoreando.

115.4.2 Detectores de fuego:

- a) Los detectores de fuego deben activar alarmas sonoras y visuales en el centro de control con vigilancia permanente de la Terminal de GNL.
- b) Los detectores de fuego pueden activar el sistema PDE total o parcial, según haya sido determinado en la evaluación realizada de acuerdo con la sección **115.2** de esta NOM.

115.4.3 Los sistemas de detección de fuego de la Terminal de GNL deben ser instalados y cumplir con el programa de mantenimiento de acuerdo con las Normas Aplicables.

115.5 Sistemas de agua para protección contra incendio

115.5.1 Las Terminales de GNL deben tener un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua para protección de áreas expuestas, enfriamiento de tanques, equipos y tuberías, así como para el control de fugas y derrames sin ignición, a menos que como resultado de una evaluación para una Terminal de GNL específica, realizada de acuerdo con la sección **115.2** de esta NOM, se determine que el sistema de agua para protección contra incendio es impráctico o innecesario.

115.5.2 El sistema de agua de protección contra incendio debe tener capacidad para suministrar agua simultáneamente a los sistemas fijos de protección contra incendios, incluyendo aspersores de monitores, con el flujo y presión de diseño para un solo incidente máximo esperado en la planta, más un flujo de 63 l/s adicional durante no menos de 2 horas para mangueras portátiles.

115.6 Otros equipos de control y extinción de incendios

115.6.1 Los extintores contra incendios por gas, portátiles o con ruedas, deben cumplir con lo siguiente:

- a) Seleccionarse de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes.
- b) Estar disponibles en lugares estratégicos dentro de la Terminal de GNL y en vehículos transportadores de GNL, según haya sido determinado en la evaluación realizada de conformidad con la sección **115.2** de esta NOM.
- c) Cumplir con las Normas Aplicables.

115.6.2 Los vehículos contra incendio deben cumplir con las Normas Aplicables, tener al menos un extintor químico seco portátil con capacidad no menor a 8.2 kg, y no deben usarse para otros propósitos.

115.7 Mantenimiento del equipo de protección contra incendio. La Terminal de GNL debe tener y aplicar un programa escrito para el mantenimiento del equipo de protección contra incendio.

115.8 Seguridad del personal

115.8.1 En las instalaciones de la Terminal de GNL debe haber vestimenta protectora contra la exposición al GNL disponible y accesible fácilmente. La vestimenta protectora para la operación normal de transferencia debe incluir guantes criogénicos, gafas de seguridad, escudos para la cara y cubretodo o camisas de manga larga.

- a) El permisionario debe entrenar, proveer de ropa y equipos de protección necesarios para su seguridad, de conformidad con las Normas Aplicables, al personal que realice operaciones de control de emergencias.
- b) El personal que está en servicio en lugares fijos, como construcciones o lugares cercados donde podrían ser afectados por la radiación térmica del incendio de un área de contención o de un cárcamo de derrames de GNL, debe contar en su lugar de trabajo con medios de protección contra los daños de la radiación térmica y con medios para escapar, en su caso.

115.8.2 Deben existir prácticas y procedimientos escritos para proteger a los empleados de los riesgos de entrar a espacios peligrosos o cerrados.

115.8.3 Deben estar disponibles y fácilmente accesibles al menos tres detectores portátiles de gas inflamable. El GNL, el gas natural y los hidrocarburos refrigerantes usualmente no están odorizados dentro del equipo de proceso por lo que su presencia no puede ser detectada por olfato. Dos detectores portátiles deben estar disponibles para monitorear la atmósfera cuando sea requerido. El tercer detector sirve para reemplazar en caso de falla de uno de los detectores primarios y para verificar cuando los dos detectores primarios muestran lecturas diferentes.

115.8.4 La Terminal de GNL debe contar con recursos de primeros auxilios adecuados, en lugares claramente señalados y fácilmente accesibles para el personal.

115.9 Protección y vigilancia de la Terminal de GNL. Se debe preparar una evaluación de seguridad de la Terminal de GNL que incluya el análisis de peligros, amenazas, vulnerabilidad y consecuencias.

115.9.1 La Terminal de GNL debe contar con un sistema de protección para controlar el acceso e impedir la entrada de personas y vehículos o cualquier elemento no autorizado. Se deben instalar muros y/o rejas en la periferia, o utilizar barreras naturales con la configuración y resistencia suficientes para impedir el acceso no autorizado, que protejan a los componentes principales de la Terminal de GNL, entre otros, los siguientes:

- a) Tanques de almacenamiento de GNL y de fluidos inflamables
- b) Áreas de almacenamiento de materiales peligrosos
- c) Equipos de proceso en el exterior
- d) Edificios donde existan equipos de proceso y de control
- e) Terminal marítima para la recepción de GNL.

115.9.2 La Terminal de GNL debe implantar prácticas y procedimientos de seguridad escritos, para proteger a los empleados y a las personas que entren a la Terminal de GNL de los peligros de la misma, especialmente al entrar en espacios cerrados o peligrosos. La Terminal de GNL debe tener al menos lo siguiente:

- a) Rutas de evacuación controlada en caso de emergencia.
- b) Los recintos mayores de 116 m² deben tener dos accesos ubicados de tal manera que se minimice la distancia de escape en caso de emergencia.
- c) Al menos un acceso que permita el paso de vehículos de intervención, por ejemplo, ambulancias y vehículos de bomberos.
- d) Cuando los accesos estén abiertos deben tener guardia permanente, si no es así, los accesos deben estar cerrados con candado, que podrá quitarse sólo por personas designadas por escrito por el permisionario.
- e) Durante la operación de la Terminal de GNL siempre deben estar disponibles fácilmente los medios para abrir todos los accesos en caso de emergencia.
- f) Señalización de advertencia. Se deben colocar letreros de advertencia de conformidad con la NOM-003-SEGOB-2011, o con aquella que la sustituya, a lo largo del muro o la reja de protección en lugares visibles a intervalos tales que al menos un letrero se distinga fácilmente en la noche a una distancia de 30 m desde cualquier camino que pueda ser usado para acercarse al muro y/o la reja. Los letreros deben advertir que está prohibido traspasar el muro o la reja en letras que contrasten notablemente con el fondo.
- g) Vigilancia. Las áreas alrededor de cada instalación y del muro o la reja de protección deben estar vigiladas continuamente para evitar la presencia de personas o elementos no autorizados. La vigilancia puede ser visual o por sistemas de monitoreo que transmitan información continuamente a un lugar de vigilancia.
- h) Alumbrado de seguridad. El área alrededor de las instalaciones y cada muro y/o reja de protección debe estar iluminado entre la puesta y la salida del sol por alumbrado de servicio con una intensidad no menor de 2.2 lux.

116 Operación

116.1 Manual de Operación. La Terminal de GNL debe tener un Manual de Operación que cumpla con los requisitos establecidos en este capítulo.

116.1.1 Requisitos del Manual de Operación. El Manual de Operación debe cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Los componentes de la Terminal de GNL deben ser operados de acuerdo con los procedimientos del Manual de Operación.
- b) El Manual de Operación debe estar disponible en un lugar de acceso inmediato en el centro de control de la Terminal de GNL donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera.
- c) El Manual de Operación debe ser actualizado cuando ocurran cambios en los equipos o procesos.

116.1.2 Contenido del Manual de Operación. El Manual de Operación debe contener al menos los documentos siguientes:

- a) Procedimientos de operación para los sistemas y componentes.
- b) Planos y diagramas de ingeniería y registros actualizados.
- c) Plan para el control de emergencias, que define el enlace con las autoridades locales, tales como policía, Heroico Cuerpo de Bomberos y protección civil municipal, para mantenerlos informados sobre los planes de control emergencia y sus funciones en situaciones de emergencia.
- d) Procedimientos para registros y análisis de incidentes y eventos inseguros en los que se describan sus causas y cómo prevenir que se repitan.

116.2 Procedimientos del Manual de Operación

Procedimientos de operación. El Manual de Operación debe contener procedimientos para el arranque inicial de la operación, procedimientos de operación normal, y para el paro y vuelta a servicio de la Terminal de GNL, así como aquellos específicos para operaciones de transferencia de GNL de buques y procedimientos especiales contenidos en esta sección.

116.2.1 Los procedimientos de arranque inicial de la operación deben contener como mínimo lo siguiente:

- a) Descripción de cada sistema o componente para el cual está hecho incluyendo la filosofía de control y condiciones de diseño.
- b) Secuencia lógica detallada para la puesta en servicio inicial de la Terminal de GNL para garantizar que los componentes operen satisfactoriamente.
- c) Secuencia lógica detallada para sacar y poner en servicio los componentes de la Terminal de GNL.
- d) Purgado e inertizado de sistemas y tuberías para la operación inicial que contengan fluidos peligrosos.
- e) Secuencia de enfriamiento de los componentes de cada sistema que está sujeto a temperaturas criogénicas. El enfriamiento debe ser controlado para asegurar que los esfuerzos térmicos se mantengan dentro de los límites de diseño de los materiales con atención especial al desempeño de los lazos de expansión y libre movimiento del mecanismo deslizante.
- f) Verificación de los sistemas de tuberías criogénicas durante y después de la estabilización del enfriamiento para detectar fugas en bridas, válvulas y sellos.
- g) Listado de soluciones a problemas típicos de la operación.
- h) Secuencia lógica para vaciar y sacar de servicio, llenar y poner nuevamente en servicio componentes y sistemas.

116.2.2 Los procedimientos de la operación normal deben contener como mínimo lo siguiente:

El Manual de Operación debe contener procedimientos documentados para la operación normal y para controlar una operación anormal que pueda afectar la seguridad de la Terminal de GNL. Estos procedimientos deben incluir los aspectos siguientes:

- a) Descripción de los componentes y sistemas del procedimiento, filosofía de operación y control, limitaciones, propósito y condiciones de operación normal.
- b) Asegurar que cada sistema de control está ajustado para que la operación se realice dentro de los límites de diseño, incluyendo un listado de alarmas de alta y baja donde corresponda.
- c) Monitoreo y control de temperatura, presión y flujo de vaporización para mantenerlos dentro de los límites de operación de los equipos de vaporización y de los sistemas de transporte de gas natural aguas abajo.
- d) Reconocimiento de condiciones de operación anormales y procedimientos para corregirlas y volver a la operación normal.
- e) Descripción para parar y volver a poner en servicio los sistemas que componen la Terminal de GNL.
- f) Transferencia segura de GNL y fluidos peligrosos incluyendo cómo prevenir el llenado excesivo de los tanques.
- g) Calificación del personal. La operación de los sistemas que integran la Terminal de GNL sólo podrá ser realizada por personal calificado para las funciones asignadas, de acuerdo al capítulo 118 de esta NOM.
- h) Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada subsistema o instalación.
- i) Especificaciones de los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente.
- j) Descripción de los sistemas de seguridad de la Terminal de GNL.

116.2.3 Procedimientos específicos para el arribo de buques.

Se debe desarrollar un plan específico para acercamiento, atraque, amarre, desamarre y salida de cada buque que llegue a la Terminal de GNL de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) Coordinación desde la Terminal de GNL con piloto encargado de la maniobra del buque durante las maniobras de atraque.
- b) El buque debe quedar orientado de modo que pueda salir rápidamente en caso de emergencia.
- c) El buque debe ser amarrado de una manera segura y efectiva.

116.2.3.1 Verificación previa a la transferencia de GNL de buques.

- a) Antes de la transferencia de GNL, el responsable de la transferencia del buque y responsable de la transferencia de la Terminal de GNL deben verificar sus instalaciones respectivas para asegurarse de que se encuentran en condiciones adecuadas para la operación.
- b) El responsable de la transferencia del buque y el responsable de la transferencia de la Terminal de GNL se deben reunir para determinar el procedimiento de transferencia, verificar que funcione correctamente la comunicación directa entre el buque y la Terminal de GNL, y revisar los procedimientos de emergencia.
- c) Se debe hacer del conocimiento del responsable de la transferencia de GNL en el buque los procedimientos de contingencia en el área de transferencia de acuerdo con el inciso **116.2.9**, para facilitar el atraque y amarre, así como el desamarre y partida segura del buque.

116.2.3.2 Requisitos de seguridad en el área de transferencia de GNL.

Se deben verificar antes del inicio y mantenerse durante la transferencia de GNL los requisitos siguientes:

- a) El área debe estar señalizada para advertir que se está realizando la transferencia de GNL.
- b) La señalización de advertencia no debe ser retirada hasta que se termine la transferencia, se hayan desconectado los dispositivos de conexión y se hayan disipado los vapores emitidos.
- c) No debe haber fuentes de ignición, tales como equipo de soldadura, flamas y equipo eléctrico no clasificado en las áreas de transferencia durante las maniobras de transferencia.
- d) Cuando se transfieran diversos productos en la misma área, los brazos de transferencia, mangueras y cabezales deben estar identificados para indicar los productos que fluyen por ellos.
- e) El personal que participa en la transferencia de GNL no debe tener otra responsabilidad simultánea.
- f) Siempre debe estar presente al menos una persona calificada de acuerdo con el capítulo **118** de esta NOM, durante la transferencia de GNL.
- g) Comprobar que los sistemas de sensores y alarmas, el sistema de paro de emergencia y los sistemas de comunicación operan correctamente en las áreas de transferencia para buques.

116.2.3.3 Verificación previa a la transferencia de un buque para terminales en la costa. Antes de iniciar la transferencia de GNL, el responsable de la transferencia en la Terminal de GNL debe confirmar que se ha realizado lo siguiente:

- a) Inspección de la tubería y equipo de transferencia que será utilizado y reemplazo de cualquier parte gastada o que no pueda ser operada.
- b) Registro de la presión, temperatura y volumen del GNL en los tanques del buque de los cuales se vaya a transferir hacia o desde la Terminal de GNL, para verificar que las condiciones son adecuadas para que la transferencia pueda ser realizada con seguridad.
- c) Revisión y acuerdo con el responsable del buque sobre los aspectos de la transferencia de GNL siguientes:
 - 1 La secuencia de operaciones.
 - 2 La tasa de transferencia.
 - 3 La responsabilidad, ubicación, tareas y vigilancia asignadas a cada persona que tenga participación en la transferencia.
 - 4 Los procedimientos de emergencia.
 - 5 Los medios de comunicación directa (canales dedicados, entre otros) para mantener un enlace entre el personal operativo responsable en el buque y en la Terminal de GNL durante la transferencia de GNL.

- d) Asegurar que las conexiones de transferencia permitan al buque moverse entre los límites de sus amarres sin exceder la envolvente de operación normal de los brazos de descarga.
- e) Asegurar que cada parte del sistema de transferencia esté alineada para dirigir el flujo de GNL a la ubicación deseada.
- f) Verificar que las líneas de transferencia del buque, los brazos de transferencia y los sistemas de tubería de la Terminal de GNL hayan sido purgados de oxígeno.
- g) Prohibir el tránsito de vehículos en el muelle y de embarcaciones dentro de un radio de 30 metros del cabezal de transferencia durante la transferencia de GNL.
- h) Existen dos medios de salida independientes, incluyendo salida de emergencia del buque.
- i) Está colocada la señalización de advertencia que se está transfiriendo GNL.
- j) No hay fuentes de ignición en el área marina y terrestre de transferencia de GNL.
- k) El personal asignado a cada función cumpla con los requisitos requeridos por el procedimiento documentado.
- l) Está presente al menos una persona calificada durante la operación de transferencia.

116.2.3.4 Firma de declaración de verificación de transferencia: Después de que la verificación previa a la transferencia requerida por el inciso **116.2.3.3** haya sido terminada de manera satisfactoria, el responsable de la transferencia de la Terminal de GNL debe firmar una declaración en la que conste el cumplimiento pleno con los requisitos de dicho inciso. Esta declaración debe complementarse con lo siguiente:

- a) Nombre del buque y de la Terminal de GNL.
- b) Fechas y hora en que inició y terminó la transferencia de GNL.
- c) La firma de los responsables de la Terminal de GNL que participaron en la transferencia: el que inició, los relevos y el que terminó la transferencia, señalando la fecha y hora de inicio y de terminación del lapso en que fungieron como responsables.
- d) Dicha declaración se debe distribuir de la manera siguiente:
 - 1 Se debe entregar una copia al responsable de la transferencia del buque
 - 2 Se debe conservar una copia por 30 días después de la terminación de la transferencia en el centro de control de transferencia de la Terminal de GNL.

116.2.3.5 Revisión de la conexión de los brazos de transferencia de GNL desde/hacia un buque. Cuando se conecten los brazos de transferencia de la Terminal de GNL se debe verificar que:

- a) Los brazos de transferencia han sido purgados y se ha realizado la prueba de hermeticidad antes de la transferencia. Al terminar la transferencia, los brazos de transferencia deben ser purgados y drenados completamente.
- b) Todos los agujeros de las bridas tengan pernos para la conexión.
- c) Los brazos de transferencia que no se utilicen para la transferencia de GNL están aislados con bridas ciegas.
- d) No hay fugas en ninguna conexión antes de la transferencia de GNL.
- e) Las operaciones de transferencia deben ser a presión atmosférica cuando los brazos sean conectados o desconectados.
- f) El sistema de comunicación entre el buque y la Terminal de GNL debe ser verificado continuamente en el buque y en la Terminal de GNL.

116.2.4 Procedimientos de monitoreo. El Manual de Operación debe contener procedimientos para el monitoreo de la operación de cada sistema y la integridad mecánica de las estructuras en las cuales existe peligro para las personas o propiedades si se detecta funcionamiento indebido o inadecuado, fuga o fuego por fluido inflamable.

Estos procedimientos deben considerar el monitoreo permanente y control apropiado de las variables de operación mediante un Sistema de Control Distribuido inteligente (SCD) para garantizar la seguridad de la Terminal de GNL. Debe constar de sensores inteligentes para activar alarmas visibles y audibles para advertir al personal que lo atiende cuando el SCD registre que las variables de operación excedan los límites de operación normal de la terminal de GNL. Los componentes, equipos y sistemas inteligentes, así como los programas de computación aplicados para su operación deben ser actualizados y recibir mantenimiento de la misma forma que los utilizados en terminales similares en el ámbito internacional de la industria del GNL.

- a) El monitoreo de las operaciones debe ser realizado en un centro de control atendido por personal que observe y escuche las alarmas de advertencia. Se deben investigar las causas de la activación de las alarmas cuando detecten condiciones anormales de las variables del proceso incluyendo, sin limitarse a, la temperatura, presión, vacío y flujo.
- b) Se deben realizar inspecciones diarias a los procesos y equipos por personal capacitado y con experiencia, de acuerdo con los procedimientos contenidos en el Manual de Operación.
- c) Cuando el fondo del tanque de GNL exterior esté en contacto con el suelo, el sistema de calefacción debe ser monitoreado al menos una vez por semana para garantizar que la isoterma de 0 °C no penetre el suelo.
- d) Se debe investigar la causa de cualquier asentamiento del terreno que sea superior al previsto en el diseño para realizar la acción correctiva correspondiente.

116.2.5 Procedimientos para purgado. El Manual de Operación debe contener procedimientos para purgado de sistemas, componentes y tanques de GNL, con base en prácticas reconocidas en el ámbito internacional de la industria del GNL.

116.2.5.1 Los sistemas de tuberías de proceso y para fluidos inflamables deben tener conexiones para realizar el purgado con seguridad.

116.2.5.2 Antes de poner en servicio un tanque de GNL, el aire en su interior debe ser purgado por un gas inerte aplicando un procedimiento debidamente documentado.

- a) El purgado de tanques de GNL únicamente puede ser realizado por personal capacitado y con experiencia.
- b) Durante el purgado se debe medir el contenido de oxígeno del fluido en el interior del tanque y verificar que la temperatura y presión de dicho fluido se mantengan dentro de los límites de diseño del tanque.

116.2.5.3 La puesta fuera de servicio de un tanque de GNL no debe ser considerada una operación normal.

a) Antes de que un tanque de GNL sea retirado de servicio, el gas natural debe ser purgado del tanque con un gas inerte, aplicando un procedimiento de purgado debidamente documentado.

b) Deben aplicarse procedimientos específicos para algunos materiales aislantes que retienen cantidades apreciables de gas en sus poros o espacios intersticiales cuando han estado expuestos al GNL durante mucho tiempo, por lo que requieren un tiempo prolongado para el purgado del gas.

116.2.6 Procedimientos para el enfriamiento inicial de la Terminal de GNL. El Manual de Operación debe contener procedimientos debidamente documentados con base en las especificaciones e instrucciones de los fabricantes de los equipos, materiales y tuberías, para aplicarse durante el enfriamiento inicial del sistema criogénico de la Terminal de GNL. En dichos procedimientos se debe especificar lo siguiente:

- a) Los componentes, las etapas y la secuencia en que se debe realizar el enfriamiento.
- b) Los controles y válvulas mediante los cuales se aislarán los componentes del sistema criogénico para realizar el enfriamiento.
- c) La tasa de enfriamiento máxima y mínima para cada componente.
- d) Las actividades, responsabilidad y capacitación requerida del personal asignado a implementar el enfriamiento inicial.

116.2.6.1 Se debe establecer un procedimiento de seguridad específico para el enfriamiento inicial de la Terminal de GNL.

116.2.6.2 Se debe considerar que durante el enfriamiento inicial se pueden presentar desviaciones en los parámetros previstos en los procedimientos escritos, por lo que será necesario hacer ajustes y cambios en dichos procedimientos.

- a) Se debe designar un grupo responsable de aprobar los ajustes y cambios en los procedimientos que sean necesarios para continuar con el enfriamiento.
- b) Cualquier ajuste o cambio de cualquier parámetro debe ser analizado y aprobado por este grupo responsable para poder continuar con el enfriamiento.

116.2.6.3 Se debe capacitar al personal involucrado en el enfriamiento inicial de la Terminal de GNL en los procedimientos señalados en los puntos **116.2.6.1** y **116.2.6.2** anteriores.

116.2.6.4 Procedimiento de verificación del enfriamiento de la Terminal de GNL. Se debe establecer un procedimiento de verificación congruente con lo establecido en los procedimientos vigentes del enfriamiento en el que se describan las características de los equipos, tuberías y materiales del sistema criogénico que se deben inspeccionar, así como la frecuencia y los criterios de aprobación y rechazo para los resultados de dicha inspección, especialmente en los aspectos siguientes:

- a) Medidas para evitar choques térmicos
- b) Cambios de dimensiones en equipos, materiales y tuberías
- c) Puntos con mayor riesgo de fuga, por ejemplo, las uniones de los equipos principales del sistema criogénico

116.2.7 Procedimientos de pruebas de desempeño operacional. El Manual de Operación debe contener procedimientos documentados para realizar pruebas de desempeño operacional para evaluar el cumplimiento con las especificaciones de diseño de la Terminal de GNL. En dichos procedimientos se debe especificar cómo se deben evaluar al menos, los parámetros siguientes:

- a) Flujo nominal de recepción de GNL.
- b) Flujo mínimo de salida de gas natural cuando se está recibiendo GNL de un buque.
- c) Flujo mínimo de salida de gas natural cuando no se está recibiendo GNL de un buque.
- d) Flujo nominal de salida de gas natural.
- e) Flujo máximo de salida de gas natural.
- f) Consumo de energía eléctrica y de combustible, así como emisiones y ruido cuando está saliendo el flujo nominal y el flujo máximo de gas natural.

116.2.7.1 Se debe establecer un procedimiento de verificación de las pruebas de desempeño operacional que considere al menos, lo siguiente:

- a) Atestiguamiento por parte de la Unidad de Verificación de la realización de las pruebas de desempeño con las que se obtuvieron resultados aprobatorios para el equipo.
- b) Parámetros operacionales que se deben probar así como los criterios de aprobación y rechazo de los resultados de las pruebas.

116.2.8 Procedimientos de control de emergencias. El Manual de Operación debe contener procedimientos para el control de cada tipo de emergencia en los que se señalen los lugares en la Terminal de GNL susceptibles de que ocurran emergencias derivadas de un mal funcionamiento en la operación, colapso de estructuras, fallas del personal, fuerzas de la naturaleza y actividades adyacentes a la Terminal de GNL, entre otras.

116.2.8.1 Acciones específicas en caso de emergencias controlables que incluyan lo siguiente:

- a) Aviso al personal.
- b) Uso del equipo adecuado para controlar la emergencia.
- c) Suspensión de la operación y aislamiento de los equipos.
- d) Medidas para asegurarse que el escape de gas o líquido sea bloqueado oportunamente o reducido en la medida de lo posible.

116.2.8.2 Identificación de una emergencia incontrolable y las acciones a tomar para:

- a) Minimizar el riesgo al público y al personal.
- b) Avisar de inmediato a las autoridades competentes locales considerando la posible necesidad de evacuar al público en la vecindad de la Terminal de GNL, en su caso.
- c) Coordinar con las autoridades competentes locales sobre la preparación de un plan de evacuación, el cual debe establecer los pasos requeridos para proteger al público en una emergencia, incluyendo la falla improbable de un tanque de almacenamiento de GNL.
- d) Coordinar con las autoridades competentes locales en el proceso de evacuación donde se requiera asistencia mutua y mantener informadas a dichas autoridades sobre:
 - 1 Cantidad, tipo y localización en la Terminal de GNL de los equipos de control de incendios.
 - 2 Peligros potenciales en la Terminal de GNL.
 - 3 Capacidad del personal de la Terminal de GNL para controlar un estado de emergencia.
 - 4 Estado de cada emergencia.
- f) Poner en práctica los procedimientos de emergencia relativos al manejo emisiones de gas no encendido.

116.2.9 Plan de Contingencia. La Terminal de GNL debe contar con un plan de contingencia para dirigir las acciones en caso que ocurra alguno de los incidentes potenciales previstos en el área de transferencia o en las áreas cercanas. Este plan debe incluir lo siguiente:

- a) La descripción de los sistemas y equipos contra incendio, incluyendo un plano que muestre la localización de los equipos de emergencia.
- b) Los procedimientos para el control de derrames de GNL incluyendo el contacto con autoridades y organizaciones de respuesta a emergencias locales.
- c) Contacto con las autoridades locales, hospitales, estaciones de bomberos y otros organismos de respuesta a emergencias.
- d) Procedimientos de emergencia para desamarrar el buque, incluyendo el uso de cables de remolque de emergencia.
- e) Requisitos de remolque para situaciones de emergencia específicamente para los incidentes previstos en el atracadero.

116.2.10 Investigación de fallas. El permisionario es responsable de investigar la causa de cada explosión, incendio, fuga o derrame de GNL y contratar, en su caso, servicio especializado que le permita conocer las causas que lo originaron.

- a) El permisionario debe poner a disposición de la CRE la información, proporcionar asistencia y los medios económicos o de otra índole para realizar la investigación.
- b) A menos que sea necesario para mantener o restaurar el servicio o por seguridad, ningún sistema involucrado en el incidente podrá ser movido de su lugar o alterado hasta que la investigación haya sido realizada o que lo autorice el responsable de la investigación.
- c) Cuando los sistemas tienen que ser movidos por razones de operación o seguridad, no podrán salir de la Terminal de GNL y deben ser mantenidos intactos tanto como sea posible hasta que la investigación haya terminado o lo autorice el responsable de la investigación.
- d) Como resultado de la investigación, se deben tomar acciones que minimicen la recurrencia del incidente e informar a la CRE del resultado de la investigación y de las acciones implementadas.

117 Mantenimiento

La Terminal de GNL debe tener un manual que especifique el mantenimiento que se debe realizar a equipos, componentes y sistemas para garantizar la seguridad de las personas y la integridad de las instalaciones de Terminal de GNL.

117.1 Requisitos del Manual de Mantenimiento

El Manual de Mantenimiento debe cumplir con lo siguiente:

- a) Contener un programa que describa las inspecciones y actividades prescritas en el Manual de Mantenimiento y las acciones que van a implementarse para realizar dichas inspecciones y actividades.
- b) El programa y el Manual de Mantenimiento deben estar disponibles en un lugar de acceso inmediato en la Terminal de GNL donde puedan ser consultados por el personal que lo requiera.
- c) El Manual de Mantenimiento y el programa respectivo, deben ser actualizados cuando ocurran cambios en las instalaciones y/o procesos. Los cambios en el programa de mantenimiento de los equipos de seguridad deben estar justificados técnicamente y quedar documentados.
- d) El programa de mantenimiento de la Terminal de GNL debe considerar al menos los rubros siguientes:
 - 1 Para poner, retornar o continuar en servicio algún sistema, componente o equipo se debe verificar que ha recibido mantenimiento de conformidad con el programa correspondiente.
 - 2 El mantenimiento sólo puede ser realizado por personas que hayan recibido capacitación y demostrado su capacidad, habilidad y experiencia para desempeñar las funciones que les sean asignadas de conformidad con lo establecido en el capítulo 118 de esta NOM.
 - 3 La capacitación y habilidades del personal de mantenimiento se deben desarrollar como está establecido en el capítulo 118 de esta NOM, con objeto de reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos de seguridad de la Terminal.

117.2. Contenido del Manual de Mantenimiento

117.2.1 El Manual de Mantenimiento debe contener lo siguiente:

- a) Plan de mantenimiento documentado en el que estén identificados los requisitos de mantenimiento preventivo para cada componente, equipo y sistema de la Terminal de GNL de acuerdo al manual del fabricante y mejores prácticas de la industria.
- b) Descripción de la capacitación y habilidades que requiere el personal de mantenimiento para reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos que implican riesgo para la seguridad de la Terminal de GNL.
- c) El programa y las instrucciones para realizar el mantenimiento preventivo de cada componente y sistema de soporte de la Terminal de GNL de acuerdo con esta NOM y en lo no previsto por ésta, con la práctica internacionalmente reconocida.
- d) Requisitos e instrucciones para garantizar la seguridad de personas y de la Terminal de GNL durante las reparaciones de equipos, componentes y sistemas de soporte.
- e) La descripción de acciones adicionales al mantenimiento preventivo necesarias para mantener la Terminal de GNL de conformidad con lo establecido en esta Norma.

117.2.2 La Terminal de GNL debe contar con un sistema computarizado para la administración del mantenimiento con tecnología, equiparable a la utilizada por terminales similares en el ámbito internacional de la industria del gas natural licuado. Los programas de cómputo, los componentes y equipos de este sistema deben recibir mantenimiento y actualizaciones para conservarse en dicha condición.

117.3 Mantenimiento de Componentes y Sistemas

117.3.1 Las cimentaciones y los sistemas de soporte de cada componente de la Terminal de GNL deben ser inspeccionadas de conformidad con los programas de mantenimiento correspondientes para verificar que no tengan cambios que pudieran deteriorar su funcionamiento.

117.3.2 Fuentes de potencia eléctrica de emergencia. La operación de cada fuente de potencia eléctrica de emergencia se debe comprobar mensualmente y su capacidad de operación se debe comprobar anualmente. En la prueba de capacidad se debe considerar la potencia y carga necesarias para arrancar y operar simultáneamente el equipo que tendría que ser accionado por la Terminal de GNL en una emergencia.

117.3.3 El dispositivo de seguridad que es puesto fuera de servicio para darle mantenimiento, así como el componente para el cual sirve dicho dispositivo, también debe ser puesto fuera de servicio, a menos que la misma función de seguridad sea proporcionada por un medio alterno.

117.3.4 Si la operación inadvertida de un componente puesto fuera de servicio puede causar una condición insegura, dicho componente debe tener un letrero en el lugar donde se controla su operación con la advertencia "No Operar".

117.3.5 Se deben bloquear o fijar en posición abierta las válvulas para el aislamiento de dispositivos de relevo de vacío o presión.

- a) Las válvulas deben ser accionadas sólo por la persona autorizada.
- b) No se debe cerrar más de una válvula al mismo tiempo.

117.3.6 Los sistemas de aislamiento de las superficies de los diques de retención se deben inspeccionar anualmente.

117.3.7 Las mangueras y brazos de descarga para transferencia de GNL y refrigerantes deben ser probadas por lo menos una vez al año a la máxima presión de bombeo o de ajuste de las válvulas de relevo y deben ser inspeccionadas visualmente antes de utilizarlas para detectar, en su caso, daños o defectos.

117.3.8 Reparaciones. Los trabajos de reparación de componentes deben ser realizados y probados con objeto de constatar la integridad y seguridad en la operación del componente.

117.3.9 Trabajo en caliente. Las personas que realicen trabajos de soldadura, corte con antorcha o cualquier otro trabajo de reparación a temperaturas elevadas deben tener un permiso expedido de acuerdo con los procedimientos de seguridad de la Terminal.

117.4 Mantenimiento de sistemas de control

El permisionario debe verificar que las inspecciones y pruebas establecidas en esta sección sean llevadas a cabo en los intervalos especificados.

117.4.1 Cuando un sistema de control ha estado fuera de servicio por 30 días o más, antes de que se vuelva a poner en operación, debe inspeccionarse y comprobarse la aptitud de operación de dicho sistema.

117.4.2 Los sistemas de control que normalmente no son operados, por ejemplo, dispositivos de relevo de presión y de vacío, así como dispositivos de paro automático, deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, pero los intervalos no deben exceder 15 meses.

117.4.3 Las válvulas de relevo de presión y de vacío deben ser inspeccionadas y probadas para verificar que operan en forma adecuada al valor de relevo de presión al que están ajustadas y comprobar la hermeticidad del cierre del asiento elevando la presión.

117.4.4 Los sistemas de control que normalmente están en operación deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, pero los intervalos no deben exceder 15 meses.

117.4.5 Los sistemas de control que sean utilizados por temporadas deben ser inspeccionados y probados antes de entrar en operación cada temporada.

117.4.6 Los equipos de control que forman parte del sistema de protección contra incendios de la Terminal de GNL deben ser inspeccionados y probados a intervalos regulares que no excedan 6 meses.

117.4.7 El mantenimiento de los equipos de control que forman parte del sistema de protección contra incendios de la Terminal de GNL se debe programar de manera que una parte mínima de los equipos sean puestos fuera de servicio al mismo tiempo y que éstos se vuelvan a poner en servicio en el menor tiempo posible.

117.4.8 El mantenimiento debe ser realizado de acuerdo con las Normas Aplicables para cada equipo, por ejemplo:

- a) Sistemas de comunicaciones de servicios de emergencia.
- b) Equipos de monitoreo.
- c) Sistemas de agua contra incendio.
- d) Extintores contra incendio portátiles o de ruedas, apropiados para incendios de gas disponibles en ubicaciones estratégicas, según se determine de conformidad con el capítulo **115** dentro de la Terminal de GNL y en los autostanque.

- e) Los extinguidores contra incendios fijos y otros equipos de control de incendios deben ser mantenidos de acuerdo con su aplicación: Espuma de Expansión Baja, Media y Alta densidad, Sistemas de Extinción de Bióxido de Carbono; Sistemas de Extinción de Incendios con Halón 1301; Instalación de Aspersores de Espuma-Agua y Sistemas Aspersores de Espuma-Agua; Sistemas Extinguidores de Productos Químicos Secos; Sistemas Extinguidores de Agentes Contra Incendio Limpios.

117.4.9 Los sistemas de control no incluidos en los incisos **117.4.1** a **117.4.8** anteriores deben ser inspeccionados y probados una vez al año a intervalos que no excedan 15 meses.

117.5 Inspección de válvulas

117.5.1 Las válvulas de relevo de presión de los tanques de GNL estacionarios deben ser inspeccionadas y comprobada la presión de relevo por lo menos una vez cada 2 años, con intervalos que no excedan 30 meses para asegurarse que cada válvula desfogue a la presión de ajuste correspondiente.

117.5.2 Se debe controlar la operación de las válvulas para aislar el dispositivo de relevo de presión o de vacío con candados o sellos que las mantengan abiertas.

117.5.3 Un tanque de GNL no debe tener más de una válvula de bloqueo cerrada en cualquier momento.

117.5.4 Cuando un componente esté protegido por un dispositivo de seguridad único y éste sea desactivado para mantenimiento o reparación, el componente debe ser puesto fuera de servicio, a menos que se implementen medidas de seguridad alternativas.

117.6 Inspección de tanques de GNL

117.6.1 Las superficies exteriores de los tanques de GNL deben ser inspeccionadas y probadas de conformidad con lo establecido en el manual de mantenimiento para verificar los aspectos siguientes:

- a) Que no existan fugas de GNL del tanque interior.
- b) Que el aislamiento térmico esté en condiciones óptimas.
- c) Que el sistema de calentamiento de los cimientos del tanque funcione adecuadamente para asegurar que no se afecte la integridad estructural de los tanques.

117.6.2 Después de una perturbación meteorológica se deben inspeccionar las estructuras de la Terminal, especialmente los tanques de GNL y sus cimientos para verificar que no haya sido afectada su integridad estructural.

117.6.3 Si tiene lugar un evento geofísico o meteorológico potencialmente dañino, se debe realizar lo siguiente:

- a) Suspender la operación de la Terminal de GNL tan pronto como sea posible.
- b) Determinar la naturaleza y alcance de los daños causados por el evento.
- c) Verificar que está restablecida la seguridad de la operación antes de volver a poner en servicio la Terminal de GNL.

117.7 Control de corrosión. No se deben construir, reparar, reemplazar o modificar en forma significativa un componente de la Terminal de GNL, hasta que sean revisados los dibujos de diseño y especificaciones de materiales desde el punto de vista de control de corrosión y se haya determinado que los materiales seleccionados no tienen efectos perjudiciales sobre la seguridad y confiabilidad del conjunto.

117.7.1 La reparación, reemplazo o modificación relevante de un componente debe ser revisada solamente si la acción tomada involucra o es debida a:

- a) Cambio de los materiales especificados originalmente
- b) Falla causada por corrosión
- c) Inspección que reveló un deterioro significativo del componente debido a corrosión

117.7.2 Protección contra la corrosión. Se debe determinar qué componentes metálicos requieren control de la corrosión para que su integridad y confiabilidad no sean afectadas adversamente por la corrosión externa, interna o atmosférica durante su vida útil. Dichos componentes deben ser protegidos contra la corrosión, inspeccionados y reemplazados bajo un programa de mantenimiento.

117.7.3 Control de la corrosión atmosférica. Los componentes que están expuestos al ataque corrosivo de la atmósfera deben estar protegidos contra la corrosión atmosférica mediante:

- a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o
- b) Un recubrimiento adecuado.

117.7.4 Control de la corrosión externa de componentes enterrados o sumergidos. Los componentes enterrados o sumergidos sujetos a ataque corrosivo externo deben ser protegidos contra la corrosión externa mediante:

- a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea.
- b) Un recubrimiento externo de protección diseñado e instalado para prevenir la corrosión.
- c) Un sistema de protección catódica diseñado para proteger los componentes en su totalidad.
- d) Donde sea aplicado el sistema de protección catódica, los componentes que están interconectados eléctricamente deben estar protegidos como un conjunto.

117.8 Registros de mantenimiento

El permisionario debe mantener por un período no menor de 5 años, un registro de la fecha y reporte de cada actividad de mantenimiento llevada a cabo en cada componente de la Terminal de GNL, incluyendo un registro de la fecha en que un componente sea retirado o puesto en servicio.

117.8.1 Los registros estarán disponibles en horas hábiles mediante aviso al permisionario con anticipación de 3 días.

117.8.2 Durante la vida útil de la Terminal de GNL, el permisionario debe mantener registros de cada prueba, estudio o inspección requeridos por esta Norma, con detalle suficiente para demostrar la eficiencia de las medidas de control de corrosión.

117.9 Mantenimiento del predio de la Terminal de GNL

- a) Los caminos para los vehículos de control de incendios deben ser mantenidos sin obstrucciones y en condiciones de uso en todas las condiciones climáticas.
- b) Se debe evitar o controlar la presencia de materiales extraños, contaminantes y hielo para mantener las condiciones de operación segura de cada componente.
- c) Se debe mantener libre de desperdicios, desechos y otros materiales los cuales presentan un riesgo de incendio.
- d) Las áreas con pasto o hierbas se deben mantener de manera que no presenten riesgo de incendio.

118 Capacitación del Personal

118.1 Plan de capacitación. La Terminal de GNL debe tener un plan de capacitación escrito para instruir y entrenar a todo el personal en el que se indique la capacitación recibida y la capacitación por recibir para cada persona.

118.1.1 El plan de capacitación debe incluir como mínimo los aspectos siguientes y dirigirse al personal de supervisión, operación, mantenimiento y seguridad:

- a) Las operaciones básicas realizadas en la Terminal de GNL.
- b) Las características y peligros potenciales del GNL y otros fluidos peligrosos que se utilicen en la Terminal de GNL, incluyendo los daños graves provocados por congelación que puede resultar del contacto con el GNL y refrigerantes fríos.
- c) Los métodos para realizar las tareas de operación y mantenimiento de la Terminal de GNL establecidas en los Manuales de Operación y Mantenimiento referidos en los capítulos **116 y 117** de esta NOM.
- d) Los procedimientos de transferencia de GNL y refrigerantes descritos en el capítulo **116** de esta NOM.
- e) Prevención de incendios, incluyendo familiarización con el plan de control de incendios de la Terminal de GNL, combate contra incendios, causas potenciales de incendio y tipos, magnitudes y consecuencias probables de un incendio.
- f) Reconocimiento de situaciones para las cuales sería necesario obtener asistencia para mantener las condiciones de seguridad de la terminal de GNL.
- g) Plan para el control de emergencias de la Terminal de GNL referido en el capítulo **116** de esta NOM.

118.2 Personal involucrado en la operación. El personal de la Terminal de GNL involucrado en la operación debe satisfacer los requisitos siguientes:

- a) Conocer perfectamente el Plan para el control de emergencias de la Terminal de GNL referido en el capítulo **116** de esta NOM.
- b) Haber sido capacitado en todos los procedimientos de operación descritos en el capítulo **116** de esta NOM.
- c) Haber demostrado conocimientos adecuados para realizar la tarea asignada después de la capacitación y tener experiencia en las tareas asignadas.
- d) Las personas que no satisfagan estos requisitos deberán estar bajo la supervisión de personas que sí los satisfagan.

118.3 El personal involucrado en operaciones de transferencia de GNL. La capacitación del personal involucrado en las operaciones de transferencia marítima de GNL debe incluir lo siguiente:

- a) Procedimientos de transferencia, incluyendo capacitación práctica bajo la supervisión de una persona con la experiencia que sea determinada por el operador de terminal.
- b) El tiempo invertido por el personal que esté ayudando en las operaciones de transferencia cubrirá su requisito de capacitación práctica.

118.3.1 Las personas que participen en la transferencia marítima de GNL deben estar familiarizadas con todos los aspectos del procedimiento de transferencia, incluyendo peligros potenciales y procedimientos de emergencia.

- a) Deben tener por lo menos 48 horas de experiencia en transferencia de GNL.
- b) Conocimiento de los peligros del GNL.
- c) Familiaridad con las disposiciones de los capítulos **114** y **116** de esta NOM sobre el sistema de transferencia y su operación.
- d) Conocimiento del plan para el control de emergencias de la terminal referido en el capítulo **116** de esta NOM.

118.4 El personal involucrado en el mantenimiento. El personal de la Terminal de GNL involucrado en el mantenimiento debe satisfacer los requisitos siguientes:

- a) Tener conocimiento de los procedimientos de mantenimiento descritos en el capítulo **117** de esta NOM.
- b) Tener habilidades para reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos de seguridad de la terminal.
- c) Tener conocimiento del Plan para el control de emergencias referido en el capítulo **116** de esta NOM.

118.5 El personal involucrado en la seguridad, higiene y ambiente. El personal de la Terminal de GNL involucrado en la seguridad, higiene y ambiente debe satisfacer los requisitos siguientes:

- a) Estar capacitado para desarrollar y mantener un plan escrito sobre el funcionamiento de los sistemas de prevención de incendios, seguridad y ambiente de la Terminal de GNL. Se debe evaluar y, en su caso, renovar esta capacitación en intervalos no mayores a dos años.
- b) Conocer las disposiciones del plan de control de emergencias de la terminal referido en el capítulo **116** de esta NOM.

118.6 El personal involucrado en la administración. El personal de la Terminal de GNL involucrado en la administración debe satisfacer los requisitos siguientes:

- a) Conocer los sistemas computarizados de administración y calidad implementados.
- b) Conocer las disposiciones del plan de control de emergencias referido en el capítulo **116** de esta NOM.

118.7 Registro de la capacitación. Se debe mantener un registro de la capacitación de cada empleado de la Terminal de GNL el cual se debe conservar al menos dos años posteriores a la fecha en que dejó de ser empleado, en su caso.

118.8 Actualización de la capacitación. El personal que haya recibido capacitación de conformidad con los incisos **118.2** a **118.6** debe recibir capacitación de actualización por lo menos una vez cada 2 años.

119 Terminales remotas de GNL

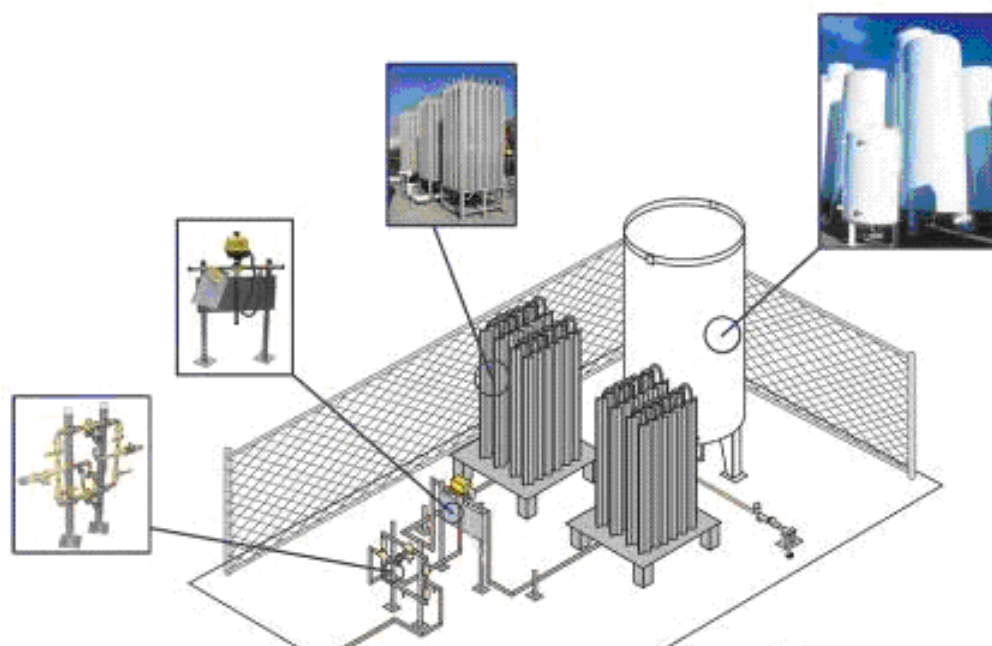
119.1 Objeto y campo de aplicación

Este capítulo será aplicable únicamente a aquellos sistemas de almacenamiento de GNL que estén vinculados a sistemas de transporte o distribución de gas natural por ducto, y tiene por objeto establecer los requisitos técnicos y las medidas de seguridad que deben cumplirse en el diseño, construcción, pruebas, instalación, operación y mantenimiento de terminales remotas de almacenamiento de gas natural licuado con instalaciones de vaporización (Terminales remotas de GNL). Estas terminales tienen una capacidad de almacenamiento total máxima de 1 000 m³ de GNL y su Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) es superior a 103.4 kPa (1 bar).

119.2 Definiciones

Para efectos de este capítulo se aplican las definiciones siguientes:

119.2.1 Terminal remota: Conjunto de instalaciones de almacenamiento y vaporización de GNL para suministrar gas natural a usuarios industriales, comerciales y residenciales. El GNL proviene de una planta de almacenamiento o producción de GNL, y posteriormente se transporta por vía terrestre mediante autotanques criogénicos hasta la Terminal remota.



119.2.2 Instalación de descarga: Conjunto de elementos para conducir el GNL desde el autotanque a los tanques de almacenamiento de la Terminal remota.

119.2.3 Instalación de almacenamiento: Conjunto formado por los tanques de GNL, equipos, vaporizador de aumento de presión rápido, tuberías, válvulas, instrumentación y elementos de control.

119.2.4 Instalación de vaporización: Conjunto de equipos y accesorios situados aguas abajo del tanque de GNL cuya función es vaporizar el GNL almacenado en gas natural a las condiciones de presión y temperatura de entrega.

119.2.5 Autotanque: Tanque criogénico montado en la plataforma de un vehículo que transporta el GNL desde el punto de suministro hasta la Terminal remota.

119.2.6 Válvula de protección por baja temperatura: Válvula instalada en la línea de gas natural a la salida de los vaporizadores y a partir de la cual se considera que el gas se encuentra a las condiciones termodinámicas de entrega. Cuenta con un sistema de cierre automático que actúa en el caso de detectar que la temperatura del gas natural es inferior a la mínima temperatura de servicio especificada aguas abajo.

119.2.7 Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP): Presión máxima permisible en el tanque interno sometido a la presión del vapor de GNL. La primera válvula de seguridad se ajustará a este valor de presión.

119.3 Diseño y construcción de las instalaciones**119.3.1 Instalación de descarga:**

- a) La descarga del GNL desde el autotanque al tanque de GNL de la Terminal remota se realiza mediante bombas criogénicas o por diferencia de presiones entre el autotanque y los tanques de almacenamiento de GNL.
- b) Para realizar la descarga por diferencia de presiones se debe contar con un vaporizador de GNL que debe estar a un nivel inferior a la salida del tanque de GNL, que se utiliza para vaporizar gas natural que es enviado para alcanzar un aumento rápido de la presión del gas natural que se encuentra en el autotanque.
- c) El vaporizador de aumento rápido de presión del tanque de almacenamiento se debe diseñar y construir de acuerdo con los requerimientos establecidos para los vaporizadores de la instalación de vaporización.
- d) La conexión entre el autotanque y la instalación de descarga se llevará a cabo con mangueras flexibles criogénicas. Las mangueras y conexiones deberán ser adecuadas para manejar el GNL.
- e) Las líneas de conexión dispondrán de las válvulas criogénicas necesarias para la maniobra de presurización y descarga. También dispondrán de válvulas criogénicas de purga para la despresurización de las mangueras previa a su desconexión.
- f) Debe instalarse una válvula de retención en el cabezal de descarga de GNL a los tanques de almacenamiento y válvulas de seguridad entre dos válvulas de corte consecutivas con el objeto de evitar el flujo de GNL entre ambas.

119.3.2 Instalación de almacenamiento:

- a) Los tanques de almacenamiento de las terminales remotas de GNL deben ser diseñados, fabricados y probados de acuerdo con las secciones de esta NOM siguientes:
 - 1 **110.2 Parámetros de diseño**
 - 2 **110.4 Diseño sísmico de tanques de acero estacionarios**
 - 3 **110.5 Cargas de viento y nieve**
 - 4 **110.7 Volumen de llenado**
 - 5 **110.9 Tanques metálicos**
 - 6 **110.11 Identificación de los tanques de GNL**
 - 7 **110.12 Pruebas de tanques de GNL**
 - 8 **110.13 Dispositivos de relevo**
- b) Cada tanque de almacenamiento debe equiparse con válvulas, elementos de control y seguridad requeridos por las normas aplicables. La presión de diseño del tanque debe especificarse considerando un margen adecuado por encima de su presión de operación para minimizar la frecuencia de disparo de las válvulas de seguridad establecidas por la especificación del fabricante.
- c) Los materiales empleados en la construcción de la instalación de almacenamiento deben ser adecuados para operar a condiciones criogénicas.
- d) En caso que el flujo de entrega de gas natural sea menor al flujo previsto, se podrá considerar la utilización de válvulas economizadoras, manuales o automáticas, que dirijan parte del vapor de GNL dentro del tanque al circuito de salida de GNL a vaporizadores, con el objeto de aliviar el aumento de presión dentro del tanque.

119.3.3 Instalación de vaporización**119.3.3.1 Vaporizadores**

- a) Los materiales utilizados deberán ser adecuados para operar a condiciones criogénicas. Deberá considerarse la compatibilidad de los materiales con el posible fluido de calentamiento.
- b) La presión de diseño de los vaporizadores debe ser al menos, la presión máxima de alimentación prevista, considerando los elementos y equipos aguas arriba al mismo, por ejemplo, presión de diseño del tanque, presión de bombas de circulación o presurización del GNL.

- c) Se deben considerar en su diseño los esfuerzos térmicos durante el servicio, los esfuerzos térmicos transitorios debidos al enfriamiento, su propio peso, así como las condiciones naturales externas a que esté sometido, por ejemplo, viento, nieve, entre otras.
- d) En los vaporizadores atmosféricos se debe considerar la reducción de temperatura del gas natural a la salida a causa del hielo que se forma sobre las aletas de transferencia de calor. En tal caso, los vaporizadores se pueden disponer en dos secciones paralelas que se pueden separar de manera que cuando una de las secciones esté en funcionamiento la otra esté descongelando.
- e) Los vaporizadores y demás elementos complementarios exteriores al tanque de almacenamiento deben estar anclados a bases de cimentación y sus tuberías de conexión ser lo suficientemente flexibles para soportar expansiones y contracciones por los cambios de temperatura.

119.3.3.4 Recalentadores. Los recalentadores de gas utilizados para calentar el gas frío procedente de los vaporizadores atmosféricos u otros elementos, se deben diseñar y construir de acuerdo con los requerimientos establecidos para los vaporizadores de la instalación de vaporización.

119.3.3.5 Dispositivos de seguridad. Cada equipo de vaporización debe estar protegido por una válvula de seguridad criogénica, capaz de ventear el gas suficiente para evitar que la presión exceda 110% de la presión máxima de operación. La presión de ajuste debe ser como máxima la de diseño del vaporizador. Los desfuegos a la atmósfera deben estar protegidos por arrestadores de flama y deben descargar en puntos donde no se puedan generar condiciones ambientales peligrosas.

- Cada vaporizador debe poder aislarse mediante válvulas de bloqueo tanto en el circuito de GNL-gas natural como en el circuito de entrega de gas.

119.3.4 Válvula de corte por baja temperatura

- a) Debe instalarse una válvula de cierre automático entre la salida de los vaporizadores y la estación de regulación de entrega de gas natural que actúe en caso de que se detecte una temperatura del gas natural a la salida de los vaporizadores inferior a 263.15 K (-10 °C), o inferior a la recomendada por el fabricante para asegurar la integridad de los materiales situados aguas abajo, si ésta es superior a 263.15 K (-10 °C). Esta válvula de cierre debe ser de reactivación manual y su diseño debe ser resistente al fuego.
- b) La señal de cierre de esta válvula debe provenir de un detector de temperatura instalado entre los vaporizadores y la estación de regulación de entrega de gas natural.

119.3.5 Tuberías, válvulas y uniones:

119.3.5.1 Diseño. Los materiales de construcción utilizados en tuberías y accesorios se deben seleccionar de acuerdo con las condiciones de diseño de conformidad con las Normas Aplicables.

119.3.5.2 Deben tomarse las medidas necesarias para evitar cualquier contracción de tubería que pueda ocasionar la deformación, obstrucción de piezas móviles, defecto de alineación, entre otros, así como la formación de hielo sobre los componentes en contacto con la atmósfera. Se deben considerar las variaciones en las dimensiones de tuberías debidos a cambios de temperatura.

119.3.5.3 En el diseño del sistema de tuberías y válvulas se debe considerar lo siguiente:

- a) Minimizar el número de bridas en el sistema. De preferencia las válvulas deben ser soldadas.
- b) La orientación de las descargas de las válvulas de seguridad debe minimizar riesgos.
- c) El diseño de la tubería debe considerar las condiciones de presión y temperaturas de operación.
- d) El sistema debe ser diseñado para minimizar los disparos de las válvulas de seguridad.
- e) Los tanques de almacenamiento de GNL deben ser instalados en áreas abiertas.
- f) Los muros de concreto que son atravesados por tuberías deben construirse de tal forma que permitan el libre desplazamiento de la tubería por expansión y contracción térmica.
- g) Los componentes situados aguas arriba de la válvula automática de cierre por baja temperatura deben ser adecuados para operar a 77.15 K (-196 °C).
- h) Los materiales de los elementos aguas abajo de la válvula de protección por baja temperatura deben ser adecuados para la temperatura más baja prevista, antes de que la válvula de protección por baja temperatura cierre.

- i) Deben tomarse precauciones especiales para los materiales que pueden tener contacto accidental con GNL debido a una fuga o derrame en caso de emergencia. Estas tuberías deberán estar protegidas con aislamiento u otros medios para evitar su deterioro debido a las temperaturas extremas a que pueden estar sometidas hasta que se realicen las acciones correctivas pertinentes.
- j) Los soportes y sujetadores de tuberías deben evitar la generación de corrosión galvánica y permitir el movimiento de la tubería debido a la contracción o dilatación térmica sin rebasar los esfuerzos permitidos. El diseño del soporte debe ser adecuado para esta función y debe impedir cualquier puente frío entre el tubo y la estructura sobre la cual se apoya.

119.3.5.4 Dispositivo de seguridad.

- a) Los tramos de tubería comprendidos entre dos válvulas de cierre deben estar protegidos por un sistema de relevo de presión que evite daños a la misma en caso de que quede GNL o gas natural frío atrapado entre ambas válvulas.
- b) Estos dispositivos de relevo de presión deben tener un tramo de tubería que los separe de la zona fría para evitar que queden bloqueados por el hielo.
- c) La presión de ajuste de estos dispositivos debe ser inferior a la presión máxima de servicio establecida para la tubería protegida.

119.3.5.5 Montaje y construcción.

- a) Los procedimientos de soldadura deben cumplir con las Normas Aplicables al tipo de tubería elegido. Los soldadores deberán estar calificados para ejecutar el trabajo.
- b) Se deben considerar las expansiones y contracciones ocasionadas por los cambios de temperatura, así como las vibraciones y otros movimientos de la tubería.
- c) Las uniones desmontables de tuberías se realizarán con conexiones bridadas.
- d) Se deben considerar las conexiones de venteo y purga necesarias para las pruebas, puesta en servicio, poner fuera de servicio, operación y mantenimiento.

119.3.6 Sistema de control

119.3.6.1 Los sistemas de control de la Terminal remota deben permitir vigilar y controlar la seguridad de la planta y los parámetros básicos de proceso, con objeto de ajustar los parámetros de la operación en caso de así requerirse.

119.3.6.2 Los elementos mínimos de control para plantas deben ser los siguientes:

- a) Cada tanque debe estar equipado con dos sistemas indicadores de nivel de GNL independientes, uno con indicación continua en el rango de vacío hasta lleno. Este sistema debe ser capaz de recibir mantenimiento o ser reemplazado sin poner fuera de servicio el tanque.
- b) Cada tanque debe estar equipado con un manómetro para medir la presión arriba del nivel máximo del líquido con indicación continua.
- c) Sistema automático para evitar el llenado excesivo del tanque
- d) Sistema de paro de emergencia que debe situarse y accionarse desde el exterior de la planta

119.3.6.3 El mantenimiento del sistema de control debe poder realizarse sin parar la operación de la terminal, salvo excepciones justificadas.

119.3.7 Instalación eléctrica:

- a) La clasificación eléctrica de las zonas de la Terminal remota se efectuará de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012, o con aquella que la sustituya.
- b) La instalación eléctrica, de iluminación y control que se instale, se efectuará de acuerdo con lo indicado en la NOM-001-SEDE-2012, o en aquella que la sustituya.
- c) Todas las partes metálicas de la planta, así como el autotanque durante la operación de descarga, deben conectarse a tierra de modo que la impedancia a tierra sea inferior a 20 ohm.

119.3.8 Sistema contra incendios:

- a) Las áreas de almacenamiento y vaporización de GNL de la instalación deben equiparse con extintores de polvo seco en proporción de 10 kg de polvo por cada 1 000 kg de GNL, con un mínimo de 2 kg en dos extintores.
- b) Los extintores deben colocarse y distribuirse en lugares fácilmente accesibles.
- c) Si la capacidad de almacenamiento de la Terminal remota es superior a 400 m³ y la distancia entre tanques de almacenamiento es inferior a 15 m, debe instalarse un sistema de aspersión de agua en la parte superior para enfriamiento de los tanques. Este sistema de aspersión debe tener capacidad de 3 litros por minuto por metro cuadrado de superficie del tanque exterior (3 L/min/m²).

119.3.9 Estación de regulación

Se debe instalar un sistema de regulación que, como mínimo, esté formado por: válvulas de entrada, filtro en Y, manómetros, regulador de presión, válvula de seguridad y válvula de corte de salida.

119.3.10 Instalación de odorización:

El gas natural debe ser odorizado antes de salir de la Terminal remota de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad cuando exista una mezcla de metano y aire cuya concentración volumétrica sea 1/5 del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII).

119.3.11 Protección de la terminal**119.3.11.1 Protección contra intrusos**

- a) La instalación debe estar protegida por una cerca metálica que impida que personas ajenas al servicio puedan acercarse a las instalaciones. La cerca dispondrá como mínimo de dos salidas contrapuestas con puertas de apertura en dirección de salida.
- b) Si la planta se halla en el interior de un recinto cerrado al que no pueden acceder personas ajenas al servicio, la cerca no será requerida.
- c) La posición de las instalaciones será tal que permita el fácil acceso de los autotanques y del personal autorizado.
- d) Debe colocarse en sitio visible un cartel donde se indique el tipo de instalación, los peligros específicos, las medidas de seguridad recomendadas y los números de atención a emergencias.

119.3.11.2 Protección contra derrames

- a) Todas las instalaciones de la Terminal remota hasta la válvula de protección por baja temperatura se deben ubicar en el interior de un área de retención de derrames de GNL.
- b) El área de retención de derrames podrá estar formada por barreras naturales, diques, muros de contención o una excavación en el terreno capaz de resistir las acciones mecánicas, térmicas o químicas del GNL.
- c) Si un área de retención alberga un único tanque de GNL, éste no tendrá ninguna limitación de capacidad de almacenamiento. Si alberga más de un tanque de GNL, la capacidad máxima conjunta de almacenamiento de los tanques será de 250 m³. Ver la tabla abajo.
- d) Las paredes del área de retención deben estar como mínimo a 1.5 m de cualquier superficie del tanque.
- e) En el caso de existir varios tanques en un área de retención la separación mínima entre los tanques debe ser de 2 m.
 - 1 La capacidad del área de retención se establecerá de acuerdo con los principios siguientes:
 - 2 Si alberga a un solo tanque el volumen útil mínimo debe ser el de la capacidad de agua del tanque.
 - 3 Si alberga más de un tanque y se han tomado medidas para evitar que las bajas temperaturas o exposiciones al fuego a causa de derrames en cualquier tanque afecten a los otros, el volumen del área de retención debe ser la capacidad de agua del tanque mayor.
 - 4 Si alberga más de un tanque y no se han tomado las medidas indicadas en el párrafo anterior, el volumen de área de retención debe ser la suma de la capacidad de agua de los tanques que alberga el área de retención.

- f) Los vaporizadores, tuberías y equipos de proceso hasta la válvula de protección por baja temperatura deben ubicarse preferentemente dentro del área de retención del tanque. Si no es así, el volumen mínimo del área de retención que albergue dichos equipos debe ser el mayor volumen de GNL que se pueda derramar durante 15 min por causa de una fuga.
- g) Si la capacidad de almacenamiento conjunta de la Terminal remota es superior a 400 m³ se debe instalar aguas abajo de la válvula manual de salida de la fase líquida de cada tanque al circuito de vaporización, una válvula criogénica con control de apertura y cierre a distancia. Los mecanismos de accionamiento de las válvulas deben ubicarse en zonas accesibles y externas a los diques de contención correspondiente.
- h) El diseño de la protección contra derrames debe ser tal que impida que líquidos inflamables entren a los sistemas de drenaje pluvial.

119.3.11.3 Distancias de seguridad.

Las distancias mínimas que deben existir entre los límites del tanque o tanques y los diversos lugares de la terminal deben cumplir con las condiciones siguientes.

Las Terminales remotas se clasifican según la capacidad total de agua de los tanques de almacenamiento de GNL en las clases siguientes:

Clase	Capacidad total de la terminal en m ³	
A		hasta 5
B	mayor a 5	hasta 20
C	mayor a 20	hasta 60
D	mayor a 60	hasta 200
E	mayor a 200	hasta 400
F	mayor a 400	hasta 1000

En la tabla siguiente se indican las distancias en metros a la que los tanques deben ubicarse con respecto de los siguientes elementos:

Capacidad total de la terminal	A	B	C	D	E	F
Elementos	Distancia en m					
Ventanas, sótanos, alcantarillas o desagües	5	10	15	20	20	25
Motores, interruptores que no sean a prueba de explosión, depósitos de materiales inflamables	5	10	15	15	15	15
Proyección líneas eléctricas	10	15	15	15	15	15
Límite de propiedad, carreteras, vías públicas, ferrocarriles	10	10	15	25	30	35
Flamas controladas	10	10	15	25	30	35
Ventanas de edificios de uso docente, sanitarios, etc.	10	20	30	45	60	60

La distancia del autotanque en el momento de la descarga a los elementos establecidos será equivalente a la capacidad C.

Cuando no sea posible cumplir con dichas distancias, deberán incluirse medidas de mitigación que sustituyan las áreas de seguridad.

119.4 Pruebas en campo

- a) Los tanques deben someterse a prueba de hermeticidad a una presión de prueba 1.1 veces la máxima presión permisible de operación durante un mínimo de 24 horas. La prueba será preferentemente neumática realizada con gas inerte exento de humedad.
- b) En los tanques con aislamiento al vacío, la prueba de hermeticidad puede sustituirse con 1 hora de medición de vacío estando el recipiente a la máxima presión de operación. Si el vacío medido es menor a 0.6 mbar la prueba se considera satisfactoria, de lo contrario deberá realizarse la prueba de hermeticidad.

- c) Se deben probar los sistemas de seguridad de la instalación sellando las válvulas de seguridad.
- d) El tanque debe contar con los conectores requeridos para el vaciado y venteo para las pruebas hidrostáticas; debe asegurarse que la instalación esté completamente llena cuando se inicie la prueba y que se vacíe completamente al concluirlas.
- e) Antes de iniciar la primera carga de GNL, se debe efectuar la prueba en frío del tanque y de sus circuitos criogénicos, mediante una carga controlada de nitrógeno líquido.

119.5 Seguridad

- a) La terminal debe ser diseñada para minimizar los riesgos a las personas, al medio ambiente y a las instalaciones. Se debe definir un plan de seguridad durante la etapa de diseño de la terminal.
- b) La terminal debe cumplir con las condiciones establecidas en el capítulo **115** Plan de seguridad y protección civil de esta NOM

119.6 Operación

119.6.1 Generalidades

- a) La terminal debe cumplir con las condiciones establecidas en las secciones siguientes:
 - 1 116.1 Manual de Operación**
 - 2 116.1.1 Requisitos del Manual de Operación**
 - 3 116.1.2 Contenido del Manual de Operación**
 - 4 116.2 Procedimientos del Manual de Operación**
 - 5 116.2.1 Procedimientos de arranque inicial**
 - 6 116.2.2 Procedimientos de la operación normal**
 - 7 116.2.5 Procedimientos para purgado.**
 - 8 116.2.6 Procedimientos para el enfriamiento inicial de la Terminal de GNL.**
 - 9 116.2.7 Procedimientos de pruebas de desempeño operacional.**
 - 10 116.2.8 Procedimientos de control de emergencias.**
 - 11 116.2.9 Plan de Contingencia.**
 - 12 116.2.10 Investigación de fallas.**
- b) El personal encargado de la operación de la instalación de almacenamiento debe conocer el funcionamiento de la misma, y estar capacitado para el manejo del equipo de seguridad. Así mismo, debe colocarse en un lugar visible, un esquema de la instalación incluyendo las instrucciones de operación.
- c) No debe permitirse el acceso a la instalación a personal no autorizado.
- d) No debe almacenarse material combustible en la Terminal remota así como en el área de almacenamiento del autotanque. Así mismo, no se deben almacenar materiales ajenos a la instalación.
- e) Los vehículos que se aproximen a la Terminal remota deben contar con arrestadores de flama en el tubo de escape.

119.6.2 Operación de descarga de autostanques

- a) El área de descarga debe tener el tamaño suficiente para que los autostanque se sitúen en posición de descarga sin exceso de maniobras.
 - 1** Los autostanques deben quedar de en posición de descarga de forma que puedan salir fácilmente hacia adelante sin maniobra y sin obstáculos.
 - 2** Los equipos deben estar protegidos contra los daños que podrían causar los movimientos de los autostanque.
 - 3** La conexión de descarga debe estar separada al menos 8 m del límite del predio y de cualquier edificación que no sea parte de la terminal.

- a) La operación de descarga de GNL debe llevarse a cabo mediante un procedimiento escrito que incluya como mínimo las indicaciones siguientes:
- 1 Estar atendida permanentemente por un mínimo de dos personas.
 - 2 Después de estacionar el autotank y antes de iniciar la descarga, se deben llevar a cabo las siguientes acciones:
 - i) Apagar el motor del vehículo
 - ii) Accionar el freno
 - iii) Desconectar el sistema eléctrico
 - iv) Calzar las ruedas si el suelo está desnivelado
 - v) Conectar a tierra el vehículo
 - vi) Colocar señales de advertencia en el área que permanecerán hasta que se haya terminado la descarga y desconectado el autotank
 - vii) Evitar la circulación de vehículos en un radio de 8 m
 - viii) Verificar el nivel del tanque que recibirá el GNL para evitar que sea llenado en exceso
 - ix) Verificar que las herramientas de mano son antichispa y que las lámparas son a prueba de explosión
- b) Durante la carga deben monitorearse las condiciones de presión, temperatura y nivel de líquido del tanque operación. Se deben controlar éstos y el resto de los parámetros desde un centro de control.

119.7 Mantenimiento

La Terminal remota debe cumplir con las condiciones establecidas en el capítulo **117 Mantenimiento** de esta NOM

119.8. Capacitación

La Terminal remota debe cumplir con las condiciones establecidas en el capítulo **118 Capacitación** de esta NOM.

Parte 2. Terminales de almacenamiento de GNL costa afuera

201 Objetivo

Esta Parte de la NOM establece los requisitos de seguridad adicionales a los establecidos en la Parte 1 de esta NOM para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado instaladas en una Estructura Fija por Gravedad (EFG) sobre el fondo del mar fuera de la costa, a las cuales se les denomina terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

201.1 Generalidades

201.1.1 Las terminales de almacenamiento de GNL mar adentro deben diseñarse para realizar las mismas funciones que las terminales de almacenamiento de GNL en el litoral, es decir, constarán de instalaciones para la recepción, almacenamiento, vaporización del GNL y entrega de gas natural en un sistema distinto. El transporte de gas natural a la costa se realizará mediante un gasoducto submarino.

201.1.2 Esta Parte 2 complementa la Parte 1 de esta NOM, agregando requisitos específicos para las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

201.1.3 Para los aspectos de las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera, no incluidos en la Parte 2, se aplicarán los capítulos correspondientes de la Parte 1, así como las Normas Aplicables.

201.2 Localización de las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

201.2.1 Debe establecerse una zona de exclusión para actividades de terceras personas no relacionadas con las actividades de la terminal de almacenamiento de GNL con una distancia mínima del centro de la instalación de GNL determinada mediante un análisis de riesgo realizado de acuerdo con la metodología del capítulo 106 de esta NOM.

201.2.2 Los estudios para determinar la localización de la terminal de almacenamiento de GNL deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a) Condiciones del lecho marino y del mar
- b) Condiciones océano-meteorológicas
- c) Aspectos ambientales
- d) Sismología
- e) Zonas de exclusión derivadas del tránsito y actividades marítimas existentes
- f) Protección de las instalaciones contra el oleaje y condiciones de atraque de los buques
- g) Transporte del gas natural a la costa

202 Definiciones

202.1 Estado Límite Accidental (ELA): El Estado Límite que si se excede se tiene peligro de una falla de un elemento, componente o sistema estructural después de un evento con muy poca probabilidad de ocurrencia, tal como un incendio, una explosión, el impacto de un objeto muy grande, entre otros.

202.2 Estado Límite de Fatiga (ELF): El Estado Límite que considera los efectos acumulados de cargas repetidas, si se excede se tiene peligro de falla por fatiga del elemento, componente o sistema estructural.

202.3 Estado Límite de Servicio (ELS): El Estado Límite que corresponde a condiciones que no se espera exceder durante el funcionamiento normal de las instalaciones; si se excede pone en peligro la capacidad de servicio del elemento, componente o sistema estructural.

202.4 Estado Límite Ultimo (ELU): El Estado Límite que corresponde a la capacidad última de un elemento, componente o sistema estructural; si se excede pone en peligro la integridad de dicho elemento, componente o sistema estructural.

202.5 Estructura Fija por Gravedad (EFG): Las estructuras huecas construidas de concreto predominantemente, que se apoyan sobre el fondo del mar y quedan fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua.

202.6 Sismo de Operación Base (SOB): El movimiento de suelo considerado como un caso de operación normal, con ELU y ELS normales. Los esfuerzos de los elementos estructurales deben mantenerse dentro del límite elástico.

202.7 Sismo de Paro Seguro (SPS): El movimiento de suelo considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del GNL.

202.8 Terminal de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos submarinos hasta la costa.

203 Diseño

203.1 Factores ambientales

203.1.1 Condiciones Ambientales de Diseño (CAD). La terminal de almacenamiento de GNL se debe diseñar para resistir, sin poner en riesgo su integridad, las condiciones ambientales específicas del lugar que se denominan Condiciones Ambientales de Diseño (CAD). Para establecer la magnitud de estas CAD se debe utilizar un intervalo de reincidencia mínimo de 100 años para eventos naturales, excepto en aquellos lugares donde el uso de un intervalo de reincidencia menor produzca efectos de carga de una magnitud mayor.

203.1.2 Condiciones Ambientales de Operación (CAO). La terminal de almacenamiento de GNL se debe diseñar para evitar que las condiciones ambientales específicas del lugar que se denominan Condiciones Ambientales de Operación, puedan poner en riesgo la seguridad de alguna operación o función. Las operaciones que se deben considerar son, entre otras, la transportación e instalación de la EFG, las operaciones posteriores a la instalación y arranque de la terminal de almacenamiento de GNL, tales como el atraque y amarre de los buques de GNL y de abastecimiento, así como la transferencia de GNL, de carga y de personal.

203.1.3 Factores ambientales que se deben considerar. Para determinar las CAD y la CAO de la terminal de almacenamiento de GNL, se deben investigar, entre otros, los factores ambientales del lugar de instalación siguientes:

- a) Oleaje.
- b) Viento.
- c) Corrientes marinas.
- d) Mareas y tormentas.
- e) Gradientes de temperatura del aire y del mar.
- f) Hielo y nieve, en su caso.
- g) Crecimiento marino vegetal y animal.
- h) Sismicidad.
- i) Icebergs y hielo marino, en su caso.

La investigación requerida sobre las condiciones del fondo de mar y del suelo se describe más adelante en este capítulo.

203.2 Análisis de riesgos

203.2.1 Se debe llevar a cabo un análisis de riesgos para las instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL costa afuera utilizando la metodología descrita en el capítulo 106 de esta NOM.

203.2.2 En el diseño deben considerarse los aspectos de las terminales costa afuera que debido a la limitación de espacio de las estructuras y al ambiente físico marino afectan la seguridad del personal. El área de alojamiento del personal de la terminal, oficinas y salas de control requieren condiciones especiales de diseño. Además del análisis de riesgos considerado típico para las terminales de almacenamiento de GNL en el litoral, en terminales costa afuera se deben determinar los efectos de una fuga de gas no controlada sobre el personal, incluyendo el caso de incendio y explosión, así como el diseño de medios de escape y rescate del personal y la respuesta de emergencia en tal caso.

203.3 Evaluación de riesgos

203.3.1 Se deben identificar los peligros y la sucesión de eventos que se pueden desencadenar, así como los efectos de éstos en la terminal de almacenamiento de GNL o en secciones de la misma. Dichos efectos se deben considerar en la evaluación de los beneficios que se obtienen de las opciones de control de riesgos existentes o potenciales.

203.3.2 El diseño de las terminales de almacenamiento de GNL debe minimizar el riesgo de un derrame de GNL en el océano e incorporar las opciones de control de riesgos que sea necesario implementar como medidas de prevención y mitigación.

203.3.3 El objetivo de la evaluación de riesgos es evitar que la terminal de almacenamiento de GNL tenga riesgos inaceptables y determinar los efectos en la misma y el gasoducto originados por los eventos siguientes:

a) Daños a la estructura ocasionados por condiciones ambientales extremas, impacto o colisión de buques y embarcaciones sobre la construcción, caída de objetos, colisión de un helicóptero, exposición a temperaturas criogénicas, exposición a temperaturas altas por radiación térmica.

b) Incendio y explosión.

c) Fuga de GNL del contenedor primario del tanque debida a defectos en los materiales y/o en la construcción y otros tipos de daños a la estructura, durante un tiempo determinado en el plan de contingencia.

d) Contaminación ocasionada por fuga del GNL

e) Fuga de gas inflamable o tóxico a la atmósfera o dentro de un espacio cerrado

f) Pérdida de la estabilidad termodinámica dentro de un tanque debida a la estratificación del GNL.

g) Pérdida de algún componente del sistema de la estación de fondeo, amarre y protección del buque.

h) Pérdida de capacidad para descargar GNL o para entregar gas natural en la costa.

i) Pérdida de cualquier componente crítico en el sistema de proceso.

j) Pérdida de potencia eléctrica.

204 Metodología de diseño para terminales de almacenamiento de GNL costa afuera

204.1 Estados Límite las instalaciones relativas a la plataforma de concreto y la EFG se deben diseñar utilizando el procedimiento de estados límite de los que se deben determinar los siguientes:

204.2 Estados Límite por cargas inducidas por condiciones océano-meteorológicas.

Se deben determinar las condiciones océano-meteorológicas para el sitio de ubicación de la terminal, incluyendo, entre otras, viento, oleaje, corrientes, precipitación pluvial y temperatura, para determinar las cargas inducidas y clasificarlas en los estados límite que se describen a continuación:

204.2.1 ELU: Las cargas inducidas por condiciones océano-meteorológicas extremas, que ocurren con un periodo de reincidencia de 100 años. Se considera que no es factible la operación normal completa de la terminal durante o inmediatamente después de este estado. Cuando las diversas condiciones océano-meteorológicas no están correlacionadas, pero se dispone de información adecuada, se pueden utilizar los métodos de probabilidad conjunta de ocurrencia de eventos extremos para calcular las cargas de 100 años.

204.2.2 ELS: Las condiciones que ocurren durante la operación normal de la terminal. Se considera que es factible la operación normal completa de la terminal en este estado. Se puede considerar la probabilidad conjunta de ocurrencia de oleaje, corrientes y viento si se cuenta con información de probabilidad conjunta de varios eventos.

204.2.3 ELF: Constituye la descripción de la carga ambiental a largo plazo que experimentará la terminal durante la vida de las instalaciones.

204.2.4 Condiciones océano-meteorológicas que se deben determinar. Las siguientes condiciones océano-meteorológicas se deben determinar para clasificarlas en los Estados Límite que se deben aplicar para el diseño de la terminal de almacenamiento de GNL.

a) Condiciones océano-meteorológicas extremas, las cuales se requieren para desarrollar cargas ambientales que definen situaciones de diseño críticas con el objeto de llevar a cabo la verificación del diseño para el ELU.

b) Las distribuciones a largo plazo de las condiciones océano-meteorológicas en forma de estadísticas condicionales acumulativas o estadísticas marginales. Estas condiciones se utilizan para definir pruebas de diseño para el ELF o para evaluar el tiempo de inactividad, viabilidad y funcionamiento de la estructura o de los componentes asociados del equipo durante un periodo determinado.

c) Condiciones océano-meteorológicas normales, las cuales se requieren para verificar el ELS y desarrollar cargas ocasionadas por las condiciones ambientales en las que se realizan funciones específicas.

204.2.5 Parámetros para determinar las cargas de diseño. Las condiciones de oleaje y corrientes marinas que deben considerarse para un diseño específico se podrán determinar mediante:

a) Distribuciones estadísticas a lo largo de muchos años de los parámetros oceanográficos que describen el oleaje y corrientes marinas en la región donde se localiza el sitio propuesto para la terminal. Cuando se cuenta con datos adecuados, las distribuciones estadísticas deben reflejar la ocurrencia conjunta de los parámetros oceanográficos. Alternativamente, las distribuciones pueden ser marginales que consideren parámetros separados.

b) Descripción de corto plazo de una o varias condiciones diferentes del mar de diseño, en forma conjunta con una o más corrientes marinas de diseño. Las condiciones del mar usadas como criterio de diseño pueden ser descritas mediante un espectro apropiado que incluya la dirección de propagación del parámetro bajo estudio, por ejemplo, oleaje o corrientes marinas, si es requerido. Una corriente de diseño puede especificarse por medio de un perfil de la magnitud y la dirección de la corriente a través de la profundidad del mar.

c) Una o más olas individuales que pueden especificarse conjuntamente con las corrientes de diseño mediante una teoría de olas apropiada usando los parámetros de altura y periodo de los cuales se puede derivar la cinética del oleaje.

d) Los efectos del suelo y la topografía del lecho marino y la protección que proporcionan, así como otras condiciones meteorológicas que sean relevantes, incluyendo el viento y el hielo, entre otras.

204.3 Diseño sísmico

La terminal de almacenamiento de GNL y sus componentes deben diseñarse de conformidad con un análisis sísmico específico del sitio propuesto para la ubicación de la terminal que sea congruente con el potencial sísmico del sitio.

204.3.1 El diseño sísmico se debe realizar de conformidad con la metodología especificada en el inciso 109.3 de la Parte 1 de esta NOM.

204.3.2 El diseño de las instalaciones, tanques de GNL y demás componentes debe incorporar un análisis dinámico que incluya efectos de rigidez relativa, niveles de fluidos, interacción entre construcción y suelo y demás elementos con masa y rigidez relevantes. Los métodos de análisis lineal espectral y métodos temporales/históricos no lineales adecuados para instalaciones de terminales de almacenamiento de GNL costa afuera deben apegarse a las Normas Aplicables.

204.3.3 El análisis dinámico temporal/histórico debe utilizar no menos de 4 conjuntos de la serie de tres componentes para considerar la aleatoriedad en el movimiento sísmico. Se deben seleccionar registros temporales/históricos de sismos en los que domine el sismo SPS; para lo anterior, se requiere comprobar que los valores de magnitud y de frecuencia del movimiento sísmico considerado corresponden con el espectro de un sismo SPS.

204.4 Combinaciones de carga, factores de carga y resistencia. Las combinaciones de carga y los factores de carga y resistencia de diseño estructural deben ser congruentes con las Normas Aplicables para asegurar que los factores de carga y resistencia incorporan márgenes de seguridad apropiados para cada estado límite definido.

205 Estructuras Fijas por Gravedad sobre el fondo del mar (EFG)

205.1 Las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera están instaladas en estructuras huecas construidas de concreto predominantemente que se apoyan sobre el fondo del mar y quedan fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua. La Estructura Fija por Gravedad sobre el Fondo del mar (EFG) debe diseñarse y construirse de acuerdo con esta NOM, y en lo no previsto por ella, debe cumplir con las Normas Aplicables.

205.1.1 La EFG debe estar diseñada para resistir las cargas inducidas por las condiciones océano-meteorológicas de la región. En su diseño deben considerarse los puntos siguientes:

a) Debe construirse un rompeolas si fuera necesario para permitir que los buques atraquen la mayor parte del tiempo en condiciones seguras de acuerdo con las Normas Aplicables, salvo cuando las condiciones océano-meteorológicas sean excepcionalmente severas.

b) El rompeolas debe estar orientado de manera que proteja la zona de atraque en las condiciones de mar y viento más probables en el área.

c) Se debe presentar un estudio detallado de las condiciones de oleaje extremas en el punto de atraque incluyendo cálculos e informes de pruebas de modelos con el objeto de justificar, mediante estadísticas, las condiciones de oleaje extremas de la región.

d) La zona de atraque debe estar ubicada en la zona más protegida del sitio de acuerdo con las estadísticas de la región y la orientación de la estructura.

e) Si resulta necesario, se deben instalar protecciones adicionales para que la EFG constituya un punto de atraque seguro.

f) La zona de atraque debe estar diseñada fundamentalmente como un muelle en puerto para recibir buques de GNL de las capacidades especificadas en el proyecto.

g) Las operaciones de descarga de abastecimientos a la terminal de almacenamiento de GNL, así como la transferencia de personal debe efectuarse por un acceso separado del acceso usado para las operaciones de transferencia de GNL, ubicado fuera de las áreas peligrosas y a una distancia mínima de 30 m del cabezal de recepción, pero dentro de la zona protegida. Se permite cargar combustible al buque durante la transferencia de GNL, si la carga se efectúa mediante tubería y mangueras separadas y los movimientos del buque no hacen que la transferencia de combustible sea peligrosa.

h) La altura de la plataforma sobre el nivel máximo del mar deberá ser suficiente para proteger a las instalaciones del efecto del oleaje de acuerdo con lo especificado en esta NOM.

205.2 Análisis estructural de la EFG y del Cimiento en el Fondo del Mar (CFM)**205.2.1 La vida útil de una EFG comprende las etapas siguientes:**

- a) Construcción;
- b) Transporte;
- c) Instalación;
- d) Puesta en servicio, operación y mantenimiento, y
- e) Conclusión de operación y remoción.

205.2.2 Las EFG se deben diseñar con base en las cargas previstas durante su vida útil, entre ellas, sin limitarse, las siguientes:

- a) Presión hidrostática.
 - b) Cargas sísmicas.
 - c) La amplificación dinámica de las cargas durante el transporte y colocación.
 - d) Cargas debidas a factores ambientales.
1. Para determinar las cargas y fuerzas de diseño sobre la EFG se deben utilizar las condiciones ambientales de diseño como se definen en la sección 203 de esta NOM para determinar cargas de oleaje y corrientes marinas.
 2. En la evaluación de cargas se debe considerar la difracción de las olas originada por los componentes de la estructura de diámetros grandes y cualquier característica topográfica adyacente del fondo del mar.

205.2.3 Análisis de elementos finitos. Por lo general, se requiere analizar la EFG independientemente de los tanques de GNL y otros componentes estructurales mayores, utilizando modelos computacionales de elementos finitos y otros métodos analíticos, en los cuales se deben considerar las cargas relevantes.

a) La complejidad de los modelos matemáticos que definen el comportamiento de la estructura y los tipos de elementos de cómputo asociados que se utilicen, deben ser lo suficientemente representativos de las partes principales de la EFG para poder obtener una distribución de esfuerzos precisa.

b) En caso necesario, se debe hacer una división fina de la estructura local o una combinación de modelos analíticos, globales y locales, particularmente cuando el modelo global no incluye totalmente los efectos de carga y no contiene suficientes detalles, para determinar una respuesta al nivel requerido.

c) En la evaluación estructural analítica-matemática se deben considerar los efectos de condición de frontera.

d) Se debe prestar especial atención en la evaluación estructural de interfaces críticas y cambios abruptos de sección.

e) Se deben usar cargas adecuadas y factores de materiales congruentes con el diseño de concreto de conformidad con las Normas Aplicables.

205.2.4 Cimiento en el Fondo del Mar (CFM). Su función es proporcionar un apoyo horizontal, uniforme, firme y con la penetración adecuada para que la Estructura de concreto quede Fija por Gravedad al fondo del mar; asimismo, permite determinar el hundimiento de dicha estructura al transcurrir el tiempo.

a) En el análisis de seguridad del CFM se deben usar las cargas definidas en el párrafo (g) a continuación y las que actúen sobre el CFM durante la colocación de la EFG. Se deben evaluar los desplazamientos del CFM para asegurar que no se excedan los límites y se perjudique el funcionamiento y seguridad de la EFG. Para evaluar los resultados de los análisis que se requieren en los párrafos siguientes, la EFG y el CFM deben considerarse como un sistema interactivo.

b) Efectos de cargas cíclicas. Se debe tomar en cuenta la influencia de cargas cíclicas sobre las propiedades físicas del suelo mediante la evaluación del diseño del CFM, así como la reducción posible de la resistencia del suelo que resulte de las condiciones siguientes:

1. Efectos a corto plazo y durante la fase inicial de consolidación de la tormenta base de diseño.
2. Efectos acumulados a largo plazo de varios tipos de tormentas, incluyendo la tormenta base de diseño.

3. Efectos debidos a cargas reincidentes en zonas sísmicas activas.

4. Otros efectos posibles sobre el suelo ocasionados por cargas cíclicas, tales como cambios en características deflexión-carga, licuefacción potencial y pendiente estable del suelo.

c) Socavación. En aquellos sitios donde se prevea que ocurra socavación, se debe proporcionar protección adecuada lo más pronto posible después de la colocación de la EFG, o se debe considerar en el diseño la profundidad y extensión lateral de la socavación prevista durante la etapa de investigación del sitio.

d) Deflexiones y rotaciones. Se deben establecer límites tolerables de deflexiones y rotaciones de acuerdo con el tipo y función de la EFG y de los efectos de esos movimientos sobre los elementos estructurales que interactúan con la EFG. En el diseño se deben considerar los valores máximos permisibles de movimientos estructurales, los cuales están limitados por efectos interactivos y por la estabilidad estructural general.

e) Resistencia del suelo. La resistencia máxima y la estabilidad del suelo deben determinarse mediante resultados de pruebas realizadas de acuerdo con alguno de los métodos siguientes:

- 1.** El método de esfuerzo total utiliza el esfuerzo cortante del suelo obtenido mediante pruebas sencillas. Este procedimiento no considera los cambios de presión del agua en los poros del suelo debidos a la variación de carga y de las condiciones de drenaje en el sitio.
- 2.** El método de esfuerzo efectivo utiliza la resistencia del suelo y presión del agua efectivos en los poros, mismos que son determinados mediante pruebas en el sitio.

f) Consideraciones dinámicas y de impacto. Para condiciones de cargas dinámicas y de impacto, debe darse un tratamiento real y compatible con los efectos interactivos entre el CFM y la EFG. Cuando se requiera de un análisis, éste puede realizarse mediante un parámetro global, funciones de impedancia de los cimientos, o aproximaciones sucesivas incluyendo el uso de métodos computacionales de elementos finitos. Dichos modelos deben incluir condiciones de la amortiguación interna y radial proporcionada por el suelo y por los efectos de las capas del suelo. Los estudios de la respuesta dinámica de la EFG deben incluir, donde sea relevante, las características no lineales e inelásticas del suelo, las posibilidades de deterioro de la resistencia, el aumento o la disminución del amortiguamiento ocasionado por cargas cíclicas del suelo y la masa agregada de suelo sujeta a aceleración. Donde sea aplicable, debe incluirse en el análisis el efecto de estructuras cercanas.

g) Condiciones de carga. Se deben considerar las cargas que producen los peores efectos sobre el CFM durante y después de la colocación de la EFG. Se debe verificar que las cargas después de la colocación incluyan al menos, aquellas cargas relativas a las Condiciones Ambientales de Operación (CAO) y a Condiciones Ambientales de Diseño (CAD) combinadas de la manera siguiente:

- 1.** Cargas ambientales de operación con cargas muertas y cargas vivas máximas de operación de la EFG.
- 2.** Cargas ambientales de diseño con cargas muertas y cargas vivas normales de operación de la EFG.
- 3.** Cargas ambientales de diseño con cargas muertas y cargas vivas mínimas de operación de la EFG.
- 4.** En áreas de actividad sísmica potencial, el CFM se debe diseñar con resistencia suficiente para soportar cargas sísmicas previstas en el análisis sísmico correspondiente a que hace referencia en la sección 109.3 de esta NOM.

205.2.5 Cimiento Fijo por Gravedad (CFG). Este tipo de cimiento queda fijo en el fondo del mar por su propio peso y por el peso de la EFG.

a) Generalidades. Se debe investigar la estabilidad del CFG por fallas de apoyo y deslizamiento utilizando la resistencia al esfuerzo cortante del suelo determinado. Se deben considerar los efectos de estructuras adyacentes y la variación en las propiedades de suelo en dirección horizontal. También se debe considerar la inclinación de la EFG causada por asentamiento irregular y combinarse con la inclinación prevista de la EFG. Cualquier incremento de cargas causado por la inclinación de la EFG debe ser considerado en los requisitos de estabilidad del CFG del párrafo (b) a continuación.

- 1.** Cuando el fondo del mar bajo el CFG experimenta disminución o aumento de presión, se deben establecer medios para prevenir que el agua fluya a través del suelo formando tubos (tubificación), causando inestabilidad hidráulica que puede perjudicar la integridad del CFG. La influencia de la inestabilidad hidráulica y la inclinación de la EFG, en su caso, se debe determinar mediante las cargas ambientales de diseño aplicadas en los numerales 2 y 3 del párrafo 205.2.4 (g) de esta NOM.
- 2.** Se deben calcular la consolidación inicial, el asentamiento secundario y el desplazamiento horizontal permanente del CFG.

b) Estabilidad. La capacidad de apoyo y la resistencia lateral del suelo bajo el CFG se deben calcular bajo la combinación de cargas más desfavorable. Debe considerarse la redistribución posible a largo plazo de las presiones de apoyo debajo de la losa de concreto de la base del CFG para asegurar que no se excedan las presiones máximas permisibles en el diseño del perímetro de dicha base, para lo cual debe observarse lo siguiente:

1. Se debe investigar la resistencia lateral del suelo bajo el CFG en planos de corte potencial, verificando en forma especial cualquier capa de suelo blando.
2. Los cálculos del momento de vuelco y de las fuerzas verticales causadas por el paso de una ola deben incluir la distribución vertical de la presión sobre la parte superior del CFG y a lo largo del lecho marino donde está apoyado.
3. Se debe analizar la capacidad del CFG para resistir una falla de apoyo en la parte profunda del suelo. Alternativamente, para los cálculos de la capacidad de apoyo del suelo pueden utilizarse métodos de deslizamiento de superficies que cubran un intervalo de superficies de ruptura profunda.
4. El esfuerzo cortante máximo permisible del suelo se determina dividiendo el esfuerzo cortante máximo entre el factor de seguridad mínimo que se describe a continuación.
 - i Cuando el esfuerzo cortante máximo es determinado por un método de esfuerzo efectivo, el factor de seguridad se aplicará a los términos que describen la cohesión y la fricción.
 - ii Si se utiliza un método de esfuerzo total, el factor de seguridad se aplica al esfuerzo cortante sin drenar.
 - iii Cuando se utiliza una formulación estándar de capacidad de apoyo y varios planos de prueba de falla por deslizamiento, el factor de seguridad mínimo es 2.0 para las condiciones de carga descritas en el numeral 1 del subinciso 205.2.4 g) de esta NOM; 1 y 1.5 para los casos de cargas descritas en los numerales 2 y 3 del subinciso 205.2.4 (g) de esta NOM.
 - iv Los factores de seguridad que se obtienen cuando se toma en cuenta el Sismo de Operación Base (SOB), deben considerarse en forma especial.
5. Cuando se presenten efectos adicionales por penetración de paredes o bordes que transfieran cargas verticales y laterales al suelo, se debe investigar cómo afectan éstos a la capacidad de apoyo y resistencia lateral.

c) Reacción del CFG sobre la EFG. Se debe determinar las reacciones sobre los componentes de la EFG que se apoyen o penetren en el CFG durante y después de la colocación. Estas reacciones se deben tomar en cuenta en el diseño de dichos componentes. La distribución de las reacciones del CFG debe basarse en los resultados de la investigación en el sitio. Los cálculos de las reacciones sirven para considerar cualquier desviación de la superficie plana, las características carga-deflexión del suelo y la geometría de la base de la EFG, tomando en cuenta lo siguiente:

1. El diseño tomará en cuenta los efectos de endurecimiento del suelo local, la falta de homogeneidad de las propiedades del suelo, la presencia de piedras y otras obstrucciones, cuando sea aplicable. Se debe considerar la posibilidad de presiones localizadas durante la colocación debidas al contacto irregular entre la base de la EFG y el CFG. Estas presiones se deben agregar a la presión hidrostática.
2. Se debe realizar un análisis de la resistencia a la penetración de los elementos de la EFG que deben penetrar el CFG. Se deben utilizar los valores más altos de resistencia del suelo en el cálculo de la penetración porque es esencial alcanzar la penetración de la EFG requerida. El sistema de lastre debe diseñarse para alcanzar la penetración de la EFG requerida.

205.3 Diseño del concreto

205.3.1 Los elementos de concreto deben diseñarse de acuerdo con las Normas Aplicables y deben tomar en cuenta los estudios específicos geotécnicos, océano-meteorológicos y sísmicos realizados en el sitio, así como los factores ambientales descritos en la sección 203.1 de esta NOM.

205.3.2 El diseño debe considerar todas las condiciones de la vida de la terminal de almacenamiento de GNL: construcción, transportación, instalación y operación hasta la conclusión de la operación y remoción. La estructura debe resistir el evento extremo de diseño para todos los niveles de llenado del tanque de GNL, desde lleno hasta vacío. El evento extremo de diseño puede ser, por ejemplo, la condición ambiental más severa en un lapso de 100 años. Esta condición de diseño es considerada como un estado límite absoluto y los factores de carga y resistencia deben ser congruentes con las Normas Aplicables.

205.3.3 Si la EFG funciona como rompeolas, en su diseño se deben considerar las fuerzas de las olas cuando éstas suben por la EFG y cuando la sobrepasan. Para EFG de dimensiones largas, se deben tomar en cuenta los efectos de las olas oblicuas que causan flexión horizontal y torsión global de la EFG.

205.3.4 Se deben considerar las cargas sísmicas en el análisis de la interacción de la EFG con el CFM, incorporando las cargas producidas por el GNL almacenado. No se permite un deslizamiento entre la EFG y el CFM, excepto bajo condiciones de carga sísmica extrema y sólo si las conexiones a estructuras y tuberías asociadas pueden tolerar sin daños el deslizamiento previsto. A falta de otros requisitos, se recomienda que la EFG se diseñe tomando en cuenta las condiciones siguientes:

a) Sismo de Operación Base (SOB) será considerado como un caso de operación normal, con ELU y ELS normales. Los esfuerzos de los elementos estructurales deben mantenerse dentro del límite elástico.

b) Sismo de Paro Seguro (SPS) será considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del GNL.

205.3.5 Las paredes verticales de la EFG son dobles y tienen compartimentos para aire y para lastre y deben contar con medidas para prevenir daños a los tanques de almacenamiento de GNL, de forma que la deformación o perforación de la pared exterior por impacto de una embarcación no afecte a la pared interna de la EFG.

205.3.6 Las paredes internas de la EFG deben estar protegidas contra los efectos adversos de una fuga de GNL del contenedor primario o deben ser capaces de contener el GNL sin efectos adversos. Los efectos adversos pueden ser, entre otros, agrietamiento, deformaciones térmicas diferenciales o congelamiento del agua de lastre en los compartimientos.

205.4 Control de la corrosión

205.4.1 La EFG están sometidas a la acción corrosiva de diferentes ambientes, los cuales se dividen en las zonas de corrosión siguientes:

- a) Externas en la atmósfera.
- b) De salpicadura.
- c) Externas sumergidas.
- d) Enterradas.
- e) Internas en la atmósfera.
- f) Intermedias.
- g) Internas sumergidas.

205.4.2 La zona de salpicadura es la parte externa de la EFG que se moja de manera intermitente con las mareas y el oleaje.

205.4.3 Las zonas intermedias incluyen tiros y cajones que se mojan de manera intermitente por agua de mar debido al oleaje, cambios de marea o cambios de nivel de agua de lastre. Las zonas atmosféricas y las zonas sumergidas externas e internas se extienden arriba y abajo de las zonas de salpicadura e intermedias, respectivamente.

205.4.4 La zona enterrada incluye partes de la EFG enterradas en el CFG, en los sedimentos del lecho marino o que están cubiertas por desechos sólidos externa o internamente.

205.4.5 La acción corrosiva en las zonas de corrosión varía en función de la ubicación geográfica y la temperatura es el principal parámetro ambiental en todas las zonas.

205.4.6 En las zonas externas en la atmósfera y las zonas de salpicadura e intermedias, la corrosión se debe principalmente al oxígeno atmosférico. En la zona externa sumergida y en la parte inferior de la zona de salpicadura, la corrosión es afectada principalmente por una capa relativamente gruesa de crecimientos de organismos marinos.

205.4.7 En la mayoría de las superficies externas expuestas en las zonas sumergidas y enterradas, y en las superficies internas de las tuberías para agua de mar y agua de lastre, la corrosión se debe principalmente a la Corrosión Microbiológica (CM), debida a la actividad biológica de bacterias en la mayoría de los casos. Debe considerarse el riesgo de la presencia de ácido sulfhídrico gaseoso (H_2S) en los espacios internos de la EFG como resultado de la acción de Bacterias Reductoras de Sulfatos (BRS).

205.4.8 Para el control de la corrosión en el ambiente marino se utilizan los métodos básicos siguientes:

- a) Revestimientos y forros;
- b) Protección catódica;
- c) Materiales resistentes a la corrosión, y
- d) Espesor de pared adicional para corrosión.

205.4.9 La selección y diseño de los sistemas para control de la corrosión deben tomar en cuenta los factores principales siguientes:

- a) Requisitos de funcionamiento del componente protegido y su importancia para el sistema general;
- b) Tipo y severidad de la acción corrosiva del ambiente;
- c) Vida de diseño y probabilidad de extensión de vida del componente;

205.5 Construcción de la parte de concreto de la EFG

205.5.1 Documentación. Se debe contar con la Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP) documentada para verificar que la ejecución de las obras de concreto cumpla con los requisitos establecidos en dicho documento.

205.5.2 Materiales. En la IBDP se deben establecer las Normas Aplicables para todos los materiales que se utilizarán en la fabricación del concreto, en el sistema de refuerzo y en el sistema de pretensado.

a) Para aprobar los materiales integrales del concreto y los de refuerzo se deben realizar pruebas de acuerdo con las Normas Aplicables especificadas en la IBDP.

b) Los materiales integrales del concreto estructural son cemento, agregados y agua, también puede incluir mezclas adicionales y aditivos para mejorar sus características. Los materiales integrales deben cumplir con los requisitos siguientes:

1. Ser adecuados para que el concreto alcance y conserve las propiedades requeridas.
2. No deben contener ingredientes nocivos en cantidades que puedan perjudicar la durabilidad del concreto o causar corrosión en el acero de refuerzo.
3. **Cemento.** Se debe usar cemento para el cual se haya comprobado su buen funcionamiento y durabilidad en entornos marinos y expuestos a hidrocarburos almacenados, en su caso. El cemento debe probarse en el lugar de uso para comprobar el cumplimiento con las especificaciones de la IBDP, considerando que:
 - i. El cemento debe contar con un certificado del fabricante con la identificación y peso del lote, tipo y grado, composición química y mineralógica, así como los valores de prueba de las propiedades especificadas. El cemento debe identificarse y probarse de acuerdo con las Normas Aplicables.
 - ii. El contenido de aluminato tricálcico (C3A) no debe ser menor al 5% ni mayor al 10% a menos que se establezcan disposiciones adecuadas para mitigar los impactos de C3A.
4. **Agua para mezclar.** El agua para mezclar no debe contener elementos en cantidades que puedan perjudicar el fraguado, dureza y durabilidad del concreto o que puedan causar corrosión en el acero de refuerzo, de acuerdo a lo siguiente:
 - i No se debe utilizar agua que reduzca la resistencia del concreto a menos de 90% de la que se obtiene con agua destilada. Tampoco se debe utilizar agua que reduzca el tiempo de fraguado a menos de 45 minutos o que cambie el tiempo de fraguado en más de 30 minutos en comparación con el agua destilada.
 - ii No se debe utilizar agua salada, tal como agua de mar sin tratar, para mezclar o curar el concreto estructural.
 - iii Se deben buscar fuentes de agua adecuada confiables para asegurar el suministro de la misma. Debe haber documentación disponible en el sitio de construcción indicando la calidad y aceptación del suministro del agua.

5. **Agregados de peso normal.** Los agregados para el concreto estructural deben tener suficiente resistencia y durabilidad y no deben ablandarse, ni deben ser excesivamente friables o expansibles; los agregados:
- i Deben ser resistentes a la descomposición cuando estén mojados. No deben reaccionar con los productos para la hidratación del cemento, y no deben afectar adversamente éste. No se deben usar agregados marinos al menos que éstos estén adecuada y completamente lavados para eliminar todos los cloruros.
 - ii Por lo general, los agregados de peso normal serán de sustancias minerales naturales. Deben ser triturados o no triturados con tamaños, grados y formas de partículas adecuados para la producción de concreto.
 - iii Las pruebas de los agregados deben realizarse en intervalos regulares tanto en la cantera o sitio de origen como en el sitio de construcción durante la producción del concreto. Se debe determinar la frecuencia de las pruebas de los agregados de acuerdo con las Normas Aplicables.
6. **Agregados de peso ligero.** Los agregados de peso ligero en las estructuras de soporte de carga deben hacerse de arcilla expandida, esquisto expandido, pizarra o ceniza pulverizada sinterizada de centrales eléctricas que funcionan con carbón, o de otros agregados con propiedades correspondientes documentadas. Los agregados de peso ligero deben tener propiedades uniformes de resistencia, rigidez, densidad, grado de incineración, graduación, entre otros. La densidad seca no debe variar más de 7.5%.
7. **Mezclas adicionales.** Las mezclas adicionales deben cumplir con los requisitos de las Normas Aplicables; no deben contener impurezas dañinas en cantidades que puedan perjudicar la durabilidad del concreto o del refuerzo. Las mezclas adicionales deben ser compatibles con los demás ingredientes del concreto. Por lo general, el contenido de humo de sílice usado como mezcla adicional no debe exceder 10% del peso de la escoria de cemento Portland. Cuando se utilizan cenizas finas, escoria y otra puzolana como mezclas adicionales, normalmente su contenido no debe exceder 35% del peso total del cemento y las mezclas adicionales. Cuando se utiliza cemento Portland combinado solamente con escoria molida y granulada de alto horno, se podrá incrementar el contenido de escoria de cemento. Sin embargo, el contenido de escoria no debe ser menor al 30% del peso total del cemento y escoria.
8. **Aditivos.** Los aditivos deben probarse con la mezcla de cemento y mezclas adicionales que se utilizarán bajo las condiciones del sitio para verificar que dichos aditivos producen los efectos deseados, sin perjudicar las otras propiedades del concreto. Se pueden agregar aditivos retenedores de aire para mejorar la resistencia a la escarcha o para reducir la tendencia de filtración, segregación o agrietamiento del concreto endurecido. Se deben evaluar los riesgos derivados de una sobredosis de aditivos y elaborar un informe de prueba para documentar dicha evaluación. Este informe formará parte de la documentación de diseño del concreto. La amplitud de las pruebas de los aditivos debe cumplir con los requisitos de las Normas Aplicables.
9. Debe investigarse el contenido alcalino del cemento y del agregado para asegurar que se eviten las reacciones de agregados alcalinos.
10. Deben determinarse las propiedades térmicas de los constituyentes donde el concreto esté expuesto a temperaturas extremas. Debe darse la tolerancia adecuada por los gradientes térmicos que puedan presentarse en los materiales y por cualquier deformación térmica consecuente.
11. Si concretos de diferente composición tienen una interface dentro de la estructura, el análisis debe considerar las diferencias en propiedades térmicas y otras. Deben realizarse análisis apropiados de flujos térmicos para investigar las estructuras que están sujetas a diferencias importantes en temperatura para determinar la temperatura de las diferentes partes y considerarlas en el análisis estructural.

205.5.3 Concreto. Se deben especificar las propiedades requeridas del concreto fresco y endurecido, las cuales deben ser verificadas de conformidad con las Normas Aplicables.

a) Los materiales integrales y la composición del concreto deben seleccionarse para cumplir con los requisitos especificados del concreto fresco y endurecido, tales como consistencia, densidad, resistencia, durabilidad y protección contra la corrosión del acero embebido de acuerdo con las Normas Aplicables. Los requisitos del concreto fresco deben asegurar que pueda ser trabajado adecuadamente en todas las etapas de su fabricación, transportación, colocación y compactación de acuerdo con los métodos de trabajo que se apliquen.

b) Siempre se debe especificar la resistencia a la compresión; las propiedades que pueden causar agrietamiento del concreto estructural, tales como escurrimiento plástico, contracción, liberación de calor por hidratación y expansión térmica. La durabilidad del concreto estructural está relacionada con la permeabilidad, absorción, difusión y resistencia contra ataques físicos y químicos en un entorno determinado; por lo general, se requiere de una proporción baja agua/cemento para obtener la durabilidad adecuada. El concreto normalmente debe tener una proporción agua/cemento no mayor a 0.45. En la zona de salpicadura, esta proporción no debe ser mayor a 0.40.

c) El concreto sujeto a congelación y descongelación debe tener resistencia adecuada a la escarcha, la cual debe ser demostrada aplicando métodos de prueba apropiados. Cuando se utilice aire retenido, este requisito se considera cumplido si el contenido de aire en el concreto fresco hecho con agregados naturales, en el molde, es al menos de 3% para un tamaño de partícula máximo de 40 mm, o al menos de 5% para un tamaño máximo de partícula de 20 mm. Las burbujas de aire retenido deben estar distribuidas de manera uniforme.

d) Debe calificarse por medio de una prueba adecuada de bajas temperaturas al concreto que esté sujeto potencialmente a fríos extremos por el contacto con GNL para demostrar que el concreto saturado no se degradará o agrietará cuando estén expuestos a esas condiciones (-160°C). Deben considerarse como adecuados para el propósito a cubos de concreto saturados de agua que superen tres ciclos de refrigeración por inmersión en GNL (o nitrógeno líquido) y con retorno a temperatura sin agrietamiento o daños, dado que estén libres de grietas y que la fuerza de compresión sea igual al 90% de los cubos de control del mismo lote no refrigerados.

e) El contenido total de ion cloruro en el concreto no excederá 0.10% del peso del cemento para concreto reforzado ordinario y para concreto con acero pretensado.

f) En la zona de salpicadura, el contenido de cemento no debe ser menor de 400 kg/m³. Para concreto reforzado o pretensado que no se encuentre dentro de la zona de salpicadura, el contenido mínimo de cemento dependerá del tamaño máximo del agregado, como se describe a continuación:

1. Hasta 20 mm de agregado, requiere de un contenido mínimo de cemento de 360 kg/m³.
2. De 20 mm hasta 40 mm de agregado, requiere de un contenido mínimo de cemento de 320 kg/m³.

g) Para concreto expuesto al agua de mar, la resistencia característica a la compresión de cilindro a 28 días no debe ser menor de 40 MPa. Cuando se usan agregados ligeros con estructura porosa, el valor medio de la densidad horneada a 105 °C para dos muestras de concreto después de 28 días no desviará más de 50 kg/m³ y cualquier valor individual no desviará más de 75 kg/m³ del valor requerido. El valor medio de la producción entera debe encontrarse dentro de +20 kg/m³ a 50 kg/m³.

h) Si la absorción de agua del concreto en la construcción final es relevante, esta propiedad debe determinarse mediante pruebas bajo condiciones que corresponden a las condiciones que será expuesto el concreto.

205.5.4 Acero de refuerzo. Por lo general se aplican varillas de acero corrugadas laminadas en caliente de calidad soldable y con alta ductilidad, las cuales deben cumplir con las Normas Aplicables. Cuando se requieren características especiales de resistencia contra sismos, en la IBDP se deben especificar las Normas Aplicables que debe cumplir el acero de refuerzo.

a) Las propiedades de fatiga y las curvas esfuerzo-número de aplicaciones (SN) deben cumplir con las Normas Aplicables.

b) Se deben identificar todos los lotes de acero de refuerzo que se reciban para usar en la terminal de almacenamiento de GNL, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con las Normas Aplicables.

c) Se puede aplicar acero de refuerzo galvanizado donde se tengan los medios para garantizar que no ocurrirá ninguna reacción con el cemento que perjudique la adherencia del refuerzo galvanizado.

d) Se podrá utilizar acero inoxidable siempre y cuando se cumplan con los requisitos de las propiedades mecánicas del acero de refuerzo ordinario.

e) La aplicación del acero de refuerzo para construcciones de GNL debe cumplir con la IBDP.

205.5.5 Acero pretensado. El acero pretensado como producto debe cumplir con la Normas Aplicables.

a) Se deben identificar todos los lotes de acero pretensado que se reciban para usar en la terminal, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con las Normas Aplicables.

b) Tendones, tales como alambres, cables, cordones y barras, dispositivos de anclaje, empalmes, tubos y camisas son partes del sistema pretensado descrito en la especificación del proyecto. Todas las partes deben ser compatibles y claramente identificadas. Los sistemas pretensados deben cumplir con los requisitos de las especificaciones de diseño.

c) Por lo general, las camisas para tendones postensados deben ser de tipo rígido o semirrígido, herméticas al agua y con rigidez adecuada para prevenir daños y deformaciones. Los tubos deben ser de acero al menos que se especifiquen otros tipos por diseño.

d) Se deben identificar todos los componentes del sistema pretensado que se reciban para usar en la terminal, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con las Normas Aplicables.

e) Debe usarse acero pretensado para aplicaciones de GNL de acuerdo a las Normas Aplicables y debe estar calificado para el servicio a bajas temperaturas hasta una temperatura 20°C menor a la temperatura más baja pronosticada como resultado de un accidente o de otra condición de diseño.

205.5.6 El armazón u obra falsa para formar y soportar la cimbra o moldes para colar el concreto deben cumplir con la IBDP y las Normas Aplicables.

205.5.7 Manejo del acero de refuerzo. La superficie del acero de refuerzo debe estar libre de herrumbre suelta, sustancias u otros defectos superficiales que perjudiquen la adherencia con el concreto.

a) El acero de refuerzo se cortará y doblará conforme con las Normas Aplicables. Estos trabajos deben cumplir al menos con los requisitos siguientes:

1 Se debe doblar a una velocidad uniforme.

2 El doblado del acero de refuerzo a una temperatura por debajo de 0°C se debe realizar únicamente de acuerdo con los procedimientos preparados para el sitio específico de construcción, mismos que deben cumplir con las Normas Aplicables.

3 No está permitido doblar aplicando un tratamiento térmico a menos que se permita explícitamente por la IBDP.

b) Ensamble y colocación del acero de refuerzo. El acero de refuerzo debe colocarse y fijarse dentro de las tolerancias de diseño y de acuerdo con las Normas Aplicables.

1. La cimbra o molde para vaciar el concreto que cubrirá al acero de refuerzo se mantendrá en posición mediante una armazón u obra falsa con soportes y separadores adecuados. La cubierta mínima no debe ser menor que aquella apropiada para estructuras de retención de agua de mar. En ambiente corrosivo, los separadores en contacto con la superficie de concreto deben ser fabricados de concreto de la misma calidad, al menos, que la construcción.

2. En las áreas donde el acero de refuerzo obstaculice el flujo del concreto se deben tomar medidas para asegurar que el concreto puede fluir y llenar todos los huecos sin segregación y que pueda ser compactado adecuadamente.

205.5.8 Pretensado y postensado. Los componentes de un ensamble o de un sistema entero pretensado, tales como acero pretensado, tubos, camisas, dispositivos de anclaje, empalmes, así como tendones de fábrica y tendones fabricados en el sitio, deben ser nuevos y no deben estar dañados, deteriorados o degradados. Deben reemplazarse los materiales que han sido dañados o corroídos. Se deben evitar condiciones perjudiciales, tales como corrosión, enroscamiento de componentes de tensión y/o camisas.

205.5.9 Colado del concreto. Se deben especificar y aplicar procedimientos documentados para la preparación y realización del colado del concreto, su distribución y compactación, curado y protección del concreto endurecido, trabajos posteriores al colado, terminado y reparación para asegurar que el concreto cumpla con las condiciones de diseño.

205.6 Programa de inspecciones periódicas de la EFG

a) Se debe establecer un programa de inspecciones periódicas en el que se consideren los aspectos de seguridad, consecuencias ambientales y los costos del ciclo de vida de la EFG.

b) El objetivo general de este programa es vigilar que la EFG conserve las condiciones adecuadas para el propósito proyectado a lo largo de su vida.

c) Se debe prestar especial atención a los mecanismos de deterioro de los componentes materiales y estructurales relevantes: los efectos dependientes del tiempo, ataques mecánicos y químicos, corrosión, cargas, condiciones del fondo del mar, estabilidad, protección contra socavación y daños por accidentes. Los resultados de las inspecciones periódicas de las condiciones de la terminal de almacenamiento de GNL deben aplicarse para determinar los programas de mantenimiento y reparación.

205.7 Operación marina para la transportación, colocación y remoción de la EFG

205.7.1 La operación marina para transportar la EFG desde el dique donde se construyó hasta su remoción al finalizar su vida útil comprende las etapas siguientes:

- a) Levantamiento en el dique de construcción
- b) Remolque para sacarla del dique seco
- c) Flotación de la construcción
- d) Remolque en el litoral
- e) Remolque mar adentro
- f) Colocación en el sitio de instalación
- g) Remoción al finalizar su tiempo de operación

205.7.2 Las operaciones marinas deben abarcar tanto el diseño de componentes, sistemas y medios requeridos para llevar a cabo dichas operaciones, como el desarrollo de métodos y procedimientos para realizarlas con seguridad. Se debe cerciorar que todo el equipo funcionará y que se llevarán a cabo todas las actividades con seguridad.

205.7.3 Se debe determinar la dinámica de los movimientos desde la puesta a flote, remolque y colocación de la EFG para definir con precisión las aceleraciones y los ángulos de inclinación de la EFG cuando está sin daño alguno. Asimismo, se deben prever los daños con mayor probabilidad de ocurrencia, para evaluar sus efectos en dicha dinámica y tomarlos en cuenta para el diseño de la plataforma, la subestructura y sus conexiones.

205.7.4 Espacio libre y ruta de remolque

a) Para remolcar la EFG fuera del dique seco el espacio libre bajo la quilla de la EFG no debe ser menor de 0.5 m, una vez que se hayan aplicado las correcciones relativas a los efectos previstos de las deformaciones de la EFG, aplicación de la fuerza para remolcarla, el hundimiento de la parte posterior al remolcarla, inclinación por viento y variación de la densidad de agua de mar.

b) El espacio libre mínimo bajo la quilla de la EFG para su fondeo justo afuera del dique o en un puerto protegido o para remolcarla de tierra al mar, no debe ser menor de 1.5 m y para remolcarla mar adentro no debe ser menor de 5 m, una vez considerados los efectos debidos al cabeceo y balanceo, movimiento vertical, tolerancia sobre batimetría, además de los efectos de las deformaciones de la EFG, aplicación de fuerza para remolcarla, hundimiento de la parte posterior al remolcarla, inclinación por viento y variación de la densidad del agua de mar.

c) Cuando la posición de la EFG durante el remolque al mar es controlada por cabrestantes, el ancho mínimo del canal debe ser 1.2 veces el ancho máximo de la EFG o el espacio libre lateral mínimo debe ser de 10 m en cada lado de la EFG, el que sea menor de los dos. Si la EFG es arrastrada por cabrestantes sobre defensas en un lado del canal, debe contar con espacio libre adecuado del lado opuesto.

d) Cuando la posición de la EFG durante el remolque de tierra al mar es controlada por remolcadores, el ancho mínimo del canal debe ser 1.5 veces mayor que el ancho máximo de la EFG. Se puede requerir un espacio libre adicional para la operación de los remolcadores.

e) Para remolcar la EFG en áreas fuera de un puerto protegido con condiciones mínimas de corriente y viento, el ancho mínimo del canal debe ser 2 veces el ancho máximo de la EFG para contar con espacio libre para bandazos, efectos de corrientes locales y mareas durante el viaje, incluyendo contingencias. El ancho mínimo del canal puede variar dependiendo de la configuración del remolque.

f) Se debe hacer una evaluación específica de cada ruta para remolcar una EFG hacia el mar, considerando las condiciones ambientales, la longitud del estrecho, cualquier cambio de curso dentro del estrecho, análisis de la sección transversal del estrecho con relación al área y forma de la EFG bajo el agua, así como la capacidad de los remolcadores para asegurar la integridad de la operación de la EFG.

205.7.5 Sistema de aire para flotación de la EFG. Las paredes verticales de la EFG son dobles y tienen compartimentos; algunos de estos compartimentos se llenan de aire y se utilizan para la flotación de la EFG, los cuales deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) Soportar una presión interna de aire equivalente a 1.3 veces la carga de agua entre el borde de las paredes verticales y el nivel del agua.

b) Estar aislados para que una falla en cualquier parte del sistema no cause una pérdida de flotabilidad, fuera de los criterios aceptables de estabilidad, calado o francobordo.

c) Se debe comprobar que los compartimentos de la EFG no tienen fuga de aire antes de ponerla a flotar.

205.7.6 Sistema de lastre para controlar la estabilidad de la EFG. Algunos de los compartimentos de las paredes verticales de la EFG se llenan de lastre para controlar la estabilidad de la EFG.

a) Los compartimentos de lastre pueden ser de dos tipos:

1 Compartimentos permanentemente inundados para propósitos de la operación de la terminal de almacenamiento de GNL. No cuentan con equipo para tirar lastre, excepto un sistema de drenaje durante la construcción. En caso de remoción de la EFG, puede requerirse que se tire lastre de algunos de estos compartimentos.

2 Compartimentos que tienen lastre temporalmente para propósitos de las operaciones marinas. Algunos de éstos podrán volver a contener lastre de manera permanente para propósitos de operación de la terminal de almacenamiento de GNL.

205.7.7 Capacidad del sistema de lastre

a) La capacidad del sistema para cargar y tirar lastre debe ser tal que permita cumplir con los requisitos de las operaciones marinas requeridas por la EFG.

b) El diseño del sistema de lastre debe ser tal que la falla de cualquier válvula para abrir o cerrar, o la fractura de cualquier tubería no ocasione que la unidad se inunde cuando no se requiera, o no se pueda inundar la unidad cuando sea requerido.

c) Las válvulas con control remoto deben operarse mediante un sistema secundario manual. Cualquier sistema automático o controlado por radio debe contar con un sistema manual que prevalezca sobre el automático.

d) Todas las entradas internas y externas deben estar protegidas para prevenir daño por entrada de cables y escombros.

e) Cuando se requiera un conducto para suministrar servicios eléctricos y/o hidráulicos, debe proporcionarse la capacidad de respaldo adecuada y en los controles de válvulas críticas se deben incorporar sistemas a prueba de fallas.

205.7.8 Colocación de la EFG. Durante la colocación de la EFG en el sitio de la terminal de almacenamiento de GNL se deben cumplir las condiciones siguientes:

a) Profundidad del agua. La profundidad del agua alrededor del sitio de instalación, incluyendo todas las áreas de actividad temporal, debe ser establecida con exactitud.

b) Sistema de Monitoreo de Posición (SMP). Durante la colocación de la EFG deben utilizarse dos sistemas completamente independientes para monitorear la posición y orientación de la misma.

c) Sistemas de servicios. Los sistemas eléctricos de potencia, de bombeo, entre otros, se deben diseñar para tener la confiabilidad y la capacidad para asegurar que en todo momento se mantengan los criterios de control, tales como estabilidad y espacios libres, entre otros.

205.8 Penetración

205.8.1 Criterios. Para el diseño de las paredes verticales de la EFG se deben establecer los criterios de penetración en los cuales se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Características geotécnicas del fondo del mar
- b) El número y tamaño de los compartimentos en las paredes verticales
- c) Carga en la parte inferior de las paredes verticales.
- d) Inclinação de la EFG durante la penetración
- e) Evacuación del agua de los compartimentos de las paredes verticales
- f) Medición de la penetración de la EFG
- g) Presión del agua sobre los compartimentos de las paredes verticales

205.8.2 Las operaciones marinas deben asegurar que la colocación de la EFG cumpla con las condiciones de diseño.

205.9 Operaciones marinas finales

205.9.1 Después de la colocación de la EFG se debe realizar una inspección con un Vehículo a Control Remoto (VCR) para verificar lo siguiente:

- a) Lechada de concreto que sea aceptable en el lado exterior de las paredes verticales
- b) Daños en los sistemas de ánodos, en su caso
- c) Daños en los ductos ascendentes y el gasoducto, en su caso
- d) Daños al concreto, en su caso, y
- e) Que los sistemas de uso temporal debajo de la superficie del mar estén fuera de servicio.

205.9.2 Protección contra la socavación

a) Se debe colocar material resistente a la socavación alrededor de la periferia del CFG en agua poco profunda y/o donde se requiera tomar en cuenta las corrientes marinas en el fondo, entre otras, las ocasionadas por el oleaje.

b) En agua poco profunda o de profundidad media se deben considerar los efectos de la presión y la velocidad de las partículas contenidas o suspendidas en el agua. Si se prevé que habrá socavación o licuefacción del fondo del mar, se deben disponer de medidas necesarias para evitar o mitigar sus efectos.

206 Tanques de almacenamiento de GNL

206.1 Diseño

206.1.1 Los tanques de almacenamiento de GNL en las terminales costa afuera deben estar constituidos por un contenedor primario y un contenedor secundario separados por un sistema de aislamiento criogénico.

a) El contenedor primario es de metal y puede ser de alguno de los tipos siguientes:

1. Autosoportado
 - i. Cilíndrico de conformidad con el numeral **108.2.5**, inciso c) de esta NOM.
 - ii. Tipo B, esférico o prismático, se diseña aplicando métodos analíticos y pruebas de modelos, así como prácticas internacionalmente reconocidas para buques.
 - iii. Tipo D, rectangular, soportado sobre un aislamiento de apoyo y diseñado aplicando métodos analíticos y pruebas de modelos.
2. No autosoportado, tipo de membrana.

b) El contenedor secundario debe ser de concreto pretensado y puede estar constituido por las paredes y el fondo interiores de la EFG o puede ser independiente de la EFG y en ambos casos debe cumplir con las condiciones siguientes:

1. Ser una barrera de vapor de GNL durante operación normal, pero no está diseñado para contener GNL.
2. Ser capaz de controlar el líquido y el vapor de un derrame de GNL causado por falla del contenedor primario. Está permitida la liberación controlada de vapor durante el derrame.
3. Contar con un Sistema de Protección Térmica (SPT) contra la temperatura criogénica causada por el derrame de GNL del contenedor primario, ya que no es capaz de soportar las deformaciones producidas por estas temperaturas por ser una estructura rectangular de concreto. Esta protección consiste de un recubrimiento que protege contra las temperaturas criogénicas al piso y las paredes interiores de concreto del contenedor secundario hasta la altura máxima prevista que alcanzará el GNL.

206.1.2 El volumen de GNL que puede ser controlado en caso de falla del contenedor primario es determinado por la altura de recubrimiento de las paredes del contenedor secundario, y los tanques se clasifican en los tipos siguientes:

Tipo 1 Contención total. El contenedor secundario es capaz de controlar el contenido total del contenedor primario.

Tipo 2 Contención semitotal. El contenedor secundario es capaz de controlar sólo una parte del contenido del contenedor primario autosoportado. La altura máxima prevista que alcanzará el GNL se determina con base en una fuga de diseño del contenedor primario y la capacidad para desalojar GNL del contenedor secundario como se describe a continuación:

a) La fuga de diseño es la que produciría una grieta de 1 mm de ancho por 500 mm de largo, localizada en el fondo del tanque suponiendo que el GNL se mantiene a su nivel máximo de operación durante el tiempo que dura la fuga.

b) Se debe comprobar que el SPT permite controlar el volumen de GNL que se fuga durante el tiempo necesario para vaciar el tanque, considerando una o la combinación de varias de las formas de desalojar el GNL siguientes:

1. A otro tanque
2. A un buque
3. A través del sistema de envío de gas natural
4. Enviarlo al quemador

c) La altura mínima del SPT debe ser de 500 mm arriba del nivel más bajo de GNL dentro del tanque en que puede operar el sistema de bombeo para descargar GNL.

d) La selección de la forma para vaciar el tanque debe estar basada en la evaluación de los rubros siguientes:

1. Probabilidad de que los tanques adyacentes estén llenos
2. Disponibilidad de un buque en el mercado
3. Tiempo necesario para localizar y conseguir el buque apropiado
4. Capacidad de operación del sistema de envío de gas natural. Se debe suponer que está disponible un 50% de la capacidad de envío normal del sistema a menos que se demuestre otra cosa.
5. Disponibilidad del sistema aguas abajo para recibir el contenido del tanque

e) Debe haber un espacio libre entre los contenedores de este tipo de tanque para permitir la evaporación adecuada del GNL derramado, por lo que el aislamiento mediante perlita suelta no es adecuado y se requiere el uso de un sistema alternativo de aislamiento en este tipo de tanques.

f) En el espacio entre contenedores debe haber una atmósfera inerte y seca que debe ser controlada constantemente mediante detectores de gas y de humedad, sistemas para la extracción de gas y de humedad, así como para controlar la presión y vacío en este espacio.

g) Se debe considerar la evaporación de GNL en el espacio entre los dos contenedores del tanque. El sistema de condensación de la evaporación de GNL debe tener capacidad para condensar el vapor de la fuga adicionalmente a la evaporación de GNL normal en los tanques.

Tipo 3. Es aplicable solamente a los tanques tipo B que son diseñados de acuerdo con prácticas internacionalmente reconocidas para buques. El volumen del derrame de GNL que se debe controlar es determinado de acuerdo con el concepto de “Fuga Antes de Falla” de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas para buques, en el cual se debe demostrar por cálculos y pruebas que no es posible destruir el contenedor primario, que no se pueden producir grietas y, en su caso, las grietas existentes no pueden crecer hasta producir fuga y sólo se consideran fugas muy limitadas del contenedor primario, las cuales son controladas por dispositivos adecuados y conducidas a bandejas de goteo de tamaño adecuado. Se puede suprimir el SPT del contenedor secundario siempre que se demuestre que la capacidad de las bandejas y la capacidad de desalojo de GNL por evaporación, bombeo u otro medio, es suficiente para evitar que se derrame GNL en el espacio entre los contenedores y que el concreto resiste los derrames de diseño en caso de falla de las bandejas.

206.1.3 El piso y las paredes de concreto del contenedor secundario y de la EFG deben ser mantenidas a una temperatura superior a 0°C a menos que se demuestre que el concreto puede resistir adecuadamente una cantidad de ciclos de enfriamiento-calentamiento igual, al menos, al doble del número de ciclos de llenado previstos para la vida de la terminal de almacenamiento de GNL. En caso necesario, la EFG debe contar con un sistema de calefacción para cumplir con este requisito.

206.1.4 Los tanques de almacenamiento de GNL deben tener un diseño estructural apropiado en el que hayan considerado el análisis de resistencia y fatiga en las fases de construcción, transportación, colocación y operación normal. El análisis debe considerar los efectos de llenado parcial y de cargas dinámicas debidas al oleaje del GNL dentro de los tanques que resulta de los movimientos de la EFG causados por actividad sísmica u otras cargas dinámicas, tales como cargas ambientales, por ejemplo, vientos y corrientes y oleaje del mar, o impactos de los buques con la EFG. Como los tanques están dentro de la EFG, las cargas de oleaje y corrientes marinas no actúan directamente sobre los tanques de GNL.

206.1.5 En cada tanque de GNL con capacidad superior a 265 m³ se deben instalar, al menos, los instrumentos y dispositivos siguientes:

a) Dispositivos para llenar el tanque desde la parte superior y desde la parte inferior y para recircular el GNL a fin de evitar la estratificación del mismo.

b) Equipos de bombeo sumergidos que se puedan retirar para mantenimiento por la parte superior sin que sea necesario vaciar el tanque de GNL.

c) Sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles de seguridad adecuados para el personal y la terminal en condiciones de operación normales y anormales.

d) Dispositivos para medir la densidad del GNL a niveles diferentes.

e) Dos sistemas independientes de medición de nivel del GNL instalados de forma que sea posible reemplazarlos sin interrumpir la operación del tanque.

f) Dos alarmas independientes de nivel alto y alto-muy alto. Estas alarmas deben ser visibles y audibles y actuar con anticipación suficiente para que se tomen las medidas necesarias para que no se sobrepase el nivel más alto permitido para el GNL.

g) Dispositivo de cierre automático de llenado a nivel alto-muy alto, independiente de los medidores de nivel.

h) Dos alarmas independientes de nivel bajo y bajo-muy bajo.

i) Dispositivos para medir la temperatura del GNL en la parte superior, media e inferior del contenedor.

j) Indicadores y medidores de presión de vapor de GNL, locales y remotos, con alarma audible y visible de presión alta y muy alta.

k) Dos dispositivos independientes de relevo de presión y de vacío.

l) Sistema de detección de gas en el espacio de aislamiento.

m) Medidores de presión y de vacío en el espacio de aislamiento con alarma audible y visible.

- n) Dispositivos de relevo de presión y de vacío en el espacio de aislamiento, en su caso.
- o) Control de temperatura de la pared lateral del contenedor primario.
- p) Medidores e indicadores de temperatura en la base del tanque y en la parte inferior del contenedor secundario para detectar enfriamiento causado por una fuga de GNL, con alarma audible y visible.
- q) Medidores o indicadores de temperatura del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque, en su caso.
- r) En los contenedores autosoportados se deben instalar sondas de temperatura y medidores de deformación para controlar los esfuerzos en la estructura del contenedor durante la fase de enfriamiento.
- s) Los tanques de GNL deben tener un sistema de monitoreo y registro de la información recabada de acuerdo con los puntos anteriores, en el cuarto de control de la terminal de almacenamiento de GNL.
- t) Medios para aislar el tanque del resto del sistema y para ponerlo fuera de servicio.
- u) Medios para desalojar el gas y para la entrada y salida de personal y equipos requeridos para inspección y mantenimiento.
- v) Medios de calentamiento y enfriamiento requeridos para el arranque, operación normal y para ponerlo fuera y restaurarlo al servicio.
- w) Medios para purgar los tanques cuando se vacían para darles mantenimiento.

206.2 Cargas de diseño

206.2.1 Generalidades. Para el diseño de los tanques, soportes y dispositivos, se deben considerar las combinaciones apropiadas de las cargas siguientes:

- a) Cargas sísmicas
- b) Cargas térmicas
- c) Cargas debidas al oleaje del GNL causado por eventos sísmicos
- d) El peso del tanque y de la carga, así como las reacciones correspondientes en los soportes
- e) Presión interna
- f) Presión externa
- g) Cargas del aislamiento
- h) Cargas en las torres y otros accesorios

206.2.2 Las cargas de oleaje del GNL se deben considerar para cualquier nivel de llenado en cada tanque, a menos que se demuestre, de acuerdo con los subincisos b) y d) del inciso 206.1.2 de esta NOM, que la carga de GNL almacenada puede ser controlada con oportunidad para que el nivel de GNL en los tanques se mantenga dentro de los límites de diseño.

206.3 Tanques independientes tipo B.

206.3.1 Los tanques independientes tipo B no forman parte de la EFG. Los tanques tipo B son diseñados utilizando pruebas de modelos y herramientas analíticas sofisticadas para determinar niveles de esfuerzo, de fatiga durante la vida y las características de propagación de grietas. Cuando estos tanques se construyen con superficies planas (tanques de gravedad), la presión de vapor de diseño debe ser menos de 0.7 bar, a menos que se demuestre a través de estudios de ingeniería que el tanque está diseñado para operar a una presión mayor con un nivel de seguridad equivalente.

206.3.2 Análisis estructural de los tanques independientes tipo B.

a) Se deben considerar los efectos de las cargas dinámicas y estáticas para determinar si la construcción es adecuada con respecto a:

- 1 Resistencia;
- 2 Deformación plástica;
- 3 Pandeo;
- 4 Falla por fatiga, y
- 5 Propagación de grietas

b) Se debe llevar a cabo un análisis estático y dinámico de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas para buques, un análisis estructural mediante técnicas computacionales de elementos finitos o métodos similares y un análisis mecánico de fractura o un estudio equivalente.

c) Se debe llevar a cabo un análisis tridimensional para evaluar los niveles de esfuerzo causados por los movimientos y deformaciones de la estructura de soporte. El modelo para este análisis debe incluir la carga del tanque con su sistema de soporte y manejo junto con una porción razonable de la estructura de soporte.

d) Se debe llevar a cabo un análisis de las aceleraciones y de los movimientos de la estructura de soporte en eventos sísmicos de diseño y de la respuesta de la estructura de soporte y de los tanques a estas fuerzas y movimientos.

e) El sistema de soporte debe permitir la contracción y expansión del tanque debidos al enfriamiento y calentamiento previstos y debe contar con los medios adecuados para amortiguar los efectos de las fuerzas cíclicas previstas.

f) Se deben aislar y sellar las penetraciones de ductos a través del techo y del domo de forma que se permita la expansión y contracción del tanque sin que se afecte la hermeticidad del mismo.

g) Se debe contar con dispositivos para evitar que el contenedor primario flote en caso de que entre agua en el espacio entre los contenedores.

h) Se debe realizar un análisis de deformaciones en el cual se consideran las tolerancias máximas de construcción, por ejemplo, para alineación de placas, elementos para dar rigidez y demás componentes así como las penetraciones estructurales.

i) Se deben realizar pruebas modelo, en caso necesario, para determinar los factores de concentración de esfuerzo y la fatiga durante la vida de elementos estructurales.

j) El análisis del efecto acumulado de las cargas de fatiga debe cumplir con las Normas Aplicables.

k) La presión de prueba hidrostática de resistencia y hermeticidad debe ser:

$$P = 1.25 (P_o + MPPAVS)$$

Donde:

P_o = Máxima presión calculada por la carga de GNL durante un sismo SOB

MPPAVS = Máxima Presión Permisible de Ajuste de las Válvulas de Seguridad

206.4 Tanques tipo membrana

206.4.1 Para tanques de almacenamiento tipo membrana, deben considerarse los efectos de las cargas estáticas y dinámicas para determinar si la membrana y el aislamiento cumplen con los requisitos de resistencia, deformación plástica y fatiga adecuados.

206.4.2 Se debe probar un prototipo del contenedor primario y del aislamiento, que incluya esquinas y juntas, para verificar que ambos resistirán el esfuerzo combinado previsto ocasionado por cargas estáticas, dinámicas y térmicas. El diseño de los tanques tipo membrana debe considerar lo siguiente:

a) Las condiciones de prueba del contenedor primario deben ser equivalentes a las condiciones de servicio extremas a las que el tanque estará sometido en su vida útil.

b) La hermeticidad de la membrana se prueba con gas amoníaco. Si se necesitan reparaciones se debe repetir la prueba después de cada reparación.

c) Un análisis completo de los movimientos y aceleraciones específico, así como la respuesta de la estructura de soporte y de los sistemas de contención de carga de GNL.

d) Un análisis estructural para prevenir una posible deformación de la membrana debido a una sobrepresión en el espacio entre las barreras, vacío en el tanque de carga, efectos del oleaje del GNL dentro del tanque y vibraciones transmitidas a través de la estructura de soporte a la membrana y sus soportes.

206.4.3 Se debe realizar un análisis estructural de la estructura de soporte, tomando en cuenta la presión diferencial entre la parte interna del tanque del GNL y la parte externa o la estructura de soporte. El diseño de la estructura de soporte debe considerar:

- a) Las deformaciones de la estructura y su compatibilidad con la membrana y el aislamiento.
- b) Los requisitos de las Normas Aplicables para tanques profundos, tomando en cuenta la presión externa e interna.
- c) El esfuerzo permisible de los materiales de la membrana, de la estructura de soporte de la membrana y del aislamiento en cada caso particular.
- e) Deben realizarse pruebas a los materiales para verificar que sus propiedades no se degradarán por envejecimiento.
- f) Se debe realizar una prueba de presión hidráulica y neumática de la resistencia y hermeticidad del contenedor secundario antes de la instalación del sistema de aislamiento y de la membrana. Si se necesitan reparaciones se debe repetir la prueba después de cada reparación.
- g) Después de la instalación de la membrana y del aislamiento se debe realizar una prueba de presión neumática y una prueba con presión mayor en el exterior de la membrana.
- h) El espacio de aislamiento entre la membrana y el contenedor secundario se debe mantener con atmósfera inerte y debe contar con dispositivos para controlarla; asimismo debe contar con sistemas para controlar la presión y el vacío en este espacio.

206.5 Venteo de los tanques

206.5.1 Los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y de vacío de acuerdo con la sección **110.13.1** de esta NOM.

206.5.2 En caso de un derrame en el contenedor secundario, los dispositivos de relevo deben ser capaces de aliviar la evaporación máxima que se produzca por el derrame de GNL.

206.5.3 Las válvulas de alivio de cada tanque deben estar conectadas a una tubería que conduzca los vapores a un mástil o a un quemador. En ambos casos se debe realizar un análisis de riesgos de acuerdo con el capítulo 106 de esta NOM para demostrar que en las condiciones atmosféricas más desfavorables se cumple lo siguiente:

- a) En caso de que se utilice un mástil, la dispersión de la nube de mezcla combustible en la atmósfera que no debe ocasionar riesgos en el equipo en la plataforma.
- b) En caso de que se utilice un quemador, el flujo de radiación térmica en los equipos de la terminal de almacenamiento no debe exceder 5 kW/m^2 .

207 Instalaciones sobre la plataforma

207.1 Se debe cumplir con las condiciones especificadas en esta sección a menos que se demuestre, mediante un análisis de riesgos realizado de conformidad con la metodología a que hace referencia el capítulo 6 de esta NOM, que condiciones operativas distintas son aceptables en puntos específicos porque presentan condiciones de seguridad igual o mejores a las ya establecidas.

207.1.1 Altura de la plataforma. El elemento más bajo de la estructura para el cual no han sido consideradas en el diseño las fuerzas de las olas, debe estar situado por lo menos 1.5 m arriba de la máxima elevación de la cresta de las olas.

a) Para determinar el nivel del elemento más bajo se debe tomar en cuenta el asentamiento de la estructura debido a la consolidación del lecho marino, tanto el inicial como el asentamiento esperado a largo plazo.

b) Para determinar la altura máxima de la cresta de las olas que se aplicará para el diseño de la estructura, se debe superponer la altura de la cresta de la ola al nivel del agua quieta con la Marea Astronómica más Alta (MAA). El nivel más alto de agua es el que resulta del oleaje con marea alta. Asimismo, se debe considerar el periodo de las olas y, en su caso, los maremotos.

207.2 Sistema de seguridad

207.2.1 El diseño de la terminal de almacenamiento de GNL debe especificar un sistema de seguridad adecuado que permita identificar las funciones del personal y asegurar que los dispositivos y sistemas siempre estén en los lugares apropiados de la plataforma como se describen a continuación.

207.2.2 Sistemas de detección de incendios y de fugas de gas. Los sistemas de detección de incendios y fugas de gas deben cumplir con los requisitos especificados en el inciso 114.2.2 de esta NOM. El diseño de los sistemas de detección de incendios y gas deben considerar lo siguiente:

a) Identificación de las áreas a cubrir de acuerdo con el mapa de riesgos, tales como áreas de proceso, áreas confinadas Clasificadas y No clasificadas, por ejemplo, habitaciones donde duerme o se reúne regular u ocasionalmente el personal, entre otros.

b) Identificación de las áreas de alojamiento permanente de personas y de los sistemas de seguridad para dichas áreas.

c) Tipo, cantidad y ubicación de los sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso.

d) Tener una respuesta inmediata.

e) Especificación adecuada de los detectores térmicos, de humo y de llama en un punto o en un área.

f) Activación de alarmas visuales y audibles en la terminal y en el Cuarto de Control Central de la plataforma.

g) Acciones de supresión de incendios, entre otras, rociar agua, espuma o bióxido de carbono y/o paro de emergencia de la terminal.

h) Activación de las alarmas cuando la concentración de gases inflamables exceda el 25% del LII así como el paro de diferentes sistemas y, en los puntos críticos establecidos por el análisis de riesgos, el paro mediante el Sistema de Paro de Emergencia (PDE) de la terminal cuando la concentración del gas exceda el 60% del LII.

207.2.3 Sistemas contra incendios. El ámbito de los sistemas contra incendios se debe determinar mediante una evaluación basada en la ingeniería de protección, el análisis de las condiciones locales, los riesgos dentro de las instalaciones y la exposición a otra propiedad. La evaluación de dichos sistemas debe identificar, al menos, los puntos siguientes:

a) Tipo, características y ubicación del equipo necesario para detección y control de incendios, de derrames y fugas de GNL, líquidos y gases inflamables.

b) Tipo, cantidad y ubicación de sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso.

c) Los métodos necesarios para proteger al personal de la terminal, los equipos y estructuras de la exposición al fuego.

d) Extintores y otros equipos de combate contra incendios.

207.2.4 La terminal debe estar equipada con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua adecuado para combatir incendios, proteger contra la exposición al fuego a los tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, así como controlar fugas y derrames no encendidos. Los sistemas de agua contra incendios deben:

a) Proporcionar los volúmenes de agua a las presiones especificadas aun cuando una bomba de agua contra incendios esté fuera de servicio.

b) Tener bombas abastecidas al menos por dos fuentes de energía independientes en caso de emergencia.

207.2.5 Los extintores portátiles para combatir incendios menores deben estar disponibles en sitios estratégicos de acuerdo con los lineamientos de esta NOM.

207.2.6 Se debe establecer y realizar un programa de mantenimiento por escrito para todo el equipo contra incendios.

207.2.7 Protección estructural contra incendios. La protección estructural contra incendios se refiere a un método pasivo para proporcionar protección contra incendios a los espacios y compartimentos de la estructura mediante paredes contra incendios y limitación de materiales combustibles en la construcción.

a) En las paredes contra incendios se debe proporcionar protección apropiada para las penetraciones de sistemas eléctricos, de tuberías y de ventilación, entre otros.

b) Las partes de las estructuras que puedan ser dañadas por exposición al fuego deben protegerse con aislamiento adecuado.

207.2.8 Protección del personal y dispositivos salvavidas. Deben estar disponibles y accesibles para todo el personal de la terminal de almacenamiento de GNL los equipos de protección personal, tales como ropa contra el fuego, chalecos y anillos salvavidas, regaderas de seguridad y estaciones para lavado de ojos. Las áreas de alojamiento de personal deben estar aisladas de las áreas de riesgo elevado.

a) Refugio Temporal de Seguridad (RTS). Debe haber un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso.

1. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas.

2. Los dormitorios de la plataforma podrán estar diseñados para funcionar como RTS.

b) Medios de escape del personal.

1. Rutas de escape. Los planos que muestren las rutas de escape deben estar claramente visibles en diversos puntos de las instalaciones.

i. Las rutas de escape deben estar identificadas e iluminadas adecuadamente.

ii. Debe haber por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS.

iii. Las rutas de escape deben minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de emergencia.

iv. Las rutas de escape deben tener un ancho mínimo de 0.71 m.

v. La longitud de los corredores sin salida no debe exceder 7 m.

2. Botes salvavidas. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua.

i. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deben tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una emergencia.

ii. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.

3. Medios de escape al mar. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí.

i. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma.

ii. Se deben proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia.

207.2.9 Sistema de paro de emergencia (PDE). Los sistemas PDE deben cumplir con los requisitos del inciso 14.2 de esta NOM. Adicionalmente, deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) Durante una emergencia, los sistemas PDE deben aislar o apagar cualquier flujo de GNL, refrigerantes, líquidos y gases inflamables en las instalaciones. El PDE también debe parar la operación de cualquier equipo cuyo funcionamiento continuo pudiera prolongar o aumentar el estado de emergencia.

b) Los PDE deben tener un diseño libre de fallas. En los sitios donde no sea práctico tener un diseño libre de fallas, los PDE deben ser instalados, ubicados o protegidos de tal manera que se minimice la probabilidad de que no funcionen en caso de emergencia o falla del sistema normal de control. Los PDE que no sean del tipo libre de fallas deben tener sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que controlan, en alguna de las formas siguientes:

1. Instalados y ubicados en donde no estén expuestos a incendios.
2. Protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un tiempo mínimo de 10 minutos.

c) El instructivo de la ubicación y funcionamiento de los controles de emergencia debe estar en lugares accesibles en el área de instalaciones.

d) El PDE debe poder activarse manualmente, automáticamente o la combinación de ambos.

1. Los activadores manuales deben estar en áreas que sean accesibles durante emergencias, a una distancia mínima de 15 m del equipo al cual sirven y tener claramente indicada su función de diseño.
2. Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra una activación accidental y ubicadas convenientemente en las áreas de evacuación principales, tales como el área de amaraje de los botes salvavidas, el helipuerto, las estaciones de botes salvavidas y el Cuarto de Control Central. Se pueden considerar ubicaciones para estaciones adicionales de PDE, tales como las salidas de las escaleras en cada nivel de cubierta, las salidas principales de los dormitorios y las salidas principales de las instalaciones de cubierta.

e) El PDE solamente debe activarse automáticamente mediante dispositivos con redundancia de detección para evitar paros por falsas alarmas. En todos los casos, se deben activar alarmas audibles y visuales locales y en el Cuarto de Control Central. El PDE se debe activar automáticamente por:

1. Detección de incendio en zonas críticas de la plataforma.
2. Detección de gas combustible que exceda el 60% del LII en zonas críticas de la plataforma.

f) Se debe instalar un panel de control del sistema PDE en el Cuarto de Control Central. El PDE central debe ser independiente del sistema de control general y debe tener prioridad de actuación sobre éste.

g) Las señales de detectores de fuego y detectores de gas natural deben estar centralizadas en un panel "fuego y gas".

h) Los gasoductos deben incluir una Válvula de Seguridad Submarina (VSS), ubicada en el fondo del mar en la base de la tubería que sube a la plataforma. El propósito de la VSS es aislar el gasoducto de la plataforma en una emergencia para prevenir el retorno del gas del gasoducto hacia la plataforma. La VSS debe activarse automáticamente por el sistema PDE en caso de incendio o presencia de gas con 60% del LII.

207.3 Análisis de seguridad en la instalación de equipos. Este análisis se debe realizar de acuerdo con los capítulos 107 y 108 de esta NOM.

207.3.1 El análisis de seguridad para las instalaciones en la plataforma tiene por objeto prevenir cualquier fuga de GNL, así como de hidrocarburos y minimizar el efecto de los hidrocarburos liberados, en su caso.

a) El análisis de seguridad de la instalación debe identificar cualquier evento que pudiera afectar a un componente y que presenta un riesgo para la seguridad de la terminal. Entre estos eventos están el exceso de presión y presión demasiado baja, derrame de GNL y escape de gas. Se debe considerar su detección, la causa de dicho evento, su efecto y las medidas de preventivas que se deben implantar para identificar la protección primaria y secundaria y la localización de los dispositivos de seguridad.

b) Los componentes básicos de la instalación deben analizarse específicamente para preparar las Tablas de Análisis de Seguridad (TAS). En el análisis de cada componente se deben incluir las tuberías de entrada y de salida, así como los dispositivos de control del mismo.

c) En la Lista de Control de Análisis de Seguridad (LCAS) se deben registrar los dispositivos de seguridad necesarios para proteger cada componente de la instalación como una unidad individual bajo las peores condiciones de operación probables.

d) El registro de Evaluación de la Función Análisis de Seguridad (EFAS) debe indicar los componentes de la instalación, sus sistemas de soporte en emergencias y sus dispositivos de seguridad requeridos, así como las funciones de cada dispositivo; por ejemplo, sensores, válvulas y dispositivos de cierre y sus sistemas de soporte de sus funciones en una emergencia.

207.4 Disposición y espaciamento del equipo en la plataforma. La disposición del equipo en la plataforma y el espaciamento entre equipos debe cumplir con los requisitos de la Parte 1 de esta NOM. Adicionalmente, debe cumplir con los requisitos siguientes:

a) Los equipos de las instalaciones de GNL en la plataforma deben estar agrupados en áreas considerando la seguridad y la protección contra incendios requeridos por cada grupo de equipos.

b) Los equipos que pudieran convertirse en fuentes de combustible en caso de incendio se deben separar de las fuentes de ignición potenciales con un espaciamento adecuado o paredes contra incendios, de manera que un incendio no obstaculice la evacuación segura del personal desde el área de peligro hasta el área de embarque de los botes salvavidas o cualquier lugar de refugio.

207.4.1 Transferencia de GNL y líquidos peligrosos. El sistema de transferencia de GNL debe cumplir, en lo conducente, con los requisitos establecidos en el capítulo 113 de esta NOM.

a) La separación entre el área de transferencia y los equipos de proceso debe ser determinada por un estudio de riesgos específico.

b) Los accesos para personas a la terminal de almacenamiento de GNL deben estar a una distancia mínima de 30 m del área de transferencia de GNL.

c) Se deben instalar dispositivos para la contención y recuperación de los derrames de GNL en las áreas de transferencia.

d) El diseño de estos dispositivos debe cumplir, en lo conducente, con los requisitos del capítulo 107 de esta NOM.

e) Las zonas de la plataforma no protegidas contra derrames de GNL deben ser capaces de resistir derrames limitados de GNL sin daños estructurales.

f) Los sistemas de transferencia de líquidos peligrosos deben cumplir, en lo conducente, con los requisitos de esta sección.

207.4.2 Vaporizadores. Los vaporizadores deben cumplir con los requisitos de la sección 107.5 y del capítulo 110 de esta NOM y se deben ubicar por lo menos a 30 m de los dormitorios.

207.4.3 Equipos en la plataforma. Los equipos instalados en la plataforma deben cumplir con los requisitos de la sección 107.6 y del capítulo 108 de esta NOM.

207.4.4 Estructuras metálicas. Se debe realizar un análisis de vibraciones de las estructuras metálicas para diseñar los medios para evitar o mitigar los efectos de la resonancia en dichas estructuras.

207.5 Sistemas eléctricos. En los sistemas de generación, distribución y utilización de potencia eléctrica se deben utilizar procedimientos y dispositivos de seguridad específicos para terminales costa afuera de conformidad con las Normas Aplicables y con los requisitos adicionales siguientes:

207.5.1 Se deben utilizar sistemas eléctricos completamente aislados. No se deben usar sistemas de generación y distribución de potencia eléctrica aterrizados para unidades que manejan gases licuados inflamables, a menos que se demuestre que ninguna corriente de falla a tierra atraviesa alguna zona peligrosa. La aplicación de sistemas aterrizados está restringida para minimizar la probabilidad de que corrientes altas de falla pasen a través de la estructura de la unidad, a fin de prevenir el riesgo de que un punto caliente o una chispa en alguna discontinuidad de la estructura puedan encender una atmósfera potencialmente explosiva. Las corrientes que pasan a través de las placas en los tanques de almacenamiento y los espacios adyacentes son las que presentan el riesgo mayor, porque una mezcla aire-gas puede permanecer no detectada por largo tiempo en los compartimentos de la EFG adyacentes a los tanques de almacenamiento.

207.5.2 La terminal de almacenamiento de GNL debe contar con dos sistemas de generación de energía eléctrica independientes, el principal y el de emergencia. Cada uno de estos sistemas debe tener capacidad para suministrar la potencia requerida tanto en condiciones normales como en condiciones anormales de operación, así como en condiciones de emergencia. Los sistemas deben contener las características siguientes:

a) Se deben utilizar motores recíprocos o turbinas de gas para impulsar los generadores eléctricos en condiciones normales.

b) Se deben utilizar motores diesel para impulsar los generadores eléctricos en caso de emergencia y para poner en servicio los sistemas.

c) Los generadores de emergencia con motor diesel deben arrancar y tomar la carga automáticamente cuando falle la fuente de potencia eléctrica principal. Estos generadores deben contar con un tanque local de diesel con capacidad para operar por lo menos 4 horas a carga nominal de la terminal.

d) El sistema de emergencia debe tener capacidad para suministrar potencia al menos por cuatro días para la señalización por luz o señalización por sonido de la estructura de la terminal de almacenamiento de GNL.

e) Los generadores eléctricos deben estar ubicados en áreas no peligrosas. El equipo interior de los conjuntos de generadores encerrados debe ser apropiado para servicio en áreas peligrosas.

f) Las tomas de aire para combustión de los motores de combustión interna deben ubicarse en sitios no peligrosos para minimizar el riesgo de que aspiren mezclas inflamables; dichas tomas deben contar con monitoreo de gases inflamables.

g) Los escapes de los motores de combustión interna deben estar en áreas no peligrosas y descargar al exterior; cuando ello no sea posible, los escapes deben protegerse utilizando métodos alternos para que no constituyan una fuente de ignición.

207.5.3 Sistemas de instrumentación. Los sistemas de instrumentación deben cumplir con los requisitos del capítulo 112 de esta NOM.

207.5.4 Los sistemas de protección de los circuitos eléctricos en áreas peligrosas deben cumplir con los requisitos generales establecidos en las Normas Aplicables y con los requisitos adicionales siguientes:

a) En los sistemas de distribución aislados se debe monitorear continuamente el nivel de aislamiento a tierra y, en caso de detectar un nivel anormalmente bajo de conformidad con las Normas Aplicables, se debe activar una alarma.

b) En los sistemas conectados con impedancia a tierra se debe monitorear continuamente la corriente en la conexión a tierra y, en caso de que se exceda del valor especificado en las Normas Aplicables, se debe limitar o interrumpir la corriente de falla y activar una alarma.

c) En los sistemas conectados a tierra se debe monitorear continuamente la corriente de fuga a tierra y, en caso de que se detecte una corriente excesiva, debe contar con un dispositivo para limitarla automáticamente. Los circuitos monofásicos conectados a un sistema de cuatro hilos deben estar protegidos con interruptores sensibles a las corrientes residuales (30 mA).

207.5.5 Se deben establecer las Normas Aplicables para la selección de equipos eléctricos en las áreas peligrosas, la instalación eléctrica y los cables utilizados.

207.6 Sistemas de servicios de apoyo al sistema de manejo y vaporización de GNL. El diseño e instalación del sistema de servicios de apoyo al sistema de manejo y vaporización de GNL debe cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Aplicables para asegurar su operación correcta y segura de la terminal de almacenamiento de GNL.

207.7 Sistemas de venteo y quemador. Los dispositivos de relevo de presión no deben desfogar directamente a la atmósfera; se debe instalar un sistema de venteo para recolectar el gas liberado por los dispositivos de relevo de presión y otros procesos de venteo de gas y conducirlo a un mástil o quemador para su eliminación segura, determinada de acuerdo con los estudios correspondientes de dispersión de nubes de vapor y de radiación térmica, realizados conforme con la metodología del capítulo 106 de esta NOM. Este sistema puede estar compuesto por dos subsistemas independientes de alta y baja presión.

207.7.1 Capacidad del sistema de venteo y quemador

a) El sistema de venteo y quemador debe tener capacidad para desfogar el mayor flujo de vapor producido por una contingencia o la combinación de contingencias probable. El diseño de dicho sistema debe considerar lo siguiente:

1. Exposición a un incendio. La capacidad de relevo de presión requerida como resultado de una exposición a un incendio se debe calcular de acuerdo con las Normas Aplicables.
2. Trastorno operacional, es decir, la falla de un dispositivo de control.
3. Otras circunstancias que resulten de fallas de equipo y errores de operación.
4. Desplazamiento de vapor durante el llenado.

5. Gas evaporado súbitamente durante el llenado de los tanques como consecuencia de la mezcla de GNL de densidades diferentes.
6. Pérdida de refrigeración en el tanque.
7. Entrada de calor por recirculación de GNL.
8. Caída de la presión barométrica.
9. Descarga de un buque de GNL sin retorno de línea de vapor.
10. Paro de uno o todos los compresores de recuperación del vapor generado por ebullición en los tanques de almacenamiento.

b) La localización del quemador se debe determinar considerando la dirección de los vientos predominantes para minimizar los riesgos de incendio de la plataforma y de los buques de GNL a la radiación térmica y para mantener niveles aceptables de dicha radiación. El flujo térmico producido por la flama del quemador en los equipos de proceso no debe exceder 5 kW/m² en las condiciones más desfavorables, en cualquier punto de la plataforma.

c) La ubicación del mástil se debe determinar considerando la dirección de los vientos predominantes para minimizar el riesgo de que una nube de gas inflamable alcance una fuente de ignición.

207.8 Espacios de alojamiento y dormitorios

207.8.1 Los espacios de alojamiento, dormitorios y el cuarto de control deben estar ubicados fuera de las áreas de riesgo y no podrán ubicarse directamente encima o debajo de los tanques de almacenamiento de GNL o de las áreas de proceso. Se requieren mamparas adecuadas para los dormitorios permanentes, temporales y módulos habitados normalmente que están frente de áreas tales como los tanques de almacenamiento de aceite y GNL, recipientes con flama (calentadores), recipientes del proceso y otros equipos similares.

Parte 3. Gasoductos submarinos

301 Objetivo

Esta parte establece una guía y los criterios sobre el diseño, materiales, fabricación, instalación, pruebas, puesta en operación, mantenimiento y el cierre definitivo de gasoductos relacionados con terminales de almacenamiento de GNL costa afuera. Esta norma incorpora el concepto de diseño de estado límite y la metodología por clases de seguridad. El gasoducto y sus componentes deben cumplir las Normas Aplicables.

Los objetivos de este capítulo son:

- a) Establecer los requisitos de seguridad para los sistemas de gasoductos submarinos.
- b) Establecer una guía para los diseñadores, permisionarios y operadores de terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

302 Definiciones

Para el gasoducto se usan las definiciones siguientes:

302.1 Clase de localización: El área geográfica del sistema de tubería clasificado según la actividad humana.

302.2 Clase de seguridad: El concepto adoptado para clasificar el gasoducto con respecto de las consecuencias de una falla.

302.3 Componentes del gasoducto: Cualquier pieza que forma parte integral del gasoducto, como bridas, uniones en T, reductores y válvulas.

302.4 Deformación local: La deformación sobre una longitud corta del gasoducto que ocasiona cambios drásticos en la sección transversal.

302.5 Diseño: La ingeniería relacionada para diseñar el gasoducto incluyendo la estructura, el material y la corrosión.

302.6 Efecto de carga: El efecto de una carga individual o de una combinación de cargas sobre el equipo o sistema, como tensión, esfuerzo de deformación, deformación, desplazamiento, movimiento, etc.

302.7 Espesor nominal de la pared de la tubería: El espesor de la pared de la tubería con el cual se le denomina.

302.8 Estado límite: El estado por debajo del cual un sistema o estructura ya no satisface los requisitos que se están analizando. Las siguientes categorías de estados límite son relevantes para los sistemas de gasoductos:

ELS = Estado Límite de Servicio

ELF = Estado Límite Último

ELF = Estado Límite de Fatiga

ELA = Estado Límite Accidental

302.9 Factor de efecto de carga: El factor parcial de seguridad por el cual se multiplica el efecto característico de carga para obtener el efecto de carga de diseño.

302.10 Factor de efecto de condición de carga: El factor de efecto de carga incluido en el cálculo de deformaciones debido a condiciones específicas de carga.

302.11 Factor de resistencia del material: El factor para determinar la resistencia característica del material que refleja la confianza en el límite de elasticidad.

302.12 Factor parcial de seguridad: El factor por el cual el valor característico de una variable se modifica para proporcionar el valor de diseño. Las variables que se modifican con este factor son, entre otras, el efecto de carga, la condición del efecto de carga, la resistencia del material o el factor de resistencia de la clase de seguridad.

302.13 Fatiga: La degradación del material causada por cargas cíclicas.

302.14 Gasoducto submarino o gasoducto: La parte de un gasoducto que se encuentra debajo de la superficie del agua durante la marea máxima.

302.15 Inspección final: La inspección del gasoducto instalado y terminado para verificar que la obra completa cumple con los requisitos especificados.

302.16 Ovalamiento: La desviación del perímetro de la tubería con respecto de la circunferencia por lo que la tubería tiene sección transversal elíptica.

302.17 Máxima Presión Incidental Permisible (MPIP): La presión máxima a la cual el gasoducto debe ser capaz de operar durante una operación incidental. La presión incidental máxima permisible se define como la presión incidental máxima menos la tolerancia positiva del sistema de seguridad de presión.

302.18 Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP): La presión máxima a la cual el gasoducto debe ser capaz de operar durante una operación normal. La presión de operación máxima permisible se define como la presión de diseño menos la tolerancia positiva del sistema de regulación de presión.

302.19 Presión de diseño: La presión interna máxima durante la operación normal, referida a una altura de referencia especificada, para la cual se debe diseñar el gasoducto o una sección del mismo.

302.20 Presión de implosión: La resistencia de la tubería contra la presión externa.

302.21 Presión de propagación: La presión más baja requerida para que una deformación continúe propagándose.

302.22 Presión de prueba hidrostática: La presión interna que se aplica a un gasoducto o sección del mismo durante las pruebas de hermeticidad del sistema después de terminar la instalación.

302.23 Presión incidental: La presión interna máxima que el gasoducto o una sección del mismo puede resistir, según diseño, durante cualquier situación incidental de operación, referida a la misma altura de referencia que la presión de diseño.

302.24 Prueba de presión de fábrica. La prueba de resistencia hidrostática efectuada en la fábrica.

302.25 Puesta en operación: Las actividades que se llevan a cabo después de las pruebas a presión y antes de la operación, incluyendo la eliminación de agua, limpieza, secado y llenado con el producto.

302.26 Requisitos suplementarios: Los requisitos de las propiedades del material de la tubería, adicionales a los requisitos básicos y que son requeridos para tubos que se usan en aplicaciones específicas.

302.27 Resistencia: La capacidad de una estructura o parte de la misma de resistir los efectos de carga.

302.28 Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada (RCME): La resistencia a la cedencia prescrita en la especificación o la norma bajo la cual se adquiere el material.

302.29 Resistencia a la Tensión Mínima Especificada (RTME): La resistencia mínima a la tensión prescrita en la especificación o la norma bajo la cual se adquiere el material.

302.30 Sistema de control de presión: El sistema que controla la presión en gasoductos e incluye el sistema de regulación de presión, el sistema de seguridad de presión y los sistemas de instrumentación y alarma correspondientes.

302.31 Sistema de gasoducto: El sistema interconectado de gasoductos submarinos, las tuberías ascendentes, soportes, válvulas de aislamiento, los componentes integrales de la tubería, sistemas de seguridad asociados y de protección contra la corrosión.

302.32 Sistema de regulación de presión: El sistema que asegura que se mantenga una presión preestablecida en un punto determinado de referencia en el gasoducto, sin importar la presión aguas arriba.

302.33 Sistema de seguridad de presión: El sistema que asegura que no se exceda la presión incidental permisible, independiente del sistema de regulación de presión.

302.34 Soporte o abrazadera de tubo ascendente: La estructura independiente para mantener la tubería ascendente en su lugar.

302.35 Temperatura máxima de diseño: La temperatura más alta posible a la que el equipo o el sistema será expuesto durante la instalación u operación.

302.36 Temperatura mínima de diseño: La temperatura más baja posible a la que el equipo o el sistema será expuesto durante la instalación u operación, sin importar la presión.

302.37 Tolerancia por corrosión: El espesor de pared adicional agregado en el diseño para compensar cualquier reducción en el espesor por corrosión.

302.38 Tubería ascendente: La tubería de conexión o tubo flexible entre un gasoducto submarino en el fondo del mar y las instalaciones arriba de la superficie del agua.

302.39 Vida útil de diseño: El tiempo planeado originalmente desde la instalación o uso inicial hasta el cierre permanente del equipo o sistema.

302.40 Zona atmosférica: La parte del gasoducto arriba de la zona de salpicadura.

302.41 Zona de salpicadura: Las superficies externas de una estructura o gasoducto que se encuentran periódicamente dentro y fuera del agua bajo la influencia del oleaje y las mareas.

303 Diseño

303.1 Criterios de diseño

La integridad de un sistema de gasoductos se obtiene mediante el establecimiento de los criterios de seguridad.

303.1.1 Objetivo de seguridad. Se debe establecer, planear y realizar un objetivo general de seguridad que cubra todas las fases del gasoducto, desde el desarrollo conceptual hasta su cierre definitivo.

a) Cualquier trabajo relacionado con el diseño, la construcción y operación del gasoducto debe considerar y asegurar, dentro de lo posible, que ninguna falla produzca situaciones que amenacen la vida de personas o que causen daños inaceptables a las instalaciones o al ambiente.

b) Se debe prestar especial atención a las secciones del gasoducto cerca de instalaciones o de la costa donde suele haber actividad humana y por lo tanto una mayor probabilidad y consecuencia de daños al gasoducto. Lo anterior incluye también las áreas donde los gasoductos se instalan paralelos o cruzando ductos existentes.

303.1.2 Metodología por clase de seguridad. La seguridad estructural del gasoducto se debe mantener mediante una metodología por clase de seguridad, para lo cual dicho sistema debe dividirse en una o varias clases de seguridad basándose en las consecuencias de falla que se definen, por lo general, por el contenido y la localización. Para cada clase de seguridad se debe asignar a cada estado límite un conjunto de factores de seguridad parciales.

303.1.3 Aseguramiento de calidad (AC). El formato de seguridad dentro de la presente NOM requiere que los errores graves (errores humanos) se controlen por medio de requisitos organizacionales de trabajo, mismos que son competencia de las personas que ejecutan el trabajo, así como la verificación del diseño y aseguramiento de calidad durante todas las fases relevantes de desarrollo del gasoducto.

303.1.4 Formato de diseño. El diseño del gasoducto en esta NOM se basa en una metodología por estado límite y factor parcial de seguridad, llamado también Diseño por Factor de Carga y Resistencia (DFCR). En el diseño deben considerarse los rubros siguientes:

a) Clases de localización: El gasoducto debe dividirse en clases de localización como las define la Tabla **303.1.4 a)**.

Tabla 303.1.4 a) Clasificación de localización

Localización	Definición
1	El área donde no se prevé actividad humana frecuente a lo largo de la ruta del gasoducto.
2	La parte de los gasoductos y tubería ascendente en áreas cerca de plataformas o en áreas con actividad humana frecuente. Para determinar el alcance de la clase de localización 2 se debe realizar un análisis de riesgo apropiado.

b) Clases de seguridad: El diseño del gasoducto se debe basar en las consecuencias potenciales que resulten de una falla. La clase de seguridad puede variar según la fase de desarrollo de la instalación y de la localización del punto de riesgo. Las clases de seguridad se definen en la Tabla **303.1.4 b)**.

Tabla 303.1.4 b) Clasificación de clases de seguridad

Clase de seguridad	Definición
Baja	La falla representa un riesgo bajo de daño a personas y consecuencias ambientales y económicas menores. Es la clasificación común para la fase de construcción.
Normal	La falla implica un riesgo de daño a personas, contaminación significativa del ambiente o consecuencias económicas o políticas graves. Es la clasificación común para operaciones fuera del área de plataformas.
Alta	La falla implica un riesgo elevado de daño a personas, contaminación significativa del ambiente o consecuencias económicas o políticas muy graves. Es la clasificación común durante la operación en la clase de localización 2.

c) Para el uso normal, las clases de seguridad de la Tabla 303.1.4 c) deben aplicarse para el manejo de GNL.

Tabla 303.1.4 c) Clasificación normal de clases de seguridad para el GNL

Fase	Categoría de fluido E	
	Clase de localización:	
	1	2
Temporal	Baja	Baja
Operacional	Normal	Alta

1. La fase de instalación hasta que inicien las actividades previas a la puesta en operación se considera por lo general clase de seguridad baja.
2. Se debe poner especial atención a las consecuencias de una falla para la clasificación de seguridad de fases temporales después de la puesta en operación.

303.2 Principios de diseño

303.2.1 En esta sección se identifican los aspectos relevantes sobre el diseño, construcción y operación de gasoductos submarinos.

303.2.2 Desarrollo conceptual. Se deben establecer los datos iniciales de diseño y la descripción del arreglo general y desarrollo en campo del gasoducto.

303.2.3 Datos del gasoducto. Los datos del gasoducto deben incluir, según aplique, lo siguiente:

- a) Objetivo de seguridad
- b) Localización y condiciones físicas de entrada y salida
- c) Descripción del gasoducto con el arreglo general y límites de suministro
- d) Requisitos funcionales incluyendo las restricciones de desarrollo en campo, por ejemplo, las barreras de seguridad y válvulas submarinas
- e) Instalación, inspección, reparación y reemplazo de elementos del gasoducto, por ejemplo, válvulas, activadores y accesorios
- f) Planos y programas del proyecto
- g) Vida útil de diseño
- h) Datos del fluido que se transportará durante la vida útil de diseño
- i) Capacidad de transporte y dimensiones
- j) Criterios y datos de operación del gasoducto
- k) Criterios de cierre definitivo

303.2.4 Integridad del sistema. Los gasoductos deben diseñarse, construirse y operarse de manera tal que:

- a) Cumplan con la capacidad de transporte especificada
- b) Cumplan con el objetivo de seguridad definido y tengan la resistencia mecánica requerida contra cargas durante las condiciones operacionales planeadas, y
- c) Tengan un margen de seguridad suficiente contra cargas accidentales o condiciones operacionales no previstas.

303.2.5 Durante la operación se debe cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Las variables de operación básicas para preservar la integridad de un gasoducto se deben inspeccionar y evaluar periódicamente para tomar acciones correctivas antes de que se dañe el gasoducto.
- b) El gasoducto debe tener la instrumentación necesaria para monitorear las variables que afectan la seguridad de la operación.
- c) La presión de operación en un sistema de transporte no debe exceder la presión de diseño durante la operación normal continua.

303.2.6 El control de la presión del gasoducto debe cumplir con lo siguiente:

- a) El sistema de control de presión debe prevenir que la presión interna en cualquier punto del gasoducto llegue a la MPIP.
- b) Se debe tener cuidado especial con las tolerancias del sistema de regulación de presión y la instrumentación asociada.
- c) Debe tener un sistema de seguridad contra sobrepresión cuando la fuente de presión del gasoducto pueda exceder la MPIP.

303.2.7 Condiciones externas e internas de la tubería

a) Condiciones externas. Para el control de la corrosión externa de la tubería se deben considerar los aspectos ambientales siguientes:

1 Condiciones mecánicas a las que esté expuesta la tubería, por ejemplo, caída de rocas y/u operación subterránea.

2 Resistividad del agua de mar y de los sedimentos

3 Perfil de temperatura a lo largo del gasoducto y a través de la pared del tubo

4 Procedimientos de fabricación e instalación de la tubería

5 Requisitos de protección mecánica, peso sumergido y aislamiento térmico durante la operación

6 Vida útil de diseño

b) Condiciones internas de operación. Para evaluar la necesidad de control de corrosión interna, incluyendo un margen por corrosión para el espesor de pared, se deben considerar las condiciones siguientes:

1 Perfil de temperatura y presión a lo largo del gasoducto durante la vida útil de diseño

2 Velocidad y régimen de flujo

3 Composición del fluido con énfasis en los componentes corrosivos potencialmente

4 Dosificación de químicos y limpieza periódica

5 Inspección de daños por corrosión

303.3 Ruta del gasoducto

303.3.1 La ruta del gasoducto debe seleccionarse tomando en cuenta los aspectos de seguridad del público y del personal de la terminal, protección del ambiente, y la probabilidad de daños a la tubería u otras instalaciones durante la vida útil de la terminal de almacenamiento de GNL. Por lo menos, se deben considerar los factores siguientes:

a) Actividad sísmica

b) Tráfico de barcos

c) Actividad pesquera

d) Instalaciones costa afuera

e) Ductos y cables existentes

f) Operaciones y desarrollos marinos futuros

g) Protección contra caída de objetos

h) Lecho marino inestable o irregular

i) Hundimiento

j) Flujos turbulentos

k) Obstrucciones

l) Áreas de vertido de desechos

m) Actividades de minería

n) Áreas de ejercicios militares

o) Sitios arqueológicos

p) Exposición a daño ambiental

303.3.2 Estudio de la ruta. Se debe llevar a cabo un estudio geofísico a lo largo de la ruta marina prevista del gasoducto en una franja de ancho necesario para proporcionar los datos suficientes para el diseño e instalación de las actividades requeridas dentro de dicha franja. Dicho estudio debe considerar:

a) Mapas precisos de la ruta marina, mostrando la localización del gasoducto y de las instalaciones correspondientes junto con las características y anomalías del lecho marino.

b) Características topográficas que pueden afectar a largo plazo la estabilidad, protección e instalación del gasoducto.

c) Propiedades geotécnicas necesarias para evaluar los efectos de las condiciones de carga relevantes para los depósitos del lecho marino, incluyendo los depósitos inestables posibles en la vecindad del gasoducto tales como bolsas de gas cerca de la superficie.

d) Características de suelo más importantes para el gasoducto, de preferencia mediante pruebas de laboratorio adecuadas o de interpretaciones de pruebas en sitio.

e) Estudios especiales de las condiciones de corriente y oleaje cerca del suelo donde el material del lecho marino esté sujeto a erosión, incluyendo efectos de capas límite, para calcular la estabilidad del gasoducto cerca del suelo y la distancia entre soportes del tubo.

f) Estudios especiales de ruta hasta el punto donde el gasoducto llega a la costa para determinar el impacto de éste sobre la estabilidad física y ambiental de la costa.

303.3.3 Diseño de la ruta. Se debe llevar a cabo un diseño de ruta detallado tomando en cuenta los puntos del inciso 303.3.1 de esta NOM poniendo cuidado especial en las áreas donde el gasoducto se acerca a la plataforma y donde llega a la costa. Los detalles del diseño de ruta deben presentarse en dibujos de escala apropiada (de preferencia escala 1:5000 pero se acepta 1:10000).

303.4 Cargas

Las cargas que se deben considerar para el diseño del gasoducto se clasifican como sigue:

a) Funcionales

b) Ambientales

c) De construcción, y

d) Accidentales.

303.4.1 Cargas funcionales. Se deben considerar los efectos de las cargas funcionales siguientes:

a) Peso

b) Presión hidrostática externa

c) Temperatura del fluido conducido

d) Reacciones de componentes, por ejemplo, bridas y abrazaderas.

e) Recubrimientos, por ejemplo, suelo, roca y revestimiento.

f) Presión interna durante la operación normal

g) Reacción del lecho marino, por ejemplo, fricción y rigidez rotacional.

h) Pretensado

i) Deformación permanente de la estructura de soporte

j) Deformación permanente por desplazamiento del suelo marino tanto en dirección vertical como horizontal

303.4.2 Cargas ambientales. Las cargas producidas por el oleaje y corrientes marinas que actúan sobre un gasoducto sumergido se deben calcular de acuerdo con las Normas Aplicables. Se pueden usar datos de pruebas de modelos o de prácticas reconocidas de la industria para determinar los coeficientes hidrodinámicos relevantes. Debe considerarse lo siguiente:

a) Las cargas, vibraciones e inestabilidad que pudieran ser producidas por viento sobre componentes del gasoducto expuestos, por ejemplo, tubos ascendentes, deben considerarse en el diseño sólo si son significantes. Asimismo, en caso de existir la posibilidad de que se produzcan cargas relevantes sobre el gasoducto por formación y/o desplazamiento de hielo, dichas cargas se deben considerar en el diseño.

b) El periodo de retorno de cargas ambientales es como se describe en el inciso 203.1.2 de esta NOM.

303.4.3 Cargas de construcción. Las cargas que se producen durante la construcción del gasoducto, incluyendo la instalación, pruebas de presión, puesta en operación, mantenimiento y reparación, se deben considerar como cargas funcionales y ambientales.

303.4.4 Cargas accidentales. Se clasifican como cargas accidentales aquellas que se producen sobre el gasoducto bajo condiciones anormales no planeadas. Las cargas accidentales típicas son:

- a) Impacto de un barco o de otros objetos flotantes
- b) Impacto de objetos que caen
- c) Deslizamiento de lodo
- d) Explosión
- e) Flujo de fuego y calor
- f) Falla operacional
- g) Impacto de anclas que se arrastran

303.4.5 Otras cargas. Se debe asegurar que no se ponga en riesgo la integridad del gasoducto por daños producidos por el arrastre de aparejos de pesca con red. Los requisitos de diseño del gasoducto para prevenir dicho riesgo se deben determinar en base a estudios de frecuencia y evaluación del daño potencial que puede causar el arrastre de aparejos de pesca.

303.4.6 Sismo. Los efectos directos e indirectos de cargas por sismos se deben clasificar como cargas accidentales o ambientales según la probabilidad de que ocurra un sismo. El periodo de retorno de cargas por sismo es como se describe en la sección 204.3 de esta NOM.

303.4.7 Combinaciones de carga. Las diferentes cargas se deben combinar para obtener el caso más severo de carga que se puede producir durante una fase en particular, es decir, durante la instalación, operación y prueba, entre otros.

303.5 Selección de materiales

303.5.1 Selección de materiales. Los materiales que van a constituir el gasoducto y sus componentes se deben seleccionar para ser químicamente compatibles con el gas natural, las cargas, temperatura y posibles modos de falla durante la instalación y operación. Se deben considerar las características de materiales siguientes:

- a) Propiedades mecánicas
- b) Dureza
- c) Resistencia a fracturas
- d) Resistencia a la fatiga
- e) Facilidad de soldar, y
- f) Resistencia a la corrosión:

303.5.2 La selección de materiales debe incluir el nivel de Pruebas No Destructivas (PND) apropiado para el gasoducto. El nivel de PND y el control dimensional afectan los factores de resistencia del material que se requiere para el diseño. Los niveles de PND están definidos en las Normas Aplicables de diseño de un gasoducto que siguen la metodología de clase de seguridad.

303.5.3 Características de materiales. Se deben usar las características de materiales como Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada (RCME) y Estado Límite Ultimo (ELU) para los cálculos de resistencia. La resistencia a la tensión y a la cedencia se debe basar en la curva esfuerzo-deformación. Se debe observar lo siguiente:

a) La metodología de clase de seguridad en esta NOM requiere que los materiales del gasoducto cumplan con los requisitos básicos de un sistema de calidad riguroso y del nivel de PND tal como se describen en las Normas Aplicables de diseño que aplican la metodología de clase de seguridad.

b) En aquellos rubros donde se especifican requisitos de prueba suplementarios a los básicos para asegurar una mayor confianza en la resistencia a la cedencia del material, se permite un seguimiento mayor de este índice.

c) Se deben considerar los efectos posibles de temperatura sobre las propiedades del acero al carbono para sistemas que operan a temperaturas superiores a 50°C.

d) La metodología de clase de seguridad toma en cuenta mediante un factor de fabricación que se aplica en el diseño, los procesos de fabricación de tubos que utilizan deformación en frío para proporcionar diferentes resistencias a la tensión y compresión. La resistencia del material y los factores de fabricación se definen en las Normas Aplicables.

303.5.4 Tolerancia por corrosión. Se debe considerar un espesor de pared adicional para compensar cualquier degradación por corrosión durante el servicio de gasoductos de acero al carbón que transporten fluidos potencialmente corrosivos y/o que están expuestos a un ambiente externo corrosivo sin protección catódica. Los gasoductos de la clase de seguridad normal y alta, de acero al carbono que transportan hidrocarburos que probablemente contengan agua en la fase líquida deben tener una tolerancia interna a la corrosión de por lo menos 3 mm y se debe demostrar que el diseño y/o los procedimientos de control de la corrosión limitan o excluyen cualquier daño crítico al sistema de gasoducto por corrosión.

303.6 Diseño mecánico. En el diseño mecánico se deben considerar al menos, los aspectos siguientes:

303.6.1 Metodología por clase de seguridad. La metodología por clase de seguridad en la cual se basa este capítulo de la NOM, utiliza cálculos de carga y resistencia para el diseño de sistemas de gasoductos. Esta metodología se describe en detalle en las Normas Aplicables al diseño de sistemas de gasoductos submarinos.

303.6.2 Cálculo de los efectos de carga. El análisis de diseño se debe basar en principios aceptados de estadística, dinámica, resistencia de materiales y mecánica de suelos. El cálculo de los efectos de carga debe:

a) Usar métodos simplificados, análisis teóricos detallados o análisis por computadora, siempre que éstos utilicen métodos analíticos conservadores.

b) Considerar todas las cargas y desplazamientos forzados que puedan afectar la integridad del gasoducto.

c) Aplicar valores nominales de sección transversal para realizar los cálculos de efecto de carga sobre el gasoducto.

d) Descartar posibles efectos de reforzamiento beneficiosos en la tubería que resulten del recubrimiento de la misma.

303.6.3 Estados límite. En el diseño se deben considerar todos los modos de falla relevantes formulados por medio de estados límite. Los estados límite se deben clasificar en una de las cuatro categorías siguientes:

a) Estado Límite de Servicio (ELS): Es una condición de carga la cual al excederse hace el gasoducto inservible para operación normal.

b) Estado Límite Ultimo (ELU): Es una condición de carga la cual al excederse pone en peligro la integridad física del gasoducto.

c) Estado Límite de Fatiga (ELF): Es una condición ELU que considera los efectos de carga cíclica acumulados por el uso normal del gasoducto.

d) Estado Límite Accidental (ELA): Es una condición ELU producido por cargas accidentales.

303.6.4 Los tubos ascendentes y gasoductos se deben diseñar considerando, al menos, las posibles fallas potenciales siguientes:

a) Estado Límite de Servicio

- 1 Estado límite de ovalamiento
- 2 Estado límite de deformación plástica acumulada, y
- 3 Daño debido al exceso o falta de peso de recubrimiento.

b) Estado Límite Último

1. Estado límite de fractura
2. Estado límite de ovalamiento, si causa falla total
3. Estado límite de pandeo local que es el estado límite de pandeo de la pared del tubo
4. Estado límite de pandeo global para condiciones de carga controlada
5. Estado límite de fractura inestable y deformación plástica
6. Impacto

c) Estado Límite de Fatiga por cargas cíclicas ambientales y operacionales.

d) Estado Límite Accidental

1. Se deben satisfacer los estados límite para las combinaciones de carga especificadas durante las fases relevantes del desarrollo del gasoducto.
2. Se considerará satisfactorio el nivel de seguridad cuando el efecto de carga de diseño no excede la resistencia de diseño.

303.6.5 Factores de efecto de carga y resistencia. El formato de estado límite utiliza factores para el diseño establecidos en las Normas Aplicables en los rubros siguientes:

a) Factor de resistencia del material

b) Factor de resistencia por clase de seguridad

c) Factor de efecto de carga para diferentes combinaciones de carga

d) Factor de efecto de condición de carga

303.6.6 Diseño del espesor de la pared del gasoducto. El espesor de la pared se debe seleccionar para satisfacer el criterio que la presión neta incidental sea menor que la resistencia de diseño.

a) La resistencia de diseño debe ser la que resulte menor entre el estado límite de cedencia y el estado límite de fractura del tubo. La resistencia de diseño del tubo depende del factor de resistencia del material y del factor de resistencia por clase de seguridad.

303.6.7 Deformación local. El pandeo local se debe al pandeo de la pared del tubo e implica una deformación grave de su sección transversal. Se deben satisfacer los criterios siguientes:

a) Deformación plástica del sistema sólo por presión externa;

b) Deformación plástica por cargas combinadas, por ejemplo, por la interacción entre la presión externa e interna, fuerza axial y momento de flexión.

303.6.8 Propagación del pandeo. Se debe considerar que una deformación plástica amplia acumulada puede agravar la deformación local.

a) Criterio de deformación plástica del sistema. La resistencia a la deformación plástica o aplastamiento por presión externa (p_c) se debe calcular considerando el ovalamiento del tubo. La presión externa en cualquier punto a lo largo del gasoducto debe ser menor que la resistencia del tubo al aplastamiento.

b) Criterio de carga combinada. Los componentes del gasoducto sujetos a un momento de flexión, fuerza axial efectiva y presión excesiva interna y externa, deben diseñarse para soportar los efectos de carga combinada utilizando la metodología descrita en las Normas Aplicables de diseño.

La propagación ocurre cuando el pandeo se mueve a lo largo del gasoducto a la velocidad del sonido en el agua. Sólo puede iniciarse cuando ocurre un pandeo local. En caso que la presión externa pueda exceder la presión de propagación del pandeo, se deben diseñar elementos obstructores al pandeo y definir la distancia entre ellos según las consecuencias de falla. La presión de propagación de pandeo, los requisitos de los obstructores de propagación y la distancia entre éstos deben determinarse por medio de Normas Aplicables.

303.6.9 Pandeo total. El pandeo total implica que el tubo se pandee como si fuera una barra que se comprime. Es posible que el gasoducto tenga un pandeo total en dirección vertical hacia abajo o hacia arriba en un claro de la tubería entre dos apoyos o en dirección horizontal arrastrándose sobre el lecho marino.

a) Se debe considerar el efecto de presiones internas y externas usando el concepto de una fuerza axial real.

b) Se deben considerar también los siguientes iniciadores de pandeo total, en su caso:

1. Impacto, tirón y enganche de una placa que se arrastre
2. Falta de alineación de la tubería.

303.6.10 Fatiga. Los sistemas de gasoducto deben diseñarse contra fallas por fatiga dentro de la vida útil del sistema.

a) Para determinar la amplitud de distribución de esfuerzos a largo plazo se deben considerar las fluctuaciones de esfuerzos sobre el gasoducto durante la vida útil de diseño, incluyendo aquellos durante la fase de construcción, que sean de magnitud y número de ciclos suficientemente grande para producir efectos de fatiga. La verificación de la fatiga debe incluir las fluctuaciones de esfuerzos de frecuencia baja y alta.

b) Se debe tener cuidado especial en la evaluación de fatiga en la fase de construcción que probablemente cause concentración de esfuerzos y la posibilidad de que se produzca fatiga por bajo ciclo y alta deformación.

c) En el caso general que ocurran fluctuaciones de esfuerzos con una amplitud variable de manera aleatoria, se podrá usar la hipótesis de daño lineal. Se debe usar una curva S-N (esfuerzo-número de aplicaciones) apropiada aplicable al material, fabricación y detalles de construcción del tubo así como al estado de esfuerzos.

303.6.11 Ovalamiento. Los tubos ascendentes y los gasoductos no deben estar sujetos a un ovalamiento excesivo y éste debe documentarse. El aplastamiento por flexión junto con la tolerancia de redondez del tubo no debe exceder 3%.

303.6.12 Deformación plástica acumulada por cargas cíclicas. Se debe considerar la deformación plástica acumulada producida por cargas cíclicas. Si las cargas cíclicas causan un ovalamiento acumulado, se debe poner atención especial al efecto sobre la resistencia al pandeo.

303.6.13 Fractura. El gasoducto debe tener una resistencia adecuada para soportar el inicio de una fractura, por lo que se deben seleccionar materiales con una temperatura de transición del comportamiento frágil al dúctil por debajo de la temperatura de diseño mínima y con una alta resistencia a la propagación de grietas. El gasoducto que transporta gas o una mezcla de gas y líquidos a alta presión debe tener una resistencia adecuada para soportar la propagación de fracturas de conformidad con los requisitos de las Normas Aplicables.

303.6.14 Estado límite accidental. El diseño contra cargas accidentales podrá llevarse a cabo mediante un cálculo directo de los efectos impuestos por las cargas sobre la tubería, o de manera indirecta al diseñar la estructura para soportar el efecto de incidentes específicos. Se debe tomar en cuenta lo siguiente:

303.6.15 Aspectos complementarios para el diseño mecánico

a) **Interacción entre el tubo y el suelo.** En el caso de estados límite influenciados por la interacción entre el gasoducto y el tipo de suelo, se debe determinar tal interacción considerando los parámetros relevantes y la incertidumbre relacionada con los mismos.

1. Las características principales del tipo de suelo que dominan la interacción son la resistencia al corte y las propiedades de deformación. Se deben tomar en consideración las características no lineales de esfuerzo-deformación del suelo.

2. Los efectos relevantes de las características de carga, incluyendo cualquier efecto histórico de carga a largo plazo tal como reacciones verticales variables provenientes de presiones producidas por la colocación del tubo y variaciones en el peso unitario del tubo. También se deben considerar los efectos de cargas cíclicas.

b) Tramos libres en tubos ascendentes y gasoductos. Los tramos libres en tubos ascendentes y gasoductos deben tener medidas de seguridad adecuadas contra la cedencia, fatiga y ovalamiento excesivos, y éstas se deben documentar. Se debe efectuar un análisis estático y dinámico (protección contra vórtices). Por lo general, los tramos libres deben ser más cortos que la longitud máxima permisible, a menos que se demuestre que el gasoducto no falle por fatiga u otros efectos tal como el enganchado por anclas de barcos o equipos de pesca.

c) Estabilidad en el suelo. El gasoducto debe quedar soportado, anclado en una trinchera abierta o enterrado de tal manera que bajo las condiciones ambientales y de operación extremas no se mueva de su posición original. Lo anterior no incluye los movimientos laterales o verticales permisibles, la expansión térmica y un valor limitado de asentamiento después de la instalación. El análisis de estabilidad debe considerar:

1. La probabilidad de que el gasoducto pase por áreas que puedan estar sujetas a pendientes inestables que puedan producir fallas y movimientos del suelo que afecten al gasoducto.
2. Los gasoductos colocados sobre el fondo del mar deben estar asegurados de manera adecuada contra levantamientos o movimientos horizontales. Para evaluar la estabilidad horizontal transversal de gasoductos expuestos a cargas por oleaje o corrientes se deben usar las Normas Aplicables.
3. La combinación más desfavorable de fuerzas verticales y horizontales que actúan al mismo tiempo sobre el gasoducto.
4. La estabilidad transversal del gasoducto por medio de métodos de análisis dinámico tridimensional o estático bidimensional. Los métodos de análisis dinámico permiten movimientos limitados del tubo, pero requieren de un modelo tridimensional preciso.
5. En aguas de poca profundidad, el análisis debe tomar en cuenta los efectos de carga cíclica producidos por la acción del oleaje sobre la resistencia al corte del suelo.

d) Expansión del gasoducto. Se debe evaluar la expansión en los extremos del gasoducto y el impacto de éste sobre los tubos ascendentes y otros equipos a los que está conectado el gasoducto. En caso de ser necesario, se deben incorporar dispositivos de expansión tal como curvas de expansión al gasoducto.

e) Interferencia con equipo de pesca y de barcos. Donde sea aplicable, se debe verificar la interacción de equipo de pesca y de barcos para las tres fases de carga.

f) Cargas de terceros y caída de objetos. El gasoducto se debe diseñar para resistir las fuerzas producidas por impactos por objetos que caen y equipo de pesca y colisiones. Eso se podrá lograr al escoger una ruta para el gasoducto que evite las áreas de daños potenciales, al diseñar el gasoducto de manera adecuada y/o al proporcionar medios de protección que eviten los impactos.

g) Aislamiento. Si un gasoducto sumergido debe llevar un aislamiento térmico, éste debe ser resistente a la combinación de agua, gradientes de temperatura y presión hidrostática de productos petrolíferos o derivados del petróleo y debe tener la resistencia mecánica requerida contra cargas externas, según aplique.

h) Soportes de tubos ascendentes. Los soportes de tubos ascendentes se deben diseñar contra las formas de falla posibles con el mismo grado de seguridad, por lo menos, que el tubo ascendente que apoyan. Para conexiones con pernos atornillados o remachados, se deben considerar los factores relevantes para su funcionamiento, tales como fricción, esfuerzos de placas o elementos del casco, relajación de los pernos, aplastamiento del tubo, agrietamiento por corrosión, fatiga y fallas por fragilidad.

i) Estabilidad de la grava. La grava aplicada para proporcionar una protección mecánica a los gasoductos y para servir de durmiente de apoyo del tubo en tramos libres, debe tener estabilidad suficiente contra cargas hidrodinámicas. Se debe considerar la posibilidad de abrasión en la tubería por las partículas en el agua entre los límites de velocidad del agua esperados.

j) Instalación y reparación. El diseño debe considerar que el gasoducto tenga las características adecuadas para resistir las cargas a las que estará sujeto durante la colocación, incluyendo pero sin limitarse a las fases siguientes:

1. Inicio de la colocación de tubos;
2. Colocación normal continua del gasoducto;
3. Abandono durante la colocación de tubos y recuperación del gasoducto;

4. Terminación de la colocación de tubos;
5. Excavación y relleno de trincheras;
6. Instalación de tubos ascendentes y de carretes;
7. Operaciones de interconexión, y
8. Tramo de tubería a su llegada a la costa.

k) El diseño de las secciones del gasoducto debe considerar las características necesarias desde el barco de colocación hasta su posición final sobre el lecho marino.

303.7 Materiales del gasoducto

Esta sección especifica los requisitos para el diseño, manufactura, fabricación, prueba y documentación de los componentes y partes estructurales del gasoducto, así como para la fabricación y prueba de tubos ascendentes y curvas de expansión.

303.7.1 Tubería del gasoducto. El tubo del gasoducto que corre desde la terminal de almacenamiento de GNL costa afuera debe ser de acero al carbono que cumpla con las Normas Aplicables de conformidad con los requisitos de diseño.

a) **Especificación de materiales.** Se debe preparar la especificación de los materiales para el gasoducto proyectado que indique los requisitos adicionales y/o desviaciones de las especificaciones normales de los materiales requeridos para la fabricación, manufactura y prueba de dicho gasoducto. Se debe considerar:

1. Requisitos específicos detallados para el gasoducto. Las propiedades de los materiales y de las partes soldadas deben ser congruentes con los requisitos de aplicación y servicio del gasoducto.
2. Factores de seguridad adecuados para que el gasoducto resista la degradación de propiedades mecánicas de los materiales que pueda ocurrir durante la fabricación e instalación del mismo.
3. Requisitos específicos para los procesos de manufactura, el tipo y alcance de las pruebas y los criterios de aceptación aplicables, así como el alcance y tipo de documentación, archivos y certificaciones para verificar las propiedades del material.

b) **Proceso de fabricación de los tubos.** El tubo del gasoducto se debe fabricar de acuerdo con uno de los procesos siguientes:

1. Tubo soldado por arco sumergido
2. Tubo sin costura
3. Tubo soldado por alta frecuencia
4. Tubo soldado por rayo electrónico o láser

c) **Control de calidad y niveles de pruebas PND del gasoducto.** La placa y tubo de acero para el gasoducto se deben fabricar de conformidad con los requisitos de control de calidad de las Normas Aplicables, con una rastreabilidad completa de ambos componentes.

1. El nivel de pruebas PND del tubo de acero al carbono con costuras longitudinal del gasoducto se debe seleccionar de acuerdo con las Normas Aplicables.
2. Se deben mantener registros completos de fabricación, inspección y prueba.

d) **Requisitos suplementarios.** Se deben indicar en la especificación particular del gasoducto los requisitos suplementarios indicados en las Normas Aplicables que, en su caso, deban aplicarse bajo las condiciones específicas del gasoducto.

303.7.2 Componentes. Los componentes del gasoducto que estén sujetos a presión deben tener el mismo nivel de seguridad que la sección de gasoducto donde están instalados y su diseño se debe apegar a las Normas Aplicables y su resistencia y aptitud de uso debe ser:

a) Equivalente a la de la tubería donde están instalados

b) Suficiente para soportar cualquier carga ambiental así como las fuerzas máximas que puedan ser transferidas al componente por el gasoducto durante la instalación y operación.

c) Determinada por:

1. Cálculos de ingeniería
2. Pruebas de prototipos documentadas
3. Historial documentado de uso exitoso del componente, producido con el mismo diseño, materiales, procedimientos de pruebas y fabricación, y utilizado en condiciones de operación equivalentes.
4. Prueba de resistencia a fallas, o
5. Análisis de esfuerzo experimental

303.7.3 Requisitos de los materiales de los componentes. Las propiedades mecánicas, composición química, soldabilidad y resistencia a la corrosión de los materiales utilizados en los componentes deben ser compatibles con la parte del gasoducto en donde se localicen. Se deben considerar los rubros siguientes:

a) Si la composición química de un componente requiere de un procedimiento de soldadura especial para la unión de dicho componente con el tubo del gasoducto, se debe aplicar alguna de las alternativas siguientes:

1. El componente debe contar con piezas cortas de tubo del gasoducto para evitar tener que realizar la soldadura especial para el componente en campo.
2. Se deben proveer anillos del material del componente para la calificación del procedimiento de soldadura especial en campo.

b) La capacidad de un material para una aplicación particular debe tomar en cuenta los aspectos siguientes:

1. Corrosión externa e interna
2. Corrosión galvánica entre metales disímiles
3. Acumulación de agua de mar y otras sustancias corrosivas y áreas donde los inhibidores químicos o protección catódica pudieran resultar poco efectivos.
4. Uso con el fluido a ser transportado y el ambiente circundante
5. Resistencia a la abrasión o daños mecánicos que se puedan producir durante la instalación y operación.
6. Baja temperatura, si es necesario.

c) Los componentes metálicos deben ser forjados en lugar de fundidos.

d) La necesidad de precalificar los materiales para la condición de servicio. Cuando se requiera la precalificación de los materiales, se debe especificar el grado de pruebas e investigaciones que deben realizarse para una calificación completa.

e) Conexiones mecánicas con bridas. Las bridas deben cumplir con las Normas Aplicables. El diámetro interno de la brida debe corresponder con el diámetro interno del tubo que conecta. Se debe considerar lo siguiente:

1. Las caras selladoras de las bridas deben tener un acabado superficial, dureza y aspereza adecuados para los empaques que se aplican.
2. Los empaques deben ser de materiales metálicos capaces de soportar la presión máxima a la que podrían someterse, así como las fuerzas de instalación.
3. Los pernos y tuercas para el uso submarino deben apegarse a las Normas Aplicables. Los pernos y tuercas con un diámetro de 25 mm y mayores se deben someter a prueba de impacto con los mismos requisitos que el acero que unen.

e) Válvulas. Las válvulas deben cumplir con las Normas Aplicables y considerar lo siguiente:

1. El diseño de las válvulas debe asegurar que los empaques internos sean capaces de sellar y debe incluir un margen de seguridad válido durante todas las condiciones de operación de la tubería.
2. Las válvulas con requisitos de resistencia al fuego deben calificarse bajo las pruebas de fuego aplicables.
3. Los sistemas de control de válvulas y actuadores se deben destinar y fabricar de conformidad con normas internacionalmente reconocidas.

f) Componentes soldados. El diseño de los componentes soldados de placa se debe apegar a las Normas Aplicables.

g) Otros componentes. Los componentes del gasoducto que no están cubiertos en las secciones precedentes deben cumplir con las Normas Aplicables.

h) Partes estructurales. Las estructuras de soporte y protección que no están soldadas con partes sujetas a presión, se deben considerar como elementos estructurales.

1. Las partes estructurales que actúan como un elemento para contener la presión del gasoducto deben cumplir con los requisitos de la sección del gasoducto donde estarán instalados.
2. Las partes estructurales no se deben soldar directamente a los elementos sujetos a presión ni al gasoducto. Los soportes, aditamentos, entre otros, se deben soldar a un anillo o placa de refuerzo.
3. Las soldaduras circunferenciales no deben quedar tapadas por placas de refuerzo, abrazaderas u otras partes de soporte.

k) Doblez. Los codos pueden fabricarse con tramos de tubo rectos especiales o tramos de repuesto sin soldaduras circunferenciales (tubo madre), que no han sido doblados en frío, por inducción o por forja.

1. El doblado por inducción es el método preferido para la fabricación de codos.
2. No se permiten codos a inglete o con pliegues.
3. Los materiales de los codos hechos en fábrica se deben seleccionar considerando la composición química así como la influencia del método de fabricación sobre las propiedades mecánicas, dimensiones y espesor de las paredes del mismo.

303.8 Protección contra la corrosión y recubrimiento de concreto pesado.

303.8.1 Objetivo. Esta sección tiene el objetivo de proporcionar una guía general con respecto del:

- a) Diseño de los sistemas de protección contra la corrosión
- b) Diseño y fabricación de recubrimientos de concreto pesado
- c) Control de calidad durante la fabricación y manufactura de los sistemas de protección contra la corrosión.

303.8.2 Control de la corrosión. Los componentes del gasoducto deben contar con una protección adecuada contra corrosión, tanto externa como interna, para evitar fallas provocadas por dicha corrosión. La protección contra la corrosión externa consiste de un recubrimiento aplicado en terminal y/o un recubrimiento que se aplica después de que se han terminado los trabajos de soldadura y cuyas propiedades dependen del medio en que se encuentre el gasoducto, por lo que se deben considerar las zonas siguientes:

a) En la zona sumergida, el recubrimiento consiste de película gruesa complementada con una protección catódica.

b) En la zona atmosférica, el recubrimiento consiste de una capa de pintura adecuada que debe aplicarse siguiendo procedimientos de preparación de la superficie y aplicación del recubrimiento de conformidad con las Normas Aplicables.

c) En la zona de salpicadura en la parte en que el gasoducto emerge, el recubrimiento consiste de película gruesa. Además, puede ser necesario tener un espesor de pared adicional en las tuberías de acero al carbono arriba del nivel de la Marea Astronómica más Baja (MAB) en donde la protección catódica no es eficaz ya que la tubería se moja y seca intermitentemente.

303.8.3 Recubrimientos externos del gasoducto

a) El sistema de recubrimiento externo se debe seleccionar con base en los aspectos siguientes:

1. Protección contra la corrosión;
2. Resistencia a la degradación física, química y biológica;
3. Propiedades mecánicas;
4. Compatibilidad con los procedimientos de fabricación e instalación del gasoducto;
5. Compatibilidad con el recubrimiento grueso de concreto;
6. Compatibilidad con la protección catódica, y
7. Compatibilidad con el ambiente y reducción de riesgos a la salud.

b) El trabajo de recubrimiento se debe realizar de conformidad con las Normas Aplicables, en los aspectos siguientes:

1. Materiales de recubrimiento;
2. Preparación de superficie;
3. Aplicación del recubrimiento;
4. Inspección y pruebas;
5. Reparaciones del recubrimiento, y
6. Manejo y almacenamiento de tubos con recubrimiento.

303.8.4 Recubrimiento de concreto pesado. Los objetivos del recubrimiento de concreto son: aportar el peso necesario para que la tubería se sumerja y dar protección mecánica al recubrimiento anticorrosivo durante la instalación y a lo largo de la vida útil del gasoducto.

a) Los materiales para el concreto, tales como cemento, agregados, agua, aditivos, refuerzo y los requisitos del recubrimiento se deben especificar considerando lo siguiente:

1. Peso cuando está sumergido;
2. Espesor;
3. Densidad del concreto;
4. Resistencia a la compresión;
5. Absorción de agua;
6. Resistencia al impacto;
7. Flexibilidad y resistencia a la flexión, y
8. Reducciones.

b) El concreto debe cumplir con los requisitos mínimos siguientes:

1. Espesor mínimo: 40 mm
2. Resistencia a la compresión mínima: 40 MPa, promedio de tres pruebas por tubo.
3. Absorción de agua máxima: 8% por volumen.
4. Densidad mínima: 1900 kg/m³

c) El recubrimiento de concreto debe estar reforzado con jaulas de barras de acero soldadas o con malla de alambre de acero.

303.8.5 Recubrimiento en campo de uniones del gasoducto. En las uniones realizadas en campo de tuberías con recubrimiento de concreto o de aislamiento térmico, se debe aplicar un recubrimiento con las mismas propiedades de protección contra la corrosión que el recubrimiento de los tubos y un relleno para tener una transición suave en el recubrimiento de concreto o aislamiento térmico del gasoducto. Deben evitarse uniones de campo en la zona de salpicadura.

303.8.6 Diseño del sistema de protección catódica. Los gasoductos en la zona sumergida deben tener un sistema de protección catódica para proteger contra la corrosión cualquier defecto de aplicación del recubrimiento, incluyendo las uniones de campo y los daños al recubrimiento durante la instalación y operación del gasoducto, a saber:

a) Los sistemas de protección catódica deben ser capaces de suprimir el potencial electroquímico entre el tubo y el agua de mar o el sedimento dentro de un rango de -0.80 a 1.1 V relativos entre un electrodo de referencia Ag/AgCl y el agua de mar.

b) Los sistemas de protección catódica mediante ánodos de sacrificio se deben diseñar para proveer protección contra la corrosión durante la vida útil de diseño del gasoducto.

c) Los sistemas de protección catódica de gasoductos deben ser compatibles con los sistemas de protección catódica de las instalaciones costa afuera a las que estén conectados, a menos que estén aislados eléctricamente; por ejemplo, se debe evaluar la necesidad de una junta aislante de una tubería costa afuera con ánodos de sacrificio que al llegar a tierra firme se conecta a la sección de tubería en tierra firme con protección catódica por corriente impresa.

d) Se debe evaluar y considerar en el diseño del sistema de protección catódica del gasoducto, la interferencia en los cruzamientos con otras tuberías.

e) Se debe aplicar un procedimiento detallado para los cálculos de diseño y las recomendaciones para los parámetros de diseño del sistema de protección catódica por ánodo de sacrificio, de acuerdo con las Normas Aplicables.

f) Los ánodos sujetos a los segmentos de tubos ascendentes o gasoductos deben tener un cable eléctrico para asegurar la continuidad eléctrica al tubo.

303.8.7 Protección contra la corrosión interna. Para el control de la corrosión interna de los gasoductos pueden aplicarse varias técnicas individualmente o combinadas. Deben considerarse, en su caso, las opciones siguientes:

a) Tratamiento químico, por ejemplo, dosificación de químicos para mitigar la corrosión;

b) Procesamiento con un fluido para eliminar el agua en fase líquida y/o agentes corrosivos;

c) Uso de tubo o tubos con revestimiento o recubrimiento interno metálico resistente a la corrosión;

d) Uso de revestimientos o recubrimientos orgánicos protectores contra la corrosión, normalmente en combinación con a) o d), y

e) Los gasoductos que transportan gas seco desde una instalación de almacenamiento de GNL costa afuera pueden no requerir recubrimientos de corrosión interna.

304 Instalación

304.1 Objetivo. En este capítulo se establecen los requisitos relativos a los análisis, estudios y documentación que se deben preparar para la realización de la instalación y pruebas del sistema completo de gasoducto.

304.2 Estudios de instalación. Se deben realizar análisis sistemáticos de las operaciones y del equipo instalado para identificar posibles puntos y/o actividades críticos que pudieran provocar o agravar condiciones riesgosas. Se debe tener cuidado especial en las partes de la ruta del gasoducto cercanas a otras instalaciones o a la costa, donde existe un riesgo mayor debido a la navegación y anclaje de barcos.

304.3 Especificaciones para la instalación y pruebas. Se deben preparar especificaciones y dibujos que cubran la instalación y realización de pruebas de los sistemas de gasoducto, tubos ascendentes, estructuras de protección, entre otros. Las especificaciones y planos de ingeniería deben describir, con suficiente detalle, los requisitos para los métodos de instalación y los procesos que se deben emplear, así como el resultado final esperado de las operaciones.

304.4 Soldadura. Con relación a los procedimientos de soldadura se debe especificar lo siguiente:

a) Los procesos de soldadura, así como los procedimientos de calificación de los procedimientos, de la ejecución y del personal de soldadura.

b) Las pruebas mecánicas y de corrosión para la calificación de los procedimientos de soldadura.

c) El análisis de reparación de soldadura, en el cual se debe determinar las combinaciones de profundidad y longitud de excavación máximas que pueden realizarse.

304.5 Inspección visual y pruebas no destructivas (PND). Los requisitos para los métodos, equipo, procedimientos, criterios de aceptación, calificación y certificación de personal para la inspección visual y la realización de PND se deben apegar a las Normas Aplicables y considerar lo siguiente:

a) El grado de aplicación de PND para las soldaduras circunferenciales debe ser 100% por ultrasonido o radiografía, a saber:

1. Para un espesor de pared mayor de 25 mm, debe utilizarse pruebas ultrasónicas automatizadas.
2. Para las soldaduras importantes, por ejemplo, las de interconexión que no son sometidas a pruebas de presión, se deben realizar pruebas ultrasónicas al 100%, pruebas radiográficas al 100% y pruebas con partículas magnéticas al 100%, o pruebas con líquidos penetrantes al 100% de los materiales no ferromagnéticos.

b) La inspección visual debe incluir:

1. Inspección al 100% de soldaduras terminadas relativas a defectos superficiales, forma y dimensiones;
2. Inspección al 100% de la superficie visible del tubo, antes de aplicar el recubrimiento a la junta de campo, y
3. Inspección al 100% del recubrimiento de las juntas de campo terminadas.

304.6 Inspección y preparación de la ruta del gasoducto. Se deben especificar el alcance y los requisitos para realizar una inspección de la ruta del gasoducto previa a su instalación, en la cual se deben considerar, entre otros, la preparación del lecho marino con relación a los aspectos siguientes:

- a) Eliminar obstáculos y riesgos potenciales que interfieran con las operaciones de instalación
- b) Prevenir cargas o deformaciones en el gasoducto
- c) Realizar la preparación para los cruzamientos del gasoducto y cables
- d) Evitar tramos libres inaceptables
- e) Realizar cualquier otra preparación relacionada con la naturaleza de las operaciones subsiguientes de la instalación del gasoducto
- f) Los métodos, materiales y técnicas de la rectificación del lecho marino y tramos entre soportes del gasoducto no deben afectar adversamente al ambiente

304.7 Cruzamientos de gasoductos y cables. El diseño y construcción de cruzamientos de gasoductos y cables debe realizarse de tal manera que se eviten daños a ambas instalaciones y cumplan con las Normas Aplicables.

304.8 Acercamiento y acometida a la costa. Se debe identificar y marcar claramente en los dibujos la localización de cualquier otro gasoducto u oleoducto, cable o desembocadura en el área del acercamiento a la costa. Se debe considerar lo siguiente:

- a) Preparar el lecho marino y la acometida a la costa de modo que se eviten esfuerzos excesivos y daños al recubrimiento o a los ánodos de sacrificio del gasoducto durante la instalación. Se deben eliminar las obstrucciones tales como desechos y rocas, que pudieran interferir o restringir las operaciones de instalación.
- b) Los métodos de construcción del acercamiento y acometida a la costa dependerán de la naturaleza, la topografía y el tipo de suelo de la región cercana a la orilla. Se deben desarrollar e implementar diseños y procedimientos detallados para asegurar que los métodos de construcción ocasionen el daño mínimo posible al ambiente o al paisaje. Se deben investigar los efectos de la tubería sobre la estabilidad de la línea costera.
- c) La tubería en la sección de acercamiento y acometida a la costa se debe diseñar considerando la clase de seguridad adecuada y colocarse enterrada en una trinchera de modo que no quede expuesta a erosión por movimiento de sedimentos.
- d) Buques para la instalación del gasoducto. Los buques deben ser de una clase certificada por una sociedad internacional de clasificación reconocida.

304.9.1 Se deben especificar requisitos adicionales para los buques en los aspectos siguientes:

- a) Anclas, líneas de anclaje y malacates para anclas;
- b) Sistemas de anclaje;
- c) Equipo de posicionamiento y arqueo;
- d) Sistema de referencia y equipo de posicionamiento dinámico;
- e) Sistemas de alarma, incluyendo alarmas remotas cuando se requieran;
- f) Navegabilidad general del buque para la región;
- g) Grúas y aparatos de elevación;

- h) Equipo de instalación del gasoducto;
- i) Sistemas de soldadura;
- j) Manejo y almacenamiento de la tubería del gasoducto, y
- k) Cualquier otro requisito debido a la naturaleza de las operaciones.

304.9.2 Los buques deben contar con un programa de mantenimiento documentado que cubra todos los sistemas esenciales para preservar la seguridad y el desempeño operativo de los mismos.

304.9.3 Se debe realizar una inspección o examen previamente a la movilización de los buques, para confirmar que éstos y su equipo principal cumplen con los requisitos especificados y son adecuados para el trabajo que se pretende realizar.

304.9.4 Procedimientos de contingencia. Se deben establecer los procedimientos de contingencia para las operaciones marinas relacionadas con:

- a) El abandono del sitio de trabajo, incluyendo salidas de emergencia desde el lugar de trabajo e imposibilidad de recuperación de las anclas
- b) Falla de los sistemas de amarre
- c) Cualquier otro requisito debido a la naturaleza de las operaciones

304.10 Instalación del gasoducto

304.10.1 Manual de instalación

a) El manual de instalación debe incluir, como mínimo, toda la documentación requerida para asegurar que la instalación del gasoducto se realice de manera segura y cumpla con los requisitos especificados y con las Normas Aplicables.

b) El manual de instalación debe estar basado en cálculos y procedimientos, incluyendo los procedimientos de contingencia, y cubrir adecuadamente la tarea específica que se pretende realizar.

304.10.2 Condiciones límite de operación

- a) Se deben establecer las condiciones límite de operación.
- b) Los criterios límite de operación están basadas en un estado definido del mar para áreas en donde se dispone de datos ambientales históricos confiables y de pronósticos del clima regularmente,
- c) El barco de colocación del gasoducto debe disponer de pronósticos de clima periódicos por parte de un centro meteorológico reconocido y complementarse con datos ambientales históricos.

304.10.3 Requisitos para la instalación

- a) Se debe registrar todo el material para la instalación embarcado.
- b) Se deben evitar daños que puedan ser causados por el manejo y almacenamiento de tubos, recubrimientos, ensambles y accesorios en los barcos de suministro y de colocación. Los equipos y dispositivos de manejo, por ejemplo, cables y ganchos, se deben diseñar para evitar daños a los tubos, recubrimientos, ensambles y accesorios. Los tubos se deben almacenar sobre estantes y sujetarse en forma adecuada. Se deben determinar alturas máximas de apilamiento para evitar cargas excesivas sobre los tubos, recubrimientos o ánodos.
- c) Se debe inspeccionar en cuanto a daños, cantidad e identificación todo el material a su llegada. Los elementos dañados deben identificarse claramente y separarse para ser reparados o devueltos a la brevedad posible.
- d) La colocación de tubos en áreas congestionadas, en la vecindad de instalaciones existentes y en los cruzamientos con tubos y cables, debe realizarse utilizando sistemas de posicionamiento local con una exactitud especificada y patrones de anclaje adecuados. Se deben tomar medidas para proteger contra daños a las instalaciones, cables y tuberías existentes. Dichas operaciones y la colocación de los tubos sobre el lecho marino deben monitorearse por medio de Vehículos Operados a Control Remoto.
- e) Las juntas individuales entre tubos se deben marcar de conformidad con un sistema de rastreo de tubos establecido.

f) La inspección y el recubrimiento de las juntas de campo deben cumplir con los requisitos de diseño.

g) Se debe inspeccionar cómo queda colocado el gasoducto, ya sea por un monitoreo continuo del punto de colocación sobre el lecho marino o desde un barco especial para dicha inspección.

304.11 Tracción hacia la costa. Con relación a la tracción que debe aplicarse a la tubería para colocarla en la trayectoria establecida hacia la costa, se debe considerar lo siguiente:

304.11.1 Especificaciones. Se deben especificar los requisitos para la ejecución, inspección y pruebas de tracción hacia la costa de la tubería considerando la naturaleza del sitio de instalación particular. Los problemas específicos de tracción hacia la costa deben estar señalados en las especificaciones de instalación y pruebas.

304.11.2 Manual de instalación. Se debe preparar un manual de instalación, el cual debe cubrir:

a) La descripción de la configuración de la terminal costa afuera, instrumentación y equipo.

b) La descripción de la configuración de la terminal en la costa, instrumentación y equipo.

c) Las operaciones especiales.

304.11.3 Procedimientos de instalación. Se deben preparar procedimientos de instalación que incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

a) Instalación de la cabeza de tracción

b) Soldadura de la cadena de tubos

c) Control de tensión

d) Control de torsión

e) Monitoreo por Vehículos Operados a Control Remoto, cuando sea aplicable

f) Otras operaciones críticas

g) Preparación del sitio y montaje del malacate

h) Dragado y excavación de trincheras

i) Dispositivos para flotación, cuando resulte aplicable, y

j) Control de posición en trincheras, túneles, entre otros, según sea aplicable

304.11.4 Procedimientos contra imprevistos. Se deben preparar especificaciones de instalación y realización de pruebas, así como procedimientos contra imprevistos que cumplan con los requisitos de esta norma y que cubran al menos las situaciones siguientes:

a) Tensión del cable que excede los límites aceptables

b) Torsión excesiva de la cadena de tubos

c) Falla del Vehículo Operado a Control Remoto

d) Otras situaciones críticas o de emergencia

304.11.5 Requisitos para la colocación del gasoducto

a) Se debe preparar el lecho marino, si es necesario.

b) Se debe demostrar que la resistencia a la abrasión del recubrimiento del gasoducto es adecuada para las condiciones de colocación.

c) La cabeza de tracción se debe instalar de modo que se eviten esfuerzos excesivos en el gasoducto y se realice una conexión segura.

d) Se deben utilizar dispositivos de flotación en caso de requerirse para mantener la tensión dentro de límites aceptables.

e) Se requiere un monitoreo continuo de la tensión del cable y de la fuerza de tracción durante la colocación.

304.12 Operaciones de interconexión. Los procedimientos de interconexión deben incluir al menos, lo siguiente:

a) Levantamiento y preparación para las operaciones de interconexión de la sección de gasoducto o tubo ascendente.

1. Control de alineación y configuración.

2. Conexión mecánica o soldada.

3. En caso de utilizarse métodos submarinos, se requieren procedimientos adicionales para cubrir los aspectos de seguridad y operación de las actividades submarinas.

b) Procedimientos de contingencia, los cuales deben considerar, al menos, lo siguiente:

1. Condiciones climáticas que excedan las condiciones límite de operación antes de completar la interconexión.

2. Aspectos adicionales para cubrir los rubros de seguridad y operación de las actividades por debajo del agua en caso de utilizarse métodos submarinos.

c) Inspección del gasoducto como quedó colocado. La inspección del gasoducto instalado debe incluir, al menos, lo siguiente:

1. Mapa detallado de la posición del gasoducto, incluyendo la ubicación de interconexiones, montajes en línea, anclaje y estructuras de protección, Interconexiones, soportes, entre otros.

2. Mediciones de desalineación, en su caso.

3. Profundidad de la cubierta o de la trinchera, en su caso.

4. Cuantificación de las longitudes y alturas de los tramos libres, incluyendo las tolerancias correspondientes.

5. Ubicación de las áreas dañadas de la tubería, recubrimiento y ánodos.

6. Ubicación de cualquier área con socavación o erosión a lo largo del gasoducto y lecho marino adyacente.

7. Verificación de que el estado del recubrimiento grueso o sistemas de anclaje para estabilidad en el fondo de la trinchera, se apeguen a la especificación.

8. Descripción de derrumbes, desechos u otros objetos que pudieran afectar el sistema de protección catódica o perjudicar de algún modo el gasoducto, en su caso.

9. Grabación en video del gasoducto una vez instalado por completo.

305 Pruebas preoperativas

305.1 Procedimientos para pruebas finales y preparación para la operación. Todas las operaciones y pruebas se deben realizar de conformidad con los procedimientos convenidos.

305.1.1 Limpieza y calibración. La limpieza y calibración de la tubería pueden combinarse con el llenado inicial de la misma, realizarse como una operación separada o combinarse con la eliminación de esferas de soldadura después de terminar la interconexión.

a) Si el agua permanece dentro de la tubería durante un tiempo prolongado, debe considerarse el control del crecimiento de bacterias y de la corrosión interna.

b) Se deben considerar los posibles efectos dañinos y su impacto en el ambiente durante y después de la eliminación del agua de prueba de sustancias químicas agregadas, por ejemplo, inhibidores de la corrosión, eliminadores de oxígeno y de organismos vivos, colorantes, entre otros.

c) Para la limpieza de la tubería se debe considerar lo siguiente:

1. Protección contra daños de componentes del gasoducto que pudieran causar los diablos y fluidos de limpieza
2. Dispositivos de pruebas como esferas de aislamiento, entre otros
3. Eliminación de sustancias que pudieran contaminar el gas natural que se transportará
4. Eliminación de costras, escamas y partículas de pruebas
5. Organismos y residuos de fluidos de prueba
6. Residuos químicos
7. Eliminación de partículas metálicas que pudieran afectar las actividades futuras de inspección

a) El requisito básico de calibración consiste en pasar a lo largo del gasoducto una placa metálica con diámetro de 97% del diámetro interior nominal del mismo.

b) El diseño del tren de calibración y limpieza, número y tipo de diablos, necesidad de limpieza química, velocidad del tren, entre otros, se debe decidir con base en el tipo y longitud del gasoducto, métodos de construcción, pendientes en la ruta del mismo, tipo de servicio y procesos aguas abajo, principalmente.

305.1.2 Pruebas de presión del sistema

a) La prueba de presión del gasoducto se debe realizar con base en la presión de prueba del sistema determinada de conformidad con el código de diseño aplicable. Por lo general, una prueba debe abarcar la tubería entre trampas de diablos y debe incluir todos los componentes y conexiones del gasoducto. La prueba se debe realizar después que todas las obras de instalación, construcción y protección del gasoducto hayan sido terminadas. Por lo general, la prueba de presión se realiza para comprobar la hermeticidad y resistencia mecánica, y para detectar cualquier fuga en el gasoducto.

b) El sistema puede probarse por secciones separadas siempre que las soldaduras de interconexión entre dichas secciones se sometan a pruebas radiográficas, ultrasónicas y de partículas magnéticas al 100% o la combinación de otros métodos que aseguren la integridad de las soldaduras y que se tenga la misma o mejor calidad de las soldaduras aceptadas.

c) La sección del gasoducto bajo prueba se debe aislar de otras tuberías e instalaciones. Las pruebas a presión no deben realizarse contra válvulas en línea, a menos que se considere una posible fuga o daño a las mismas y que las válvulas estén diseñadas y probadas para la presión de prueba. Se debe considerar el aislamiento de líneas de diámetro menor y de conexiones para instrumentos para evitar una posible contaminación.

306 Operación y mantenimiento

306.1 Procedimientos. Antes de iniciar el proceso para poner en operación el gasoducto, se deben establecer procedimientos detallados para la operación y mantenimiento. Como mínimo, estos procedimientos deben contener la información siguiente:

- a)** Organización y administración;
- b)** Procedimientos de puesta en servicio y paro;
- c)** Limitaciones operativas;
- d)** Limpieza y otro tipo de mantenimiento, por ejemplo, corrida de diablos;
- e)** Control de la corrosión, incluyendo inspección y monitoreo;
- f)** Inspección;
- g)** Procedimientos de emergencia, y
- h)** Procedimientos de elaboración de informes.

Los procedimientos para actividades especiales o no rutinarias, se deben preparar según se requiera, por ejemplo, en caso de modificaciones y reparaciones mayores.

307 Documentación

El permisionario debe tener un sistema de control de la documentación del gasoducto. La documentación debe cubrir el diseño, fabricación, manufactura, instalación y puesta en operación de la terminal.

307.1 Documentación de diseño. El diseño se debe documentar adecuadamente para permitir la verificación por parte de la unidad de verificación y de la CRE. Como mínimo, esta documentación debe contener los puntos siguientes:

- a) Filosofía y datos de diseño;
- b) Ruta del gasoducto;
- c) Características físicas y químicas del gas natural que se conducirá;
- d) Selección de materiales, tubos y componentes del gasoducto;
- e) Perfil de temperatura-presión y expansión del gasoducto;
- f) Análisis de resistencia de los tubos ascendentes y de sus soportes;
- g) Análisis de resistencia y estabilidad del gasoducto colocado;
- h) Análisis de riesgos, según sea aplicable;
- i) Diseño de protección;
- j) Control de la corrosión interna y externa;
- k) Diseño de la protección catódica;
- l) Especificaciones de fabricación y contracción de los materiales;
- m) Procedimientos de operación, mantenimiento e inspección, y
- n) Instalación y puesta en operación.

307.2 Se deben suministrar dibujos para la fabricación e instalación del gasoducto, incluyendo pero sin limitarse, a lo siguiente:

- a) Ruta del gasoducto, incluyendo información sobre topografía y propiedades del lecho marino, plataformas existentes y futuras, ductos, cables, pozos submarinos, rutas de buques, entre otros;
- b) Cruzamientos de tuberías;
- c) Disposición de las instalaciones en la plataforma, tubos ascendentes y sus sistemas de protección, zonas de carga, áreas de desembarque de botes, entre otros, según resulte aplicable;
- d) Fabricación de carretes;
- e) Protección del gasoducto;
- f) Fabricación de tubos ascendentes y de sus abrazaderas, y
- g) Documentación de cómo quedó construido el gasoducto. La documentación de cómo quedó construido el gasoducto debe incluir, de manera enunciativa pero no limitativa, lo siguiente:
 - 1. Planos de ingeniería definitivos;
 - 2. Certificados de materiales;
 - 3. Registros de instalación, realización de pruebas preoperativas y puesta en operación;
 - 4. Registros de soldaduras;
 - 5. Registros de inspección;
 - 6. Registros de intervención, y
 - 7. Registros de la puesta en operación.

Parte 4. Procedimiento para la evaluación de la conformidad

401 Objetivo

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC), tiene por objeto establecer la metodología mediante la cual la Unidad de Verificación debe evaluar el cumplimiento de la Terminal de GNL con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

402 Definiciones

Para efectos de este procedimiento, los siguientes términos se entenderán como se describe a continuación:

402.1 Acta circunstanciada: Documento expedido por la Unidad de Verificación (UV) en cada uno de los periodos de verificación, en la cual se hacen constar los hechos ocurridos durante la verificación. El acta circunstanciada debe contener, por lo menos, los datos siguientes: nombre, denominación o razón social del permisionario; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del permisionario y/o usuario, número y fecha del contrato u orden de servicio que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia.

402.2 Dictamen: Documento que emite la UV mediante el cual valida el cumplimiento de la Terminal de GNL con la NOM y las Normas Aplicables de conformidad con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del permisionario.

402.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones, prescripciones o características. Comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación;

402.4 Evidencia objetiva: La información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios.

402.5 Operación comercial: La etapa de la Terminal de GNL durante la cual el permisionario respectivo presta el servicio de almacenamiento de GNL a sus clientes a cambio de los pagos o contraprestaciones establecidas en el permiso correspondiente.

402.6 Plan de verificación. Describe cada actividad en forma detallada y establece la relación de una actividad con las otras del proyecto, identificando las actividades antecedentes, consecuentes y simultáneas para determinar la secuencia y rutas para realizarlas, fijar metas, ruta crítica y duración del proyecto. Adicionalmente, deben especificarse los recursos materiales, entre otros, herramientas, instrumentos, equipos, maquinaria, así como los recursos humanos, a decir: operadores, verificadores, técnicos especialistas, responsables de la verificación, entre otros, requeridos para llevar a cabo la verificación de la Terminal de GNL.

402.7 Programa de verificación. Prevé las fechas en que se deben realizar las actividades de verificación, procura los recursos materiales y humanos y controla que se realicen con oportunidad y corrección para cumplir con las metas establecidas en el plan de verificación para lograr el desarrollo del proyecto como se establece en el plan de verificación.

402.8 Reporte de verificación El reporte técnico de la UV que sustenta el dictamen y debe especificar la documentación bajo la cual se realizó la verificación, describir cómo se da cumplimiento a la NOM, las normas aplicables y, en su caso, el Título de Permiso. Adicionalmente, debe especificar las condiciones finales de cómo fue aprobada la fase de desarrollo o el componente correspondiente de la Terminal de GNL.

402.9 Unidad de Verificación (UV): La persona moral que realiza actos de verificación, acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y aprobada por la CRE de conformidad con el artículo 68 de la LFMN.

402.10 Verificación: La constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado.

403 Disposiciones generales

403.1 Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo del permisionario de conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

403.2 En el plan de desarrollo del proyecto de la Terminal de GNL se deben distinguir las etapas siguientes:

- a) Ingeniería básica y de Diseño del Proyecto (IBDP) antes del inicio de la construcción;
- b) Contratos de Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (IPC) para la realización de la construcción;
- c) Puesta en marcha e inicio de la operación comercial, y
- d) Operación comercial.

403.3 Plan y programa de verificación

403.3.1 La UV y el permisionario definirán un plan de verificación congruente con el plan de desarrollo del proyecto de la Terminal de GNL, y un programa de los periodos en que se efectuará la verificación en el cual se establecerán los alcances de la verificación documental y las inspecciones a ser realizadas.

- a) El plan de verificación y programa deben cubrir la verificación del cumplimiento con los requisitos establecidos en la NOM, las Normas Aplicables y, en su caso, el Título de Permiso.
- b) La UV verificará que se cumplan los plazos para el inicio de las fases de construcción, puesta en marcha y operación comercial de la Terminal de GNL aprobados por la CRE en el título de permiso.

403.3.2 En caso que la construcción de la Terminal de GNL tenga una duración mayor de un año, la UV debe emitir, al final del año calendario, un reporte de la verificación realizada durante dicho año y un programa anual de verificación del año calendario siguiente, congruente, en su caso, con los resultados de la verificación antecedente y el programa de construcción actualizado.

- a) Cuando la construcción de la Terminal de GNL se inicie en el segundo semestre de un año calendario, el reporte y el programa de verificación de este periodo inicial deben incorporarse al reporte y programa de verificación del año calendario siguiente.
- b) La UV debe entregar el reporte y el programa al permisionario con la anticipación necesaria para que éste los presente a la CRE dentro del primer trimestre del año siguiente.
- c) Cuando la operación comercial de la Terminal de GNL se inicie en el primer semestre de un año calendario, el reporte y el programa del año calendario anterior se deben extender hasta este periodo final y se debe incorporar al reporte de verificación de inicio de operación comercial de la Terminal de GNL.
- d) La UV debe entregar el reporte y el programa de inicio de operación comercial de la Terminal de GNL al permisionario con la anticipación necesaria para que éste los presente a la CRE dentro del trimestre posterior inmediato al inicio de la operación comercial.

403.4 Acta circunstanciada

403.4.1 En cada verificación la UV debe levantar un acta circunstanciada, en la cual debe asentar los cumplimientos y, en su caso, los incumplimientos con la NOM y las Normas Aplicables y, en su caso, lo señalado en el permiso correspondiente, para que el permisionario solviente las no conformidades y observaciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

- a) El permisionario debe proporcionar a la UV las evidencias objetivas que correspondan a cada una de las fases de desarrollo de la Terminal de GNL definidas en el plan de verificación para que se evalúe la conformidad con la NOM, normas aplicables y, en su caso, Título de Permiso
- b) El permisionario puede formular los comentarios que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la UV durante la verificación o establecerse un plazo razonable entre la UV y el permisionario tomando en cuenta las consecuencias que se puedan tener al subsistir el incumplimiento.

403.5. Dictamen

403.5.1 La UV debe emitir el dictamen con base en las actas circunstanciadas.

- a) La UV no podrá emitir un dictamen hasta que se hayan solventado las no conformidades y observaciones registradas en el acta o actas circunstanciadas.
- b) El dictamen debe ser emitido en el momento en que la UV aprueba los resultados de la verificación y entregado al permisionario para que lo presente ante la CRE.
- c) El dictamen debe estar soportado por un reporte técnico.
- d) El reporte técnico puede ser emitido después de que se emitió el dictamen.

403.6 Reporte de verificación

403.6.1 Este reporte debe contener, al menos, la información siguiente:

- a) Actas circunstanciadas generadas durante las diferentes etapas del programa detallado de la verificación, incluyendo la verificación documental y la verificación en campo;
- b) Evidencias objetivas de las inspecciones, mediciones, pruebas y otros medios que se aplicaron para realizarla, así como de los resultados obtenidos;
- c) Normas, métodos y procedimientos aplicados para inspecciones y pruebas, así como los instrumentos, equipos y dispositivos utilizados en su aplicación;
- d) Resultados obtenidos de las mediciones realizadas,
- e) Observaciones y comentarios sobre las características que no se evalúan por medición, y
- f) No conformidades y observaciones indicando la disposición final de las mismas.

404 Procedimiento

404.1 La evaluación de la conformidad con la NOM se debe realizar mediante programas de verificación durante las fases de desarrollo de la Terminal de GNL siguientes:

404.2 Verificación documental

404.2.1 La documentación que se menciona en este inciso debe ser conservada por el permisionario durante la vida útil de la Terminal de GNL. La UV debe verificar que el permisionario cuente con la documentación siguiente para su evaluación y análisis conforme a la fase de desarrollo de la Terminal de GNL:

- a) Título de permiso y sus anexos;
- b) Normas Oficiales Mexicanas que debe cumplir la Terminal de GNL;
- c) Normas Aplicables de acuerdo con la tecnología propuesta por el permisionario,
- d) Manuales, planes y procedimientos que se mencionan en la NOM, y
- e) Diagramas de flujo y planos de ingeniería que forman parte integral del proyecto en sus diferentes etapas: diseño, seguridad, construcción, pruebas, operación y mantenimiento.
- f) Registros requeridos por la NOM.

404.2.2 Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP), que contenga como mínimo lo siguiente:

- a) Filosofía y datos de diseño;
- b) Características físicas y químicas del GNL consideradas en el diseño;
- c) Riesgos considerados en el diseño de los sistemas de protección de la Terminal de GNL;
- d) Memoria técnico-descriptiva del diseño de las instalaciones de la Terminal de GNL;
- e) Actualización de los análisis de riesgos realizados durante el desarrollo de la IBDP;
- f) Control de cambios de ingeniería realizados durante el desarrollo de la IBDP, fechas en que fueron realizados y documentación que avale su aprobación;
- g) Procedimientos de construcción, inspección, pruebas preoperativas, puesta en servicio y pruebas de desempeño prescritos para los contratos de IPC;

- h) Procedimientos prescritos para la operación, mantenimiento, seguridad, vigilancia, cierre temporal y definitivo de la Terminal de GNL, y
- i) Planes y programas de capacitación del personal para la operación, mantenimiento y seguridad de la terminal.

404.2.3 Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (IPC) en los cuales se debe disponer de la siguiente información:

- a) Ingeniería de diseño y detalle civil, mecánico, instrumentación, eléctrico, sistemas de control, sistemas de seguridad, sistemas de paro de emergencia, alarmas, sistemas de detección de fugas de la Terminal de GNL, estructural, que debe considerar lo siguiente:
 - 1 Dibujos de detalle aprobados para construcción;
 - 2 Memorias de cálculo del diseño en las diferentes disciplinas de ingeniería;
 - 3 Estudios y análisis específicos del diseño, y
 - 4 Hojas de datos de los equipos.
- b) Materiales, componentes y equipos comprados para la construcción y pruebas, operación y mantenimiento y seguridad de la Terminal de GNL, que deben considerar lo siguiente:
 - 1 Procedimientos de adquisición que incluya el control de los productos comprados desde su fabricación, almacenamiento e instalación en la terminal, hasta su reemplazo;
 - 2 Especificaciones y Normas Aplicables y procedimientos para el control de calidad, y
 - 3 Certificados de los fabricantes de cumplimiento con las Normas Aplicables para cada producto.
- c) Construcción, pruebas y puesta en servicio de la Terminal de GNL, que deben incluir lo siguiente:
 - 1 Procedimientos que se deben aplicar en campo para la construcción, soldadura, tratamientos térmicos, pruebas e inspecciones que incluyan las Normas Aplicables;
 - 2 Registros de la calificación de aptitud y certificaciones del personal que interviene en los trabajos de construcción;
 - 3 Bitácora de las actividades diarias en campo;
 - 4 Control de cambios de ingeniería realizados durante la construcción, fecha en que fueron realizados y documentación que avale su aprobación, así como la memoria técnico descriptiva de cómo quedó construida la Terminal de GNL;
 - 5 Registro de los resultados de las inspecciones y pruebas realizadas, así como de las acciones derivadas de las mismas y los resultados de dichas acciones, y
 - 6 Procedimiento que se debe aplicar para la puesta en servicio de la Terminal de GNL y bitácora de dichas actividades diarias.

404.3 Verificación previa al inicio de la construcción

404.3.1 Antes de comenzar la construcción de un componente de la Terminal de GNL, por ejemplo, el muelle y los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento y vaporización de GNL, entre otros, la UV debe realizar la evaluación de la IBDP, así como de la IPC correspondientes, a fin de verificar su cumplimiento con la NOM.

- a) La evaluación debe incluir al menos la revisión y validación de documentos aprobados de la IBDP, por ejemplo, planos, memorias de cálculo de procesos y sistemas, seguridad industrial, integridad física de la instalación y la confiabilidad de la operación.
- b) La UV debe incorporar los resultados de estas evaluaciones en el reporte anual respectivo

404.4 Verificación de la construcción

404.4.1 Durante la fase de construcción y procura de la Terminal de GNL se deben realizar las verificaciones necesarias para evaluar el cumplimiento de las instalaciones de GNL con la información documental aprobada durante la etapa de la verificación documental.

- a) Durante la construcción se debe realizar la evaluación de los materiales, procesos y procedimientos de construcción y testificación de pruebas de calidad,
- b) La evaluación en la etapa de procura incluye al menos la validación de procedimientos de construcción y pruebas, de materiales, equipos e instrumentos en cumplimiento con las normas y especificaciones técnicas de diseño, así como la inspección y testificación de pruebas de calidad y funcionamiento de materiales y equipos comprados.

404.4.2 La evaluación de la conformidad durante la fase de construcción debe incluir al menos la inspección y monitoreo de los trabajos definidos por el verificador en su programa de verificación, mediante la revisión, entre otros, de los siguientes aspectos:

- a) Aplicación del plan de calidad establecido para el desarrollo de la Terminal de GNL;
- b) Validación y verificación de la aplicación de los procedimientos de calidad, construcción y pruebas;
- c) Verificación y/o testificación de la realización de pruebas no destructivas y otras aplicables;
- d) Verificación de la certificación del personal especializado,
- e) Atestiguamiento de pruebas preoperativas y eventos críticos;
- f) Trazabilidad de materiales y equipos, y
- g) Revisión y verificación de los planos de cómo quedó construido la Terminal de GNL.

404.5 Emisión de dictamen de inicio de operación comercial

- a) La UV debe emitir el dictamen a más tardar 5 días hábiles previos al inicio de la operación comercial de la Terminal de GNL. El dictamen incluye la verificación de la construcción, inspecciones, pruebas preoperativas realizadas, puesta en servicio y pruebas de desempeño de la Terminal de GNL, en conformidad con los requisitos especificados en la NOM y la tecnología propuesta por el permisionario.
- b) La UV debe entregar a más tardar tres meses después de la fecha de emisión del dictamen, el reporte técnico que lo soporta. Este reporte debe especificar la documentación definitiva de la construcción, operación, mantenimiento y seguridad de la Terminal de GNL.

404.6 Verificación de la operación, mantenimiento, seguridad y capacitación

404.6.1 La UV debe verificar que el permisionario conserve y tenga disponible la documentación que se menciona en inciso **404.2** de esta NOM durante la vida útil de la Terminal de GNL.

404.6.2 Durante la operación comercial se debe verificar que la documentación y registros de operación, mantenimiento, seguridad, vigilancia y capacitación correspondan con las condiciones actuales de la Terminal de GNL y las conserve el permisionario al menos cinco años. Estos documentos actualizados deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a) Estructura orgánica del permisionario;
- b) Estudio de riesgos correspondiente a las condiciones actuales de la terminal;
- c) Plan integral de seguridad y protección civil;
- d) Plan de aseguramiento de calidad;
- e) Procedimientos aplicados y bitácora de la operación diaria de la terminal, incluyendo el registro de condiciones normales, anormales y de emergencia, de las acciones derivadas y de los resultados de dichas acciones;
- f) Registro de la calificación de aptitud y, en su caso, certificaciones del personal que desempeña los trabajos de operación y mantenimiento;

- g) Procedimientos de mantenimiento aplicados y bitácora de las actividades diarias de mantenimiento, incluyendo el registro de las inspecciones rutinarias de la instalación;
- h) Registro de las inspecciones y pruebas, así como de los trabajos de mantenimiento realizados en cada uno de los componentes de la Terminal de GNL que incluya tanto el mantenimiento preventivo como correctivo;
- i) Planos de ingeniería que muestren la ubicación de los sistemas o componentes con protección contra la corrosión atmosférica, externa e interna y de la protección catódica, así como el registro del mantenimiento de estos sistemas;
- j) Seguridad y vigilancia. Los registros y la documentación sobre seguridad y vigilancia deben conservarse actualizados durante la vida de la Terminal de GNL y debe comprender, entre otros, los planes y programas para prevención y control de emergencias, registros de actividades realizadas en estos aspectos, así como registros de todos los eventos o incidentes en los cuales hayan habido riesgos para el personal y las instalaciones, y las acciones que se tomaron para corregir las condiciones que las propiciaron, y
- k) Capacitación. Los registros y la documentación de capacitación de personas deben conservarse hasta un año después de que no se hayan asignado trabajos en la Terminal de GNL a una persona en particular y deben contener lo siguiente:
 - 1 Evidencia de la capacitación, entrenamiento recibido y concluido satisfactoriamente por el personal asignado de operación y mantenimiento.
 - 2 Planes de capacitación y entrenamiento para calificar nuevamente los conocimientos recibidos y para trabajos nuevos.

404.6.3 La UV debe verificar que:

- a) Los procedimientos de operación se encuentran actualizados, que dichos procedimientos se aplican efectivamente y las condiciones bajo las cuales ha operado la Terminal de GNL.
- b) Se proporcione mantenimiento a los componentes y equipos de la Terminal de GNL incluyendo los de seguridad y combate incendios, de conformidad con el programa de mantenimiento aprobado por la CRE.
- c) La disponibilidad de los sistemas de seguridad mediante pruebas de funcionalidad y, preferentemente, mediante pruebas integrales que demuestren la funcionalidad e interacción con otros sistemas de detección, alarma o paro.
- d) La gestión de la seguridad y vigilancia de la Terminal de GNL conforme a los procedimientos establecidos y con base a los registros del permisionario. Este debe mantener los procedimientos, planes de respuesta a emergencia y planes de protección civil actualizados.
- e) Se realicen simulacros periódicos para los eventos de riesgo más probables definidos en los estudios de riesgos, independientemente de otros simulacros requeridos por otras autoridades o protección civil de la comunidad. Los resultados de los simulacros deben registrarse y tomarse en cuenta para mejorar la respuesta a la emergencia y/o implementar las acciones correctivas o mejoras.
- f) El permisionario no ponga en operación ningún sistema de la Terminal de GNL o cargar dicho sistema con GNL o gas natural, hasta en tanto se hayan solventado todas las no conformidades establecidas en el Acta circunstanciada elaborada por la UV, que pudieran comprometer la seguridad de ese sistema o de la Terminal de GNL.

405 Bibliografía

405.1 Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

405.2 Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

405.3 Reglamento de Gas Natural.

405.4 De la siguiente lista de referencias, los códigos NFPA 59A, BS EN 1473, DNV-OS-F101 y EN 1160 constituyen los documentos fundamentales en materia de diseño, seguridad, construcción, operación y mantenimiento sobre los cuales se basó esta NOM.

405.5 NFPA 59A Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) 2009 Edition.

405.6 BS EN 1473: 2007 Installation and equipment for liquefied natural gas. - Design of onshore installations. La CRE ha reproducido secciones de esta Norma con permiso otorgado por BSI. Las normas de British Standards Institution pueden ser obtenidas en copia electrónica PDF o impresa en el portal de BSI: www.bsigroup.com/Shop, o sólo para copias impresas en BSI Customer Services, teléfono +44 (0) 20 8996 9001, Email: cservices@bsigroup.com.

405.7 DNV-OS-F101 (Offshore Standard), Submarine Pipeline Systems 2000. Det Norske Veritas (DNV) ha autorizado a la CRE incorporar las secciones correspondientes del código DNV-OS-F101 en la Parte 3 la NOM-013-SECRE-2004, Relativa al diseño de gasoductos submarinos.

405.8 EN 1160 Installation and equipment for liquefied natural gas. - General characteristics of liquefied natural gas.

405.9 Lloyd's Register EMEA, ha autorizado a la CRE incorporar las secciones correspondientes del Report. No. OFU/DA/03005, Classification of Offshore Gravity Based Liquefied Gas Terminals, Guidance Notes, en las secciones 206 y 207 de la NOM-013-SECRE-2004, sin responsabilidad alguna para Lloyd's Register Group.

405.10 American National Standards Institute (ANSI)

405.10.1 ANSI/NFPA 70 National Electrical Code.

405.10.2 ANSI/NFPA 72. National Fire Alarm Code.

405.11 American Petroleum Institute (API)

405.11.1 API 620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks.

405.11.2 API 6D, Specification for Pipeline Valves.

405.12 American Society of Civil Engineers

405.12.1 ASCE 7, Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures

405.13 American Society of Mechanical Engineers (ASME)

405.13.1 ASME B 31.3 Process Piping.

405.13.2 ASME B 31.5 Refrigeration Piping.

405.13.3 ASME B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

405.13.4 ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII.

405.14 American Society of Testing and Materials (ASTM)

405.14.1 ASTM E 380 Standard practice for the use of the International System of Units (SI).

405.15 Gas Research Institute (GRI)

405.15.1 GRI 0176 LNGFIRE: A thermal radiation model for LNG fires.

405.15.2 GRI 0242 LNG vapor dispersion prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model.

405.16 National Association of Corrosion Engineers (NACE)

405.16.1 NACE RP 0169 Control of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

405.17 National Fire Protection Association (NFPA)

405.17.1 NFPA 10-Standard for Portable Fire Extinguishers.

405.17.2 NFPA 1221 Standard for the Installation, Maintenance and Use of Emergency Services Communications Systems.

405.17.3 NFPA 600 Standard on Industrial Fire Brigades.

- 405.17.4 NFPA 78 National Fire Alarm Code.
- 405.18 European Norms (EN)
- 405.18.1 EN 1474-1: Installation and equipment for liquefied natural gas - Design and testing of marine transfer systems - Part 1: Design and testing of transfer arms.
- 405.18.2 EN 1532: Installation and equipment for liquefied natural gas - Ship to shore interface.
- 405.18.3 UNE 60210 Plantas satélite de Gas Natural Licuado (GNL)
- 405.18.4 BS EN 13458 – Cryogenic vessels – Static vacuum insulated vessels
- 405.18.5 BS EN 13645 - Instalaciones y equipamientos de gas natural licuado. Diseño de instalaciones terrestres de una capacidad de almacenamiento de entre 5 t y 200 t.
- 405.19 Comisión Federal de Electricidad.
- 405.19.1 Manual de Diseño de Obras Civiles. Diseño por Sismo.
- 405.20 Building Seismic Safety Council.
- 405.20.1 Recommended Provisions for Seismic Regulations for New Buildings and other Structures.

Bibliografía para la Parte 2. Terminales de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera y para la Parte 3.- Gasoductos submarinos.

- 405.21 American Bureau of Shipping (ABS)
- 405.21.1 ABS Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals.
- 405.21.2 ABS Rules for Building and Classing Steel Vessels, Part 5, Chapter 8 Vessels Intended to Carry Liquefied Gases in Bulk.
- 405.22 American Concrete Institute (ACI)
- 405.22.1 ACI 357R – 84 Guide for the Design and Construction of Fixed Offshore Concrete Structures
- 405.23 American Petroleum Institute (API)
- 405.22.1 API RP 14C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Petroleum Platforms.
- 405.23.2 API RP 14E Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.
- 405.23.3 API RP 14F Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities.
- 405.23.4 API RP 14G Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms.
- 405.23.5 API RP 14J Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities.
- 405.23.6 API RP 500 Recommended Practice for the Classification of Areas for Electrical Locations at Petroleum Facilities.
- 405.23.7 API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines.
- 405.24 Det Norske Veritas (DNV)
- 405.24.1 DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems 2000.
- 405.25 International Maritime Organization (IMO).
- 405.25.1 IMO Gas Code. International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, and amendments

- 405.26** International Standards Organization (ISO)
- 405.26.1** ISO 13623 Petroleum and Natural Gas Industries -- Pipeline Transportation Systems.
- 405.27** European Norms (EN)
- 405.27.1** EN-ISO 13819-1 Petroleum and Natural Gas Industries-Offshore Structures, Part 1: General Requirements.
- 405.27.2** EN-ISO 13819-3 Petroleum and Natural Gas Industries-Offshore Structures, Part 3: Fixed Concrete Structures.
- 405.28** Lloyd's Register.
- 405.28.1** Rpt. No: GN/02015 Classification of Offshore LNG Production & Storage Installations-Guidance notes.
- 405.29** Norwegian Standard.
- 405.29.1** NS 3473 Concrete Structures, Design Rules.

406 Concordancia con normas internacionales

Conforme a lo dispuesto por el artículo 41, fracción VI de la LFMN, en relación con el artículo 28, fracción IV de su Reglamento, el grado de concordancia para la elaboración de la presente NOM es equivalente al de la Edición de 2009 de NFPA 59A, Production Storage and Handling of Liquefied Natural Gas y en lo conducente ha sido adecuada a las necesidades propias de las terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural que regula la presente NOM, habiéndose respetado en la reimpresión los derechos de propiedad intelectual que existen sobre la Edición 2009 de NFPA 59A, mismo que se cita en la bibliografía.

Reimpreso de la Edición de 2009 de NFPA 59A, Production Storage and Handling of Liquefied Natural Gas, Copyright © 2009 National Fire Protection Association. Este material reimpreso no representa la opinión total y oficial de la NFPA sobre el tema mencionado, que está representado solamente por la citada norma en su totalidad.

Estas traducciones han sido transcritas del original en inglés por la Comisión Reguladora de Energía del Gobierno Federal de los Estados Unidos Mexicanos. La traducción es responsabilidad de la Comisión Reguladora de Energía. La NFPA no será responsable de la exactitud de la traducción. En caso de cualquier conflicto entre las ediciones en idioma inglés y en idioma español, prevalecerá la del idioma inglés.

407 Vigilancia

La Comisión Reguladora de Energía es la autoridad competente para la supervisión, vigilancia y evaluación de las disposiciones contenidas en esta Norma Oficial Mexicana. En términos de lo dispuesto por el artículo 74 de la LFMN, la evaluación de la conformidad de la presente Norma Oficial Mexicana, podrá ser realizada, conforme al Procedimiento de la Evaluación de la Conformidad aquí descrito, por la Comisión, por personas acreditadas y aprobadas o por Terceros Especialistas autorizados en la materia que corresponda.

408 Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana y su Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad entrarán en vigor a los sesenta días naturales posteriores a la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Transitorio. Esta Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural, a su entrada en vigor, cancela y sustituye a la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

México, Distrito Federal, a 15 de agosto de 2013.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- El Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, **Francisco José Barnés de Castro**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Rubén F. Flores García**, **Noé Navarrete González**, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

APÉNDICE INFORMATIVO

La información presentada en este apéndice pretende facilitar la interpretación de los términos y unidades de medida aplicados en la NOM con los términos y unidades correspondientes que se aplican en las normas internacionales y en las prácticas internacionalmente reconocidas en la industria del gas natural, tiene carácter estrictamente informativo y de ninguna manera es de aplicación obligatoria.

Traducción de los términos aplicados en el texto de la NOM que se aplican en las normas internacionales y las prácticas internacionalmente reconocidas

	Término en español	Abreviatura	Término en inglés	Abreviatura
1	Aluminato Tricálcico	C3A	Tricalcium Aluminates	C3A
2	Análisis del Efecto de Modo de Falla	AEF	Failure Mode Effect Analysis	FMEA
3	Aseguramiento de Calidad	AC	Quality Assurance	QA
4	Bacterias Reductoras de Sulfatos	BRS		
5	Cimiento en el Fondo del Mar	CFM		
6	Cimiento Fijo por Gravedad	CFG	Gravity Based Foundation	
7	Condiciones Ambientales de Diseño	CAD	Design Environmental Conditions	
8	Condiciones Ambientales de Operación	CAO	Operating Environmental Conditions	
9	Corrosión Microbiológica	CM	Microbiologically Influenced Corrosion	MIC
10	Diseño por Factor de Carga y Resistencia	DFCR	Load and Resistance Factor Design	LRFD
11	Esfuerzo de Diseño Permisible	EDP	Allowable Stress Design	ASD
12	Estado Límite Accidental	ELA	Accidental Limit State	ALS
13	Estado Límite de Fatiga	ELF	Fatigue Limit State	FLS
14	Estado Límite de Servicio	ELS	Serviceability Limit State	SLS
15	Estado Límite Último	ELU	Ultimate Limit State	UTS
16	Estructura Fija por Gravedad	EFG	Gravity Based Structure	GBS
17	Estudio de Riesgo de la Operación	ERO	Hazard and Operability Study	HAZOP
18	Evaluación de la Función Análisis de Seguridad	EFAS	Safety Analysis Function Evaluation	SAFE
19	Evaporación de GNL		Boil Off Gas or Vapor	BOG
20	Evaporación Súbita de Gas		Roll Over	
21	Gas Natural Licuado	GNL	Liquefied Natural Gas	LNG
22	Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto	IBDP	Front End Engineering and Design	FEED
23	Ingeniería, Procura y Construcción	IPC	Engineering, Procurement and Construction	EPC
24	Inspección Final		As-Built Survey	
25	Lista de Control de Análisis de Seguridad	LCAS	Safety Analysis Checklist	SAC
26	Marea Astronómica más Alta	MAA	Highest Astronomical Tide	HAT
27	Marea Astronómica más Baja	MAB	Lowest Astronomic Tide	LAT
28	Máxima Presión de Operación Permisible	MPOP	Maximum Allowable Operation Pressure	MAOP

29	Máxima Presión Incidental	MPI	Maximum Incidental Pressure	MIP
30	Máxima Presión Incidental Permissible	MPIP	Maximum Allowable Incidental Pressure	MAIP
31	Método de Árbol de Eventos	MAE	Event Tree Method	ETM
32	Método de Árbol de Fallas		Fault Tree Method	FTM
33	Proceso de fabricación de tubería soldada expandida		Pipe Fabrication Process for Welded Pipes Expanded	UOE
34	Pruebas No Destructivas	PND	Non Destructive Testing	NDT
35	Refugio Temporal de Seguridad	RTS	Temporary Safe Refuge	TSR
36	Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada	RCME	Specified Minimum Yield Strength	SMYS
37	Resistencia a la Tensión Mínima Especificada	RTME	Specified Minimum Tension Strength	SMTS
38	Sismo de Operación Base	SOB	Operating Basis Earthquake	OBE
39	Sismo de Paro Seguro	SPS	Safe Shutdown Earthquake	SSE
40	Sismo Máximo Probable	SMP	Maximum Considered Earthquake	MCE
41	Sistema de Monitoreo de Posición		Position Monitoring System	PMS
42	Sistema de Paro de Emergencia	PDE	Emergency Shutdown Systems	ESD
43	Sistema de Protección Térmica	SPT	Thermal Protection System	TPS
44	Soldaduras Longitudinales por Arco Sumergido		Submerged Arc-Welding Longitudinal	SAWL
45	Tablas de Análisis de Seguridad	TAS	Safety Analysis Tables	TAS
46	Tubo sin costura		Seamless Line pipe,	SML
47	Tubo soldado por alta frecuencia		High Frequency Welded Line pipe	HFW
48	Tubo soldado por arco sumergido		Submerged Arc Welded Line pipe,	SAWL
49	Tubo soldado por rayo de electrónico		Electron Beam Welded Line pipe,	EBW
50	Tubo soldado por rayo láser		Laser Beam Welded Line pipe,	LBW
51	Válvula de Seguridad Submarina	VSS	Sub-sea Safety Valve	SSV
52	Vehículo Operado a Control Remoto	VOR	Remotely Operated Vehicle	ROV

Múltiplos en los sistemas de unidades reconocidos internacionalmente

Valor por el que multiplica la unidad			Sistema de Unidades			
			Internacional		Inglés	
Nombre	Cantidad	Exponencial	Prefijo	Símbolo	Nombre	Símbolo
Un millón	1 000 000	10 ⁶	Mega	M	Million	MM
Mil millones	1 000 000 000	10 ⁹	Giga	G	Billion	B

Equivalencias

1 metro cúbico (m³) = 35.3136 pies cúbicos (pc)

46.4 m³ de GNL (En estado líquido) = 1 MMpc de gas natural (En estado gaseoso)

1 m³ de GNL = 610.29 m³ de gas natural