

DOF: 29/11/2021

NORMA Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la 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).

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

ÁNGEL CARRIZALES LÓPEZ, Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con fundamento en el artículo Transitorio Décimo Noveno, segundo párrafo, del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 20 de diciembre del 2013; así como lo dispuesto en los artículos 1o., 2o., fracción I, 17 y 26 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o., 2o., 3o., fracción XI, inciso c), 4o., 5o., fracciones III, IV, VI y XXX, 6o., fracción I, incisos a) y d) y fracción II, inciso a), 27 y 31, fracciones II, IV y VIII, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 1, 95 y 129 de la Ley de Hidrocarburos; CUARTO Transitorio de la Ley de Infraestructura de la Calidad; 1o., 38, fracciones II y IX, 40, fracciones I, III, XI, XIII y XVIII, 41, 43, 44, 45, 46, 47 y 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1 y 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 2 y 3, párrafos primero y segundo, fracciones I, VIII, XIV, XX y XLVII del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 1, fracciones I y II, 2, fracción XXXI, inciso d) segundo párrafo, 5, fracción I, 8, fracción III, 41, 42, 43 fracciones VI y VIII y 45 BIS segundo párrafo del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; 1, 28, 33 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; y

CONSIDERANDO

Que el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, en cuyo artículo Transitorio Décimo Noveno se establece como mandato al Congreso de la Unión realizar adecuaciones al marco jurídico para crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría del ramo en materia de medio ambiente, con autonomía técnica y de gestión; con atribuciones para regular y supervisar, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, las instalaciones y actividades del Sector Hidrocarburos, incluyendo las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, así como el control integral de Residuos.

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de Hidrocarburos cuyo artículo 95 establece que la industria del Sector Hidrocarburos es de exclusiva jurisdicción federal, por lo que, en consecuencia, únicamente el Gobierno Federal puede dictar las disposiciones técnicas, reglamentarias y de regulación en la materia, incluyendo aquellas relacionadas con el desarrollo sustentable, el equilibrio ecológico y la protección al medio ambiente en el desarrollo de la referida industria.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 84, fracción XV, de la Ley de Hidrocarburos, los Permisarios estarán obligados a cumplir con la regulación, Lineamientos y Disposiciones administrativas que emitan la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 129 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, emitir la regulación y la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa, así como de protección al medio ambiente en la industria de Hidrocarburos, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable las actividades de dicha industria y aportar los elementos técnicos para el diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y recursos naturales.

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en la cual se establece que ésta tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del Sector Hidrocarburos, por lo que cuenta con atribuciones para regular, supervisar y sancionar en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente las actividades del Sector.

Que el 31 de octubre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al medio ambiente del Sector Hidrocarburos, en el que se detalla el conjunto de facultades que debe ejercer esta Agencia.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 38, fracción II, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1o. de julio de 1992, corresponde a las dependencias según su ámbito de competencia expedir Normas Oficiales Mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones y determinar su fecha de entrada en vigor.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 40, fracciones I y XVIII de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las Normas Oficiales Mexicanas tienen como finalidad, entre otras, establecer las características y/o especificaciones que deban reunir los productos y procesos cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas, dañar la salud humana, animal, vegetal y el medio ambiente general y laboral o para la preservación de recursos naturales.

Que el 30 de septiembre 2013, fue publicada en el Diario Oficial de la Federación 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 (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).

Que derivado de la Reforma Constitucional en Materia de Energía y el artículo Sexto Transitorio de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 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 (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), fue transferida a la Agencia, ya que contiene elementos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente competencia de esta Autoridad.

Que es necesario modificar la 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), por las razones siguientes:

1. Adecuar la Norma a las atribuciones de la Agencia en materia de Seguridad Operativa, Industrial y protección al medio ambiente;
2. Modificar la terminología de la Norma a las atribuciones de la Agencia.
3. Actualizar la bibliografía y referencias utilizadas para la elaboración de dicha Norma.
4. Incluir Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites, ya que es un modelo de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en crecimiento y no se tiene regulado.

Que el 03 de febrero de 2017, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Programa Nacional de Normalización 2017 en el cual la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos inscribió como norma vigente a ser modificada 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. Con la finalidad de actualizar e incorporar los requisitos y especificaciones de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente con los que deben cumplir los Regulados que lleven a cabo la actividad de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) y Regasificación en tierra firme y costa fuera, durante las etapas de desarrollo o ciclo de vida de dichas actividades; así como adecuar y armonizar el marco jurídico, título, objetivo, alcance, contenido, términos y definiciones de la Norma con el nuevo marco legal y las disposiciones nacionales vigentes, adoptar las mejores prácticas que resulten aplicables, y actualizar los criterios de evaluación de la conformidad y vigilancia de la Norma.

Que el 1 de julio de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se expide la Ley de Infraestructura de la Calidad y se abroga la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y que en su artículo Cuarto Transitorio señala que las Propuestas, Anteproyectos y Proyectos de Normas Oficiales Mexicanas y Estándares que a la fecha de entrada en vigor de dicho Decreto se encuentren en trámite y que no hayan sido publicados, deberán ajustarse a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, su Reglamento y demás disposiciones secundarias vigentes al momento de su elaboración y hasta su conclusión.

Que el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la 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), fue aprobado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en su Decimosegunda Sesión Ordinaria celebrada el día 12 de abril de 2021, para su publicación como Proyecto, ya que cumplió con todos y cada uno de los requisitos para someterse al periodo de consulta pública.

Que de conformidad con lo previsto por los artículos 47 fracción I y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, con fecha 30 de abril de 2021, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la NOM-013-SECRE-2012), mismo que tuvo una duración de 60 días naturales, los cuales empezaron a contar a partir del día siguiente de la fecha de su publicación, plazo durante el cual, el Análisis de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, estuvo a disposición del público para su consulta.

Que cumplido el procedimiento establecido en los artículos 38, 44, 45, 47 y demás aplicables de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, para la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en su

Decimotercera Sesión Ordinaria de fecha 10 de agosto de 2021, aprobó la respuesta a comentarios y la presente Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la 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).

En virtud de lo antes expuesto, se tiene a bien expedir la presente Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la 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).

Ciudad de México, a los veintidós días del mes de octubre de dos mil veintiuno.- El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, **Ángel Carrizales López**.- Rúbrica.

PREFACIO

La presente Norma Oficial Mexicana fue elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con la colaboración de los sectores siguientes:

1. Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal:
 - a) Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
 - b) Secretaría de Energía.
 - c) Comisión Reguladora de Energía.
 - d) Centro Nacional de Control del Gas Natural.
2. Organizaciones Industriales y Asociaciones del Ramo:
 - a) Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. (AMGN)
 - b) Asociación Mexicana de Gas Natural Comprimido y Líquido, A.C. (AMGNCyL)
 - c) Solensa, S.A. de C.V.
 - d) Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (IENOVA)
 - e) Terminal KMS de Gas Natural Licuado, S. de R.L. de C.V.
 - f) Terminal de Gas Natural Licuado de Altamira, S. de R.L. de C.V.
3. Instituciones de investigación científica y profesionales:
 - a) Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, A.C.
 - b) Instituto Mexicano del Petróleo.
 - c) DNV GL México, S. de R.L. de C.V.

ÍNDICE DEL CONTENIDO

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias normativas
4. Términos y Definiciones
5. Diseño
 - 5.1 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.
 - 5.2 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.
 - 5.3 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.
 - 5.4 Diseño del Gasoducto Marino
 - 5.5 Dictamen de Diseño
6. Construcción
 - 6.1 Generalidades
 - 6.2 Construcción de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera.

- 6.3 Construcción de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.
- 6.4 Construcción del Gasoducto Marino
- 6.5 Conclusión de la etapa de Construcción
- 7. Pre-Arranque
- 8. Operación y Mantenimiento
 - 8.1 Manual de Operación
 - 8.2 Manual de Mantenimiento
 - 8.3 Dictamen de Operación y Mantenimiento
- 9. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad
- 10. Grado de concordancia con normas nacionales e internacionales
- 11. Vigilancia de la Norma
- 12. Bibliografía

TRANSITORIOS

APÉNDICE INFORMATIVO A

1. Objetivo

La presente Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones y requisitos técnicos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera.

2. Campo de aplicación

La presente Norma Oficial Mexicana aplica en todo el territorio nacional y zonas donde la Nación ejerza su soberanía y jurisdicción y es de observancia general y obligatoria para los Regulados que realicen las actividades de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado; desde el punto de Recepción del Gas Natural Licuado hasta el punto de entrega transferencia de custodia y entrega del hidrocarburo en cualquiera de sus estados físicos, en el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento, misma que aplica a:

I. Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado:

- a) Fijas en tierra.
- b) Costa afuera.
- c) Remotas, modulares y/o satélites.

II. Gasoducto marino.

3. Referencias normativas

Para la correcta aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana deben consultarse los siguientes documentos normativos vigentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan:

- NOM-001-SEDE-2012.- Instalaciones Eléctricas (utilización). Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 2012.
- NOM-001-STPS-2008.- Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo. Condiciones de seguridad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de noviembre de 2008.
- NOM-002-STPS-2010.- Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 9 de diciembre de 2010.
- NOM-003-ASEA-2016.- Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de agosto de 2017.
- NOM-007-ASEA-2016.- Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de marzo de 2018.
- NOM-022-STPS-2015.- Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de abril de 2016.
- NOM-026-STPS-2008.- Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre de 2008.
- 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 Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 1997.

- NOM-100-STPS-1994.- Seguridad-Extintores contra incendio a base de polvo químico seco con presión contenida-Especificaciones. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de enero de 1996.
- DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del Sector Hidrocarburos. Publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 22 de marzo de 2019.
- ISO 13623: 2017.- Petroleum and natural gas industries -- Pipeline transportation systems. (Industrias del petróleo y del gas natural. Sistemas de transporte por tuberías)
- ISO 13702: 2015.- Petroleum and natural gas industries -- Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations - Requirements and guidelines (Industrias de petróleo y gas natural - Control y mitigación de incendios y explosiones en instalaciones de producción en alta mar - Requisitos y directrices).
- ISO 14520-1: 2016.- Gaseous fire-extinguishing systems - Physical properties and system design - Part 1: General requirements. (Sistemas de extinción de incendios de gases. Propiedades físicas y diseño del sistema. Parte 1: Requisitos generales).
- ISO 16903-2017.- Petroleum and natural gas industries Characteristics of LNG, influencing the design, and material selection; (Industrias del petróleo y gas natural: características del gas natural licuado, que influyen en el diseño y la selección de materiales).
- ISO 28460-2011.- Petroleum and natural gas industries installation and equipment for liquefied natural gas ship -to-shore interface and port operations; (Industrias del petróleo y del Gas Natural. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Interfaz tierra-navío y operaciones portuarias)
- ISO 7061-2015.- Ships and marine technology -- Aluminium shore gangways for seagoing vessels. (Barcos y tecnología marina - Pasarelas de aluminio para barcos de alta mar).
- ISO 834-10: 2014.- Fire resistance tests -- Elements of building construction -- Part 10: Specific requirements to determine the contribution of applied fire protection materials to structural steel elements
(Ensayos de resistencia al fuego. Elementos de construcción. Parte 10: Requisitos específicos para determinar la contribución de los materiales de protección contra incendios aplicados a los elementos de acero estructural).
- ASTM E84 21.- Standard test method for surface burning characteristics of building materials. (Método de prueba estándar para las características de combustión superficial de los materiales de construcción).
- ASCE/SEI 7-16.- Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures (Cargas mínimas de diseño y criterios asociados para edificios y otras estructuras).
- API 620-2013.- Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks. - (Diseño y construcción de tanques de Almacenamiento grandes, soldados y de baja presión).
- ANSI/ISA 84.1.- Sistemas Instrumentados de Seguridad.
- ASME B16.34-2017.- Valves Flanged, Threaded and Welding End; (Válvulas bridadas, roscadas y soldadas).
- ASME B31.3-2016.- VIII Process Piping; (Tuberías de Proceso).
- ASME B31.8-2016.- Gas Transmission and Distribution Piping Systems; (Sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas).
- DNV-OS-F101: 2013.- Submarine Pipeline Systems. (Sistemas de tubería submarina).
- NACE SP 0110-2018-SG.- Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines. (Metodología de evaluación directa de la corrosión interna de gases húmedos para tuberías).
- NACE SP 0169-2013.- Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems; (Control de corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tuberías).
- NACE SP 0198-2010.- Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials--A Systems approach - Item No 21084; (Control de la corrosión bajo aislamiento térmico y materiales ignífugos - Un enfoque de sistemas - Artículo No 21084).
- NFPA 10-2018.- Standard for Portable Fire Extinguishers; (Estándar para extinguidores portátiles contra incendios).
- NFPA 13, 2019.- Standard for the Installation of Sprinkler Systems;(Estándar para la instalación de sistemas de rociadores).
- NFPA 14, 2015.- Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems; (Estándar para la instalación de sistemas de rociadores).
- NFPA 15, 2017.- Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection; (Estándar para sistemas fijos de aspersores de agua para protección contra incendios).
- NFPA 20, 2019.- Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection; (Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios).

- NFPA 22-2018.- Standard For Water Tanks for Private Fire Protection; (Estándar para tanques de agua para protección contra incendios).
- NFPA 24, 2019.- Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances; (Estándar para la instalación de redes exclusivas para el servicio contra incendios y sus accesorios).
- NFPA 25, 2017.- Standard for the Inspection, Testing, and Maintenance of Water-Based Fire Protection Systems; (Estándar para la inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua).
- NFPA 30, 2018.- Flammable and Combustible Liquids Code; (Código de Líquidos Inflamables y Combustibles).
- NFPA 59 A-2019.- Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas; Estándar para la producción, Almacenamiento y manejo de Gas Natural Licuado).
- NFPA 72, 2019.- National Fire Alarm and Signaling Code. (Código Nacional de Alarmas de Incendio y Señalización)
- UL 263 Norma para pruebas de fuego de materiales y construcción de edificios.
- UL 2431 Durabilidad de los recubrimientos resistentes al fuego y materiales.

4. Términos y Definiciones

Para efectos de la interpretación y aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana, se estará a los términos y definiciones en singular o plural, previstos en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Ley de la Infraestructura de la Calidad, así como las establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas y las Disposiciones administrativas de carácter general competencia de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y las definiciones siguientes:

4.1 Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH): Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos de procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los escenarios de riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, sistemas de seguridad, salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los escenarios de riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de riesgos a un nivel tolerable.

4.2 Área de trasvase: El área de una Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, donde existen sistemas de conectores de ductos y/o mangueras que se conectan y desconectan para introducir y/o extraer Gas Natural Licuado y/o fluidos peligrosos de dichas instalaciones.

4.3 Capacidad de agua: La cantidad de agua a 16 °C requerida para llenar un tanque.

4.4 Componente: El sistema o parte de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado que funciona como una unidad, entre los que se incluyen como mínimo, el sistema de Recepción, tuberías, tanques de Almacenamiento, equipo de manejo y Regasificación de Gas Natural Licuado, mecanismos de control, sistemas de retención, sistemas eléctricos, mecanismos de seguridad, equipo de control de incendios y equipos de comunicaciones.

4.5 Contenedor: Recipiente, tanque, tanque portátil o Auto-tanque usado para almacenar o transportar líquido o gas.

4.6 Contenedor primario: Tanque cuyo interior está construido con materiales que soportan las propiedades fisicoquímicas del Gas Natural Licuado.

4.7 Contenedor secundario: El tanque que está diseñado estructuralmente para soportar las cargas a las que se prevé será sometido y que rodea al Contenedor primario en los tanques de Gas Natural Licuado de contención doble y de contención total. Este Contenedor debe ser capaz de contener el Gas Natural Licuado derramado en caso de falla del Contenedor primario.

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

4.9 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:

4.9.1 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.

4.9.2 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.

4.9.3 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.

4.9.4 Estado Límite Último (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.

4.10 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 Gas Natural Licuado pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua.

4.11 Evaporación de Gas Natural Licuado: La formación de vapor por ebullición de la superficie del Gas Natural Licuado dentro de los tanques de Almacenamiento.

4.12 Evaporación súbita: La formación repentina de vapor en los tanques de Almacenamiento ocasionada por el movimiento súbito del Gas Natural Licuado dentro de los tanques de Almacenamiento debido a la estratificación causada por la diferencia de densidades.

4.13 Fatiga: El proceso de desarrollo o ampliación de una grieta como resultado de ciclos repetidos de esfuerzo.

4.14 Fuera de operación: La desactivación por paro temporal o programado de una instalación, sistema, elemento, accesorio o componente con el propósito de realizar reparaciones, inspecciones y/o mantenimientos.

4.15 Fuera de servicio: La desactivación por paro definitivo de una instalación, sistema, elemento, accesorio o componente con el propósito de realizar su desincorporación, baja o desmantelamiento.

4.16 Gas Natural Licuado: Gas natural en estado líquido bajo condiciones criogénicas.

4.17 Gasoducto marino: Tubería que permite trasladar fluidos desde un punto de origen hasta una instalación o entre Instalaciones, ya sea en tierra o costa fuera y que su trazo incluye un área marina.

4.18 Hallazgo: El resultado de evaluar la evidencia contra un criterio.

4.19 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera: Son aquellas colocadas en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptas para recibir Gas Natural Licuado de Buque-tanques, conducirlo a los tanques de Almacenamiento para su Regasificación y entregar Gas Natural a un sistema de transporte por gasoductos marinos hasta la costa.

4.20 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra: Son aquellas situadas en tierra, aptas para recibir y entregar Gas Natural Licuado desde y hacia los Buque-tanques. El Gas Natural Licuado que recibe lo conduce a los Tanques de Almacenamiento, para su Regasificación y entregar Gas Natural a un sistema de transporte por ducto o Gas Natural Licuado a un sistema de transporte distinto a ducto.

4.21 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite: Son aquellas empleadas con la finalidad de suministrar Gas Natural o Gas Natural Licuado en ubicaciones sin infraestructura de gasoductos, mismas que son susceptibles a ser reubicadas.

4.22 Manual de Operación: Conjunto de documentos para la operación segura de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado que incluye de manera enunciativa, mas no limitativa; diagramas y esquemas del proceso, filosofía y descripción del proceso, procedimientos para el control de cada etapa del proceso, incluyendo sistemas auxiliares; procedimiento para la calidad del producto, sistemas de protección, procedimientos para arranque, paro seguro y paro de emergencia.

4.23 Manual de Mantenimiento: Documento que contiene y describe la estrategia de mantenimiento, así como planes, procedimientos, instrucciones de trabajo, planes de capacitación y su aplicación.

4.24 Paro: Es la acción que ocasiona que las Instalaciones o equipos estén Fuera de operación o en su caso Fuera de servicio.

4.25 Plan de mantenimiento: Documento que establece el orden y los medios para controlar la realización de las actividades de mantenimiento que considera la secuencia y la dependencia relativa a dichas actividades.

4.26 Presión de diseño: El valor de la presión establecido en la fabricación del equipo, sobre las condiciones más severas de presión y temperatura esperadas durante su funcionamiento, y conforme a las cuales se determinan las especificaciones más estrictas de espesor de pared y de sus componentes.

4.27 Presión de prueba hidrostática: Presión máxima alcanzada a la cual se somete el equipo y sus componentes antes de entrar en operación con el fin de garantizar su hermeticidad e integridad.

4.28 Programa de mantenimiento: Documento en el que se especifican las fechas para llevar a cabo las actividades del plan de mantenimiento

4.29 Recepción: Actividad en donde el Gas Natural o Gas Natural Licuado es transferido de un medio de transporte mediante la descarga de este, y conducido para su resguardo en las Instalaciones de almacenamiento.

4.30 Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA): Revisión documental y de campo previo al arranque de una Instalación nueva, reparada, modificada, o reactivada, con la finalidad de verificar que se hayan cumplido los aspectos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente del Diseño y Construcción, así como lo relativo a la operación y el mantenimiento, para una operación segura.

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

4.32 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 Gas Natural Licuado.

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

4.34 Vaporizadores con fuente de calor propia: Son aquéllos 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 que utilicen Gas Natural Licuado como refrigerante. Estos se clasifican en:

4.34.1 Vaporizadores con fuente de calor integral: Son aquéllos en los que la fuente de calor está integrada al intercambiador de calor de vaporización. Esta clase incluye los vaporizadores de combustión sumergida.

4.34.2 Vaporizadores con fuente de calor remota: Son aquéllos 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.

4.34.3 Vaporizadores con fuente de calor de proceso: Son aquéllos que obtienen su calor de otro proceso termodinámico o químico que utilicen el Gas Natural Licuado como refrigerante.

5. Diseño

5.1. Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.

5.1.1. Generalidades.

5.1.1.1. Para la etapa de Diseño los Regulados deben realizar el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, basado como mínimo en ingeniería básica extendida de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación del Gas Natural Licuado en tierra y dar cumplimiento con la regulación que para tal efecto emita la Agencia. Dicho análisis deberá contener como mínimo lo siguiente:

- I. Descripción detallada del proceso;
- II. Condiciones de operación;
- III. Histórico de accidentes e incidentes en Instalaciones similares;
- IV. Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada;
- V. Desarrollo y resultados de la o las metodologías de riesgos;
- VI. Evaluación y jerarquización de riesgos;
- VII. Identificación de escenarios más probables y catastróficos;
- VIII. Determinación de radios potenciales de afectación;
- IX. Interacciones de riesgos al interior y al exterior de la Instalación, y
- X. Dispositivos, medidas y sistemas de seguridad para la prevención, control y mitigación de riesgos.

5.1.1.2. El Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos debe evaluar como mínimo lo siguiente:

- I. Eventos no deseados y posibles situaciones de riesgo, incluidos los que se derivan de:
 - a) Falla del producto o material de contención;
 - b) Falla estructural;
 - c) Condiciones climáticas, geofísicas/sísmicas/tsunami y de otros eventos naturales externos;
 - d) Sabotaje y violaciones de seguridad, y
 - e) Factores humanos y del equipo.
- II. Paro de operaciones;
- III. Maniobra y atraque de los buques;
- IV. Impacto de buque, camión, avión, ferrocarril, entre otros;
- V. Radiación térmica o fuentes de ignición externas sin control;
- VI. Fuentes permanentes de ignición, por ejemplo, el efecto corona en líneas eléctricas de transmisión de alta tensión;
- VII. Ondas de radio de alta energía;
- VIII. Nubes de gases inflamables, tóxicos o asfixiantes;
- IX. Fenómenos naturales tales como rayos, huracanes, inundaciones, sismos, maremotos, tsunamis, entre otros;
- X. Efecto dominó que resulta de incendios y/o explosiones de Instalaciones adyacentes;
- XI. Se deben determinar los peligros por pérdida de contención del Gas Natural Licuado y Gas Natural en todos los sistemas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra, incluyendo los sistemas de

descarga de buques y vehículos terrestres, así como los de carga de vehículos terrestres, en su caso; entre otros, se encuentran los siguientes:

- a) La probabilidad o la frecuencia del peligro;
- b) Localización, tipo, flujo y duración de la fuga;
- c) La naturaleza del fluido Gas Natural Licuado 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 Gas Natural Licuado en el agua que pudiera producir presión excesiva sin combustión, fenómeno que se denomina como una "Rápida Transición de Fase" (RTF), y
- h) Efectos de origen natural, de la topografía del suelo y de temperaturas criogénicas sobre las estructuras de la Instalación.

XII. Se deben incluir, cuando aplique, los riesgos causados por los peligros de origen interno que no son específicos del Gas Natural Licuado, por ejemplo, los siguientes:

- a) Almacenamiento de hidrocarburos y materiales inflamables diferentes al Gas Natural Licuado, por ejemplo, Gas Licuado de Petróleo, refrigerantes, gasolinas u otros hidrocarburos;
- b) Fallas de comunicación entre el buque de Gas Natural Licuado y la Instalación;
- c) Peligros asociados a las maniobras marítimas entre el responsable del Buque-tanque y el responsable de la Instalación;
- d) 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;
- e) Fugas de materiales peligrosos, por ejemplo, refrigerantes inflamables, combustibles e hidrocarburos pesados;
- f) Servicios y productos químicos, por ejemplo, gases comprimidos, nitrógeno, hidrógeno, solventes, lubricantes y aceites dieléctricos;
- g) Contaminantes o materiales peligrosos que se encuentran en el gas, por ejemplo, ácido sulfhídrico;
- h) Compresores y equipos presurizados;
- i) Maquinaria rotatoria;
- j) Instalaciones eléctricas;
- k) Terminales portuarias asociadas con la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- l) Elevación de presión y vapor en equipo, y
- m) Calentadores y calderas en operación.

5.1.1.3. Los equipos que contengan Gas Natural Licuado, refrigerantes o gases inflamables, tales como, bombas y Vaporizadores, entre otros, deben diseñarse para ser instalados al aire libre para facilitar la operación, el combate contra incendio y la dispersión de gases y líquidos inflamables, o bien pueden también ser diseñados para instalarse en estructuras cerradas en donde el flujo de aire de ventilación sea como mínimo 5 l/s por m² de superficie de piso.

5.1.2. Requisitos para la selección del sitio.

5.1.2.1. El Regulado debe documentar y comprobar la selección del sitio en la que ubicará la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra, incluyendo las bases de Diseño y evaluar como mínimo la información siguiente:

- I. Del suelo y subsuelo;
- II. De ríos y mantos acuíferos superficiales y subterráneos;
- III. Datos climatológicos y patrones de clima severos sobre un periodo de por lo menos 100 años, del cual se tenga registro tanto en el sitio como en Instalaciones gemelas;
- IV. Datos sismológicos, maremoto y sobre cualquier otro fenómeno natural, de por lo menos 100 años;
- V. Modelos de dispersión, radiación y explosión de Gas Natural;
- VI. Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos para definir los radios de afectación relativos a la Instalación;
- VII. De riesgo de incendio de la vegetación aledaña y actividades adyacentes, en su caso;
- VIII. Incidentes potenciales y medidas de mitigación;
- IX. Estudio de corrosividad del aire, suelo y agua;

X. Actividades adyacentes, y

XI. Análisis de capas de seguridad.

5.1.2.2. Para las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra que se diseñen para recibir el Gas Natural Licuado de Buque-tanques, se deben realizar estudios oceanográficos y de actividad marítima, los cuales deben incluir el acceso marítimo al sitio, los movimientos de los Buque-tanques de Gas Natural Licuado y de otras embarcaciones que, en su caso, se encuentren operando en la zona operativa marina (incluyendo canal de navegación y, en su caso, rompeolas) de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.

5.1.2.3. La configuración y el acceso marítimo del sitio deben permitir las maniobras de entrada y salida de Buque-tanques de hasta el calado máximo de acuerdo con las especificaciones de diseño, en operación normal y de emergencia.

5.1.2.4. El sitio donde se ubique la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra debe ser accesible a los servicios de seguridad, de emergencia y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal y de la Instalación 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.

5.1.2.5. La preparación del sitio debe incluir las disposiciones y características topográficas necesarias para recolectar y retener el Gas Natural Licuado 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 numeral 5.1.18. Sistema de retención de la presente Norma Oficial Mexicana, así como para ofrecer la protección de la Instalación contra las fuerzas de la naturaleza como inundaciones, marejadas, tsunamis y sismos, entre otros.

5.1.2.6. En el Diseño y la ubicación de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra se deben tomar en cuenta las recomendaciones resultado del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, la atención y seguimiento de éstas.

5.1.2.7. Una Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra, consta de cuatro áreas: Recepción, Almacenamiento, Regasificación y entrega, además de cuatro componentes principales:

- I.** Terminal portuaria con muelles, amarres y brazos de descarga;
- II.** Almacenamiento de Gas Natural Licuado incluyendo tanques, tubería y contención secundaria;
- III.** Regasificación y entrega de Gas Natural que incluye los Vaporizadores, bombas de Gas Natural Licuado, condensadores para la recuperación del gas de "gases evaporados" (*Boil Off*), junto con medidores de entrega de gas, y
- IV.** Sistemas de control y mantenimiento, sistemas contra incendios; sistema de manejo de vapores, suministro de energía eléctrica, servicios (aire, agua, nitrógeno).

5.1.3. Distribución de las áreas de Instalaciones.

5.1.3.1. Las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra deben contar, entre otras, con las siguientes áreas:

- I.** Plataformas de carga o descarga de Buque-tanques;
- II.** Almacenamiento de Gas Natural Licuado;
- III.** Sistema de bombeo (bombas primarias, secundarias y de agua de mar);
- IV.** Compresores;
- V.** Sistema de licuefacción de vapor (relicuador o recondensador);
- VI.** Sistema de Regasificación (Vaporizadores agua de mar y de combustión), y
- VII.** Medición y envío de Gas Natural a sistemas de ductos.

5.1.4. Distanciamientos.

5.1.4.1. El área de los tanques que contienen Gas Natural Licuado debe incluir en su diseño como mínimo: el área de retención, el sistema de drenaje, las distancias de mitigación térmica por incendio de Gas Natural Licuado derramado y distancias de dispersión de nubes inflamables.

5.1.4.2. Los tanques de Gas Natural Licuado se deben diseñar de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1 "Distancias mínimas entre los bordes de retención y los edificios o límites de propiedad, así como distancia mínima entre tanques de Almacenamiento".

5.1.4.3. Distancia mínima entre tanques de Almacenamiento.

5.1.4.3.1. La distancia mínima de cualquier tipo de tanques de Gas Natural Licuado con Capacidad de agua de 265 m3 o menor, tanques de Gas Natural Licuado de contención simple con Capacidad de agua superior a 265 m3 o tanques que contengan refrigerantes inflamables en áreas sin protección, deben cumplir lo establecido en la Tabla 1.

5.1.4.3.2. Cuando los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos rebasen la distancia indicada en la Tabla 1, se deben considerar dichos resultados para el distanciamiento entre los bordes de retención, los edificios y límites de propiedad, así como distancia mínima entre tanques de Almacenamiento.

5.1.4.3.3. Los tanques de Gas Natural Licuado de contención doble, contención total y contención de membrana, con capacidad superior a 265 m3 deben estar separados de tanques de Gas Natural Licuado 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.

Tabla 1. Distancias mínimas entre los bordes de retención y los edificios o límites de propiedad, así como distancia mínima entre tanques de Almacenamiento.

Capacidad de agua del Contenedor.		Distancias mínimas desde los bordes de la contención secundaria o sistema de drenaje del Contenedor hasta los límites de la propiedad sobre las que pueda construirse.		Distancia mínima entre Contenedores Almacenamiento para	
Gal	m3	ft	m	ft	m
<125*	<0.5*	0	0	0	0
125-500	≥0.5-1.9	10	3	3	1
501-2,000	≥1.9-7.6	15	4.6	5	1.5
2,001-18,000	≥7.6-63	25	7.6	5	1.5
18,001-30,000	≥63-114	50	15	5	1.5
30,001-70,000	≥114-265	75	23		
>70,000	>265	0.7 veces el diámetro del Contenedor, aunque no inferior a 30m (100 pies)		¼ de la suma de los diámetros de los Contenedores adyacentes [1.5m (5 pies) mínimo]	
*Si la suma de las capacidades de agua de una Instalación con varios tanques de Almacenamiento es de 1.9 m3 o mayor, la distancia mínima debe cumplir con lo indicado en la Tabla 1, aplicando la suma de las capacidades en lugar de la capacidad por tanque. Cuando se construya más de una Instalación, la distancia entre instalaciones debe ser como mínimo 7.6 m.					

Fuente: NFPA 59 A, edición 2019.

5.1.4.3.4. La distancia de separación mínima entre tanques de Gas Natural Licuado y recipientes que contengan refrigerantes inflamables y los límites del predio deben cumplir con lo especificado en la Tabla 1.

5.1.4.3.5. Debe incluirse un espacio de paso libre mínimo de 0.9 m para acceso a las válvulas de aislamiento que sirven a varios tanques.

5.1.4.3.6. Los tanques de Gas Natural Licuado con capacidad de 0.5 m3 o mayor deben ubicarse fuera de edificios.

5.1.4.4. Distancia mínima entre Vaporizadores.

5.1.4.4.1. Los Vaporizadores y sus fuentes de calor primarias deben localizarse como mínimo a 15 m de cualquier fuente de ignición ajena, a menos que el fluido de transferencia de calor secundario no sea inflamable.

5.1.4.4.2. En Instalaciones con varios Vaporizadores, un Vaporizador adyacente o fuente de calor primaria no debe tomarse como una fuente de ignición.

5.1.4.4.3. 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.

5.1.4.4.4. Los Vaporizadores con fuente de calor integral y con fuente de calor remota deben ubicarse como mínimo a 30 m del límite del predio y mínimo a 15 m de:

- I. Las áreas de retención de Gas Natural Licuado o líquido inflamable, las trayectorias de tales fluidos, de cualquier fuente de descarga accidental y su área de retención;
- II. Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, líquidos o gases inflamables, equipos sin flama y conexiones de carga, descarga o de trasvase que contengan este tipo de fluidos, y
- III. Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.4.4.5. Los Vaporizadores que se utilizan en conjunto con tanques de Gas Natural Licuado con capacidad de 265 m3 o menor deben ubicarse con respecto del límite del predio de acuerdo con la Tabla 1, bajo el supuesto que el Vaporizador sea un tanque con capacidad igual al tanque más grande al que está conectado.

5.1.4.4.6. Los Vaporizadores deben mantenerse a una distancia mínima libre de 1.5 m.

5.1.4.5. Distancia mínima entre equipos que contienen Gas Natural Licuado, refrigerantes y líquidos o gases inflamables.

5.1.4.5.1. Los equipos que contienen Gas Natural Licuado, refrigerantes o líquidos o gases inflamables deben situarse como mínimo 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.4.5.2. Los equipos que operan con flama u otras fuentes de ignición deben ubicarse como mínimo a 15 m de cualquier área de retención o sistema de drenaje del tanque de Almacenamiento.

5.1.4.6. Distancia mínima de la Instalación de descarga de Buque-tanques.

5.1.4.6.1. El muelle utilizado para el trasvase de Gas Natural Licuado debe ubicarse de manera que cualquier Buque-tanque que esté cargando o descargando este al menos a 30 m de cualquier vía navegable.

5.1.4.6.2. El cabezal de descarga debe situarse como mínimo a 60 m de un puente que cruce la vía navegable.

5.1.4.6.3. Las conexiones de carga y descarga de Gas Natural Licuado y refrigerantes inflamables deben estar a una distancia por lo menos de 15.2 m de fuentes de ignición sin control, áreas de proceso, tanques de Almacenamiento, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras importantes de la planta, salvo que el equipo esté directamente asociado con la operación de trasvase de Gas Natural Licuado.

5.1.5. Área de Recepción por Buque-tanque.

5.1.5.1. Plataforma de atraque y descarga. Las plataformas de carga o descarga, complementadas con duques de alba de amarre y atraque deben usarse cuando el trasvase de Gas Natural Licuado se realice en una zona concreta del atraque, normalmente en su zona central. Las diferentes plataformas están conectadas entre sí por medio de pasarelas y, a su vez, la plataforma central se conecta a tierra por medio de un puente o pasarela.

5.1.5.2. Duques de alba de amarre. Los parámetros mínimos que se deben tomar en cuenta para el diseño de los duques de alba de amarre son:

- I. Los esfuerzos resultantes sobre la estructura del muelle de amarre;
- II. Las condiciones del suelo;
- III. Las cargas aplicadas en el muelle de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debidas a los fenómenos naturales tales como viento, mareas, olas, corrientes, variaciones de temperatura, hielo, sismos y las aplicables para las actividades de operación tales como el abordaje y la manipulación de cargas y vehículos utilizados durante la etapa de Construcción;
- IV. Los puntos de amarre de desconexión rápida. El diseño del sistema de desconexión debe funcionar para que la activación de un único interruptor o el mal funcionamiento de un único componente cumpla con la condición de desconexión simultánea de los amarres;
- V. Acceso rápido al puesto de amarre para los vehículos de atención a emergencias, y
- VI. El diseño del muelle de amarre y la interfaz entre el Buque-tanque y tierra.

5.1.5.3. Canal de conducción y depósito de Recepción de vertidos de Gas Natural Licuado. El volumen de las fosas de contención y de los canales de conducción para las tuberías de Gas Natural Licuado, el equipo y el sistema de detección de fugas de Gas Natural Licuado se deben diseñar conforme al resultado del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

5.1.5.4. Pasarelas de acceso a Buque-tanques. El diseño de las pasarelas de acceso a Buque-tanques debe contemplar como mínimo lo siguiente:

- I. Ajuste en las distintas alturas de los portalones de acceso;
- II. Dimensiones del muelle de la estación marítima pendientes máximas;
- III. Sistemas de traslación y elevación;
- IV. Sistemas de ventilación;
- V. Sistemas de protección anticorrosiva de las estructuras en los ambientes marinos más agresivos;
- VI. Sistemas de control de maniobras;
- VII. Sistema de desenganche y retirada automática de emergencia de la pasarela en caso de pérdida accidental de amarres del barco, conforme al estándar ISO 7061 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, y
- VIII. Diseño estructural que contemple cargas accidentales sismo, nieve, viento, tsunamis.

5.1.5.5. Defensas de los mástiles de atraque.

Las defensas de los mástiles de atraque deben ir ancladas a la superestructura de concreto y cerradas en la línea de atraque con un panel de 3.5 x 3.5 m con una estructura de perfiles metálicos acabada con placas de polietileno de alta densidad de 5 mm de espesor y/o de conformidad a la ingeniería de diseño.

5.1.5.6. Ganchos de Escape Rápido (GER).

La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe estar dotada de ganchos de atraque y de amarre de Buque-tanques, en los duques de alba de amarre próximos a la explanada, y en los duques de alba contiguos a la plataforma de carga y descarga de Gas Natural Licuado, conforme al estándar ISO 28460 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.1.5.7. Instalaciones especiales.

El frente de atraque debe estar dotado como mínimo de los siguientes sistemas:

- I. Sistema de control de aproximación de Buque-tanques;
- II. Monitorización de tensiones en líneas de amarre, y
- III. Comunicación Buque-tanque tierra.

5.1.6. Sistema de Almacenamiento.

5.1.6.1. Los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deben estar constituidos por un Contenedor primario de pared doble con aislamiento criogénico entre ambas paredes y un sistema de retención de derrames de Gas Natural Licuado para el caso de falla del Contenedor primario.

5.1.6.2. En cada tanque se debe especificar como mínimo lo siguiente:

- I. 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-tanque de Gas Natural Licuado para facilitar la descarga del combustible, y
- II. El Máximo Vacío Permisible.

5.1.6.3. 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.

5.1.6.4. La tubería del tanque de Almacenamiento de Gas Natural Licuado debe incluir: la tubería del interior del Contenedor primario, la que está adentro 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.

5.1.6.5. Los sistemas de tubería para purga con gas inerte que estén totalmente dentro de los espacios de aislamiento están exentos de lo dispuesto en la presente Norma Oficial Mexicana.

5.1.6.6. Las tuberías de los tanques de acero deben cumplir con lo dispuesto en el numeral 5.1.8. Sistema de tuberías y accesorios de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.1.6.7. Los Contenedores de Gas Natural Licuado 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 Gas Natural Licuado, y deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. Contar con un sistema que mida constantemente las características físicas del Gas Natural Licuado (por ejemplo, temperatura y densidad, entre otros) para evitar que se presenten las condiciones de estratificación, este sistema debe activar una alarma en la estación de control para advertir el fenómeno de estratificación, y
- II. Se deben evitar orificios y penetraciones en la pared del Contenedor primario, abajo del nivel máximo de diseño del Gas Natural Licuado.

5.1.6.8. Para el diseño de tanques, la densidad mínima del Gas Natural Licuado debe ser de 470 kg/m³ o se puede considerar la densidad real del Gas Natural Licuado a la temperatura mínima de Almacenamiento, siempre y cuando sea superior al valor mínimo de densidad.

5.1.6.9. Las zonas de la superficie externa de un tanque de Gas Natural Licuado que en forma accidental sean sometidas a temperaturas bajas causadas por el Gas Natural Licuado o vapores fríos provenientes de fugas de bridas, válvulas, sellos u otras conexiones sin soldadura, deben ser de materiales que resistan esas temperaturas o estar protegidas contra los efectos que resulten de esa exposición.

5.1.6.10. Cuando dos o más tanques estén ubicados dentro de un área de retención común, sus cimientos deben ser diseñados para resistir el contacto con el Gas Natural Licuado. Dichos cimientos se deben proteger contra el contacto que resulte de una acumulación de Gas Natural Licuado que ponga en peligro su integridad estructural.

5.1.6.11. Para el diseño de tanques de Gas Natural Licuado y de su sistema de retención en el sitio, se deben tomar en cuenta las 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. En dicho análisis, se debe cumplir como mínimo lo siguiente:

- I. Sismicidad y geología regionales;
- II. Frecuencias esperadas de recurrencia de los sismos;
- III. Magnitudes máximas de los eventos sobre las fallas conocidas y las zonas de origen;
- IV. Localización del sitio con respecto de dichas fallas y si éstas se encuentran activas o inactivas;
- V. Efectos de fuentes sísmicas posteriores, en su caso, y
- VI. Condiciones del suelo.

5.1.6.12. El análisis sísmico 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 2475 años).

5.1.6.13. El tanque de Gas Natural Licuado 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 caracterizan por lo siguiente:

- I. El SOB debe representar el espectro de respuesta al movimiento del terreno en el que la aceleración espectral en cualquier periodo debe ser igual a $\frac{2}{3}$ de la aceleración espectral del movimiento del terreno en un SMP. El movimiento de terreno en un 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, y
- II. El movimiento de terreno bajo un 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 475 años). Sin embargo, la aceleración del espectro de respuesta de un sismo SPS no debe exceder el doble de las aceleraciones espectrales del SOB correspondiente.

5.1.6.14. Para el diseño se deben usar los dos niveles de movimiento del suelo, de tal forma que sean resistentes a dichos sismos las estructuras y sistemas siguientes:

- I. El tanque de Gas Natural Licuado con su sistema de retención;
- II. Los componentes del sistema necesarios para aislar al tanque de Gas Natural Licuado y mantenerlo en un estado de paro seguro, y
- III. Las estructuras o sistemas, incluyendo los sistemas contra incendio, cuya falla pudiera afectar la integridad de los sistemas indicados en las fracciones anteriores.

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

5.1.6.16. El diseño para SPS debe prever la ausencia de pérdida en la capacidad de contención del Contenedor primario y que será posible aislar y mantener el Contenedor de Gas Natural Licuado durante y después de un SPS.

5.1.6.17. Los esfuerzos para el SPS deben tener los límites siguientes:

- I. 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;
- II. En Contenedores de concreto presforzado, los esfuerzos circunferenciales axiales debidos a cargas sin considerar 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;
- III. Los esfuerzos en fibra extrema debidos a fuerzas axiales y circunferenciales flexionantes combinadas, debidos a cargas sin considerar, 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, y
- IV. Los esfuerzos circunferenciales de tensión jamás deben exceder el esfuerzo de fluencia en refuerzo sin presforzado y 94% del esfuerzo de fluencia en refuerzo presforzado suponiendo una sección agrietada.

5.1.6.18. El diseño del tanque de Almacenamiento de Gas Natural Licuado y sus componentes asociados debe incorporar un análisis dinámico de los esfuerzos que incluya los efectos de contención y de oleaje del líquido contenido y debe incluir como mínimo lo siguiente:

- I. La flexibilidad del tanque con la deformación por cortante en la determinación de la respuesta de este;
- II. Para un tanque sin sustentación en un estrato de roca, se debe incluir la interacción de la estructura y el suelo, y
- III. Cuando el tanque esté soportado en pilotes, en el análisis se debe tener en cuenta la flexibilidad del sistema de pilotes.

5.1.6.19. Cargas de viento, nieve, inundación y marejada ciclónica. Los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deben estar diseñados para resistir, las cargas de viento, nieve, inundación y marejada ciclónica determinadas, sin pérdida de su integridad estructural y funcional, entre las cuales se deben incluir como mínimo las siguientes:

- I. El efecto directo de las fuerzas del viento;
- II. La diferencia de presión entre el interior y el exterior de una estructura de confinamiento de Gas Natural Licuado, y
- III. El impacto y penetración de proyectiles impulsados por el viento.

5.1.6.20. El diseño debe incluir la fuerza del viento como mínimo para lo siguiente:

- I. Para los tanques metálicos fabricados con capacidad hasta 265 m³, y
- II. Para los tanques de mayor capacidad y otras estructuras, además deben cumplir como mínimo con las condiciones siguientes:
 - a) Soportar un viento con una velocidad sostenida de por lo menos 240 km/h, a menos que los Regulados justifiquen que se puede utilizar una velocidad menor, y
 - 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.

5.1.6.21. Aislamiento de Contenedor.

5.1.6.21.1. El aislamiento debe ser incombustible, debe contener o ser inherentemente una barrera de vapor, estar libre de agua y resistir al lanzamiento de agua de las mangueras contra incendio.

5.1.6.21.2. Cuando se utilice una cubierta exterior para retener el aislamiento suelto la cubierta debe utilizar acero o concreto.

5.1.6.21.3. La protección contra la exposición a la intemperie debe tener un índice de propagación de flama que no sea mayor a 25 de conformidad con el método de prueba ASTM E84 o UL 723 vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan.

5.1.6.21.4. El espacio entre el Contenedor interno y el Contenedor externo deben tener un aislamiento que sea compatible con el Gas Natural Licuado y Gas Natural y que no sea combustible, e instalado para todas las condiciones en servicio y cumpla con los requisitos siguientes:

- I. Un incendio externo al Contenedor exterior no debe causar daños al sistema de aislamiento, ni una reducción en el rendimiento del sistema de contención interior debido a daños a cualquier componente de los sistemas de aislamiento;
- II. El aislamiento del fondo de carga se debe diseñar e instalar de manera tal que el agrietamiento por esfuerzos térmicos y mecánicos no ponga en peligro la integridad del Contenedor, cuando aplique;
- III. Se debe demostrar mediante pruebas que las propiedades de combustión del material aislante no aumentarán significativamente como resultado de la exposición a largo plazo de Gas Natural Licuado o Gas Natural, a la presión y temperatura de servicio previstas, y
- IV. Se debe demostrar que los materiales en la condición instalada pueden ser purgados de Gas Natural, hasta el punto donde el Gas Natural remanente después de la purga no aumenta la capacidad de combustión del material.

5.1.6.21.5. El aislamiento del sistema del tanque debe cumplir con los requisitos de la Sección 9 de API Std 625, Sistemas de tanques para almacenamiento de gas licuado refrigerado.

5.1.6.22. Cimientos.

Los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado se deben diseñar para instalarse sobre cimientos diseñados de acuerdo con las prácticas reconocidas de la ingeniería estructural. Se debe hacer un análisis de mecánica de suelos para determinar las propiedades estratigráficas y físicas de los suelos subyacentes al sitio y cumplir como mínimo lo siguiente:

- I. En el diseño de los cimientos se debe tomar en cuenta las cargas derivadas de las condiciones específicas del sitio, entre otras, las cargas derivadas de inundación, viento y sísmicas;
- II. La base del tanque exterior debe estar sobre el nivel freático o bien protegerse del contacto del agua freática en cualquier momento;
- III. El material de la base exterior del tanque que esté 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, y
 - c) Contar con un sistema de protección catódica, donde aplique.
- IV. Cuando un tanque exterior esté en contacto con el suelo se debe diseñar un sistema de calentamiento que evite que la isoterma de 0°C alcance al suelo, además de cumplir como mínimo con lo siguiente:
 - a) El sistema de calentamiento se debe diseñar para permitir monitorear el funcionamiento y la eficiencia de dicho sistema;
 - b) El sistema de calefacción se debe diseñar de manera que se pueda reemplazar cualquier elemento de calefacción o sensor de control de temperatura, y
 - c) 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.
- V. 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, y
- VI. Se debe diseñar un sistema de monitoreo de la temperatura en la base del tanque para medir la temperatura en puntos predeterminados sobre toda el área superficial.

5.1.6.23. Tanques metálicos.

5.1.6.23.1. Los tanques metálicos deben tener doble pared con el Contenedor interior para almacenar el Gas Natural Licuado rodeado por aislamiento criogénico contenido por el Contenedor exterior.

5.1.6.23.2. Los tanques diseñados para soportar una presión no mayor de 103.4 kPa, requieren inspección radiográfica de 100% de la longitud de todas las soldaduras a tope, horizontales y verticales, relacionadas con la pared del Contenedor y deben apegarse a lo establecido en el código API 620, apéndice Q, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.1.6.23.3. Los tanques diseñados para operar a más de 103.4 kPa, además de lo establecido en los dos numerales anteriores, deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. El Contenedor interior debe cumplir como mínimo con las condiciones siguientes:

- 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 Gas Natural Licuado;
- b) En caso de un aislamiento sin estar al vacío, la Presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida más la carga hidrostática del Gas Natural Licuado. Se debe evacuar o purgar el Gas Natural Licuado del aislamiento criogénico, y
- c) 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.

II. El Contenedor exterior debe ser diseñado con soldadura y se deben utilizar los siguientes materiales:

- a) Cualquiera de los aceros al carbono del Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión Sección VIII, División 1, Subsección C, Parte UCS a temperaturas iguales o superiores a la temperatura de uso mínima permitida indicada en el código ASME Sección II Propiedades de los Materiales, Parte D, Subparte 1, Tabla 1A;
- b) Cuando se utilice aislamiento por vacío, el tanque externo debe diseñarse de conformidad con alguno de los siguientes Códigos Internacionales, entre otros, ASME Boiler and Pressure Vessel Code, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, usando una presión externa no inferior de 103.4 kPa;
- c) Las tapas y los contenedores exteriores esféricos, formados por segmentos o gajos unidos mediante soldadura se deben diseñar de acuerdo con el código ASME de Calderas y Recipientes a Presión Sección VIII, División 1, Subsección de Requerimientos Generales, Partes UG28, UG29, UG30 y UG33, utilizando una presión externa de 103.4 kPa;
- d) La Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) se debe especificar para todos los componentes;
- e) El Contenedor exterior debe tener un dispositivo de relevo de la presión interna. El área de descarga de este 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;
- f) Se deben incluir barreras térmicas para prevenir que la temperatura del Contenedor exterior alcance un valor menor que la temperatura de diseño;
- g) Se deben incluir 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;
- h) Los soportes y patas de los tanques se deben diseñar incluyendo las cargas relativas al transporte, el peso del tanque, así como las cargas inducidas por las condiciones ambientales tales como las sísmicas, eólicas y térmicas, y
- i) Los cimientos y soportes se deben diseñar y proteger para tener una calificación de resistencia al fuego no menor de 2 horas.

III. Durante la ingeniería se deben minimizar las concentraciones de esfuerzos sobre materiales ocasionadas por el sistema de soporte usando dispositivos tales como placas y anillos de carga, y

IV. 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.

5.1.6.23.4. 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, y deben cumplir como mínimo lo siguiente:

- I.** Dentro del aislamiento no se permiten fueles;
- II.** La tubería debe ser de materiales acordes para operar a la temperatura de -172°C;
- III.** Ninguna tubería que conduzca Gas Natural Licuado, externa al Contenedor exterior, debe ser de aluminio, cobre o aleación de cobre, a menos que esté protegida contra exposición al fuego durante 2 horas, y
- IV.** Pueden utilizarse juntas de transición.

5.1.6.23.5. El diseño del Contenedor interior se debe fijar en forma concéntrica al Contenedor exterior, mediante un sistema de soportes que sea capaz de resistir la carga máxima, como mínimo en los puntos siguientes:

- I.** Las cargas ocasionadas por el embarque y transporte del Contenedor. Los soportes deben ser diseñados aplicando el valor máximo de aceleración previsto expresado como G (en función de la aceleración de la gravedad) multiplicado por la masa vacía del Contenedor interior, y
- II.** 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 Gas Natural Licuado especificado dentro del intervalo de las temperaturas de operación, pero la densidad mínima debe ser 470 kg/m³.

5.1.6.23.6. 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.

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

5.1.6.24. Contenedores de concreto.

5.1.6.24.1. Estructura 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, además debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. El diseño de los Contenedores de concreto debe cumplir con el código ACI 376 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya;
- II. Los esfuerzos admisibles considerados bajo condiciones normales de diseño se deben basar en los valores mínimos especificados de resistencia a temperatura ambiente, y
- III. Los esfuerzos de tensión (exclusivos de los efectos directos de temperatura y de contracción) en las varillas de refuerzo de acero al carbono que están sometidas a las temperaturas del Gas Natural Licuado, de acuerdo con la Tabla 2 siguiente:

Tabla 2. Esfuerzo admisible en las varillas de refuerzo.

Descripción y No. de varilla ASTM A615	Esfuerzos máximos admisibles MPa
No. 4 y menores	82.7
No. 5, 6 y 7	68.9
No. 8 y mayores	55.2

5.1.6.24.2. El alambre o los cables de acero, usados como refuerzo sin presforzado, se deben diseñar con un esfuerzo máximo admisible como sigue:

- I. Aplicaciones de control de agrietamiento: 207 MPa, y
- II. Otras aplicaciones: 552 MPa.

5.1.6.25. Materiales sometidos a la temperatura del Gas Natural Licuado.

Los materiales sometidos a la temperatura del Gas Natural Licuado deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. 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;
- II. Los agregados deben tener constitución y propiedades químicas y físicas adecuadas para obtener un concreto de alta resistencia y duración;
- III. El mortero neumático debe cumplir con las propiedades fisicoquímicas necesarias para las condiciones de operación;
- IV. Los elementos de alta resistencia a la tensión (tendones) para concreto presforzado deben tener características para resistir las bajas temperaturas del Gas Natural Licuado;
- V. Los materiales de los anclajes permanentes en los extremos de los tendones para concreto presforzado deben mantener sus propiedades estructurales a la temperatura del Gas Natural Licuado;
- VI. El acero de refuerzo para el concreto reforzado debe soportar las condiciones del Gas Natural Licuado;
- VII. De ningún modo 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 Gas Natural Licuado durante la operación normal;
- VIII. Protección del fondo del espacio entre Contenedores. Se debe incluir 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 Gas Natural Licuado en el espacio entre contenedores, y
- IX. El espacio entre los Contenedores primario y secundario de un tanque de Gas Natural Licuado se debe llenar con aislamiento rígido.

5.1.6.26. Válvulas de relevo de presión o vacío.

5.1.6.26.1. Los tanques de Gas Natural Licuado deben estar equipados con válvulas de relevo de presión y vacío de acuerdo con el código NFPA 59 A vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, dichos dispositivos deben comunicarse directamente con la atmósfera.

5.1.6.26.2. Se deben incluir válvulas de relevo de vacío si el tanque puede estar expuesto a una condición de vacío superior para la que se diseña el contenedor.

5.1.6.26.3. Cada válvula de relevo de presión o de vacío de los tanques de Gas Natural Licuado debe aislarse del tanque para mantenimiento o para cualquier otro fin por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo y debe cumplir como mínimo con las características siguientes:

- I. Las válvulas de cierre deben de ser del tipo que se puedan poner en una posición completamente abierta;
- II. Se deben incluir válvulas de relevo de presión y de vacío en el tanque de Gas Natural Licuado de tal manera que cada una se aísle individualmente, a fin de realizar pruebas o dar mantenimiento a la vez que se conservan las condiciones de equilibrio requeridas;
- III. En caso de requerirse sólo una válvula de seguridad, se debe incluir 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;
- IV. No se debe cerrar más de una válvula de relevo a la vez, y
- V. Se deben diseñar 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.

5.1.6.26.4. Para determinar el tamaño de las válvulas de relevo de presión se debe especificar lo siguiente:

- I. Para calcular la capacidad de las válvulas de relevo de presión se deben tomar en cuenta, entre otras, las causas de aumento de presión siguientes:
 - a) Exposición al fuego;
 - b) Alteración en la operación, como una falla en un dispositivo de control;
 - c) Otras circunstancias resultado de fallas en el equipo o errores de operación;
 - d) Desplazamiento de vapores durante el llenado;
 - e) Evaporación súbita durante el llenado como consecuencia de la mezcla de productos;
 - f) Determinación del tamaño de las válvulas de relevo de vacío de composición diferente o de las condiciones termodinámicas del flujo de llenado a su entrada en el tanque;
 - g) Pérdida de refrigeración o falla del dispositivo de extracción de vapor generado por ebullición;
 - h) Flujo de calor de la bomba de recirculación, y
 - i) Caída de la presión barométrica.
- II. Las válvulas de relevo de presión deben tener capacidad suficiente para liberar el flujo individual mayor o el que resulte de cualquier combinación de flujos probables, y
- III. El flujo mínimo para aliviar la presión en kg/h no debe ser menor a 3% del contenido total del tanque en 24 horas.

5.1.6.26.5. Para determinar el tamaño de las válvulas de relevo de vacío se debe especificar lo siguiente:

- I. La capacidad de las válvulas de relevo 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, y
 - c) Reducción de presión en el espacio de vapor como resultado del llenado con líquido subenfriado.
- II. Los dispositivos de relevo de vacío deben dimensionarse para aliviar la capacidad de flujo determinada para la contingencia individual más grande o cualquier combinación de contingencias razonable y probable, menos la tasa de vaporización que se produce por la ganancia de calor normal mínima en el Gas Natural Licuado del tanque;
- III. No se permite incrementar la capacidad de relevo de vacío para sistemas de represión de gas o sistemas de recuperación de vapor;
- IV. 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 de entrada en Watt.
- Hn = flujo normal de calor en tanques refrigerados (pérdidas normales de calor) en Watt.
- A = área de superficie húmeda expuesta del tanque en m2
- F = factor ambiental de la Tabla 3 siguiente.

Tabla 3. Factores ambientales

Base	Factor f
------	----------

Contenedor base	1.0
Instalaciones de aplicación de agua	1.0
Instalaciones de despresurización y vaciado	1.0
Contenedor subterráneo	0
Aislamiento o protección térmica*	
Unidades del sistema internacional (SI)	$F = \frac{U(904 - T_f)}{71,000}$

NFPA 59 A EDICION 2019.

U=coeficiente total de transferencia de calor [$W/m^2 \cdot ^\circ C$] del sistema de aislamiento mediante la aplicación del valor promedio para el rango de temperatura entre T_f hasta $904^\circ C$;

T_f =temperatura del contenido del recipiente en condiciones de alivio ($^\circ C$).

- V. El área de superficie húmeda expuesta será el área que llegue a una altura de 9.15 m sobre el nivel del suelo;
- VI. 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 $538^\circ C$, y
- VII. La capacidad de relevo se debe determinar por la fórmula siguiente:

$$W = H/L$$

En donde:

W = capacidad de relevo en gramo/segundo (g/s) del vapor producido en condiciones de relevo.

H = flujo total de calor de entrada en watt.

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

- VIII. 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:

Qa = la capacidad de flujo equivalente del aire, m³/h a $15^\circ C$ 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 gramo/gramo-mol (g/gmol).

5.1.6.27. Bombas y Compresores.

Las bombas y compresores deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. Ser de materiales adecuados para las condiciones de diseño de presión y temperatura;
- II. Contar con válvulas para permitir que dichos equipos sean aislados para darles mantenimiento;
- III. Contar con una válvula de no retorno para cada una de las líneas de descarga, cuando estén conectados en paralelo;
- IV. Las bombas y compresores deben contar con un dispositivo de alivio de presión en la descarga, lo anterior para limitar la presión y esta no sea superior a la presión máxima de diseño de la carcasa del compresor o bomba y de las tuberías y equipos en la descarga, a menos que éstos estén diseñados para tolerar la presión máxima de descarga de las bombas y compresores;
- V. Además del dispositivo local de paro, las bombas o compresores deben contar con control remoto de fácil acceso en el cuarto de control o a una distancia mínima de 8 m del equipo, que permita parar la bomba o el compresor en una emergencia;
- VI. Las bombas y compresores remotos que se utilizan para transferir Gas Natural Licuado deben tener controles para detener su operación desde la zona de trasvase, así como desde el sitio donde están localizados;
- VII. Se deben incluir luces de señalización en la zona de trasvase para indicar cuándo están en paro o en funcionamiento una bomba o compresor remoto de trasvase;
- VIII. Para las bombas se debe proveer de un venteo, una válvula de alivio o ambos que eviten la sobrepresión de la carcasa de la bomba durante la tasa máxima de enfriamiento posible, y
- IX. Para los compresores que manejan gases inflamables deben estar provistos de conductos de ventilación de todos los puntos donde los gases puedan escapar normalmente. Los respiraderos deben conducirse fuera de los edificios hasta un

punto de eliminación segura.

5.1.6.28. Recondensador o relicuador.

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. 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.

5.1.7. Sistema de Regasificación (Vaporizadores).

5.1.7.1. Clasificación de los Vaporizadores del sistema de Regasificación.

- I. Si la temperatura de la fuente de calor natural sobrepasa 100 °C, se deben utilizar Vaporizadores con fuente de calor remota, y
- II. 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.

5.1.7.2. Diseño y materiales del sistema de Regasificación.

5.1.7.2.1. Los Vaporizadores del Sistema de Regasificación deben ser diseñados de acuerdo con códigos y prácticas recomendadas tal como el código ASME de Calderas y Recipientes a Presión vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, considerando un rango de temperatura de operación de los Vaporizadores entre 162°C y 37.7°C.

5.1.7.2.2. Los intercambiadores de calor del Vaporizador deben estar diseñados para una presión de operación al menos igual a la que resulte mayor de la presión máxima de descarga de la bomba de Gas Natural Licuado o la presión máxima del sistema del tanque presurizado que alimenta a los intercambiadores.

5.1.7.3. Tubería y válvulas del sistema de Regasificación.

5.1.7.3.1. La válvula de descarga de cada Vaporizador, las válvulas de relevo y los componentes de la tubería requeridos en la entrada del sistema de Regasificación deben ser diseñadas para operar a la temperatura del Gas Natural Licuado -162°C.

5.1.7.3.2. El sistema de Regasificación debe contar con un equipo automático de control para prevenir la descarga de Gas Natural Licuado o de gas dentro del cabezal de distribución a la salida de éste 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.

5.1.7.3.3. La salida del cabezal de distribución debe contar con tubería de la misma especificación para operar a la temperatura del Gas Natural Licuado -162 ° C, al igual que la salida de los equipos automáticos de detección y hasta la válvula de bloqueo automático del cabezal de distribución.

5.1.7.3.4. Para aislar un Vaporizador conectado en paralelo cuando no opera éste debe contar con doble válvula y venteo de tal manera que el Gas Natural Licuado 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.

5.1.7.3.5. Cada Vaporizador con fuente de calor propia debe contar con un dispositivo para interrumpir el proceso de transferencia de calor al Gas Natural Licuado. Este dispositivo debe contar con control local y remoto de acuerdo con lo siguiente:

- I. 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;
- II. 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 por no más de 3 m del Vaporizador. Esta válvula debe cerrarse cuando se detecte alguna de las señales siguientes:
 - a) Pérdida de presión en la línea (flujo excesivo);
 - b) Fuego detectado por el sistema de detección de gas y fuego en las inmediaciones del Vaporizador, y
 - c) Baja temperatura en la línea de descarga del Vaporizador.
- III. Si la Instalación es asistida por personal, el control para la operación manual de la válvula automática de corte debe estar separado como mínimo 15 m del Vaporizador.

5.1.7.3.6. Cada Vaporizador con fuente de calor propia o fuente de calor ambiental debe contar con una válvula de corte en la línea de Gas Natural Licuado a una distancia no menor de 15 m del Vaporizador, además de cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- I. Si el Vaporizador está dentro de un edificio, la distancia se mide desde dicho edificio, y
- II. Esta válvula puede ser la válvula de corte de la salida del tanque de Almacenamiento de Gas Natural Licuado o una válvula específica para esta función.

5.1.7.3.7. Los Vaporizadores con fuente de calor propia o fuente de calor ambiental que estén separados a 15 m o menos de un tanque de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, deben tener una válvula automática de corte en la línea de Gas Natural

Licuado y tener las características siguientes:

- I. Esta válvula debe estar separada a no más de 3 m del Vaporizador y debe cerrarse cuando se detecte alguna de las señales siguientes:
 - a) Pérdida de presión en la línea (flujo excesivo);
 - b) Fuego detectado por el sistema de detección de gas y fuego en las inmediaciones del Vaporizador, y
 - c) Baja temperatura en la línea de descarga del Vaporizador.
- II. Si la Instalación es asistida por personal, el control de la válvula automática de corte debe estar separado como mínimo 15 m del Vaporizador.

5.1.7.3.8. 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.

5.1.7.4. Dispositivos de relevo de Vaporizadores.

Cada Vaporizador debe contar con válvulas de relevo de seguridad dimensionadas de acuerdo con los requisitos siguientes:

- I. 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% de la presión de operación máxima permisible del Vaporizador;
- II. 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;
- III. 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;
- IV. 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 60°C durante su operación normal a menos que hayan sido diseñadas para operar a temperaturas más elevadas;
- V. 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, y
- VI. Si se introduce gas para eliminar ese problema, éste debe ser de determinada composición o introducirse de modo que no cree una mezcla inflamable dentro del sistema.

5.1.7.5. Suministro de aire de combustión.

5.1.7.5.1. La toma de 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 que se encuentren dentro de edificios o estructuras completamente cerradas, debe diseñarse para que el suministro sea desde el exterior.

5.1.7.5.2. 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.

5.1.8. Sistema de tuberías y accesorios.

5.1.8.1. El diseño de los sistemas de tuberías debe apegarse a lo establecido en el código ASME B 31.3, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.1.8.2. Requisitos de diseño sísmico. Las tuberías de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado se deben clasificar en una de las tres categorías sísmicas siguientes:

- I. Categoría I: Tuberías soportadas por los tanques de Gas Natural Licuado, las tuberías de las válvulas del ESD y las tuberías de agua contra incendio;
- II. Categoría II: Tuberías que conducen Gas Natural Licuado y gases inflamables, y
- III. Categoría III: Tuberías no incluidas en las Categorías I y II anteriores.

5.1.8.3. Las tuberías Categoría I debe diseñarse para el SOB y SPS determinados de conformidad con el numeral 5.1.6.13 fracciones I y II de la presente Norma Oficial Mexicana. Para el diseño no se deben aplicar modificaciones a la respuesta del sismo SOB.

5.1.8.4. Las tuberías Categoría II deben diseñarse por sismo de acuerdo con ASCE/SEI 7-16 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. Puede usarse un factor de modificación de respuesta $R_p = 6$ como máximo. Debe aplicarse un valor de importancia $I_p = 1.5$.

5.1.8.5. Las tuberías Categoría III deben diseñarse por sismo de acuerdo con ASCE/SEI 7-16 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. Puede usarse un factor de modificación de respuesta $R_p = 6$ como máximo. Debe aplicarse un valor de importancia $I_p = 1.0$.

5.1.8.6. Las tuberías deben ser analizadas aplicando un análisis estático equivalente o análisis dinámico que cumpla con ASCE/SEI 7-16 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. Las cargas del SOB, del SPS y del sismo de diseño se deben combinar con otras cargas aplicando la combinación de cargas de ASCE/SEI 7-16 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. La rigidez de los soportes de tubería en la dirección de apoyo debe ser incluida en el modelo de análisis de esfuerzos.

5.1.8.7. 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.

5.1.8.8. Se deben incluir dispositivos para controlar la expansión y contracción esperada debido a los cambios de temperatura de tuberías, uniones de tuberías y válvulas de corte, a fin de prevenir:

- I. Falla de tuberías o soportes por sobrecarga o Fatiga;
- II. Fugas;
- III. Tensiones o distorsiones perjudiciales en las tuberías, y
- IV. Fugas en válvulas o en equipos conectados (bombas y turbinas), resultado de empujes excesivos y movimientos en la tubería.

5.1.8.9. 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.

5.1.8.10. La tubería que pueda estar expuesta a la temperatura criogénica de un derrame de Gas Natural Licuado 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 incremente la emergencia de manera significativa, debe diseñarse con alguno de los puntos siguientes:

- I. Utilizar materiales que soporten tanto la temperatura normal de operación como las temperaturas extremas a las que podrían estar sujetos durante una emergencia;
- II. Utilizar aislamiento térmico u otro medio para retrasar la falla provocada por las temperaturas extremas hasta que se pueda implementar una acción correctiva, y
- III. Aislarse con el flujo detenido donde la tubería está expuesta sólo al calor ocasionado por un derrame encendido durante una emergencia.

5.1.8.11. 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 el método de prueba ASTM E84 o UL 723 vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan, y debe mantener las propiedades mecánicas y térmicas necesarias durante una emergencia cuando este expuesto al fuego, calor, frío o agua.

5.1.8.12. Sistemas de tubería dentro de tubería. El diseño de sistemas de tubería dentro de tubería criogénicos debe tomar en cuenta lo siguiente:

- I. Estudios sísmicos y geotécnicos;
- II. Especificación de las condiciones de cargas dinámicas y cargas estáticas, y
- III. Especificación del movimiento relativo máximo entre la tubería interior y exterior.

5.1.8.13. La tubería interior y la tubería exterior deben ser diseñadas y fabricadas de acuerdo con el código ASME B 31.3 sección VIII vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, además debe apegarse a una de las consideraciones siguientes:

- I. Si la tubería exterior funciona como un sistema envolvente al vacío, la falla de dicha tubería exterior no debe dañar a la tubería interior, y
- II. 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.

5.1.8.14. El espacio anular y el sistema de soporte del tubo interior deben ser diseñados para minimizar la conductividad térmica y la ganancia de calor. Todos los componentes en el espacio anular deben ser seleccionados para minimizar la degradación del aislamiento a largo plazo, además debe ser especificado el nivel de vacío del espacio anular, en su caso.

5.1.8.15. Los tanques con conexiones mayores de 0.025 m de diámetro nominal a través de las cuales pueda escapar el líquido deben diseñarse cuando menos con alguno de los dispositivos siguientes:

- I. Una válvula de cierre automático en caso de estar expuesta al fuego;
- II. Una válvula de cierre rápido, de control remoto que permanezca normalmente cerrada, con excepción del periodo de operación;
- III. Una válvula de no retorno en las conexiones de llenado, y
- IV. Válvulas de cierre para limitar el volumen de fluido que puedan descargarse en caso de falla.

5.1.8.16. Las válvulas de cierre de emergencia de 0.2 m o mayor deben contar con dispositivos de operación motorizada y manual.

5.1.8.17. 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, este tiempo de cierre debe ser resultado del estudio hidráulico por sobre presión correspondiente.

5.1.9. Sistemas de venteo y destrucción.

Las emisiones a la atmósfera por emergencia se pueden dar por venteo directo o mediante un sistema de destrucción, de acuerdo con las especificaciones del proyecto durante la ingeniería y con los resultados de un estudio de dispersión de gas y de radiación térmica.

5.1.10. Instrumentación y control.

5.1.10.1. La instrumentación para los tanques 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.

5.1.10.2. Los tanques de menos de 265 m3 deben contar con la instrumentación y servicios eléctricos de conformidad con las recomendaciones de los fabricantes y la normatividad vigente.

5.1.10.3. En cada tanque de Gas Natural Licuado con capacidad superior a 265 m3 se deben incluir, como mínimo, los instrumentos siguientes:

- I. Dispositivos para medir la densidad del Gas Natural Licuado a niveles diferentes dentro del tanque;
- II. Por lo menos dos sistemas independientes de medición de nivel del Gas Natural Licuado instalados de forma que sea posible reemplazarlos sin interrumpir la operación del tanque y que compensen la variación de la densidad del Gas Natural Licuado;
- III. Por lo menos dos alarmas independientes de nivel alto y alto-alto. Estas alarmas deben ser visibles y audibles para que se tomen las medidas para el control del proceso;
- IV. Dispositivos de cierre automático de llenado a nivel alto-alto, independientes de los medidores de nivel;
- V. Por lo menos dos alarmas independientes de nivel bajo y bajo-bajo;
- VI. Dispositivos para medir la temperatura del Gas Natural Licuado en la parte superior, media e inferior del Contenedor primario;
- VII. Indicadores, medidores y transmisores de presión de vapor de Gas Natural Licuado 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 Gas Natural Licuado dentro del tanque;
- VIII. Por lo menos dos dispositivos independientes de relevo de presión y de vacío;
- IX. Medidor diferencial de presión entre el Contenedor primario y Contenedor secundario con alarma audible y visible;
- X. Dispositivos de relevo de presión del Contenedor primario y de vacío en el espacio del domo suspendido, en su caso;
- XI. Monitoreo de la temperatura de la pared lateral del Contenedor primario;
- XII. 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 Gas Natural Licuado, con alarma audible y visible;
- XIII. Control de temperatura del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque, en su caso;
- XIV. Sondas de temperatura y medidores de deformación en los Contenedores auto soportados para controlar los esfuerzos en la estructura durante la fase de enfriamiento;
- XV. Incluir en el diseño medios para aislar el tanque del resto del sistema y para ponerlo Fuera de operación;
- XVI. Incluir en el diseño medios para desalojar el gas y para la entrada y salida de personal y equipos requeridos para inspección y mantenimiento del tanque;
- XVII. Incluir en el diseño medios de calentamiento y enfriamiento requeridos para el arranque, operación normal, puesta Fuera de operación y restablecimiento de la misma, e
- XVIII. Incluir en el diseño medios para purgar los tanques cuando se vacían para darles mantenimiento.

5.1.10.4. Sistema de control de llenado del tanque desde la parte superior y desde la parte inferior, así como para la recirculación del Gas Natural Licuado a fin de evitar la estratificación de este.

5.1.10.5. Se deben controlar las temperaturas de entrada de Gas Natural Licuado 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 transferencia de calor.

5.1.10.6. Se deben incluir sistemas para monitorear y controlar 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.

5.1.10.7. El sistema de instrumentación y control de los equipos de Almacenamiento y vaporización de Gas Natural Licuado debe estar diseñado para que en caso de falla de energía eléctrica o de aire para instrumentos, el sistema ubique en una condición segura al proceso hasta que las condiciones de energía o aire de instrumentos se reestablezcan.

5.1.10.8. Sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles de seguridad adecuados para el personal y la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en condiciones de operación normales y de emergencia.

5.1.10.9. El sistema de control y monitoreo remoto permanente del proceso y de las operaciones de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe ubicarse en el cuarto de control de la Instalación.

5.1.11. Sistema de Trasvase de Gas Natural Licuado y refrigerantes.

5.1.11.1. Es aplicable al sistema de trasvase de Gas Natural Licuado, refrigerantes, líquidos y gases inflamables hacia y desde los tanques de Almacenamiento y los puntos de Recepción por Buque-tanque, Auto-tanque y Carro-tanque.

5.1.11.2. En las áreas donde se transfieran diversos fluidos, los brazos de transferencia, mangueras y cabezales se deben diseñar de acuerdo con las propiedades fisicoquímicas y condiciones de operación requeridas por el producto o productos que fluyen en cada sistema.

5.1.11.3. Se deben diseñar y especificar las válvulas de aislamiento en los extremos de cada sistema de trasvase conforme a las condiciones requeridas por los productos.

5.1.11.4. Seguridad del sistema de trasvase. El diseño de muelles, embarcaderos, atracaderos y escolleras debe incorporar como mínimo lo siguiente:

- I. Características de las olas;
- II. Características del viento;
- III. Corrientes prevalecientes;
- IV. Rango de las mareas;
- V. Profundidad del agua en el muelle y en el canal de acercamiento;
- VI. Energía absorbida máxima permisible durante el atraque y máxima presión frontal sobre las defensas de los mástiles de atraque;
- VII. Configuración de los mástiles de atraque;
- VIII. Velocidad de acercamiento del Buque-tanque;
- IX. Ángulo de acercamiento del Buque-tanque;
- X. Requisitos mínimos de los remolcadores, incluyendo la potencia;
- XI. Cubierta de seguridad de los brazos de transferencia;
- XII. Configuración de los mástiles de amarre, y
- XIII. Resistencia a las fuerzas sísmicas, incluidos terremotos y tsunamis.

5.1.11.5. 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.

5.1.11.6. 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.

5.1.11.7. El cabezal de descarga debe estar equipado con válvulas de aislamiento y conexiones de drenaje tanto para el Gas Natural Licuado como para las líneas de retorno de vapor, de manera que las mangueras y los brazos puedan ser aislados, drenados y despresurizados antes de ser desconectados; dichos accesorios deben cumplir, como mínimo, lo siguiente:

- I. Las válvulas de aislamiento de cualquier tamaño y las válvulas de vapor de 0.20 m y mayores deben estar equipadas con operadores motorizados adicionales a los equipos de operación manual;
- II. 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;
- III. 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, y
- IV. Las válvulas deben estar localizadas en el punto de conexión de la manguera o del brazo al cabezal.

5.1.11.8. Adicionalmente para el diseño de las válvulas de aislamiento en el cabezal, cada línea de retorno de vapor y de trasvase de Gas Natural Licuado o de vapor debe tener una válvula de aislamiento con acceso inmediato, localizada en tierra cerca del camino de acceso al muelle, en su caso, y contar con las características siguientes:

- I. Cuando hay más de una línea las válvulas deben estar agrupadas en un sitio;
- II. Las válvulas deben estar identificadas por el servicio para el que están diseñadas;
- III. Las válvulas de 0.20 m y de mayor tamaño deben estar equipadas con operadores motorizados, y
- IV. Adicionalmente, las válvulas deben estar equipadas para operación manual.

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

5.1.11.10. Sólo se podrá trasvasar Gas Natural Licuado a Auto-tanques, Semirremolques y Carro-tanques que cumplan con la regulación que la Agencia emita en ese tema.

5.1.11.11. Las estructuras de soporte de tuberías, cableados y tanques deben ser diseñadas y especificadas durante la ingeniería utilizando materiales incombustibles.

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

5.1.11.13. Las tuberías, bombas y compresores deben estar protegidos contra daños que les puedan causar los movimientos de los Buque-tanques, Auto-tanques y Carro-tanques.

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

5.1.11.15. Las purgas y venteos deben estar diseñadas para descargar en un área segura. Adicionalmente, el diseño de cada línea de trasvase de líquido o vapor debe tener una válvula de emergencia a una distancia entre 8 m y 30 m del área de trasvase, la cual pueda ser operada localmente y/o desde el cuarto de control remoto y cumplir con lo siguiente:

- I. Estas válvulas o sus dispositivos de acción remota deben ser fácilmente accesibles para su uso en caso de emergencia, y
- II. Como alternativa, se podrá usar una válvula en la línea común del cabezal de trasvase.

5.1.11.16. Mangueras y brazos de transferencia.

5.1.11.16.1. 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-tanque de Gas Natural Licuado, ocasionados por el cambio de las mareas y de la carga del Buque-tanque de Gas Natural Licuado, así como las oscilaciones producidas por el oleaje, conforme a lo establecido en el código ISO 16904 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.1.11.16.2. Las mangueras que se usen para trasvase de Gas Natural Licuado deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas. Las mangueras deben estar aprobadas para el servicio de trasvase y diseñadas para una presión de ruptura no menor de cinco veces la presión de servicio.

5.1.11.16.3. Se deben usar mangueras de trasvase metálicas flexibles o tubos y conexiones giratorios, cuando se esperen temperaturas de operación inferiores a -51°C.

5.1.11.16.4. Los brazos de transferencia de Gas Natural Licuado deben tener alarmas que indiquen cuando se está llegando al límite de extensión.

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

5.1.11.16.6. Se debe diseñar un sistema de Desconexión Rápida de Emergencia (DRE).

5.1.12. Sistema de agua de mar, cuando aplique.

5.1.12.1. En el diseño se debe determinar el número y las características técnicas de las bombas de agua de mar, asegurando la capacidad nominal de Regasificación. Asimismo, deben ser capaces de asegurar las necesidades de agua de los intercambiadores y de los circuitos de refrigeración, considerando la falta de disponibilidad de la bomba de mayor potencia.

5.1.12.2. El Filtro debe estar diseñado de acuerdo con las características fisicoquímicas del agua de mar requeridas en el proceso, las recomendaciones del fabricante de la bomba y de los equipos correspondientes.

5.1.12.3. Se debe diseñar un sistema de protección contra la corrosión, para los sistemas de agua de mar, ya que pueden sufrir corrosión interna y/o un atrancamiento por especies biológicas.

5.1.13. Sistema de nitrógeno.

5.1.13.1. Se debe diseñar una red de distribución de nitrógeno líquido con materiales criogénicos de acuerdo con el estándar ISO 16903 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.1.13.2. Se deben evitar interconexiones entre la red de distribución de nitrógeno y la red de aire en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.14. Sistema de control y monitoreo.

5.1.14.1. Durante la etapa de Diseño de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado se debe incluir un sistema de control y monitoreo principal para proveer información al personal operativo y supervisar el correcto funcionamiento de las operaciones que se realizan en las Instalaciones y en caso necesario tomar acciones correctivas. Este sistema de control y monitoreo debe tener como mínimo las características siguientes:

- I. 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;

- II. Este sistema debe mantener los valores de las magnitudes físicas dentro de los límites de operación normal y, en caso de que dichas magnitudes se salgan de dichos límites, el sistema debe activar alarmas de advertencia de operación de emergencia;
- III. El sistema debe contar con elementos para controlar en forma automática una operación de emergencia y, en su caso, permitir el control manual de la misma;
- IV. Recabar, almacenar y mostrar información, en forma continua y confiable, correspondiente a la señalización de campo: estados de dispositivos, mediciones, alarmas, entre otros;
- V. Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, tales como: abrir o cerrar válvulas, arrancar o parar bombas, entre otros;
- VI. Alertar al operador de cambios detectados en la Instalación, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la Instalación (eventos). Estos cambios deben ser almacenados en el sistema para su posterior análisis, y
- VII. Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, entre otros.

5.1.14.2. Cuarto de Control.

La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe tener un cuarto de control principal para proveer información al personal operativo para supervisar el correcto funcionamiento de las diferentes Instalaciones y en caso necesario tomar acciones correctivas. Este cuarto de control debe tener las características siguientes:

- I. Debe estar ubicado o protegido de las Instalaciones de proceso, de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, de manera que sea operable durante una emergencia;
- II. Desde el cuarto de control deben ser operables los sistemas de control de trasvase de Gas Natural Licuado, los sistemas de control operados remotamente, y los sistemas de control de paro automático requeridos y de acuerdo con la filosofía de operación de la Instalación;
- III. Este cuarto 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 ESD automático;
- IV. Cuando una Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado tiene varios cuartos de control secundarios, debe haber más de un medio de comunicación entre los cuartos de control;
- V. Cada cuarto de control debe tener medios de comunicación de advertencia de condiciones peligrosas en las áreas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y
- VI. Contar con un sistema presurizado de ventilación e incorporar detectores de gas, cuando aplique, y de acuerdo con la ingeniería del proyecto.

5.1.15. Sistema de Paro por Emergencia (ESD por sus siglas en inglés).

5.1.15.1. Se debe diseñar el sistema ESD de acuerdo con el código ANSI/ISA 84.1 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. El Diseño de la Instalación debe contar con un sistema de paro de emergencia, que permita dirigir las actividades a un estado seguro, este sistema debe diseñarse considerando los criterios establecidos en la filosofía de operación del proceso de la Instalación, además del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos que realice el Regulador en la etapa de Diseño de la Instalación; el Análisis de Capas de Protección (LOPA) debe incluir la identificación de funciones de seguridad, entre ellas el paro de emergencia y definir el nivel de integridad de seguridad (SIL) de las posibles funciones resultantes; ambos estudios deben ser realizados por personal especializado en la materia.

5.1.15.2. El sistema o sistemas de ESD deben tener un diseño a prueba de fallas y ser instalado, ubicado o protegido para minimizar la posibilidad de que quede inoperante en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal, este sistema debe cumplir con las características siguientes:

- I. Pueda ser activado manualmente, y
- II. Pare los componentes críticos del proceso en orden adecuado de manera automática.

5.1.15.3. En caso de emergencia el sistema ESD debe aislar o cerrar la fuente de suministro de Gas Natural Licuado, líquidos y gases inflamables en las Instalaciones.

5.1.15.4. El ESD, debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.

5.1.15.5. 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 detenidos por el ESD, siempre que se prevea o sea controlada la fuga de fluidos inflamables o combustibles.

5.1.15.6. Los sistemas ESD 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 como mínimo con los requisitos siguientes:

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

5.1.15.7. Los activadores manuales se deben diseñar para localizarse 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 cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra activaciones accidentales;
- II. Se debe activar la alarma visual y sonora local, así como la del cuarto de control;
- III. El paro automático se debe activar solamente cuando se tenga redundancia de la detección para evitar paros debidos a falsas alarmas;
- IV. Se debe Diseñar un control del sistema ESD centralizado en el cuarto de control de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. Este sistema ESD centralizado debe ser independiente del sistema de control general y debe actuar con prioridad sobre éste;
- V. Las señales de los detectores de gas y fuego se deben centralizar bajo el control del sistema ESD del cuarto de control y repetidas en los cuartos de seguridad y de vigilancia, si son distintos;
- VI. Identificar equipo y procesos que sean incorporados dentro del ESD, incluyendo análisis de subsistemas, en su caso, y la necesidad de despresurizar Contenedores o equipos específicos durante una emergencia por incendio, e
- VII. Indicar el tipo y la ubicación de sensores para iniciar la operación automática del ESD o sus subsistemas.

5.1.15.8. En lo que respecta al sistema contra incendio, este debe estar energizado independiente a la del "sistema de paro por emergencia de las Instalaciones".

5.1.16. Sistema general de comunicaciones interior y exterior.

5.1.16.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe contar con lo siguiente:

- I. Un sistema de comunicación primario para establecer comunicación por voz entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- II. Un sistema de comunicación de emergencia para establecer comunicación por voz 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, y
- III. Una fuente de potencia eléctrica de emergencia para cada sistema de comunicación, con excepción del equipo energizado por sonido.

5.1.16.2. Se debe disponer de un sistema de comunicaciones en los lugares de trasvase del Gas Natural Licuado para mantener el contacto con el personal relacionado con dicha operación de trasvase.

5.1.16.3. Se debe incluir en la etapa de Diseño un sistema de comunicación entre el Buque-tanque y la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, así como definir un protocolo de comunicación que indique las condiciones de operación, cierre, conexión, desconexión y otras que deben ser incluidas en el procedimiento 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-tanque como en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.17. Sistema eléctrico.

5.1.17.1. El diseño de los servicios eléctricos, así como el equipo y cableado eléctrico deben cumplir con los requisitos de la NOM-001-SEDE-2012.

5.1.17.2. Se deben proporcionar las conexiones a tierra y uniones eléctricas, así como pararrayos en los tanques, estructuras metálicas, equipos y tuberías de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012.

5.1.17.3. Fuentes de potencia eléctrica. Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, iluminación y sistemas de combate contra incendios de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado deben tener, como mínimo, 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 como mínimo con las condiciones siguientes:

- I. Estar ubicados en un lugar separado o protegido de las otras áreas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y tener capacidad de operar durante una emergencia, y
- II. El suministro de combustible a los sistemas de generación eléctrica debe estar protegido contra peligros probables durante una condición de emergencia de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.17.4. Alumbrado en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. Las Instalaciones donde se transfiere Gas Natural Licuado durante la noche deben tener alumbrado en la zona de trasvase.

5.1.18. Sistema de retención.

5.1.18.1. Las áreas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado que deben contar con pendientes, drenajes y medios de retención como los descritos en los numerales 5.1.18.2. Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje y 5.1.18.3. Drenajes de la presente Norma Oficial Mexicana, son las siguientes:

- I. Áreas de proceso;
- II. Áreas de Vaporizadores y cercanas;
- III. Áreas de trasvase de Gas Natural Licuado, refrigerantes y líquidos inflamables, y
- IV. Áreas cercanas alrededor de tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, refrigerantes y líquidos inflamables.

5.1.18.2. Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje.

5.1.18.2.1. El área de retención para un tanque de Gas Natural Licuado debe tener una capacidad volumétrica mínima de retención, V , que corresponda a alguna de las siguientes:

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

5.1.18.2.2. El área de retención para varios tanques de Gas Natural Licuado debe tener una capacidad volumétrica mínima de retención, V , que corresponda a alguna de las siguientes:

- I. $V = 100\%$ de la capacidad máxima del líquido de todos los tanques en el área de retención, o
- II. $V = 110\%$ 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 debido a una fuga o incendio en cualquier otro Contenedor en el área de retención compartida.

5.1.18.2.3. Los cálculos de capacidad volumétrica para áreas de confinamiento deben tener en cuenta los equipos dentro del área de confinamiento que podrían afectar la capacidad.

5.1.18.2.4. No deben utilizarse conductos de drenaje cerrados para el Gas Natural Licuado, excepto los conductos que se utilizan para conducir rápidamente el Gas Natural Licuado 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.

5.1.18.2.5. Las paredes de retención deben cumplir, como mínimo, con los requisitos siguientes:

- I. Los Diques, paredes de retención, sistemas de drenaje y cualquier orificio en los mismos deben ser diseñados para resistir la carga hidrostática del Gas Natural Licuado 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, y
- II. La cubierta exterior de un tanque de doble pared puede ser diseñada como pared de retención de Gas Natural Licuado si satisface los requisitos de la fracción anterior y no es afectada por la falla del tanque.

5.1.18.2.6. El Contenedor secundario de los tanques de contención doble y contención total debe ser diseñado para que, en caso de derrame e incendio, retenga el Gas Natural Licuado durante el tiempo que dure el fuego, y debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. 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 Gas Natural Licuado;
- II. Los tanques deben ser diseñados 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 Gas Natural Licuado, y
- III. Si el diseño del 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 Gas Natural Licuado.

5.1.18.2.7. Los tanques de contención doble y total deben evitar tener penetraciones de tuberías por debajo del nivel de líquido.

5.1.18.2.8. Los Diques, muros de contención y canales de drenaje para la contención de líquidos inflamables debe cumplir con lo establecido en las normas oficiales mexicanas aplicables y en el código NFPA 30 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.1.18.2.9. En caso de que la flotación del aislamiento pueda afectar su función se deben implementar las medidas de mitigación necesarias.

5.1.18.2.10. La altura del Dique de retención y la distancia desde los tanques que operen a 100 kPa o menos debe determinarse de acuerdo con lo especificado en la Figura 2 Distancia de la pared de retención al Contenedor primario.

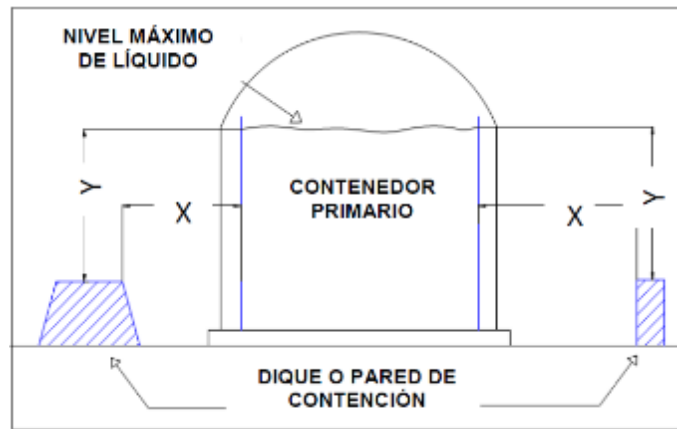


Figura 2.- Distancia de la pared de retención al Contenedor primario.

- I. La dimensión X debe ser igual o exceder la suma de la dimensión Y más la carga equivalente sobre el Gas Natural Licuado 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;
- II. La dimensión X es la distancia desde la pared interior del Contenedor primario hasta la cara más cercana de la pared de retención, y
- III. 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.

5.1.18.3. Drenajes.

5.1.18.3.1. El diseño del drenaje debe considerar la captación de aguas pluviales de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, la capacidad del drenaje pluvial se debe calcular en función del volumen mayor que resulte de la cantidad de agua colectada no contaminada de todas las áreas y debe tener la capacidad de conducir las aguas recuperadas a un punto de descarga autorizado.

5.1.18.3.2. De igual manera el Diseño de la Instalación debe establecer las medidas necesarias para contener los derrames accidentales de Gas Natural Licuado dentro de la Instalación que pongan en riesgo equipos y estructuras importantes de ésta, o propiedades vecinas, o lleguen a cursos o cuerpos de agua, tales como; canales, arroyos, ríos, lagunas o el mar. Para tal efecto, las áreas de la Instalación deben contar con medios de retención del Gas Natural Licuado formados por paredes que pueden ser barreras naturales, Diques, excavación, muros o una combinación de éstos. Los medios de retención deben descargar en un área segura establecida en la Instalación.

5.1.18.4. Remoción del agua.

5.1.18.4.1. El sistema de remoción de agua debe estar Diseñado 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.

5.1.18.4.2. Cuando el sistema de remoción de agua incluya bombas para desalojar el agua, la especificación técnica de estas debe considerar como mínimo lo siguiente:

- I. Operar lo necesario para mantener el espacio de retención tan seco como sea práctico, y
- II. Las bombas con operación automática deben considerar tener controles automáticos de paro redundantes para prevenir su operación cuando haya Gas Natural Licuado.

5.1.18.5. Protección del suelo por el uso de equipo criogénico.

Los tanques de Gas Natural Licuado, cajas frías, soportes de tuberías y tubos, así como otros aparatos de uso criogénico se deben diseñar 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.

5.1.19. Sistema contra incendios.

5.1.19.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe contar con un sistema contra incendio de conformidad con lo establecido en los códigos y estándares siguientes: ISO 13702, NFPA 10, 11, 12, 12A, 13, 14, 15, 59A y 750, vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan, según aplique; el sistema contra incendios debe cumplir como mínimo lo siguiente:

- I. Sistema contra incendio base agua (bombas contra incendio, cabezal y sistemas de distribución de agua, hidrantes monitores, gabinetes con mangueras, entre otros);
- II. Sistema de cortina de agua;
- III. Sistema de aspersión;
- IV. Sistema de expansión de espuma, y

V. Extintores a base de polvo químico seco.

5.1.19.2. Se deben considerar los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la Instalación, así como estar basados en principios de ingeniería de protección contra incendios, y determinar como mínimo lo siguiente:

- I. Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios, derrames y fugas de Gas Natural Licuado, además de líquidos y gases inflamables;
- II. 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;
- III. Los métodos necesarios para la protección del equipo y las estructuras contra los efectos de la exposición al fuego;
- IV. Sistemas de agua de protección contra incendios; a menos que las recomendaciones del ARSH determinen que el uso de agua es innecesario o poco práctico en instalaciones con almacenamiento de Gas Natural Licuado menor a 450 m³;
- V. Equipo para extinción de incendios y otro tipo de equipo para control de incendios;
- VI. Disponibilidad y tareas individuales asignadas al personal de la planta y disponibilidad de personal externo de respuesta durante una emergencia;
- VII. Equipo de protección, capacitación especial y calificación individual requeridos por parte del personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, relativos a brigadas contra incendios, con objeto de desarrollar eficazmente las tareas durante una emergencia; lo anterior, de conformidad con las prácticas internacionalmente reconocidas, y

VIII. Otros equipos y sistemas de protección contra incendios.

5.1.19.3. Sistemas de agua para protección contra incendio en las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.19.3.1. Se debe contar con 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, de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y de acuerdo con los códigos NFPA 13, 14, 15, 20, 22, 24, ASME B31.3, ASME B16.34, entre otros; vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan, según aplique.

5.1.19.3.2. Debe consistir en un anillo principal con ramales para alimentar a todos los equipos y dispositivos para combate de incendio, el anillo debe estar ubicado en rutas perimetrales en áreas libres de riesgos para evitar daños debido al fuego o explosión.

5.1.19.3.3. El diámetro de la tubería que forma el anillo principal debe estar determinado a partir del cálculo del riesgo mayor. Para el seccionamiento se deben incluir válvulas tipo compuerta. Se deben colocar hidrantes, monitores o estaciones de manguera (gabinetes o carretes) o una combinación de ellos de acuerdo con el riesgo esperado y a las condiciones específicas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.19.3.4. De acuerdo con el cálculo hidráulico, se deben colocar válvulas reguladoras de presión en la tubería antes de los equipos contra incendio, para evitar que la presión represente un riesgo al personal que maneja el equipo, por seguridad del equipo mismo y evitar golpes de ariete en la tubería.

5.1.19.3.5. 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, hidrantes, monitores o estaciones de manguera con el flujo y Presión de diseño para un solo incidente máximo esperado en la Instalación, más un flujo de 63 l/s adicional durante no menos de 2 horas para mangueras portátiles.

5.1.19.3.6. El número y posición de los equipos fijos de protección contra incendio, tales como hidrantes, monitores, gabinetes de manguera, debe ser tal, que dos chorros de agua a presión no procedan del mismo equipo, y cubran el área a proteger.

5.1.19.3.7. La localización de las bombas contra incendio y los controladores debe cumplir con el código NFPA 20 vigente, equivalente, superior o aquel que los sustituya; en ningún caso las bombas se deben localizar en áreas peligrosas, según lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012.

5.1.19.3.8. El equipo contra incendio solo se debe usar para combate de incendios, conatos de incendio y sus pruebas específicas.

5.1.19.4. Otros equipos de control y extinción de incendios.

- I. Vehículos contra incendio. Durante la etapa de diseño se debe considerar la especificación técnica para adquirir el vehículo contra incendio que se requiera en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, el cual debe cumplir con lo especificado en el código NFPA 1901 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya;
- II. Extintores. El diseño debe determinar el tipo de agente extintor, capacidad, ubicación e instalación de los extintores móviles sobre ruedas y portátiles, según haya sido determinado en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos. Estos deben cumplir con los requerimientos de los productos manejados y sus características establecidas de acuerdo con las Normas NOM-002-STPS-2010, NOM-100-STPS-1994 y el código NFPA 10 vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los modifiquen o sustituyan y considerar al menos los siguientes aspectos:
 - a) Propiedades de los combustibles y de los materiales existentes en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
 - b) Área y disposición de ocupación del edificio;

- c) Gravedad del riesgo;
- d) Clases esperadas de incendios;
- e) Otros dispositivos o sistemas de protección;
- f) Distancias de recorrido para llegar a los extintores;
- g) Tasa esperada de propagación del fuego;
- h) Intensidad y tasa de desarrollo de calor;
- i) Humo aportado por los materiales incendiados;
- j) Los extintores deben estar disponibles en lugares estratégicos para el combate del incendio, y

k) Seleccionarse de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes.

- III. Supresión de incendios para cuartos de control y/o cuartos cerrados con equipo electrónico. Para el diseño se debe tomar en cuenta principalmente la generación de corto circuito y altas temperaturas en el cableado y los dispositivos complementarios, la operación de equipos eléctricos y/o electrónicos que serán ahí ubicados, de igual manera se deben considerar las propiedades combustibles de los materiales de uso común y los que serán utilizados en la construcción de estos cuartos;
- IV. El sistema debe ser diseñado para tener la capacidad necesaria para extinguir el evento de incendio en la zona de riesgo, así mismo, la capacidad de reserva debe ser igual a la requerida para ese evento. La ingeniería debe determinar el tamaño de tuberías, velocidad de flujo, número y tipos de boquillas, presión en boquillas, área o volumen protegido por cada boquilla, concentración requerida, cantidad del agente y tiempo necesario de descarga y permanencia del agente para la supresión de incendio, de acuerdo con lo indicado en el estándar ISO 14520-1 y los códigos NFPA 12 y NFPA 2001 vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan, y
- V. Recubrimiento para protección pasiva contra fuego: Las estructuras y soportes metálicos que como resultado del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos estén en zonas de influencia por fuego y que en caso de falla de estabilidad estructural pongan en riesgo vidas humanas o aporten combustible al incendio se deben proteger con un recubrimiento para protección pasiva contra fuego de acuerdo con los requisitos establecidos en los estándares ISO 834-10, UL 263 y UL 2431 vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan.

5.1.20. Sistema de gas y fuego.

5.1.20.1. Este sistema debe monitorear continuamente las áreas específicas que presenten riesgo de incendio derivado de derrames de Gas Natural Licuado, fugas y concentraciones de gases inflamables e incendios eléctricos o no relacionados con el proceso, incluyendo los edificios cerrados y los canales de drenaje cerrados; debe incluir un sistema de detección y alarma que cuente como mínimo con detectores de humo, gas y fuego para monitorear, alertar, suprimir eventos y siniestros causados por fuga de Gas Natural Licuado, de Gas Natural u otros gases inflamables y la presencia de humo o de llamas en caso de que se haya iniciado un incendio, este sistema debe diseñarse de acuerdo con el código NFPA 72 vigente, equivalente o aquel que lo sustituya.

5.1.20.2. Los detectores de baja temperatura deben estar vinculados al sistema de detección de gas y fuego en las áreas específicas de acuerdo con el numeral anterior.

5.1.20.3. Todos los componentes del sistema de gas y fuego deben estar diseñados de conformidad con lo establecido en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y deben activar la (s) alarma (s) audible y visual en el área donde se encuentren y en el cuarto de control con vigilancia permanente, el sistema debe activar automáticamente el paro por emergencia cuando se haya confirmado un evento no deseado, y activar el sistema contra incendio correspondiente de acuerdo con la filosofía de operación de la Instalación.

5.1.20.4. Los sistemas mencionados en el numeral inmediato anterior, 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.1.20.5. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar una alarma visible y audible que no exceda el 25% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) del gas que se esté monitoreando.

5.1.20.6. Los elementos de este sistema deben especificarse en la ingeniería del proyecto y deben tomar en cuenta las necesidades detectadas en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, debiendo contar como mínimo con los siguientes elementos:

- I. Detector de humo;
- II. Detector llama (incendio);
- III. Detector para baja temperatura;
- IV. Detector de gas combustible;
- V. Detector de gas tóxico;
- VI. Alarmas audibles y visibles;
- VII. Generador de tonos y/o mensajes;

- VIII. Altoparlantes (bocinas);
- IX. Estaciones manuales de alarma;
- X. Procesadores;
- XI. Fuentes de alimentación;
- XII. Tarjetas de entrada / salida;
- XIII. Enlaces de comunicación, y
- XIV. Software.

5.1.21. Edificios.

5.1.21.1. Para los edificios que tengan una función de seguridad o que alojen personal, se debe establecer en su diseño las medidas necesarias para conservar las funciones esenciales y los mecanismos principales de seguridad ante la ocurrencia de sismos de intensidad máxima.

5.1.21.2. En función del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos los edificios cerrados deben estar presurizados y las entradas de aire de la ventilación forzada deben incorporar detectores de gas para accionar el paro de los compresores e impedir su puesta en marcha con el fin de evitar cualquier riesgo de entrada de gas en el interior del edificio.

5.1.21.3. Los cuartos de control deben estar diseñados para permitir su ocupación el tiempo necesario para la ejecución de los procedimientos de emergencia y su evacuación con total seguridad hacia un lugar seguro; los sistemas de calefacción, ventilación y climatización deben estar diseñados para resistir las posibles radiaciones térmicas.

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

5.1.21.5. Si los cuartos en los que se maneja GNL y fluidos inflamables se ubican dentro de edificios o están contiguos a edificios en los cuales no se maneje este tipo de fluidos, por ejemplo, cuartos de control y talleres, las paredes comunes deben limitarse a no más de dos, deben diseñarse para control de fuego y explosión de acuerdo con lo siguiente:

- I. La ventilación de deflagración de acuerdo con el código NFPA 68 equivalente, superior o aquel que lo modifique o sustituya;
- II. Las paredes comunes no deberán tener puertas u otras aberturas de comunicación, y
- III. Las paredes comunes deben tener una clasificación de resistencia al fuego de al menos 1 hora.

5.1.21.6. Si en el diseño se incluyen sótanos o niveles debajo de piso, se debe especificar un sistema de ventilación mecánico complementario.

5.1.21.7. Los edificios o recintos estructurales en los que se vayan a manejar Gas Natural Licuado y gases inflamables deben ser diseñados para ser de construcción ligera y no combustibles, sin muros de carga.

5.1.21.8. Si los cuartos que contienen Gas Natural Licuado y fluidos inflamables se ubican dentro de edificios o adyacentes a construcciones en las cuales no se vayan a manejar este tipo de fluidos, entre otros, cuartos de control y talleres, las paredes comunes deben limitarse a no más de dos, deben diseñarse para resistir una presión estática de como mínimo 4.8 kPa, no deben tener puertas ni otras aberturas de comunicación y deben tener un valor nominal de resistencia contra el fuego como mínimo de 1 h.

5.1.21.9. Si existe la posibilidad de que se presenten vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe ubicarse en el nivel más bajo expuesto a tales vapores, a efecto de evitar que se acumulen en estos niveles.

5.1.22. Vialidades.

El diseño debe estar orientado a que las operaciones con vehículos dentro de la Instalación se realicen en forma secuencial, eficiente y segura desde su ingreso y hasta la salida de la Instalación, cumpliendo como mínimo con las siguientes condiciones:

- I. Ingreso y salida de o hacia la vialidad externa;
- II. Señalización con instrucciones básicas de circulación y acceso a las áreas internas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y
- III. Estacionamientos:
 - a) Temporal de Auto-tanques en función del proceso operativo, y
 - b) De empleados, visitantes y contratistas.
- IV. Accesos para combate de incendios;
- V. Considerar que los Auto-tanques realicen el mínimo de movimientos dentro de la Instalación para acceso o salida del área de esta, y
- VI. Que las áreas de circulación para personas deben ser delimitadas y señalizadas de conformidad a lo establecido en la norma NOM-026-STPS-2008.

5.1.23. Sistema de regulación y medición

Se debe diseñar un sistema de regulación y medición que cumpla con los requisitos de la NOM-007-ASEA-2016 y que como mínimo, esté formado por: válvulas de entrada, manómetros, sistema de medición, dispositivo regulador de presión, válvula de

seguridad y válvula de corte de salida.

5.1.24 Control de la corrosión.

El Regulado debe realizar el diseño de un sistema de control de la corrosión de las Instalaciones de Almacenamiento de Gas Natural Licuado que así lo requieran con base en el estudio de los aspectos ambientales que pueden influir en la misma tales como suelo, aire y agua, considerando las condiciones de operación y su compatibilidad con los materiales para determinar los mecanismos de protección de los componentes de la Instalación de acuerdo con los códigos NACE vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan.

5.2. Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.

5.2.1. Generalidades.

5.2.1.1. Para la etapa de Diseño de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera, además de cumplir con los requerimientos de toda la sección 5.1 (Excepto los numerales 5.1.2. Requisitos para la selección del sitio, 5.1.3. Distribución de las áreas de las Instalaciones y 5.1.4. Distanciamientos) debe cumplir con lo establecido en el numeral 5.2 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.

5.2.1.2. Las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera deben diseñarse para realizar las mismas funciones que las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra, es decir, constarán de áreas para la Recepción, Almacenamiento, Regasificación de Gas Natural Licuado y entrega de gas natural. El transporte de gas natural a la costa se realizará mediante un Gasoducto marino.

5.2.2. Requisitos para la selección del sitio.

5.2.2.1. Debe establecerse una zona de exclusión para actividades de terceras personas no relacionadas con las actividades de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado con una distancia mínima determinada mediante el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

5.2.2.2. Los estudios para determinar la localización de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado deben considerar, como mínimo, los aspectos siguientes:

- I. Condiciones del lecho marino y del mar;
- II. Condiciones océano-meteorológicas;
- III. Aspectos ambientales;
- IV. Sismología;
- V. Zonas de exclusión derivadas del tránsito y actividades marítimas existentes;
- VI. Protección de las Instalaciones contra el oleaje y condiciones de atraque de los buques, y
- VII. Transporte del Gas Natural a la costa.

5.2.3. Generalidades del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

5.2.3.1. Se debe llevar a cabo un Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos para las distintas áreas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera de conformidad con lo establecido en la normatividad que para tal efecto emita la Agencia.

5.2.3.2. En el diseño deben considerarse los aspectos de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado 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 Instalación, oficinas y cuartos de control requieren condiciones especiales de diseño.

5.2.3.3. En el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de una Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado 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.

5.2.3.4. Se deben identificar los peligros y la sucesión de eventos que se pueden desencadenar, así como los efectos de estos en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera o en secciones de esta. Dichos efectos se deben considerar en la evaluación de los beneficios que se obtienen de las opciones de control de riesgos existentes o potenciales.

5.2.3.5. El diseño de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe minimizar el riesgo de un derrame de Gas Natural Licuado en el océano e incorporar las opciones de control de riesgos que sea necesario implementar como medidas de prevención y mitigación.

5.2.3.6. El Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera debe incluir los eventos siguientes como mínimo y determinar los efectos de estos en la misma y el gasoducto:

- I. Daños a la estructura ocasionados por condiciones ambientales extremas, impacto o colisión de Buque-tanques y embarcaciones sobre la construcción, caída de objetos, colisión de un helicóptero, exposición a temperaturas criogénicas, exposición a temperaturas altas por radiación térmica;
- II. Incendio y explosión;

- III. Fuga de Gas Natural Licuado del Contenedor primario del tanque debido a defectos en los materiales y/o en la construcción y otros tipos de daños a la estructura;
- IV. Contaminación ocasionada por fuga del Gas Natural Licuado;
- V. Fuga de gas inflamable o tóxico;
- VI. Pérdida de la estabilidad termodinámica dentro de un tanque debido a la estratificación del Gas Natural Licuado;
- VII. Pérdida de algún componente del sistema de la estación de fondeo, amarre y protección del Buque-tanque;
- VIII. Pérdida de capacidad para descargar Gas Natural Licuado o para entregar gas natural en la costa;
- IX. Pérdida de cualquier componente crítico en el sistema de proceso, y
- X. Pérdida de potencia eléctrica.

5.2.4. Factores ambientales.

5.2.4.1. Condiciones Ambientales de Diseño (CAD). La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado se debe diseñar para resistir, sin poner en riesgo su integridad, las condiciones ambientales específicas del lugar que se denominan CAD. Para establecer la magnitud de estas CAD se debe utilizar un intervalo de reincidencia de como 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.

5.2.4.2. Condiciones Ambientales de Operación (CAO). La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado se debe diseñar para evitar que las condiciones ambientales específicas del lugar que se denominan CAO puedan poner en riesgo la seguridad de alguna operación o función. Las operaciones que se deben tomar en cuenta son, entre otras, la transportación e instalación de la EFG, las operaciones posteriores a ésta y arranque de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, tales como el atraque y amarre de los Buque-tanques de Gas Natural Licuado y de abastecimiento, así como el trasvase de Gas Natural Licuado y el ascenso y descenso de personal.

5.2.4.3. Para determinar las CAD y la CAO de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera, se deben investigar, entre otros, los factores ambientales del lugar de la Instalación siguientes:

- I. Oleaje;
- II. Viento;
- III. Corrientes marinas;
- IV. Mareas y tormentas;
- V. Gradientes de temperatura del aire y del mar;
- VI. Hielo y nieve, en su caso;
- VII. Crecimiento marino vegetal y animal, y
- VIII. Sismicidad.

5.2.5. Metodología de diseño.

Las instalaciones relativas a la plataforma de concreto y la EFG se deben diseñar utilizando el procedimiento de estados límite.

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

5.2.5.1.1. Se deben determinar las condiciones océano-meteorológicas para el sitio de ubicación de la Instalación, 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:

- I. Estado Límite Último (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 Instalación 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;
- II. Estado Límite de Servicio (ELS): Las condiciones que ocurren durante la operación normal de la Instalación. Se considera que es factible la operación normal completa de la Instalación en este estado. Se podrán tomar en cuenta la probabilidad conjunta de ocurrencia de oleaje, corrientes y viento, si se cuenta con información de probabilidad conjunta de varios eventos, y
- III. Estado Límite de Fatiga (ELF): Constituye la descripción de la carga ambiental a largo plazo que experimentará durante la vida de la Instalación.

5.2.5.1.2. Condiciones océano-meteorológicas.

Para clasificar las condiciones océano-meteorológicas en los Estados Límite que se deben aplicar para el diseño de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, se debe determinar como mínimo lo siguiente:

- I. 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;
- II. 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, y
- III. 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.

5.2.5.1.3. Parámetros para determinar las cargas de diseño.

Las condiciones de oleaje y corrientes marinas que deben tomar en cuenta para un diseño específico se podrán determinar, entre otros, mediante lo siguiente:

- I. Distribuciones estadísticas de los parámetros oceanográficos que describen el oleaje y corrientes marinas en la región donde se localiza el sitio propuesto para la Instalación. 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;
- II. 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, tales como, 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;
- III. Una o más olas individuales que pueden especificarse junto 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, y
- IV. 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.

5.2.5.2. Diseño sísmico.

5.2.5.2.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera y sus componentes deben diseñarse de conformidad con un análisis sísmico específico del sitio propuesto para la ubicación, el cual debe de ser congruente con el potencial sísmico del sitio.

5.2.5.2.2. El diseño de las Instalaciones, tanques de Gas Natural Licuado en costa afuera 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.

5.2.5.2.3. 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.

5.2.5.2.4. Combinaciones de carga, factores de carga y resistencia. Las combinaciones de carga, factores de carga y resistencia de diseño estructural deben ser congruentes para asegurar que los factores de carga y resistencia incorporan márgenes de seguridad apropiados para cada Estado límite definido.

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

5.2.6.1. Las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera deben diseñarse para instalarse en estructuras huecas construidas de concreto predominantemente que se apoyen sobre el fondo del mar y queden fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deben ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua. La EFG debe diseñarse de acuerdo con la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.6.2. La EFG debe estar diseñada para resistir las cargas inducidas por las condiciones océano-meteorológicas de la región. En su diseño deben tomar en cuenta, como mínimo, los puntos siguientes:

- I. Debe construirse un rompeolas si fuera necesario para permitir que los Buque-tanques atraquen la mayor parte del tiempo en condiciones seguras de acuerdo con las normas aplicables, salvo cuando las condiciones océano-meteorológicas sean excepcionalmente severas;
- II. 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;
- III. Se debe realizar 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;
- IV. 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;

- V. Si resulta necesario, el diseño debe integrar protecciones adicionales para que la EFG constituya un punto de atraque seguro;
- VI. La zona de atraque debe estar diseñada fundamentalmente como un muelle en puerto para recibir Buque-tanques de Gas Natural Licuado de las capacidades especificadas en el proyecto;
- VII. El diseño de las áreas de descarga de abastecimientos a la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y la evacuación de personal debe efectuarse por un acceso separado del acceso usado para las operaciones de trasvase de Gas Natural Licuado, y
- VIII. La altura de la plataforma sobre el nivel máximo del mar debe ser suficiente para proteger a las Instalaciones del efecto del oleaje de acuerdo con lo especificado en la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.7. Análisis estructural de una EFG y del Cimiento en el Fondo del Mar (CFM).

5.2.7.1. La vida útil de una EFG comprende las etapas siguientes:

- I. Construcción;
- II. Transporte;
- III. Instalación;
- IV. Puesta en servicio, operación y mantenimiento, y
- V. Cierre y desmantelamiento.

5.2.7.2. Las EFG se deben diseñar con base en las cargas previstas durante su vida útil, entre ellas, se encuentran las siguientes:

- I. Presión hidrostática;
- II. Cargas sísmicas;
- III. La amplificación dinámica de las cargas durante el transporte y colocación, y
- IV. Cargas debidas a factores ambientales.

5.2.7.3. Para determinar las cargas y fuerzas de diseño sobre la EFG se deben utilizar las Condiciones Ambientales de Diseño como se definen en el numeral 5.2.4.1 Condiciones Ambientales de Diseño de la presente Norma Oficial Mexicana para determinar cargas de oleaje y corrientes marinas.

5.2.7.4. En la evaluación de cargas se debe tomar en cuenta la difracción de las olas originada por los componentes de la estructura de diámetros grandes y cualquier característica topográfica adyacente del fondo del mar.

5.2.7.5. Análisis de elementos finitos.

El Regulado debe analizar la EFG independientemente de los tanques de Gas Natural Licuado y otros componentes estructurales mayores, tomando en cuenta las cargas relevantes, y se deben utilizar modelos computacionales de elementos finitos y otros métodos analíticos que cumplan y tomen en cuenta como mínimo lo siguiente:

- I. 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 representativos de las partes principales de la EFG para poder obtener una distribución de esfuerzos precisa;
- II. 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;
- III. En la evaluación estructural analítica-matemática se deben tomar en cuenta los efectos de condición de frontera, y
- IV. Se debe prestar especial atención en la evaluación estructural de interfaces críticas y cambios abruptos de sección.

5.2.8. Cimiento en el Fondo del Mar (CFM).

5.2.8.1. El diseño debe 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, para minimizar los efectos de hundimiento se debe incluir como mínimo lo siguiente:

- I. En el análisis de seguridad del CFM, se deben usar las cargas definidas en la fracción VII del numeral 5.2.8.1., y las que actúen sobre el CFM durante la colocación de la EFG. La evaluación de los desplazamientos del CFM debe asegurar que no se excedan los límites y se perjudique el funcionamiento y seguridad de la EFG. La evaluación de los resultados de los análisis que se requieren en las fracciones siguientes, debe tomar en cuenta como un sistema interactivo a la EFG y el CFM;
- II. 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:
 - a) Efectos a corto plazo y durante la fase inicial de consolidación de la tormenta base de diseño;
 - b) Efectos acumulados a largo plazo de varios tipos de tormentas, incluyendo la tormenta base de diseño;

- c) Efectos provocados por cargas reincidentes en zonas sísmicas activas, y
- d) Otros efectos posibles sobre el suelo ocasionado por cargas cíclicas, tales como cambios en características deflexión-carga, licuefacción potencial y pendiente estable del suelo.

- III. 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 tomar en cuenta en el diseño la profundidad y extensión lateral de la socavación prevista durante la etapa de investigación del sitio;
- IV. 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 debe tomar en cuenta los valores máximos permisibles de movimientos estructurales, los cuales están limitados por efectos interactivos y por la estabilidad estructural general;
- V. 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:
 - a) 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, y
 - b) 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.
- VI. 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, y
- VII. Condiciones de carga. Se deben tomar en cuenta 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 como mínimo, aquellas cargas relativas a las Condiciones Ambientales de Operación (CAO) y a Condiciones Ambientales de Diseño (CAD) combinadas de la manera siguiente:
 - a) CAO con cargas muertas y cargas vivas máximas de operación de la EFG;
 - b) CAD con cargas muertas y cargas vivas normales de operación de la EFG;
 - c) CAD con cargas muertas y cargas vivas mínimas de operación de la EFG, y
 - d) En áreas de actividad sísmica potencial, el CFM se debe diseñar con resistencia para soportar cargas sísmicas previstas en el análisis sísmico correspondiente.

5.2.8.2. 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. Para el diseño de este tipo de cimiento, el Regulado debe tomar en cuenta como mínimo lo siguiente:

- I. Se debe investigar la estabilidad del CFG por fallas de apoyo y deslizamiento utilizando la resistencia al esfuerzo cortante del suelo determinado, e incluir lo siguiente:
 - a) Los efectos de estructuras adyacentes y la variación en las propiedades de suelo en dirección horizontal;
 - b) 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 de la fracción II, del numeral 5.2.8.2;
 - c) 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 en las CAO, y
 - d) Se deben calcular la consolidación inicial, el asentamiento secundario y el desplazamiento horizontal permanente del CFG.
- II. 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 tomar en cuenta 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:
 - a) 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.

- b) 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.
 - c) 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.
 - d) 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:
 - 1. 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;
 - 2. Si se utiliza un método de esfuerzo total, el factor de seguridad se aplica al esfuerzo cortante sin drenar;
 - 3. 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 la fracción VII, inciso a) numeral 5.2.8. Cimiento en el fondo del mar (CFM) de la presente Norma Oficial Mexicana; 1 y 1.5 para los casos de cargas descritas en la fracción VII, incisos b) y c), numeral 5.2.8. Cimiento en el fondo del mar (CFM), y
 - 4. Los factores de seguridad que se obtienen con el Sismo de Operación Base (SOB), se deben tomar en cuenta en forma especial.
 - e) 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.
- III. Reacción del CFG sobre la EFG. Se deben 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 del análisis del sitio. Los cálculos de las reacciones sirven para tomar en cuenta cualquier desviación de la superficie plana, las características carga-deflexión del suelo y la geometría de la base de la EFG, incluyendo como mínimo lo siguiente:
- a) 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 tomar en cuenta 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, y
 - b) 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.

5.2.9. Diseño del concreto.

5.2.9.1. Los elementos de concreto deben diseñarse de acuerdo con los estudios específicos geotécnicos, océano-meteorológicos y sísmicos realizados en el sitio, así como los factores ambientales descritos en numeral 5.2.4.1. Condiciones Ambientales de Diseño, de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.9.2. El diseño debe incluir todas las condiciones de la vida de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado: construcción, transportación, instalación y operación hasta el cierre y el desmantelamiento. La estructura debe resistir el evento extremo de diseño para todos los niveles de llenado del tanque de Gas Natural Licuado, desde lleno hasta vacío. El evento extremo de diseño es la condición ambiental más severa en un lapso de 100 años.

5.2.9.3. Si la EFG funciona como rompeolas, en su diseño se deben tomar en cuenta 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.

5.2.9.4. Se deben tomar en cuenta las cargas sísmicas en el análisis de la interacción de la EFG con el CFM, incorporando las cargas producidas por el Gas Natural Licuado 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:

- I. 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, y
- II. SPS será considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del Gas Natural Licuado.

5.2.9.5. Las paredes verticales de la EFG deben ser dobles y tener compartimentos para aire y para lastre y deben contar con medidas para prevenir daños a los tanques de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, 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.

5.2.9.6. Las paredes internas de la EFG deben estar protegidas contra los efectos adversos de una fuga de Gas Natural Licuado del Contenedor primario o deben ser capaces de contener el Gas Natural Licuado sin efectos adversos. Los efectos adversos pueden ser, entre otros, agrietamiento, deformaciones térmicas diferenciales o congelamiento del agua de lastre en los compartimentos.

5.2.10. Control de corrosión.

5.2.10.1. Las EFG están sometidas a la acción corrosiva de diferentes ambientes, por lo que el Regulado debe identificar las zonas de corrosión siguientes:

- I. Externas en la atmósfera¹;
- II. Externas sumergidas¹;
- III. Internas en la atmósfera¹;
- IV. Internas sumergidas¹;
- V. De salpicadura: es la parte externa de la EFG que se moja de manera intermitente con las mareas y el oleaje;
- VI. Enterradas: 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, e
- VII. Intermedias: incluyen tiros y cajones que se mojan de manera intermitente con agua de mar debido al oleaje, cambios de marea o cambios de nivel de agua de lastre.

¹ Las zonas atmosféricas y las zonas sumergidas externas e internas se extienden arriba y abajo de las zonas de salpicadura e intermedias, respectivamente.

5.2.10.2. En el diseño de la EFG, para prevenir daños en las estructuras por corrosión, el Regulado debe tomar en cuenta como mínimo lo siguiente:

- I. 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 al efecto microbiológico, debido a la actividad biológica de bacterias en la mayoría de los casos;
- II. De la presencia de ácido sulfhídrico gaseoso (H₂S) en los espacios internos de la EFG como resultado de la acción de bacterias reductoras de sulfatos (BRS);
- III. En las zonas externas en la atmósfera y las zonas de salpicadura e intermedias, la corrosión se debe principalmente al oxígeno atmosférico, y
- IV. 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.

5.2.10.3. Para el control de la corrosión en el ambiente marino se deben utilizar los métodos básicos siguientes:

- I. Revestimientos y forros;
- II. Protección catódica y anódica;
- III. Materiales resistentes a la corrosión, y
- IV. Espesor de pared adicional para corrosión.

5.2.10.4. En la selección y diseño de los sistemas para control de la corrosión se debe tomar en cuenta como mínimo los factores principales siguientes:

- I. Requisitos de funcionamiento del componente protegido y su importancia para el sistema general;
- II. Tipo y severidad de la acción corrosiva del ambiente, y
- III. Vida de diseño y probabilidad de extensión de vida del componente.

5.2.11. Espacio libre y ruta de remolque.

5.2.11.1. El espacio libre para remolcar la EFG fuera del Dique seco 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.

5.2.11.2. 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.

5.2.11.3. Cuando la posición de la EFG durante el remolque al mar sea 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.

5.2.11.4. 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 debe contar con un espacio libre adicional para la operación de los remolcadores.

5.2.11.5. 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.

5.2.11.6. Se debe realizar 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.

5.2.11.7. Sistema de aire para flotación de la EFG. Las paredes verticales de la EFG deben ser dobles y contar con compartimentos; algunos de estos compartimentos se llenan de aire y se utilizan para la flotación de la EFG, los cuales deben cumplir, entre otros, con los requisitos siguientes:

- I. 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;
- II. Aislar para prevenir que una falla en cualquier parte del sistema cause una pérdida de flotabilidad, fuera de los criterios aceptables de estabilidad, calado o francobordo, y
- III. Comprobar que los compartimentos de la EFG no tengan fuga de aire antes de ponerla a flotar.

5.2.11.8. Sistema de lastre para controlar la estabilidad de la EFG. Los compartimentos de lastre pueden ser de dos tipos:

- I. Permanentemente inundados para propósitos de la operación de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, mismos que 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, y
- II. Con 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

5.2.11.9. Capacidad del sistema de lastre.

- I. La capacidad del sistema para cargar y tirar lastre debe cumplir con los requisitos de las operaciones marinas requeridas por la EFG;
- II. El diseño del sistema de lastre debe prevenir que la falla de cualquier válvula para abrir o cerrar, o la fractura de cualquier tubería ocasione que la unidad se inunde cuando no se requiera, o no se pueda inundar la unidad cuando sea requerido;
- III. Todas las entradas internas y externas deben estar protegidas para prevenir daño por entrada de cables y escombros, y
- IV. Cuando se requiera un conducto para suministrar servicios eléctricos y/o hidráulicos, debe proporcionar la capacidad de respaldo adecuada y en los controles de válvulas críticas se deben incorporar sistemas a prueba de fallas.

5.2.11.10. Durante la colocación de la EFG en el sitio de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación Gas Natural Licuado se deben cumplir las condiciones siguientes:

- I. Profundidad del agua. La profundidad del agua alrededor del sitio de la Instalación, incluyendo todas las áreas de actividad temporal, debe ser establecida con exactitud, y
- II. 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.

5.2.12. Penetración.

5.2.12.1. Para el diseño de las paredes verticales de la EFG se deben establecer los criterios de penetración tomando en consideración lo siguiente:

- I. Características geotécnicas del fondo del mar;
- II. El número y tamaño de los compartimentos en las paredes verticales;
- III. Carga en la parte inferior de las paredes verticales;
- IV. Inclinação de la EFG durante la penetración;
- V. Evacuación del agua de los compartimentos de las paredes verticales;
- VI. Medición de la penetración de la EFG, y
- VII. Presión del agua sobre los compartimentos de las paredes verticales.

5.2.13. Protección contra la socavación.

5.2.13.1. Se debe especificar en el diseño que el material debe ser 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.

5.2.13.2. En agua poco profunda o de profundidad media se deben tomar en cuenta 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 debe

disponer de medidas necesarias para evitar o mitigar sus efectos.

5.2.14. Diseño de Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado.

5.2.14.1. Los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado en las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera deben estar constituidos por un Contenedor primario y un Contenedor secundario separados por un sistema de aislamiento criogénico, entre otras, con las características siguientes:

- I. El Contenedor primario debe ser de metal de alguno de los tipos siguientes:
 - a) Autosoportado.
 1. Cilíndrico de conformidad con la fracción III del numeral 5.1.18.2.6. El Contenedor secundario, de la presente Norma Oficial Mexicana;
 2. Tipo B, esférico o prismático, se diseña aplicando métodos analíticos y pruebas de modelos, y
 3. Tipo D, rectangular, soportado sobre un aislamiento de apoyo y diseñado aplicando métodos analíticos y pruebas de modelos.
 - b) No autosoportado, tipo de membrana.
- II. 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:
 - a) Ser una barrera de vapor de Gas Natural Licuado durante operación normal, pero no estar diseñado para contener Gas Natural Licuado;
 - b) Ser capaz de controlar el líquido y el vapor de un derrame de Gas Natural Licuado causado por falla del Contenedor primario. Está permitida la liberación controlada de vapor durante el derrame, y
 - c) Contar con un Sistema de Protección Térmica (SPT) contra la temperatura criogénica causada por el derrame de Gas Natural Licuado del Contenedor primario, esta protección consiste en un recubrimiento que protege al piso y las paredes interiores de concreto del Contenedor secundario hasta la altura máxima prevista que alcanzará el Gas Natural Licuado.

5.2.14.2. El volumen de Gas Natural Licuado 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:

- I. Tipo 1 Contención total. El Contenedor secundario es capaz de controlar el contenido total del Contenedor primario.
- II. 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 Gas Natural Licuado se determina con base en una fuga de diseño del Contenedor primario y la capacidad para desalojar Gas Natural Licuado 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 Gas Natural Licuado se mantiene a su nivel máximo de operación durante el tiempo que dura la fuga;
 - b) Se debe comprobar que el SPT permita controlar el volumen de Gas Natural Licuado que se fuga durante el tiempo necesario para vaciar el tanque, considerando una o la combinación de varias formas de desalojar el Gas Natural Licuado siguientes:
 1. A otro tanque
 2. A un Buque-tanque
 3. A través del sistema de envío de Gas Natural
 4. Enviar al quemador
 - c) La altura mínima del SPT debe ser de 0.5 m arriba del nivel más bajo de Gas Natural Licuado dentro del tanque en que puede operar el sistema de bombeo para descargar Gas Natural Licuado;
 - 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-tanque;
 3. Tiempo necesario para localizar y conseguir el Buque-tanque 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 lo contrario, y
 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 Gas Natural Licuado derramado, se requiere el uso de un sistema alternativo de aislamiento en este tipo de tanques, exceptuando el uso de perlita suelta, debido a que impide la Evaporación del Gas Natural Licuado;
- f) En el espacio entre Contenedores debe haber una atmósfera inerte y seca que debe ser monitoreada y controlada constantemente mediante detectores de gas y de humedad y disponer de sistemas para la extracción de gas y de humedad, así como para controlar la presión y vacío en este espacio, y
- g) Se debe tomar en cuenta la Evaporación de Gas Natural Licuado en el espacio entre los dos Contenedores del tanque. El sistema de condensación de la Evaporación de Gas Natural Licuado debe tener capacidad para condensar el vapor de la fuga adicionalmente a la Evaporación de Gas Natural Licuado normal en los tanques.

III. Tipo 3. Es aplicable solamente a los tanques tipo B que son diseñados de acuerdo con prácticas internacionalmente reconocidas para Buque-tanques. El volumen del derrame de Gas Natural Licuado que se debe controlar es determinado de acuerdo con el concepto de "Fuga Antes de Falla" de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas para Buque-tanques, 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 Gas Natural Licuado por evaporación, bombeo u otro medio, es suficiente para evitar que se derrame Gas Natural Licuado en el espacio entre los Contenedores y que el concreto resiste los derrames de diseño en caso de falla de las bandejas.

5.2.14.3. El piso y las paredes de concreto del Contenedor secundario y de la EFG deben ser diseñadas para soportar temperaturas superiores a 0°C, a menos que se demuestre que el concreto puede resistir adecuadamente una cantidad de ciclos de enfriamiento-calentamiento igual al doble del número de ciclos de llenado previstos para la vida de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. En caso necesario, la EFG debe contar con un sistema de calefacción para cumplir con este requisito.

5.2.14.4. Los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deben tener un diseño estructural que haya incluido el análisis de resistencia y Fatiga en las fases de construcción, transportación, colocación y operación normal. El análisis debe tomar en cuenta los efectos de llenado parcial y de cargas dinámicas debidas al oleaje del Gas Natural Licuado dentro de los tanques que resulta de los movimientos de la EFG causados por actividad sísmica u otras cargas dinámicas, tales como cargas ambientales, entre otros, vientos y corrientes y oleaje del mar, o impactos de los Buque-tanques con la EFG.

5.2.14.5. El diseño de cada tanque de Gas Natural Licuado con capacidad superior a 265 m³ debe cumplir con el numeral 5.1.10.3. y sus fracciones de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.15. Tanques independientes tipo B.

5.2.15.1. 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 70 kPa, 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.

5.2.15.2. Análisis estructural de los tanques independientes tipo B.

- I. Se deben tomar en cuenta los efectos de las cargas dinámicas y estáticas para determinar si la construcción es adecuada con respecto a:
 - a) Resistencia;
 - b) Deformación plástica;
 - c) Pandeo;
 - d) Falla por Fatiga, y
 - e) Propagación de grietas.
- II. Se debe llevar a cabo un análisis estático y dinámico de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas para Buque-tanques, un análisis estructural mediante técnicas computacionales de elementos finitos o métodos similares y un análisis mecánico de fractura o un estudio equivalente;
- III. 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;
- IV. 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;
- V. 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;

- VI. 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 de este.
- VII. Se debe contar con dispositivos para evitar que el Contenedor primario flote en caso de que entre agua en el espacio entre los Contenedores;
- VIII. Se debe realizar un análisis de deformaciones en el cual se consideran las tolerancias máximas de construcción, entre otros, para alineación de placas, elementos para dar rigidez y demás componentes, así como las penetraciones estructurales;
- IX. 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, y
- X. 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 Gas Natural Licuado durante un sismo SOB

MPPAVS = Máxima Presión Permisible de Ajuste de las Válvulas de Seguridad

5.2.16. Tanques tipo membrana.

5.2.16.1. Para tanques de Almacenamiento tipo membrana, deben tomar en cuenta 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.

5.2.16.2. Se deben especificar en el diseño los resultados de la prueba de 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 tomar en cuenta lo siguiente:

- I. 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;
- II. La hermeticidad de la membrana se prueba con gas amoníaco;
- III. Un análisis completo de los movimientos y aceleraciones específicos, así como la respuesta de la estructura de soporte y de los sistemas de contención de carga de Gas Natural Licuado, y
- IV. 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 Gas Natural Licuado dentro del tanque y vibraciones transmitidas a través de la estructura de soporte a la membrana y sus soportes.

5.2.16.3. Se debe realizar un análisis estructural de la estructura de soporte, tomando en cuenta la presión diferencial entre la parte interna del tanque del Gas Natural Licuado y la parte externa o la estructura de soporte. El diseño de la estructura de soporte debe tomar en cuenta:

- I. Las deformaciones de la estructura y su compatibilidad con la membrana y el aislamiento;
- II. Los requisitos de los tanques profundos, tomando en cuenta la presión externa e interna;
- III. El esfuerzo permisible de los materiales de la membrana, de la estructura de soporte de la membrana y del aislamiento en cada caso particular;
- IV. Especificar que se deben realizar pruebas 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;
- V. Especificar que posterior a la instalación de la membrana y del aislamiento se deben realizar pruebas de presión neumática y pruebas con presión mayor en el exterior de la membrana, y
- VI. 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.

5.2.17. Cargas de diseño.

5.2.17.1. Para el diseño de los tanques, soportes y dispositivos, se deben tomar en cuenta las combinaciones apropiadas de las cargas siguientes:

- I. Cargas sísmicas;
- II. Cargas térmicas;
- III. Cargas debidas al oleaje del Gas Natural Licuado causado por eventos sísmicos;
- IV. El peso del tanque y de la carga, así como las reacciones correspondientes en los soportes;
- V. Presión interna;
- VI. Presión externa;
- VII. Cargas del aislamiento, y

VIII. Cargas en las torres y otros accesorios.

5.2.17.2. Las cargas de oleaje del Gas Natural Licuado se deben tomar en cuenta para cualquier nivel de llenado en cada tanque, a menos que se demuestre, que la carga de Gas Natural Licuado almacenada puede ser controlada con oportunidad para que el nivel de Gas Natural Licuado en los tanques se mantenga dentro de los límites de diseño.

5.2.18. Venteo de los tanques.

5.2.18.1. Los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y de vacío de acuerdo con el numeral 5.1.9 Sistemas de venteo y destrucción de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.18.2. 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 Gas Natural Licuado.

5.2.18.3. Las válvulas de alivio de cada tanque deben estar conectadas a una tubería que conduzca los vapores a una chimenea de venteo o a un quemador elevado. En ambos casos se debe realizar el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos para demostrar que, en las condiciones atmosféricas más desfavorables se cumple lo siguiente:

- I. En caso de que se utilice una chimenea de venteo, la dispersión de la nube de mezcla combustible en la atmósfera que no debe ocasionar riesgos en el equipo de la plataforma, y
- II. En caso de que se utilice un quemador, el flujo de radiación térmica en los equipos de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado no debe exceder 5 kW/m².

5.2.19. 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 como mínimo 1.5 m arriba de la máxima elevación de la cresta de las olas, de acuerdo con lo siguiente:

- I. 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, y
- II. 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 tomar en cuenta el periodo de las olas y, en su caso, los maremotos.

5.2.20. Sistemas contra incendios.

El diseño del sistema contra incendios debe cumplir con lo establecido en el numeral 5.1.19. Sistema contra incendios de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.21. Sistema de gas y fuego.

El diseño de los sistemas de gas y fuego debe cumplir con lo establecido en el numeral 5.1.20. Sistema de gas y fuego de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.22. Protección estructural.

5.2.22.1. 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, entre otras, se pueden incluir las siguientes:

- I. En las paredes contra incendios se debe proporcionar protección apropiada para las penetraciones de sistemas eléctricos, de tuberías y de ventilación, entre otros, y
- II. Las partes de las estructuras que puedan ser dañadas por exposición al fuego deben protegerse con aislamiento adecuado.

5.2.23. Protección del personal y dispositivos salvavidas.

5.2.23.1. El diseño debe incluir las áreas de alojamiento de personal, las cuales deben estar aisladas de las áreas de riesgo elevado, entre las que se encuentran las siguientes:

- I. 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, y como mínimo debe cumplir con lo siguiente:
 - a) Contar con rutas protegidas hacia los botes salvavidas, y
 - b) Los dormitorios de la plataforma podrán estar diseñados para funcionar como RTS.
- II. Medios de escape del personal.
 - a) Rutas de escape. Los planos que muestren las rutas de escape deben cumplir como mínimo con lo siguiente:
 1. Las rutas de escape deben estar identificadas e iluminadas adecuadamente;
 2. Debe haber dos rutas o más de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS;
 3. Las rutas de escape deben minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de emergencia;
 4. Las rutas de escape deben tener un ancho mínimo de 0.71 m, y

5. La longitud de los corredores sin salida no debe exceder 7 m.
- b) Botes salvavidas. Debe haber botes salvavidas cerrados, operados por motor diésel enfriado por agua y cumplir con las características siguientes:
 1. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser como mínimo 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, y
 2. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.
- c) 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 y contar como mínimo las características siguientes:
 1. Incluir 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, y
 2. 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.

5.2.24. Sistema de paro por Emergencia (ESD).

5.2.24.1. El diseño del ESD debe cumplir con lo establecido en el numeral 5.1.15. Sistema de Paro por Emergencia de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.24.2. Adicionalmente se debe especificar en el diseño que las estaciones de activadores manuales deben estar ubicadas en las áreas de evacuación principales. Se pueden considerar ubicaciones para estaciones adicionales de ESD, 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.

5.2.25. Trasvase de Gas Natural Licuado y líquidos peligrosos.

5.2.25.1. El sistema de trasvase de Gas Natural Licuado debe cumplir con lo siguiente:

- I. La separación entre el área de trasvase y los equipos de proceso debe ser determinada por el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos específico;
- II. Los accesos para personas a la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado deben estar a una distancia mínima de 30 m del área de trasvase de Gas Natural Licuado;
- III. Se deben incluir dispositivos para la contención y recuperación de los derrames de Gas Natural Licuado en las áreas de trasvase;
- IV. El diseño de estos dispositivos debe cumplir, en lo conducente, con los requisitos del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos correspondiente;
- V. Las zonas de la plataforma no protegidas contra derrames de Gas Natural Licuado deben ser capaces de resistir derrames limitados de Gas Natural Licuado sin daños estructurales, y
- VI. Los sistemas de trasvase de líquidos peligrosos deben cumplir, en lo conducente, con los requisitos de esta sección.

5.2.26. Sistema de Regasificación (Vaporizadores).

5.2.26.1. Los Vaporizadores deben cumplir con los requisitos del numeral 5.1.7. Sistema de Regasificación (Vaporizadores) de la presente Norma Oficial Mexicana y se deben ubicar como mínimo a 30 m de los dormitorios.

5.2.27. Sistemas eléctricos.

5.2.27.1. En el diseño de los sistemas de generación, distribución y utilización de potencia eléctrica se deben utilizar procedimientos y dispositivos de seguridad específicos para Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera de conformidad con los requisitos siguientes:

- I. Se deben utilizar sistemas eléctricos completamente aislados;
- II. Los sistemas de generación y distribución de potencia eléctrica aterrizada para unidades que manejan gases licuados inflamables no deben ser utilizados, a menos que se demuestre que ninguna corriente de falla a tierra atraviesa alguna zona peligrosa;
- III. 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, y
- IV. 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 siendo necesario que los sistemas eléctricos sean completamente aislados.

5.2.27.2. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado costa afuera 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 de emergencia. Los sistemas deben diseñarse como mínimo con las características siguientes:

- I. Se deben utilizar motores reciprocantes o turbinas de gas para impulsar los generadores eléctricos en condiciones normales;
- II. Se deben utilizar motores diésel para impulsar los generadores eléctricos en caso de emergencia y para poner en servicio los sistemas;
- III. Los generadores de emergencia con motor diésel deben arrancar y tomar la carga automáticamente cuando falle la fuente de potencia eléctrica principal. Estos generadores deben contar con un tanque local de diésel con capacidad para operar como mínimo 4 horas a carga nominal de la Instalación;
- IV. El sistema de emergencia debe tener capacidad para suministrar potencia por cuatro días o más para la señalización por luz o señalización por sonido de la estructura de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- V. Los generadores eléctricos deben estar ubicados en áreas no peligrosas. El equipo interior de los generadores encerrados debe ser apropiado para servicio en áreas peligrosas, y
- VI. 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. 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.

5.2.27.3. Los sistemas de protección de los circuitos eléctricos en áreas peligrosas deben cumplir, entre otros, con los requisitos siguientes:

- I. En los sistemas de distribución aislados se debe monitorear continuamente el nivel de aislamiento a tierra y activar una alarma cuando se presente una emergencia;
- II. 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, se debe limitar o interrumpir la corriente de falla y activar una alarma;
- III. 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, y
- IV. Los circuitos monofásicos conectados a un sistema de cuatro hilos deben estar protegidos con interruptores sensibles a las corrientes residuales (30 mA).

5.2.28. Sistemas de venteo y destrucción.

5.2.28.1. Los dispositivos de relevo de presión no deben desfogar directamente a la atmósfera; se debe diseñar 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 una chimenea de venteo o a un quemador elevado para su eliminación segura, determinada de acuerdo con los estudios correspondientes de dispersión de nubes de vapor y de radiación térmica. Este sistema puede estar compuesto por dos subsistemas independientes de alta y baja presión.

5.2.28.2. Capacidad del sistema de venteo y quemador.

- I. 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 probables. El diseño de dicho sistema debe tomar en cuenta lo siguiente:
 - a) Exposición a un incendio;
 - b) Trastorno operacional, es decir, la falla de un dispositivo de control;
 - c) Otras circunstancias que resulten de fallas de equipo y errores de operación;
 - d) Desplazamiento de vapor durante el llenado;
 - e) Gas evaporado súbitamente durante el llenado de los tanques como consecuencia de la mezcla de Gas Natural Licuado de densidades diferentes;
 - f) Pérdida de refrigeración en el tanque;
 - g) Entrada de calor por recirculación de Gas Natural Licuado;
 - h) Caída de la presión barométrica;
 - i) Descarga de un Buque-tanque de Gas Natural Licuado sin línea de vapor de retorno, y
 - j) Paro de uno o todos los compresores de recuperación del vapor generado por ebullición en los tanques de Almacenamiento.

- II. 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 Buque-tanques de Gas Natural Licuado 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.
- III. La ubicación de la chimenea de venteo 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.

5.2.29. Espacios de alojamiento y dormitorios.

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 Gas Natural Licuado 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 Gas Natural Licuado, recipientes con flama (calentadores), recipientes del proceso y otros equipos similares.

5.3. Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.

5.3.1. Requisitos para la selección del sitio.

5.3.1.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe incluir las bases de diseño y comprobar que el predio se ubica en un sitio que cuenta con las condiciones adecuadas, e incluir y evaluar como mínimo la información siguiente:

- I. Del suelo y subsuelo;
- II. De cuerpos de agua superficiales;
- III. Datos climatológicos y patrones de clima severos sobre un periodo de por lo menos 15 años, del cual se tenga registro tanto en el sitio como en Instalaciones gemelas;
- IV. Datos sismológicos, maremoto y sobre cualquier otro fenómeno natural, de por lo menos 15 años;
- V. Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos;
- VI. Modelos de dispersión, radiación y explosión de Gas Natural;
- VII. Radios de afectación relativos a la Instalación;
- VIII. De riesgo de incendio de la vegetación aledaña y actividades adyacentes, en su caso;
- IX. Incidentes potenciales y medidas de mitigación;
- X. Estudio de corrosividad, en su caso, y
- XI. Actividades adyacentes.

5.3.1.2. El sitio donde se ubique la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite, debe ser accesible a los servicios de seguridad, de emergencia y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal y de la Instalación 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 Instalación.

5.3.1.3. La preparación del sitio debe incluir las disposiciones y características topográficas necesarias para recolectar y retener el Gas Natural Licuado 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 numeral 5.1.18. Sistema de retención de la presente Norma Oficial Mexicana, así como para ofrecer, la protección de la Instalación contra las fuerzas de la naturaleza como inundaciones, marejadas, tsunamis y sismos, entre otros.

En el diseño y la ubicación de la Instalación, se deben tomar en cuenta las recomendaciones resultado del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, la atención y seguimiento de éstas.

5.3.1.4. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe estar ubicada en áreas libres de inundaciones, deslizamientos, caída de piedras o fallas geológicas, debe disponer de caminos de acceso habilitados permanentemente para fácil acceso del personal de apoyo en caso de emergencias.

5.3.1.5. En caso de que la Instalación se ubique dentro del área de una planta industrial, comercial o de una mina se podrá utilizar información de la empresa en la que se está instalando.

5.3.1.6. Para la ubicación de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite se debe realizar el estudio de mecánica de suelo para definir y establecer las características a cumplir para las áreas de retención y/o infraestructura para minimizar la posibilidad de derrames o fugas accidentales que pudieran poner en peligro estructuras importantes, equipos, propiedades aledañas o que pudiera alcanzar algún canal de agua cercano a la Instalación.

5.3.1.7. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe ser de uso exclusivo para sus actividades y estar protegida, como mínimo, con una cerca metálica o postes de protección con señalización, garantizando que se impida el acceso a personas ajenas al servicio y que pudieran manipular las Instalaciones o acercarse a las mismas.

5.3.2. Distribución de las áreas de la Instalación.

5.3.2.1. La distribución de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite, estará con base a la ingeniería desarrollada por el fabricante y al lugar en donde sea requerida, se deben tomar en cuenta las medidas de mitigación de riesgo derivadas del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, elaborado de acuerdo con la normatividad emitida por la Agencia y sustentado por personal competente en la materia.

5.3.3. Distanciamientos.

5.3.3.1. La clasificación de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites deberán realizarse de acuerdo con la tabla 4, para poder establecer, de acuerdo con su clasificación las distancias de seguridad mencionadas en la tabla 5.

Tabla 4. Clasificación de Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.

Clase	Capacidad de agua total de la Instalación en m3	
a1		≤ 2
A	Mayor a 2	≤ 5
B	Mayor a 5	≤ 10
C	Mayor a 10	≤ 20
D	Mayor a 20	≤ 40
E	Mayor a 40	≤ 80
F	Mayor a 80	≤ 160
G	Mayor a 160	≤ 400
H	Mayor a 400	≤ 1500

Fuente: UNE 60210, Planta satélite de gas natural licuado, 2018.

5.3.3.2. La distancia a la que los tanques deben ubicarse con respecto de otros elementos se establece en la Tabla 5.

Tabla 5. Distancia de seguridad de tanques de Almacenamiento con respecto a otros elementos.

Capacidad de agua total de la Instalación en m3	a1	A	B	C	D	E	F	G	H
Elementos por proteger	Distancia m								
Aberturas de inmuebles, sótanos, alcantarillas o desagües	3	5	7	9	12	15	20	20	25
Motores, interruptores que no sean a prueba de explosión, depósitos de materiales inflamables ajenos a la Instalación, puntos de ignición controlados.	2	5	7	9	12	15	15	15	15
Proyección líneas eléctricas en áreas de cable desnudo.	10	10	12	15	15	15	15	15	15
Límite de propiedad, carreteras, vías públicas, ferrocarriles.	2	7	8	9	12	15	25	30	35
Aberturas de edificios de concurrencia pública, uso administrativo, docente, comercial, hospitalario, etc.	9	9	12	14	20	24	34	44	55

Fuente: UNE 60210, Planta satélite de gas natural licuado, 2018.

5.3.3.3. La distancia del Auto-tanque en el momento de la descarga a los elementos establecidos será equivalente a la capacidad C.

5.3.3.4. Cuando por fuerza mayor no sea posible cumplir con dichas distancias, se debe incluir en el diseño las medidas de prevención debidamente justificadas, que permitan la reducción de las distancias requeridas.

5.3.4. Área de Recepción.

5.3.4.1. El área para la descarga debe diseñarse con las dimensiones suficientes para el ingreso, circulación, posicionamiento y salida del Auto-tanque con los menos movimientos posibles, dando cumplimiento a lo establecido en la norma NOM-001-STPS-2008.

5.3.4.2. En el área de Recepción se debe diseñar un sistema de puesta a tierra donde la impedancia a tierra sea inferior a 20 ohm, además de cumplir con lo especificado en las normas NOM-001-SEDE-2012 y NOM-022-STPS-2015.

5.3.4.3. La descarga del Gas Natural Licuado desde el Auto-tanque al tanque de Gas Natural Licuado de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite, se debe realizar mediante bombas criogénicas o por diferencia de presiones entre el Auto-tanque y los tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado. Para

realizar la descarga por diferencia de presiones se debe contar con un Vaporizador de Gas Natural Licuado, el cual debe estar a un nivel inferior de la boquilla de descarga del Auto-tanque de Gas Natural Licuado, con el objetivo de alcanzar un aumento rápido de la presión del gas natural que se encuentra en el Auto-tanque.

5.3.4.4. El Vaporizador de aumento rápido de presión del tanque de Almacenamiento debe ser diseñado de acuerdo con los requerimientos establecidos en la ingeniería y con los requerimientos técnicos establecidos para los Vaporizadores de la Instalación.

5.3.4.5. Las mangueras flexibles y conexiones entre el Auto-tanque y la Instalación deben ser diseñadas de acuerdo con las propiedades fisicoquímicas del Gas Natural Licuado y con las condiciones de operación requeridas en el proceso.

5.3.4.6. En las líneas de conexión se deben incluir las válvulas criogénicas necesarias para la maniobra de presurización y descarga. También se requieren válvulas criogénicas para realizar la despresurización de las mangueras previa a su desconexión.

5.3.4.7. La ingeniería de diseño debe incluir válvula de retención en el cabezal de descarga de Gas Natural Licuado a los tanques de Almacenamiento y válvula de seguridad entre dos válvulas de corte consecutivas con el objeto de evitar el flujo de Gas Natural Licuado entre ambas.

5.3.4.8. El área de descarga debe contar con un sistema de paro de emergencia que actúe sobre la Instalación interrumpiendo la descarga.

5.3.5. Sistema de Almacenamiento.

5.3.5.1. Los tanques de Almacenamiento de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites deben ser diseñados, de acuerdo con los numerales: 5.1.6.1, 5.1.6.8, 5.1.6.9, 5.1.6.10, 5.1.6.11, 5.1.6.19, 5.1.6.22, 5.1.6.24, 5.1.6.26, 5.1.6.27 y 5.1.6.28 de la presente Norma Oficial Mexicana, en caso de que no le aplique algún numeral deben justificarlo técnicamente.

5.3.5.2. Los Contenedores de Gas Natural Licuado 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 Gas Natural Licuado.

5.3.5.3. Cada tanque de almacenamiento debe equiparse con válvulas, elementos de control y seguridad de acuerdo con el diseño de la Instalación. 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 el fabricante.

5.3.5.4. El diseño debe considerar que en caso de que el flujo de entrega de gas natural sea menor al flujo previsto, se debe incluir la utilización de válvulas economizadoras, manuales o automáticas, que dirijan parte del vapor de Gas Natural Licuado dentro del tanque al circuito de salida de Gas Natural Licuado a Vaporizadores, para aliviar el aumento de presión dentro del tanque.

5.3.5.5. Los dispositivos de seguridad instalados deben ser redundantes, estar comunicados hacia la atmósfera y poder ser aislados cuando se realicen trabajos de mantenimiento.

5.3.5.6. El tanque de Almacenamiento debe disponer de un manómetro conectado a la fase gas para conocer su presión interior y un indicador de nivel para determinar el nivel de llenado del depósito, así como de un dispositivo que permita la medida de vacío, en su caso. El manómetro debe tener marcado la máxima presión de servicio o de disparo de la válvula de seguridad.

5.3.5.7. El Regulado debe contar con alguno de los mecanismos de contención en los Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado siguientes:

- I. Un área de retención rodeando el(los) tanque(es) que esté formada por una barrera natural, un Dique, un muro de retención o la combinación de estos;
- II. Un área de retención formada por una barrera natural, un Dique, una excavación, un muro de retención o la combinación de estos, además de un sistema de drenado que rodee el(los) tanque(es) ya sea natural o hecho por el hombre;
- III. Donde el tanque esté construido debajo o parcialmente debajo de nivel circundante, un área de retención formada por excavación, o
- IV. Una contención secundaria según sea requerida para el sistema de tanque doble o sistema de tanque con contención de membrana (perlita).

5.3.5.8. Los materiales de los tanques deben de ser apropiados para operar a condiciones criogénicas.

5.3.6. Vaporizadores.

5.3.6.1. Para el diseño de los Vaporizadores se deben incluir 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; dando cumplimiento a lo establecido en el estándar ISO 16903 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

5.3.6.2. 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 Gas Natural Licuado.

5.3.6.3. 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.

5.3.6.4. Cada equipo de vaporización debe estar protegido por una válvula de seguridad criogénica, capaz de ventear el gas suficiente para evitar que la presión de operación 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 de peligro.

5.3.6.5. Cada Vaporizador debe poder aislarse mediante válvulas de bloqueo tanto en el circuito de Gas Natural Licuado - Gas Natural como en el circuito de entrega de gas.

5.3.6.6. Los Vaporizadores y demás elementos complementarios exteriores al tanque de Almacenamiento deben diseñarse para ser anclados a bases de cimentación de concreto armado o acero estructural y sus tuberías de conexión deben ser lo suficientemente flexibles para soportar expansiones y contracciones por los cambios de temperatura.

5.3.7. Recalentadores.

Cuando el diseño de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite requiera de recalentadores de gas utilizados para calentar el gas frío procedente de los Vaporizadores atmosféricos u otros elementos, se deben diseñar de acuerdo con los requerimientos técnicos establecidos para los Vaporizadores de la Instalación.

5.3.8. Válvula de corte por baja temperatura.

5.3.8.1. Se debe incluir 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 -10°C o inferior a la recomendada por el fabricante para asegurar la integridad de los materiales de la Instalación, si ésta es superior a -10°C. Esta válvula de cierre debe ser de reactivación manual y su diseño debe ser resistente al fuego.

5.3.8.2. En caso de que el diseño del equipo no la incluya por razones de ingeniería, se debe presentar la justificación técnica necesaria para acreditar el cumplimiento del numeral anterior, así como la alternativa que cumpla con el objetivo de la válvula de cierre automático.

5.3.8.3. Si el diseño incluye la válvula de corte rápido, la señal de cierre de esta válvula debe provenir de un detector de temperatura que debe integrarse entre los Vaporizadores y la estación de regulación de entrega de gas natural, de acuerdo con la matriz lógica establecida en la ingeniería.

5.3.9. Sistema de tuberías y accesorios.

Para los sistemas de tuberías y accesorios se debe cumplir con lo establecido en el numeral 5.1.8 de la presente Norma Oficial Mexicana, así como con los siguientes puntos:

- I. 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 tomar en cuenta las variaciones en las dimensiones de tuberías debido a cambios de temperatura;
- II. Minimizar el número de bridas en el sistema. Las válvulas deben ser soldadas, excepto que se justifique técnicamente que no pueden ser soldadas;
- III. La orientación de las válvulas de seguridad para las descargas debe minimizar riesgos;
- IV. El diseño de la tubería debe estar acorde con las condiciones de presión y temperaturas de operación.
- V. El sistema debe ser diseñado para minimizar los disparos de las válvulas de seguridad;
- VI. Los componentes situados antes de la válvula automática de cierre por baja temperatura deben ser adecuados para operar a -196°C;
- VII. Los materiales de los elementos situados después 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;
- VIII. 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, en el caso de las tuberías criogénicas;
- IX. Las uniones desmontables de las tuberías se realizarán con conexiones bridadas (cuando aplique), y
- X. Deben considerarse en el Diseño las provisiones de protección para los materiales que pueden tener contacto accidental con GNL debido a una fuga o derrame en caso de emergencia. Las tuberías que se encuentren en ese supuesto 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.

5.3.10. Control de la corrosión.

El Regulado debe realizar el Diseño de un sistema de control de la corrosión de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado que así lo requieran de conformidad con el numeral 5.1.24 de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.3.11. Relevo de presión.

5.3.11.1. 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 integridad en caso de que el Gas Natural Licuado o Gas Natural frío quede atrapado entre ambas válvulas.

5.3.11.2. Los 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.

5.3.11.3. La presión de ajuste de estos dispositivos debe ser inferior a la presión máxima de servicio establecida para la tubería protegida.

5.3.12. Venteo.

El Diseño del sistema de venteo por emergencia de las válvulas de seguridad debe efectuar las descargas en puntos donde no genere condiciones peligrosas.

5.3.13. Sistema de control.

5.3.13.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe contar con un sistema de control manual o automático, que permita la operación, monitoreo y registro del reporte de la operación en cuanto al proceso, funcionamiento y estado de los componentes, así como las condiciones del abastecimiento y aspectos de seguridad del sistema. Para Instalaciones con operación vía remota todas las condiciones antes mencionadas deben transmitirse directamente al controlador lógico programable (PLC) o a un Sistema de Telemetría y generar un registro.

5.3.13.2. Las variables mínimas de proceso para la Instalación deben ser las siguientes:

- I. Control de nivel;
- II. Control de presión;
- III. Control de temperatura;
- IV. Sistema de alarmas de acuerdo con la matriz lógica establecida en la ingeniería, y
- V. Sistema de paro por emergencia local o vía remota.

5.3.14. Sistema contra incendios.

5.3.14.1. Las áreas de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de la Instalación deben equiparse con extintores de polvo seco en proporción de 10 kg de polvo por cada 1000 kg de Gas Natural Licuado, en caso de inventarios menores a 1000 kg deben apegarse a la normatividad aplicable. Los extintores deben colocarse y distribuirse en lugares accesibles de acuerdo con los cálculos y distribución determinados en el diseño. Los extintores deben ser al menos de 9 kg cada uno y estar especificados y cumplir con la función de sofocar fuego de las clases A, B y C.

5.3.14.2. Si la capacidad de Almacenamiento de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota es superior a 450 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).

5.3.15. Estación de regulación y/o medición (cuando aplique).

5.3.15.1. Cuando la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite incluya la estación de regulación, debe incluir en su diseño como mínimo: válvulas de entrada, filtro en Y, manómetros, regulador de presión, válvula de seguridad y válvula de corte de salida.

5.3.15.2. La estación de regulación y/o medición debe cumplir con lo establecido en los numerales 6.6.1, 6.7.4 y 6.9.5.6 de la norma NOM-003-ASEA-2016, de manera enunciativa, más no limitativa.

5.3.16. Odorización del Gas Natural (cuando aplique).

5.3.16.1. El gas natural debe ser odorizado antes de salir de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite 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).

5.3.16.2. La odorización debe cumplir con lo establecido en el apéndice D (normativo) Odorización del gas de la norma NOM-007-ASEA-2016 o el Apéndice Normativo I, Odorización del Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo de la norma NOM-003-ASEA-2016, según aplique.

5.4. Diseño del Gasoducto marino.

5.4.1. Generalidades.

5.4.1.1. Para el diseño del Gasoducto marino se debe definir la siguiente información:

- I. Condiciones de diseño de operación del gasoducto;
- II. Características y propiedades del fluido;
- III. Filosofía de operación del ducto;
- IV. Parámetros oceanográficos e información meteorológica del sitio donde se ubique el gasoducto; (altura de ola, dirección del oleaje, velocidad de corriente, dirección de corriente);
- V. Estudios de batimetría;
- VI. Estudios geofísicos y geotécnicos;

VII. Estudios de riesgo ambiental;

VIII. Trazo preliminar del gasoducto (definiendo origen y destino), y

IX. Actividades para el mantenimiento adecuado.

5.4.1.2. Para cuestiones de diseño, los ductos marinos se dividen en: Ducto Ascendente, Curva de Expansión y Línea regular (incluye arribo playero).

5.4.2. Ducto ascendente.

5.4.2.1. Cuando el Diseño sea por la parte exterior de la plataforma y este sea apoyado en la misma por medio de abrazaderas ancla y abrazaderas guías. Tanto en la abrazadera ancla como en las guías se debe colocar un material aislante para evitar afectación a los sistemas de protección catódica de la plataforma y del Gasoducto marino.

5.4.2.2. La separación y diseño de las abrazaderas se debe definir con base al análisis estructural en función del peso propio, presión, temperatura, fuerza producida por oleaje y corriente y por un análisis por vorticidad, tanto para la fase de instalación como de operación.

5.4.2.3. Se debe diseñar un sistema de protección el cuál puede ser de material metálico o no metálico en la zona de mareas y oleaje, el cual se debe extender en la parte aérea y en la parte sumergida por debajo del Nivel Medio del Mar.

5.4.2.4. La unión entre el ducto ascendente y la curva de expansión se debe diseñar de tal forma que sea una conexión sencilla pero que asegure hermeticidad e integridad estructural bajo las condiciones de carga especificadas.

5.4.2.5. El ducto ascendente se debe proteger con una estructura o defensa fija a la plataforma en la zona de mareas y oleaje, establecido desde el diseño del proyecto para disminuir los efectos de posibles impactos de embarcaciones, lanchas de pasaje o abastecedores.

5.4.2.6. El diseño del Gasoducto marino debe incluir un acceso para toma de potenciales del ducto ascendente en el nivel de pasillos de la subestructura de la plataforma.

5.4.2.7. Para el cálculo del espesor de la tubería y especificación del material se debe dar cumplimiento a lo establecido en las bases de diseño del proyecto.

5.4.3. Curva de expansión.

5.4.3.1. El diseño de la curva de expansión debe garantizar la flexibilidad necesaria para absorber las cargas en las condiciones derivadas de la operación y en los casos de tormenta, puede tener la configuración de una Z o de una L. Los cálculos de la expansión deben prever la interacción entre el gasoducto y el suelo marino.

5.4.3.2. La curva de expansión incluye tramos de tubo recto superficial al lecho marino, más una longitud de transición donde inicia el enterrado hasta unirse con la línea regular. Esta longitud de transición se debe obtener mediante el radio de curvatura permisible para no exceder el 18% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado del material del ducto (SMYS). Además, se debe revisar que no exceda el esfuerzo combinado permisible.

5.4.3.3. Se deben diseñar elementos atiesadores para la curva de expansión cuando el análisis estructural lo requiera.

5.4.3.4. Para el cálculo del espesor de la tubería y especificación del material se debe dar cumplimiento a lo establecido en las bases de diseño del proyecto.

5.4.4. Línea regular.

5.4.4.1. Se deben diseñar como líneas regulares superficiales el segmento del gasoducto comprendido entre las curvas de expansión, las conexiones en ramal y los cabezales marinos, y especificar que se les coloque acolchonamientos para garantizar una flexibilidad suficiente con el fin de absorber los desplazamientos producidos por efecto de expansión y se debe diseñar una curva de expansión.

5.4.4.2. Las conexiones en ramal se deben diseñar con conexiones tipo tee de flujo e incluir válvulas con jaulas de protección para garantizar las condiciones de operación y seguridad.

5.4.4.3. Para el cálculo del espesor de la tubería y especificación del material se debe dar cumplimiento a lo establecido en las bases de diseño del proyecto.

5.4.4.4. En caso de que el espesor comercial seleccionado para la línea regular del gasoducto sea mayor que el espesor comercial seleccionado para la curva de expansión y/o ducto ascendente, se debe igualar con el espesor para la línea regular.

5.4.5. Bases o especificaciones de diseño.

Las bases de diseño, en un ámbito enunciativo más no limitativo, entre otros aspectos necesarios para el proyecto, deben incluir lo siguiente:

- I. Generalidades, ingeniería de proceso, ingeniería de instrumentación, ingeniería de seguridad industrial, ingeniería de ductos marinos, ingeniería de ductos sobre cubierta, ingeniería civil estructural, ingeniería eléctrica, ingeniería en corrosión, entre otros;
- II. Características físicas y químicas del fluido;
- III. Especificaciones del material del ducto y componentes;
- IV. Presión y temperatura en condiciones normales y máximas de operación, condiciones de carga sobre el ducto durante su instalación, operación y mantenimiento;
- V. Espesor adicional por corrosión;

- VI. Filosofía de operación;
- VII. Sistemas de protección para prevención de corrosión interior y exterior del ducto;
- VIII. Información geofísica y geotécnica del suelo;
- IX. Información meteorológica (alturas y dirección de ola, velocidad y dirección de corriente y tormenta de diseño);
- X. Requerimientos adicionales de diseño para las etapas de Construcción, Operación y Mantenimiento, y
- XI. Normas y especificaciones que se deben cumplir en el proyecto.

5.4.6. Trazo del Gasoducto marino.

5.4.6.1. La ruta seleccionada para la tubería marina debe evitar las zonas de anclaje, pilotes, fallas activas, afloramientos de roca y barro deslizante. La selección de ruta debe tomar en cuenta los métodos de instalación aplicable y debe minimizar las tensiones resultantes.

5.4.6.2. El trazo del gasoducto debe garantizar la seguridad al personal operativo de las Instalaciones, al medio ambiente, reducir la probabilidad de daño a la tubería, así como a otras Instalaciones marinas en caso de existir.

5.4.6.3. Para seleccionar el trazo del gasoducto, se debe dar cumplimiento a lo establecido en las bases de diseño del proyecto, a lo establecido en los anexos A, C y D del ISO 13623 vigente, equivalente o aquel que lo sustituya; entre otros, considerando al menos los siguientes aspectos:

- I. Tráfico de embarcaciones;
- II. Actividad pesquera;
- III. Instalaciones costa afuera;
- IV. Características del fondo marino;
- V. Estudio geotécnico;
- VI. Actividad sísmica;
- VII. Cruces con otras Instalaciones;
- VIII. Áreas naturales protegidas, y
- IX. Estratos de roca sepultados.

5.4.7. Estudios geofísicos y geotécnicos.

Se deben llevar a cabo los estudios geofísicos y geotécnicos a lo largo de la ruta marina propuesta del gasoducto para obtener los datos suficientes para el trazo de la franja donde se alojará el gasoducto, así como conocer las Instalaciones existentes ubicadas en la trayectoria, dicho estudio debe incluir:

- I. 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;
- II. Características topográficas que pueden afectar a largo plazo la estabilidad, protección e instalación del gasoducto;
- III. 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;
- IV. Características de suelo a lo largo del trazo del gasoducto, mediante pruebas de laboratorio y/o pruebas en sitio, y
- V. Condiciones de corriente y oleaje, 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.

5.4.8. Cargas.

Durante el diseño se deben considerar las siguientes cargas:

- I. Cargas muertas impuestas al ducto, entre las cuales está el peso propio del tubo, componentes o accesorios, recubrimientos y colchón de suelo en caso de existir y presión externa. Las cargas muertas son de especial importancia en segmentos del ducto sin soportar;
- II. Cargas dinámicas. Los esfuerzos que éstas producen en el ducto. Tales cargas como son: impacto, vibración debida a los vórtices generados por la corriente, oleaje, sismo, movimiento del suelo, y
- III. Cargas por contracción y expansión térmica. Se deben incluir las medidas necesarias para prever los efectos por expansión y contracción térmica el gasoducto.

5.4.9. Espesor de pared de la tubería.

5.4.9.1. El ducto y sus componentes se deben diseñar para resistir la presión interna de diseño (Pint) y la presión externa (Pext) debido a la carga hidrostática, la cual no debe ser menor a la presión interna en cualquier punto del ducto en una condición estática.

5.4.9.2. Para el espesor de pared del ducto marino, se debe seleccionar el espesor de pared mayor calculado por:

- I. Presión interna;
- II. Presión externa;
 - a) Presión de colapso, y

b) Propagación de pandeo.

5.4.9.3. Para el cálculo de las presiones antes mencionadas se debe dar cumplimiento a lo establecido en las bases de diseño del proyecto.

5.4.10. Materiales.

5.4.10.1. Los materiales que van a constituir el gasoducto y sus componentes deben ser compatibles con el gas natural, las cargas, temperatura y posibles modos de falla durante la instalación y operación. Se deben considerar las características siguientes de los materiales:

- I. Propiedades mecánicas;
- II. Dureza;
- III. Resistencia a fracturas;
- IV. Resistencia a la Fatiga;
- V. Soldadura, y
- VI. Resistencia a la corrosión.

5.4.10.2. La selección de materiales debe incluir el nivel de Pruebas No Destructivas (PND) para el gasoducto.

5.4.10.3. Los materiales para el ducto ascendente, curva de expansión, línea regular e interconexiones marinas, deben cumplir con lo indicado en los códigos ASME B31.8 y API 1111, así como con el estándar DNV-OS-F101, vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan, y lo indicado en las bases de diseño del proyecto.

5.4.10.4. Los accesorios como: bridas, conexiones soldables, espárragos, tuercas, empaques y demás accesorios seleccionados en el diseño del Gasoducto marino, deben cumplir los requisitos de composición química, capacidad mecánica, fabricación, componentes y calidad que se establecen en las bases de diseño.

5.4.10.5. Las válvulas que se vayan a instalar bajo y/o sobre el Nivel Medio del Mar (NMM) deben cumplir los requerimientos de las bases de diseño.

5.4.10.6. Las bridas de desalineamiento y las conexiones tipo tee de flujo se pueden utilizar solo cuando el diseño lo establece, sus especificaciones y características deben ser las requeridas para el servicio, conforme con las de fabricación.

5.4.11. Lastre de concreto.

5.4.11.1. Para determinar el espesor del lastre de concreto, se debe realizar un análisis de cargas hidrodinámicas, para determinar las cargas inducidas por el flujo causadas por el movimiento relativo entre la tubería y el agua circundante. Se deben considerar todas las fuentes relevantes como son: olas, corriente, movimientos relativos de la tubería y fuerzas indirectas (por ejemplo, movimientos de buque-tanques), este análisis debe garantizar que la línea submarina permanezca estable bajo las fuerzas hidrodinámicas producidas por las olas y las corrientes.

5.4.11.2. Las especificaciones del proyecto deben dar las características requeridas del concreto.

5.4.11.3. Las curvas de expansión deben llevar lastre de concreto hasta donde inicia el codo vertical para subir a la plataforma.

5.4.12. Análisis de flotabilidad de ducto enterrado bajo el lecho marino.

5.4.12.1. Se debe realizar un análisis de flotabilidad de ducto enterrado bajo el lecho marino. Cuando el ducto está enterrado bajo el lecho marino, tiende a flotar o hundirse en condiciones de tormenta, este fenómeno depende del peso del ducto y su contenido, de la densidad del lecho marino y su resistencia al esfuerzo cortante.

5.4.12.2. La revisión de la flotabilidad de ductos en esta condición se debe realizar de la siguiente manera:

- I. Resistencia del lecho marino más la resistencia adicional generada por su peso sobre el ducto;
- II. Fuerza de flotación, y
- III. Se debe cumplir la desigualdad Fuerza de flotación < Fuerza de resistencia del suelo al hundimiento o flotación por unidad de volumen del ducto.

5.4.13. Enterrado del Gasoducto marino.

El segmento de ducto enterrado debe diseñarse de manera que debe estar tapado al 100% con material de relleno natural. La capa de protección de suelo sobre dicho segmento debe ser el especificado en las bases de diseño del proyecto.

5.4.14. Gasoducto marino superficial.

5.4.14.1. Se permite que el diseño del ducto sea superficial cuando:

- I. No sea posible el tapado del ducto, por ejemplo: cuando exista una longitud muy corta;
- II. Existan Instalaciones cercanas que no lo permitan;
- III. Como resultado del análisis de flexibilidad, y
- IV. Se revise la estabilidad hidrodinámica.

5.4.14.2. Los ductos marinos que lleguen a la costa, en caso de no existir estudios particulares del sitio, se debe incluir en el diseño cubrirlos con un espesor de suelo sobre el ducto mínimo de 3,00 m a partir de tirantes de agua de 5,00 m de profundidad

hasta el arribo a la playa, sin embargo, al final la profundidad del enterrado del ducto en el arribo playero dependerá del método constructivo y de los permisos establecidos por la SEMARNAT.

5.4.15. Vorticidad.

5.4.15.1. Se debe realizar una revisión por vorticidad (vortex), para asegurar que la separación entre abrazaderas de un ducto ascendente es la adecuada.

5.4.15.2. Esta revisión debe estar basada en el cálculo de la frecuencia por vorticidad en la que involucre la velocidad de corriente y las características de la tubería, para posteriormente calcular una longitud máxima permisible entre abrazaderas del ducto ascendente. Esta revisión debe considerar lo siguiente:

- I. Oscilaciones en dirección paralela con el vector velocidad;
- II. Oscilaciones en dirección perpendicular con el vector velocidad, y
- III. La frecuencia de excitación por vorticidad.

5.4.16. Crecimiento marino.

Se deben hacer las previsiones de diseño por el efecto del crecimiento marino duro alrededor del ducto ascendente para fines de análisis de vorticidad y cargas en condiciones de tormenta.

5.4.17. Cruces marinos.

5.4.17.1. El diseño final del cruce marino debe garantizar una separación mínima entre ductos y cables marinos de 0.30 m, medida de paño a paño, a partir del lastre de concreto. Para asegurar dicha separación entre ductos, se debe prever la colocación de elementos prefabricados de concreto entre los ductos que se cruzan de acuerdo con el diseño estructural.

5.4.17.2. Durante el diseño se debe realizar un análisis para calcular los esfuerzos circunferenciales y longitudinales permisibles, así como los cálculos para el pandeo, vorticidad, fatiga, esfuerzos por expansión y flexibilidad de acuerdo con la normatividad nacional e internacional vigente y aplicable indicada en las bases de diseño del proyecto.

5.4.18. Análisis hidráulico.

Se debe especificar en el Diseño que se debe realizar un análisis hidráulico del gasoducto para demostrar que el sistema cumple con las condiciones de diseño especificadas, así mismo debe identificar y determinar las restricciones y requisitos para su funcionamiento. Este análisis debe cubrir estado estacionario y transitorio para las condiciones de operación.

5.4.19. Análisis de esfuerzos.

El análisis de esfuerzos consiste en calcular los esfuerzos actuantes en el Gasoducto marino bajo las condiciones de operación requeridas. Se deben revisar los esfuerzos por expansión y flexibilidad en zonas críticas como son: ducto ascendente, curva de expansión, cruces, interconexiones y otros.

5.4.20. Corrosión.

5.4.20.1. Los tubos y accesorios que conforman el Gasoducto marino deben contar con una protección adecuada contra corrosión, tanto externa como interna.

5.4.20.2. Recubrimientos anticorrosivos.

5.4.20.2.1. La selección de los sistemas de recubrimiento a utilizar en la línea regular, curva de expansión y ducto ascendente hasta la zona de mareas y oleaje, se debe realizar en función del ambiente de exposición donde se proyecta instalar, la temperatura y la composición del fluido a transportar, así como la vida útil de diseño especificada en las bases de diseño, considerando lo siguiente:

- I. Zona sumergida;
- II. Zona de mareas y oleajes, y
- III. Zona atmosférica.

5.4.20.2.2. Aunado a lo anterior, también se deben considerar los aspectos siguientes:

- I. Tipos de corrosión;
- II. Resistencia a la degradación física, química y biológica;
- III. Propiedades mecánicas;
- IV. Compatibilidad con los procedimientos de fabricación e instalación del gasoducto;
- V. Compatibilidad con el recubrimiento grueso de concreto;
- VI. Compatibilidad con la protección catódica, y
- VII. Compatibilidad con el ambiente y reducción de riesgos a la salud.

5.4.20.2.3. Los tubos verticales expuestos en la zona de salpicaduras deben protegerse con un recubrimiento externo de zona de salpicaduras que resista los efectos de la corrosión, la luz solar, la acción de las olas y el daño mecánico.

5.4.21. Protección catódica.

5.4.21.1. El Gasoducto marino se debe diseñar con un sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio y debe cumplir con la normatividad indicada en las bases de diseño del proyecto, que como mínimo deben contener:

- I. El diseño del sistema de protección catódica debe considerar los siguientes cálculos:
 - a) Masa anódica requerida;
 - b) Ánodos requeridos;
 - c) Demanda de corriente;
 - d) Área total de la superficie a proteger;
 - e) Separación de ánodos;
 - f) Corriente de salida, y
 - g) Vida de diseño.

5.4.21.2. Para el diseño del ducto ascendente y la plataforma se deben tomar en cuenta como mínimo, las siguientes consideraciones:

- I. Calcular por separados los requerimientos de corriente de tramos enterrados y tramos superficiales;
- II. Separación máxima de ánodos;
- III. Protección de la curva de expansión y ducto ascendente;
- IV. Contabilizar como área a proteger válvulas a fondo perdido, disparos y ramales (cuando aplique);
- V. Proteger catódicamente por separado jaulas de protección;
- VI. Todo elemento estructural de acero de ser considerado;
- VII. No se deben poner ánodos en la zona de mareas;
- VIII. Todo sistema de protección catódica debe estar eléctricamente aislado, y
- IX. El cable eléctrico para conexión del sistema debe cumplir con las especificaciones indicadas en las bases de diseño del proyecto.

5.4.21.3. En gasoductos con lastre, el espesor del ánodo debe ser igual o menor al espesor del lastre de concreto. El diseño debe establecer que, en la construcción, los ánodos deben ser del tipo brazalete y estar soldados para la continuidad eléctrica con el gasoducto. En gasoductos sin lastre, los ánodos se deben proteger en sus extremos para evitar daños durante el tendido del Gasoducto marino.

5.4.21.4. En caso de que el espesor de lastre de concreto obtenido del análisis de estabilidad hidrodinámica sea menor y el espesor mínimo del ánodo especificado por diseño resulte mayor, entonces en el tramo con ánodo, el espesor del lastre de concreto debe ser igual al espesor del ánodo.

5.4.21.5. Se debe especificar como mínimo un ánodo de sacrificio en la curva de expansión y otro en el ducto ascendente, la cantidad total final se debe determinar por cálculos de diseño del sistema de protección catódica.

5.4.21.6. En la zona aérea, arriba de la abrazadera ancla se debe especificar una junta aislante para seccionar eléctricamente el Gasoducto marino de la subestructura de la plataforma o de las Instalaciones terrestres.

5.4.21.7. Se debe asegurar que los diferentes sistemas de protección catódica de las tuberías o estructuras adyacentes sean compatibles y que ninguna corriente excesiva drene de un sistema a otro sistema adyacente.

5.4.22. Corrosión interna.

5.4.22.1. Para el control de la corrosión interna del Gasoducto marino pueden aplicarse varias técnicas individualmente o combinadas. Deben considerarse, en su caso, las opciones siguientes:

- I. Tratamiento químico, por ejemplo, dosificación de químicos para mitigar la corrosión;
- II. Procesamiento con un fluido para eliminar el agua en fase líquida y/o agentes corrosivos, y
- III. Uso de tubo con revestimiento o recubrimiento interno metálico resistente a la corrosión.

5.4.22.2. Para evaluar la necesidad del control interno de la corrosión, incluidos los márgenes de corrosión y la provisión para la inspección y el monitoreo, se definirán las siguientes condiciones:

- I. Perfiles de temperatura y presión a lo largo de la tubería, incluidas las variaciones esperadas durante la vida útil del gasoducto;
- II. Velocidad del flujo;
- III. Composición de fluidos;
- IV. Adiciones químicas y disposiciones para la limpieza periódica;
- V. Tipo de herramientas de inspección a utilizar, y

VI. Considerar la posibilidad de erosión por cualquier partícula sólida en el gasoducto.

5.4.22.3. Los sistemas para evaluación de velocidad de corrosión interior y para protección interior de ductos a base de inhibidores de corrosión se deben incluir por diseño y especificar que se cumplan los requisitos establecidos para tal efecto en el estándar NACE SP 0110 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya y lo indicado en las bases de diseño del proyecto.

5.5. Dictamen de Diseño.

El Regulado debe obtener un Dictamen de Diseño de una Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección, en el que conste que la ingeniería básica extendida de las Instalaciones nuevas, ampliadas o con modificaciones al proceso, se realizó conforme a lo establecido en la presente Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021.

El Regulado debe conservar y tener disponible en sus Instalaciones, el Dictamen de Diseño durante el ciclo de vida o etapas de desarrollo del proyecto para cuando dicha información sea requerida por la Agencia y pueda ser presentado, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes para acreditar que el diseño de las Instalaciones y equipos son acordes con la normativa aplicable.

6. Construcción.**6.1. Generalidades.**

6.1.1. Previo a la Construcción de cualquier Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, los Regulados deben actualizar el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos solicitado en los numerales 5.1.1.1. y 5.1.1.2. de la presente Norma Oficial Mexicana, y se deben atender las medidas de prevención, control y mitigación derivadas del propio estudio aplicadas en la ingeniería Aprobada Para Construcción (APC).

6.1.2. Se debe contar con procedimientos revisados y aprobados para la procura, la fabricación e inspección de los equipos críticos y accesorios; así como los procedimientos de construcción, inspección y prueba.

6.1.3. Los trabajos preparativos de embarque y puesta en sitio de la obra deben cumplir con las recomendaciones que los fabricantes proporcionen para que los materiales y equipos lleguen al sitio de la obra con todas sus certificaciones de calidad, pruebas, manuales de instalación, manuales de operación, manuales de mantenimiento, y en caso necesario partes de repuesto, debidamente transportados y almacenados previo a su instalación.

6.1.4. Se deben utilizar procedimientos de supervisión a las actividades de construcción en cada especialidad, los trabajos de obra civil, tuberías, mecánica, eléctrico, instrumentación, entre otros, deben cumplir con los procedimientos establecidos y respetando las medidas de seguridad establecidas para protección del personal y del medio ambiente, elaborando los informes correspondientes.

6.1.5. El Regulado debe contar con el programa de las pruebas de aceptación en fábrica y en sitio de todos los equipos, material y sistemas a probar. Así mismo con personal capacitado en la supervisión de las etapas de pre-arranque y puesta en operación.

6.1.6. Se debe contar con personal técnico capacitado, experimentado y donde aplique, certificado en cada una de las especialidades requeridas por el proyecto relacionadas con: equipos críticos como: tanques de Almacenamiento y su cimentación, bombas de proceso, sistemas contra incendio, equipo eléctrico, sistemas de instrumentación y control y sistemas de gas y fuego, soldadura, pruebas de hermeticidad; entre otros.

6.1.7. Cuando haya necesidad de efectuar un cambio durante la construcción a lo establecido en los planos de ingeniería de detalle en APC, se debe aplicar el procedimiento de administración del cambio (según lo establece SASISOPA), en el que se fundamente técnicamente el cambio, se deben considerar los impactos a la seguridad industrial, la seguridad operativa y protección al medio ambiente, modificaciones a procedimientos, actualización de la documentación del proyecto, capacitación del personal y los requisitos de autorización del cambio, incluyendo el cierre de recomendaciones emitidas durante la administración del cambio. Todo lo anterior debe quedar documentado en el libro de proyecto.

6.1.8. Los Regulados deberán mantener la integridad mecánica y aseguramiento de la calidad de los activos y equipos de proceso, instalados o nuevos y sus refacciones en todas las Etapas de Desarrollo del proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, Almacenamiento, conforme a lo establecido por los fabricantes; así como la generación de los registros documentales correspondientes de cada una de estas etapas, en conjunto con su Sistema de Administración autorizado.

6.1.9. En la construcción de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, los Regulados deben asegurar que los equipos para las aplicaciones de proceso cumplen con las especificaciones de diseño, las pruebas de aceptación en fábrica y las pruebas de aceptación en sitio. Los resultados y documentación de dichas pruebas deben mantenerse disponibles para cuando la Agencia los requiera.

6.1.10. Los Regulados deben desarrollar y aplicar la administración de la integridad mecánica y aseguramiento de calidad para el desarrollo de la construcción de conformidad con lo establecido en su Sistema de Administración autorizado, que permita que:

- I. Se valide y verifique la aplicación de los procedimientos de calidad, Construcción y pruebas;
- II. Se verifique y atestigüe la realización de pruebas no destructivas y demás aplicables;
- III. Se verifique la competencia y calificación del personal especializado;
- IV. Se atestigüen las pruebas de Pre-arranque y eventos críticos;
- V. Se realice la trazabilidad de materiales y equipos;
- VI. Se revisen y verifiquen los planos de la Instalación, y

VII. Se cuente con la información requerida de los equipos.

6.1.11. Se deben proporcionar las siguientes medidas de mitigación durante la etapa de Construcción:

- I.** No se debe realizar ningún trabajo en caliente, a menos que el aislamiento esté debidamente protegido de las fuentes de ignición, y
- II.** Cualquier herramienta o equipo utilizado durante la etapa de Construcción que pueda introducir niveles peligrosos de calor en los componentes de aislamiento, debe contar con controles de temperatura a prueba de fallas para garantizar que el calor aplicado no exceda los límites especificados del material de aislamiento.

6.2. Construcción de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera.

6.2.1. Identificación de los tanques de Gas Natural Licuado.

6.2.1.1. 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:

- I.** Nombre del fabricante y fecha de fabricación;
- II.** Estándar o código con el que el tanque fue diseñado;
- III.** Estándar o código con el que el tanque fue construido;
- IV.** Tipo de tanque;
- V.** Nomenclatura del tanque según el sistema de Almacenamiento construido;
- VI.** Diámetro y altura nominal del tanque;
- VII.** Capacidad líquida nominal en metros cúbicos;
- VIII.** Presión de diseño para gas metano en la parte superior del tanque;
- IX.** Densidad máxima permitida del líquido que se almacenará para el volumen total del tanque;
- X.** Nivel máximo de llenado con el líquido que se almacenará;
- XI.** Nivel máximo de llenado con agua para prueba hidrostática, en su caso, y
- XII.** Temperatura mínima en grados Celsius para la cual se diseñó el tanque.

6.2.1.2. Los tanques deben tener identificadas todas las boquillas con la descripción de la función de cada boquilla. Las identificaciones deben permanecer visibles aun en caso de que se presente escarcha.

6.2.2. Pruebas de tanques de Gas Natural Licuado.

6.2.2.1. Se deben realizar pruebas hidrostáticas y no destructivas 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 se debe volver a realizar la prueba de hermeticidad hasta que se asegure que los Contenedores no presentan fugas.

6.2.2.2. Los tanques diseñados para una operación a presión superior a 103.4 kPa deben contar con los certificados de pruebas de fabricación.

6.2.2.3. Los tanques fabricados en lugares distintos al sitio de instalación deben pasar una prueba de hermeticidad y pruebas no destructivas, realizada en la fábrica antes de embarcar hacia la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y cumplir con lo siguiente:

- I.** Los tanques deben transportarse con gas inerte a una presión mínima de 69 kPa;
- II.** La tubería asociada debe ser probada de acuerdo con el numeral 6.2.3.8. Inspección y pruebas de tuberías de la presente Norma Oficial Mexicana, y
- III.** Los tanques y el sistema de tubería asociado deben pasar una prueba de hermeticidad y pruebas no destructivas antes de llenar el tanque con Gas Natural Licuado.

6.2.2.4. Después de que hayan concluido las pruebas de aceptación, no se debe realizar ningún trabajo de soldadura en sitio en los tanques de Gas Natural Licuado. Se tendrá que volver a realizar una prueba de hermeticidad 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.

6.2.2.5. Purgado y enfriado de tanques.

Antes de que un tanque de Gas Natural Licuado se ponga en servicio se debe purgar y enfriar de acuerdo con numerales 8.1.6 Procedimientos para purgado y 8.1.7. Procedimientos para el enfriamiento inicial de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.2.3. Tuberías.

6.2.3.1. Para la construcción de sistemas de tuberías se debe incluir como mínimo lo siguiente:

- I.** Todo el material para tubería debe cumplir con los requerimientos del Capítulo III de ASME B31.3, o estar de conformidad con los párrafos 323.1.2 y 323.2.3 de ASME B31.3, y estar documentado en la ingeniería de diseño;

- II. En los tubos con soldadura longitudinal o espiral, tanto la soldadura como la zona afectada por el calor deben cumplir con lo establecido en el código ASME B31.3 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya;
- III. Los tubos roscados deben ser cédula 80 o mayor, y
- IV. Una línea de líquido sobre un tanque de Almacenamiento, caja fría u otro equipo 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 1093 °C.

6.2.3.2. Accesorios para tubería.

- I. No se deben usar tubos, válvulas, ni accesorios de fierro fundido, dúctil o maleable para fluidos peligrosos;
- II. Los accesorios para tubería roscada deben ser cédula 80 o mayor;
- III. Las juntas de transición deben estar protegidas contra exposición al fuego;
- IV. Los acoplamientos del tipo compresión no deben utilizarse cuando puedan estar sujetos a temperaturas inferiores a -29 °C a menos que cumplan con los requisitos del código ASME B31.3, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, y
- V. Las válvulas deben cumplir con el numeral 6.2.4. Válvulas de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.2.3.3. Dobletes

- I. Los dobleces se permiten solo si están de acuerdo con la Sección 332 de ASME B31.3 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, y
- II. No se permiten dobleces en sitio de componentes de acero inoxidable serie 300 u otro componente de contención criogénica, excepto tuberías de instrumentación con una temperatura mínima de diseño inferior a -29°C.

6.2.3.4. Uniones de tubería

- I. Para tubos de diámetro nominal menor o igual de 0.050 m, las uniones pueden ser roscadas, soldadas o bridadas;
- II. Para tubos de diámetro mayor de 0.050 m las uniones deben ser soldadas o bridadas;
- III. 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;
- IV. Donde se usen conexiones roscadas, éstas deben ser selladas con soldadura o selladas por otros medios aprobados mediante pruebas de hermeticidad, excepto para lo siguiente:
 - a) Las conexiones de instrumentos donde el calor de la soldadura pudiera causar daño al instrumento;
 - b) Donde la soldadura de sello pudiera evitar el acceso para mantenimiento;
 - c) Transiciones de material donde el sello de soldadura no es práctico, y
 - d) Un sistema de tubería con una temperatura mínima de diseño mayor o igual a -29 °C.
- V. 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;
- VI. Los empaques deben ser resistentes a la exposición al fuego si está previsto que podrían estar sujetos a esas condiciones, y
- VII. Para servicio criogénico se debe utilizar soldadura de plata para soldar cobre, aleaciones de cobre y acero inoxidable.

6.2.3.5. Soldadura de tubería

- I. Los soldadores deben ser calificados y certificados de acuerdo con alguna certificación reconocida conforme el código ASME B31.3, sección 328.2 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya;
- II. Se deben seleccionar procedimientos de soldadura calificados y certificados para soldar materiales probados por impacto, a efecto de minimizar la degradación de las propiedades del material de la tubería a baja temperatura;
- III. 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;
- IV. No se permite el uso de soldadura de gas combustible con oxígeno, y
- V. Toda la tubería o soldadura de componentes para cualquier instalación de Gas Natural Licuado que estarán sometidos a presión deben de cumplir con el código ASME Sección IX.

6.2.3.6. Soportes de tuberías

- I. Los soportes de tubería y su sistema de aislamiento usados para sostener tuberías cuya estabilidad es esencial para la seguridad de la Instalación, 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;
- II. 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, y
- III. Durante la instalación del aislamiento térmico se deben evitar espacios vacíos por donde ingrese humedad y se produzca formación de hielo.

6.2.3.7. Identificación de tuberías

- I. Las tuberías se deben identificar con los colores y señalización que en materia de seguridad establece la norma NOM-026-STPS-2008;
- II. La pintura utilizada para la identificación debe ser inocua para el material de la tubería, y
- III. Los materiales con espesor menor a 0.0635 m no deben ser grabados por estampado o corte.

6.2.3.8. Inspección y pruebas de tuberías**6.2.3.8.1. Pruebas de presión**

- I. Las pruebas de presión de las tuberías se deben realizar de acuerdo con el código ASME B31.3, sección 345, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya;
- II. 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, y
- III. 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 útil de las tuberías o hasta que se vuelva a realizar este tipo de prueba.

6.2.3.8.2. Pruebas de soldadura de tubería

- I. La tubería con soldadura longitudinal sujeta a temperaturas de servicio menores a -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 sitio, o
 - b) La soldadura debe ser 100% inspeccionada por radiografía o ultrasonido.
- II. 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 código ASME B31.3, sección 344. 2, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, y
 - b) Las tuberías de presión que operen a una temperatura superior a -29°C deben inspeccionarse por radiografía o por ultrasonido las circunferencias completas de soldadura del 20% de las uniones soldadas de acuerdo con el código ASME B31.3, secciones 341 y 344, vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan.
- III. Todas las soldaduras de enchufe (socket welding) y de filete deben examinarse totalmente con líquidos penetrantes o partículas magnéticas.
- IV. 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, y
 - b) Por radiografía o ultrasonido cuando está especificado en la ingeniería de diseño o inspector de soldadura certificado por algún organismo de certificación.

6.2.3.8.3. Criterios de aceptación

- I. 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 el código ASME B31.3, secciones 341, 342, 343 y 344, vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan, y
- II. Los criterios de aceptación se deben analizar conforme al código ASME B31.3, sección 341.4.1, vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

6.2.4. Válvulas.

6.2.4.1. Las válvulas de bonete extendido deben instalarse con sellos de empaque en una posición que evite la filtración o el mal funcionamiento provocado por escarcha.

6.2.4.2. 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.

6.2.4.3. 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.

6.2.4.4. La 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.

6.2.4.5. Los tanques con conexiones mayores de 0.025 m de diámetro nominal a través de las cuales pueda escapar el líquido, adicionalmente a las válvulas de corte del numeral 6.2.4.3, deben instalarse cuando menos con alguno de los dispositivos siguientes:

- I. Una válvula de cierre automático en caso de estar expuesta al fuego;
- II. Una válvula de cierre rápido, de control remoto que permanezca normalmente cerrada, con excepción del periodo de operación, y
- III. Una válvula de no retorno en las conexiones de llenado.

6.2.4.6. 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.

6.2.4.7. 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 trasvase por sistema o por área, o para permitir el paro completo en caso de emergencia.

6.2.4.8. Las válvulas y sus controles deben instalarse de acuerdo con el diseño para permitir la operación a las temperaturas a que serán expuestas en servicio.

6.2.4.9. Las válvulas de cierre de emergencia de 0.2 m o mayor deben contar con dispositivos de operación motorizada y manual.

6.2.4.10. 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, este tiempo de cierre debe ser resultado del estudio hidráulico por sobre presión correspondiente.

6.2.4.11. El cierre no debe causar esfuerzos en los tubos que puedan resultar en una falla del tubo.

6.2.4.12. Un sistema de tubería usado para trasvase periódica de fluido criogénico debe contar con un medio para enfriarlo antes del trasvase.

6.2.4.13. Se deben instalar válvulas de no retorno en los sistemas de trasvase lo más cerca posible al punto de conexión con el sistema que podría producir el flujo en sentido contrario.

6.2.4.14. Las válvulas de las tuberías que conducen Gas Natural Licuado o que puedan estar expuestas a la temperatura del Gas Natural Licuado en un incidente, deben ser aisladas térmicamente sin que esto afecte su funcionamiento.

6.2.5. Cimientos.

6.2.5.1. Los tanques de Gas Natural Licuado se deben instalar sobre cimientos diseñados y contruidos de acuerdo con las prácticas reconocidas de la ingeniería estructural.

6.2.5.2. Antes de iniciar 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.

6.2.5.3. En la construcción de los cimientos se deben tomar en cuenta las cargas derivadas de las condiciones específicas del sitio, entre otros, las cargas derivadas de inundación, viento y sísmicas.

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

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

- I. Haberse seleccionado para minimizar la corrosión;
- II. Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión, y
- III. Contar con un sistema de protección catódica, en donde aplique.

6.2.5.6. Cuando un tanque exterior esté en contacto con el suelo, se debe instalar un sistema de calentamiento que evite que la isoterma de 0°C alcance al suelo, dicho sistema debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. El sistema de calentamiento se debe instalar para permitir monitorear el funcionamiento y la eficiencia de dicho sistema;
- II. Se debe dar atención especial y tratar por separado al sistema de calefacción en zonas donde haya una discontinuidad en los cimientos, entre otros, para tuberías en la base del tanque;
- III. El sistema de calefacción se debe instalar de manera que se pueda reemplazar cualquier elemento de calefacción o sensor de control de temperatura, y
- IV. 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.

6.2.5.7. Cuando los cimientos se hayan diseñado 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.

6.2.5.8. 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.

6.2.5.9. Se debe revisar en forma periódica el asentamiento de los cimientos del tanque de Gas Natural Licuado durante su construcción, prueba hidrostática y puesta en servicio. Todo asentamiento mayor que el previsto en el diseño de los cimientos se debe investigar con el objeto de tomar las acciones correctivas necesarias.

6.2.6. Resistencia del concreto al contacto con Gas Natural Licuado.

6.2.6.1. El concreto que se utiliza en la construcción de tanques de Gas Natural Licuado debe apegarse a las especificaciones de diseño.

6.2.6.2. Las estructuras de concreto que están normal o periódicamente en contacto con el Gas Natural Licuado se deben instalar 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. La construcción de las estructuras de concreto debe cumplir con lo establecido en los numerales 5.1.6.25. Materiales sometidos a la temperatura del Gas Natural Licuado y 6.2.3.8. Inspección y pruebas de la presente Norma Oficial Mexicana.

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

6.2.6.4. El reforzamiento del concreto debe ser de un mínimo de 0.5% del área de la sección transversal del concreto, para usos incidentales no estructurales, tales como la protección de un declive y la pavimentación del área de retención y el control de fisuras.

6.2.7. Control de corrosión.

6.2.7.1. Las tuberías enterradas y/o sumergidas deben estar protegidas y mantenerse conforme a lo establecido en la NOM-007-ASEA-2016 y de acuerdo con los principios de NACE SP 0169 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

6.2.7.2. 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.

6.2.7.3. 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.

6.2.7.4. 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.

6.2.7.5. No se debe construir, reparar, reemplazar o modificar en forma significativa un componente de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, 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.

6.2.7.6. El Regulado debe revisar la reparación, reemplazo o modificación relevante de un componente, únicamente cuando la acción tomada involucre o sea debida a alguno de los siguientes casos:

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

6.2.8. 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 dicha acción.

6.2.9. Sistemas de venteo.

6.2.9.1. 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 Gas Natural Licuado.

6.2.9.2. Deben instalarse sistemas de venteo independientes derivado del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos correspondiente para presión alta y baja, a menos que se demuestren condiciones o sistemas diferentes con igual o mayor seguridad, mismas que podrán ser aceptadas.

6.2.10. Válvulas de relevo.

6.2.10.1. 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.

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

6.2.10.3. 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, de acuerdo con lo siguiente:

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

6.2.11. Construcción de la parte de concreto de la EFG.

6.2.11.1. Documentación. Se debe contar con la Ingeniería Aprobada para Construcción del Proyecto (IAPC) documentada y el Dictamen de Diseño correspondiente, para verificar que la ejecución de las obras de concreto cumpla con los requisitos establecidos en dicho documento.

6.2.11.2. Materiales. En la IAPC 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.

- I. Para aprobar los materiales integrales del concreto y los de refuerzo se deben realizar pruebas de acuerdo con las normas aplicables especificadas en la IAPC, y
- II. 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 como mínimo con los requisitos siguientes:
 - a) Ser adecuados para que el concreto alcance y conserve las propiedades requeridas;
 - b) No deben contener ingredientes nocivos en cantidades que puedan perjudicar la durabilidad del concreto o causar corrosión en el acero de refuerzo;
 - c) 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 IAPC, considerando que:
 1. 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, y
 2. 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.
 - d) 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 con lo siguiente:
 1. 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;
 2. No se debe utilizar agua salada, tal como agua de mar sin tratar, para mezclar o curar el concreto estructural, y
 3. Se deben buscar fuentes de agua adecuada confiables para asegurar el suministro de esta, debe haber documentación disponible en el sitio de construcción indicando la calidad y aceptación del suministro del agua.
 - e) 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, además, deben cumplir como mínimo con lo siguiente:
 1. 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. El uso de agregados marinos procederá cuando éstos estén adecuada y completamente lavados para eliminar todos los cloruros;
 2. Por lo general, los agregados de peso normal tienen su origen en sustancias minerales naturales. Deben ser triturados o no triturados con tamaños, grados y formas de partículas adecuados para la producción de concreto, y
 3. 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 recomendaciones del fabricante.
 - f) 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 similares, mismas que deberán documentarse. 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%;
 - g) 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;

- h) 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 un excedente de aditivos y elaborar un informe de prueba para documentar dicha evaluación. Este informe formará parte de la documentación de diseño del concreto;
- i) Debe investigarse el contenido alcalino del cemento y del agregado para asegurar que se eviten las reacciones de agregados alcalinos;
- j) 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, y
- k) Si concretos de diferente composición tienen una interfaz dentro de la estructura, el análisis debe tomar en cuenta las diferencias en propiedades térmicas y otras. Deben realizarse análisis apropiados de flujos térmicos para investigar las estructuras que están sujetas a diferencias importantes de temperatura y así conocerlas e incluirlas en el análisis estructural.

6.2.11.3. Concreto. Se deben especificar las propiedades requeridas del concreto fresco y endurecido, las cuales deben ser verificadas de conformidad con lo siguiente:

- I. 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 recomendaciones del fabricante. 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;
- II. 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;
- III. 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 como mínimo de 3% para un tamaño de partícula máximo de 0.040 m, o como mínimo de 5% para un tamaño máximo de partícula de 0.020 m. Las burbujas de aire retenido deben estar distribuidas de manera uniforme;
- IV. Debe calificarse por medio de una prueba adecuada de bajas temperaturas al concreto que esté sujeto potencialmente a fríos extremos por el contacto con Gas Natural Licuado para demostrar que el concreto saturado no se degradará o agrietará cuando estén expuestos a esas condiciones -160°C. Deben tomar en cuenta como adecuados para el propósito a cubos de concreto saturados de agua que superen tres ciclos de refrigeración por inmersión en Gas Natural Licuado (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;
- V. 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;
- VI. 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:
 - a) Hasta 0.020 m de agregado, requiere de un contenido mínimo de cemento de 360 kg/m³, y
 - b) De 0.020 m hasta 0.040 m de agregado, requiere de un contenido mínimo de cemento de 320 kg/m³.
- VII. 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, y
- VIII. 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 que será expuesto el concreto.

6.2.11.4. Acero de refuerzo. Por lo general se aplican varillas de acero corrugadas laminadas en caliente de calidad soldable y con alta ductilidad. Cuando se requieren características especiales de resistencia contra sismos, en la IAPC se debe especificar la Normatividad que debe cumplir el acero de refuerzo, además de lo siguiente:

- I. Las propiedades de Fatiga y las curvas esfuerzo-número de aplicaciones;

- II. Se debe identificar todos los lotes de acero de refuerzo que se reciban para usar en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con la Normatividad;
- III. Se puede aplicar acero de refuerzo galvanizado donde se tengan los medios para garantizar que no ocurrirá ninguna reacción con el cemento que perjudique su adherencia;
- IV. Se podrá utilizar acero inoxidable siempre y cuando se cumplan con los requisitos de las propiedades mecánicas del acero de refuerzo ordinario, y
- V. La aplicación del acero de refuerzo para construcciones de Gas Natural Licuado debe cumplir con la Ingeniería Aprobada para Construcción (IAPC).

6.2.11.5. Acero pretensado. El acero pretensado como producto debe cumplir con lo siguiente:

- I. Se deben identificar todos los lotes de acero pretensado que se reciban para usar en la Instalación, los cuales deben contar con una constancia del fabricante;
- II. 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;
- III. Las camisas para tendones potenzados 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 u otros que se especifiquen en la etapa de Diseño;
- IV. Se deben identificar todos los componentes del sistema pretensado que se reciban para usar en la Instalación, los cuales deben contar con una constancia del fabricante, y
- V. Debe usarse acero pretensado para aplicaciones de Gas Natural Licuado 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.

6.2.11.6. El armazón u obra falsa para formar y soportar la cimbra o moldes para colar el concreto deben cumplir con la IAPC.

6.2.11.7. 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 y cumplir con lo siguiente:

- I. El acero de refuerzo se cortará y doblará conforme a las recomendaciones del proveedor. Estos trabajos deben cumplir además de otros requisitos, con los siguientes:
 - a) Se debe doblar a una velocidad uniforme;
 - b) El doblado a una temperatura por debajo de 0°C se debe realizar únicamente de acuerdo con los procedimientos preparados para el sitio específico de construcción, y
 - c) Se permite doblar aplicando un tratamiento térmico, siempre y cuando se especifique en la IAPC.
- II. Ensamble y colocación del acero de refuerzo. El acero de refuerzo debe colocarse y fijarse dentro de las tolerancias de diseño y cumplir como mínimo con lo siguiente:
 - a) La cimbra o molde para vaciar el concreto que cubrirá al acero de refuerzo se mantendrá en posición mediante un 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 con la misma calidad de la construcción, y
 - b) 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.

6.2.11.8. Pretensado y potenziado.

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.

6.2.11.9. 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.

6.2.12. Edificios y/o recintos estructurales.

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

- I. Un sistema de ventilación mecánico de funcionamiento continuo;
- II. Un sistema de ventilación por gravedad combinado y un sistema de ventilación mecánica que no funciona regularmente, energizado por detectores de gas combustible en el caso de detectarse dicho gas;
- III. Un sistema de ventilación mecánica de velocidad dual en el que la velocidad alta se energiza por medio de detectores de gas, en el caso de que se detecte gas inflamable;
- IV. Un sistema de ventilación por gravedad compuesto por una combinación de aberturas en muros y ventiladores de techo, y
- V. Otros sistemas de ventilación aprobados.

6.2.12.2. Si hay sótanos o niveles debajo del piso, se debe proveer de un sistema de ventilación mecánico complementario.

6.2.12.3. La capacidad de ventilación debe ser como mínimo de 5 l/s de aire por m² de área de piso.

6.2.13. Operaciones marinas finales.

6.2.13.1. En la Construcción se debe considerar que después de la colocación de la EFG se debe realizar una inspección con un vehículo a control remoto para verificar lo siguiente:

- I. Lechada de concreto que sea aceptable en el lado exterior de las paredes verticales;
- II. Daños en los sistemas de ánodos, en su caso;
- III. Daños en los ductos ascendentes y/o al gasoducto, en su caso;
- IV. Daños al concreto, en su caso, y
- V. Que los sistemas de uso temporal debajo de la superficie del mar estén Fuera de operación.

6.3. Construcción de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.

Para la Construcción de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélite, se debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe respetar las distancias mínimas de seguridad establecidas en el numeral 5.3.3. Distanciamientos de la presente Norma Oficial Mexicana;
- II. La especificación de los materiales empleados para la Construcción de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites deben ser adecuados para operar a condiciones criogénicas;
- III. La cimentación para la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe ser conforme a los planos estructurales y a las recomendaciones de la mecánica de suelos de acuerdo con el Diseño de la Instalación, y
- IV. Los soportes y fijaciones utilizados en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite, deben evitar la creación de corrosión galvánica y permitir el libre movimiento debido a la contracción o dilatación térmica a que estén expuestos de acuerdo con el análisis de flexibilidad elaborado durante la ingeniería. Este análisis debe garantizar la integridad mecánica del sistema de tuberías como tal y de los distintos elementos (equipos, estructuras, soportes, entre otros) asociados al mismo.

6.3.1. Área de Recepción.

6.3.1.1. Es responsabilidad del Regulado utilizar equipos, materiales y demás dispositivos nuevos, que cumplan con las especificaciones técnicas y de seguridad establecidas en la etapa de diseño del proyecto.

6.3.1.2. Las condiciones que deben tener las boquillas de conexión de las mangueras para la descarga son las siguientes:

- I. Situar dentro del área donde se construya la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite;
- II. Tener accesibilidad;
- III. La conexión de las mangueras se debe realizar sin generar tensiones, y
- IV. Situar paralelamente al tanque de Almacenamiento durante la descarga.

6.3.2. Sistema de Almacenamiento.

6.3.2.1. La construcción de los tanques de Almacenamiento debe estar en concordancia con las especificaciones de diseño.

6.3.2.2. Los tanques de Almacenamiento deben construirse para contener en forma segura el Gas Natural Licuado a la temperatura criogénica, permitiendo el vaciado y llenado seguro, eliminar los vapores para impedir el ingreso de aire y humedad para reducir al mínimo las pérdidas térmicas y con ello garantizar trabajar con seguridad en el rango de presiones máximas y de vacío establecidas durante el diseño.

6.3.2.3. El espacio entre las paredes interiores de un Contenedor primario debe tener aislamiento incombustible compatible con las propiedades fisicoquímicas del Gas Natural Licuado, cumpliendo los requisitos que aseguren la integridad de acuerdo con lo dispuesto en el apartado de Diseño.

6.3.2.4. Cada Contenedor o tanque de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, debe identificarse con una placa de identificación asegurada a los mismos, en la cual, de forma clara, legible y de forma permanente se indiquen el nombre o razón social del fabricante, nombre del producto a almacenar, capacidad, nivel de llenado mínimo y máximo, presión de prueba, presión máxima de operación, temperatura mínima y máxima de servicio, tipo de aislamiento, código de diseño; entre otros.

6.3.3. Vaporizadores.

6.3.3.1. Los materiales de los Vaporizadores atmosféricos deben ser los adecuados para operar a condiciones criogénicas y ser compatibles con el fluido de calentamiento a utilizar.

6.3.3.2. 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 atmosféricos 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 o en el arreglo que se considere conveniente técnicamente para su óptimo funcionamiento y esto podrá ser monitoreado local y remotamente por medio del PLC.

6.3.3.3. Los Vaporizadores deben estar contruidos de acuerdo con lo establecido en los códigos o estándares ISO 21009-2, ASME Sección VIII Div. 1, EN 13458 vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan.

6.3.3.4. Los Vaporizadores y demás elementos complementarios exteriores al tanque de Almacenamiento deben estar anclados a bases de cimentación con sus accesorios necesarios y tuberías de conexión lo suficientemente flexibles para soportar expansiones y contracciones por los cambios de temperatura.

6.3.3.5. Cada equipo de vaporización debe construirse con una válvula de seguridad criogénica, capaz de ventear el gas suficiente para evitar que la presión de operación 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 de peligro.

6.3.4. Recalentadores (cuando aplique).

De acuerdo con la tecnología de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite se determina la instalación de recalentadores que apliquen. Estos recalentadores se deben construir de acuerdo con los requerimientos establecidos para los Vaporizadores atmosféricos.

6.3.5. Válvula de corte por baja temperatura.

Para el óptimo funcionamiento de la válvula de corte por baja temperatura se debe garantizar el suministro, instalación y pruebas de los diferentes accesorios y elementos de control necesarios.

6.3.6. Sistema de tuberías y accesorios.

6.3.6.1. El sistema de tuberías y accesorios debe cumplir lo establecido en los numerales 5.3.9. Sistema de tuberías y accesorios y 6.2.3. Tuberías de la presente Norma Oficial Mexicana, así como con lo siguiente:

- I. El montaje de tuberías y accesorios de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite se debe realizar de acuerdo con el diagrama de tuberías e instrumentación (DTI) emitido en la ingeniería en APC, se debe utilizar tuberías y accesorios aptos para operar a temperaturas criogénicas. La tubería (cuando aplique) debe ser protegida contra la corrosión y protección mecánica externa contra los daños que pudieran provocar las fuentes externas, y
- II. En caso de que la tubería sea enterrada se debe instalar un sistema de protección catódica con aislantes dieléctricos en todos los extremos de manera que la red protegida esté completamente aislada eléctricamente de los equipos conectados a ella. Así mismo, se debe proteger contra la corrosión y protección mecánica externa.

6.3.6.2. Soldadura de tubería.

6.3.6.2.1. Los soldadores deben ser calificados y certificados de acuerdo con alguna certificación reconocida con el código ASME B31.3, sección 328.2 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

6.3.6.2.2. Se deben seleccionar procedimientos de soldadura calificados y certificados para soldar materiales probados por impacto, a efecto de minimizar la degradación de las propiedades del material de la tubería a baja temperatura.

6.3.6.2.3. 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.

6.3.6.2.4. No se permite el uso de soldadura de gas combustible con oxígeno.

6.3.6.2.5. Toda la tubería o soldadura de componentes para cualquier instalación de Gas Natural Licuado que estarán sometidos a presión deben de cumplir con el código ASME Sección IX.

6.3.7. Relevo de presión.

Los dispositivos de relevo de presión deben cumplir con lo establecido en la norma NOM-093-SCFI-1994. Así como estar calibrados de acuerdo con los valores de presiones y temperaturas establecidos en la ingeniería de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite.

6.3.8. Venteo.

El sistema de venteo por emergencia debe cumplir con la filosofía de operación y con los requisitos de seguridad establecidos en la etapa de Diseño de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite.

6.3.9. Sistema de control.

6.3.9.1. El sistema, debe disponer de funciones de medición y control de las variables operativas de la Instalación para la operación segura, preservando los siguientes objetivos:

- I. Monitorear y controlar (local y/o remotamente) las condiciones de operación y seguridad en el manejo de Gas Natural Licuado y/o Gas Natural, notificando por medio de alarmas operativas y de seguridad;
- II. Realizar el paro ordenado de la operación de la Instalación conforme a los protocolos establecidos;
- III. Realizar el control de operaciones con seguridad;
- IV. Proveer de los registros sobre las actividades de Recepción, Almacenamiento y Entrega que se realizan en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite, y
- V. Proveer el reporte de balance de Gas Natural Licuado y/o Gas Natural, manejados con objeto de preservar la contención y confinamiento del producto.

6.3.9.2. Se deben incorporar medios para que el sistema detecte y notifique la ocurrencia de una operación anormal o una situación de emergencia en forma oportuna al personal.

6.3.10. Sistema contra incendios.

6.3.10.1. La distribución de las Instalaciones, incluyendo el arreglo y ubicación de las vías de acceso, pasillos, puertas y equipo operativo, debe instalarse de forma que permita al personal y al equipo contra incendio ingresar a las Instalaciones en cualquier área afectada de acuerdo con el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

6.3.10.2. Durante la etapa Construcción, se deben realizar todas las pruebas necesarias, antes, durante y después de su instalación, para comprobar que los sistemas de contra incendio funcionan adecuadamente como fueron diseñados.

6.3.11. Sistemas de Seguridad.

6.3.11.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe estar protegida, como mínimo, con una cerca metálica o postes de protección con señalización que impidan que personas ajenas al servicio puedan manipular las Instalaciones o acercarse a las mismas.

6.3.11.2. El área donde se ubique la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite debe tener como mínimo la siguiente señalización de seguridad:

- I. Para áreas de carga y/o descarga se deben incluir un juego de carteles de seguridad visibles desde todas las posiciones de los vehículos con la siguiente señalética:
 - a) "Prohibido Fumar";
 - b) "Apague el motor";
 - c) "Peligro inflamable", y
 - d) "Prohibido el uso de equipos no autorizados".
- II. Todas las vías de circulación y las áreas donde se ubiquen los equipos dentro del área de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remota, modular y/o satélite, deben estar adecuadamente identificadas de acuerdo con la norma NOM-026-STPS-2008.

6.4. Construcción de Gasoducto Marino.

En este apartado se describen los criterios que como mínimo se deben considerar en la construcción de un Gasoducto marino.

6.4.1. Consideraciones generales para la construcción del Gasoducto Marino.

6.4.1.1. La construcción del gasoducto debe cumplir con las especificaciones y planos que se desarrollen en la ingeniería de detalle en versión "Aprobada Para Construcción" (APC). Es responsabilidad del Regulado que la instalación del gasoducto se realice de manera segura y cumpla con los requisitos especificados en su ingeniería de detalle y debe contar previo a la construcción con el Dictamen de Diseño de acuerdo con el numeral 5.5. de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.4.1.2. La tubería suministrada, transportada y almacenada para ser instalada en el gasoducto debe cumplir con los códigos establecidos en la ingeniería de detalle.

6.4.1.3. La tubería suministrada, transportada y almacenada para ser instalada en los protectores de las interconexiones marinas, defensa de ducto ascendente, abrazaderas para ducto ascendente y curva de expansión, cantiliver, plataformas de operación de válvulas y soportería en general, debe apegarse a los códigos establecidos en la ingeniería de detalle.

6.4.1.4. 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 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.

6.4.1.5. El tendido de ducto en áreas congestionadas con instalaciones existentes y en los cruzamientos con otros ductos 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.

6.4.1.6. Las juntas individuales entre tubos se deben marcar de conformidad con un sistema de rastreo de tubos establecido por el Regulado.

6.4.1.7. La inspección y el recubrimiento de las juntas de sitio deben cumplir con los requisitos establecidos en las especificaciones de diseño.

6.4.1.8. Se debe inspeccionar cómo queda instalado el gasoducto, ya sea por un monitoreo continuo del punto de colocación sobre el lecho marino o desde un barco especial para dicha inspección.

6.4.2. Actividades principales de construcción del Gasoducto Marino.

6.4.2.1. Para el tendido del gasoducto se deben realizar como mínimo las siguientes actividades:

- I. Selección del método adecuado de instalación del gasoducto;
- II. Preparar el lecho marino, si es necesario;
- III. Se debe demostrar que la resistencia a la abrasión del recubrimiento del gasoducto es adecuada para las condiciones del tendido;
- IV. La cabeza de tracción se debe instalar de modo que se eviten esfuerzos excesivos en el gasoducto y se realice una conexión segura;
- V. Se deben utilizar dispositivos de flotación en caso de requerirse para mantener la tensión dentro de límites aceptables;
- VI. Se requiere un monitoreo continuo de la tensión del cable y de la fuerza de tracción durante el tendido del ducto, y
- VII. Dragado del gasoducto, si es necesario.

6.4.3. Procedimientos de construcción del Gasoducto Marino.

6.4.3.1. Se deben elaborar y aprobar como mínimo los siguientes procedimientos para que apliquen conforme a la etapa de construcción del proyecto y con ellos realizar la supervisión de la obra en sitio:

- I. Procedimiento de soldadura;
- II. Procedimiento de calificación de soldadores;
- III. Procedimiento de relevado de esfuerzos;
- IV. Procedimientos de pruebas no destructivas;
- V. Procedimientos de reparación de soldadura;
- VI. Procedimiento de inspección de materiales y equipos;
- VII. Procedimiento de posicionamiento GPS;
- VIII. Procedimiento de buceo de construcción;
- IX. Procedimientos de inspección subacuática;
- X. Procedimientos de tendido de línea regular marina;
- XI. Procedimiento de recuperación de tubería;
- XII. Procedimiento de izaje/descenso de línea marina;
- XIII. Procedimiento de fabricación e instalación de abrazaderas y defensas;
- XIV. Procedimiento de fabricación e instalación de elementos (Accesorios y tuberías) en plataforma;
- XV. Procedimiento para aplicación de protección anticorrosiva y lastrado de tubería;
- XVI. Procedimiento para lastrado de codos para curva de expansión;
- XVII. Procedimiento de fabricación e instalación de ducto ascendente y curva de expansión;
- XVIII. Procedimiento de acolchonamiento en cruces de tubería o interconexiones submarinas;
- XIX. Procedimiento de dragado de línea regular marina;
- XX. Procedimiento de instalación de derivaciones o ramales;
- XXI. Procedimiento de interconexión marina con líneas existentes (cuando aplique);
- XXII. Procedimiento de empare marino;
- XXIII. Procedimiento de prueba hidrostática y limpieza del ducto marino;
- XXIV. Procedimiento de secado e inertizado del ducto marino;
- XXV. Procedimiento de instalación de instrumentación control y fuerza;
- XXVI. Procedimiento de embridajes y desembridajes de interconexiones;
- XXVII. Procedimiento de manejo y cuidado de los ánodos, y
- XXVIII. Plan de contingencia por posicionamiento dinámico de la embarcación.

6.4.3.2. Además, se debe contar con la documentación autorizada que acrediten los permisos de navegación y las características de la embarcación principal y de las embarcaciones de apoyo, con la finalidad de comprobar que cumplen con la normatividad nacional vigente y aplicable indicada en las bases de diseño del proyecto, requerida para los trabajos de construcción.

6.4.4. Certificados de equipos.

En las embarcaciones o sitio de la obra, se debe mantener el equipo mínimo principal de acuerdo con la fase de construcción por ejecutar, en cantidad y en condiciones de operación, para efectuar los trabajos de construcción e instalación del Gasoducto marino, los cuales deben tener sus certificados correspondientes de calibración vigentes.

6.4.5. Certificados de materiales.

6.4.5.1. El Regulado debe contar con la documentación de los materiales, los cuales deben ser como mínimo:

- I. Certificados de pruebas de fábrica;
- II. Certificados de calidad, y
- III. Pedimento de importación, para materiales o equipos de procedencia extranjera.

6.4.5.2. Para tuberías, accesorios (bridas, codos, tees, weldolet, sockolet, thredolet, juntas aislantes, entre otros), así como para los ánodos del sistema de protección catódica, el Regulado debe contar con la documentación señalada en las bases de diseño del proyecto.

6.4.6. Lastrado de tubería en planta.

6.4.6.1. Los materiales empleados en la elaboración del lastre deben ser: acero, grava, arena, cemento, mineral de hierro o barita, aditivos para concreto y agua, los cuales deben cumplir con los requisitos mencionados en los procedimientos aprobados para la etapa de construcción, los procedimientos deben incluir, entre otros puntos:

- I. Proporcionamiento de la mezcla;
- II. Inspección de los tubos previamente almacenados;
- III. Reparación de daños en el recubrimiento anticorrosivo;
- IV. Inspección y limpieza de los tubos y materiales previa al comienzo de las operaciones de lastrado;
- V. Instalación de ánodos de sacrificio;
- VI. Lastrado;
- VII. Reparación del lastre;
- VIII. Discontinuidad eléctrica;
- IX. Manejo;
- X. Almacenaje y embarque, e
- XI. Inspección de colocación del acero de refuerzo.

6.4.6.2. Asimismo, se debe contar, entre otros, con los certificados de: materiales, equipos, incluyendo el de laboratorio y maquinaria de lastrado, los trabajos de lastrado deben ser certificados y se deben realizar en planta, usando el equipo y maquinaria que sea capaz de producir un recubrimiento uniforme en espesor, densidad o masa unitaria y consistencia de la mezcla.

6.4.6.3. La aplicación del lastrado de concreto en los tramos de tubería con ánodo de sacrificio puede realizarse de acuerdo con lo siguiente:

- I. Concreto lanzado (por colisión). - El recubrimiento de concreto en los tramos de tubería con ánodo de sacrificio puede aplicarse antes o después de la instalación de dichos ánodos;
- II. Compresión o concreto envuelto. - Los ánodos de sacrificio se deben instalar en los tubos seleccionados después de la aplicación y fraguado del lastre de concreto. Para ello se deben realizar cortes rectos al concreto aplicado a los tubos dependiendo de la longitud de los ánodos, cuidando que dichos cortes no dañen el recubrimiento anticorrosivo, y
- III. Moldes, cimbra o un método distinto. - Se debe asegurar no provocar daños al ánodo, recubrimientos, concreto o tubo.

6.4.7. Preparación de lingadas de tubería.

6.4.7.1. Dentro de los aspectos que debe considerar el Regulado, es la longitud más conveniente de la(s) lingada(s), tomando en cuenta la disponibilidad de espacios y los aspectos constructivos a garantizar durante el proceso de introducción y definir perfectamente la longitud de la lingada, para determinar la fabricación de una o más lingadas, tomando en cuenta la longitud del desarrollo total de la curva.

6.4.7.2. La tubería desde su descarga debe ser estibada lo más cercano al lugar donde se fabricará la lingada, para ser presentada en forma alineada y su punteo con soldadura.

6.4.7.3. Para construir la lingada interconexión se deben ir ajustando los tramos de tubería, tanto rectos como las curvas, para lo cual debe efectuarse los cortes necesarios con el bisel requerido, por medio de equipo de corte oxiacetileno y biseladora, se debe emplear mezcla oxígeno-acetileno para realizar los cortes correspondientes.

6.4.8. Aplicación de soldadura.

6.4.8.1. La aplicación de la soldadura debe ser de acuerdo con el procedimiento de soldadura elaborado y debe contener el proceso de soldadura a utilizar. Este procedimiento debe considerar las variables esenciales, las variables no esenciales y las variables esenciales suplementarias, según la norma y/o código que aplique, indicados en las bases de diseño. De igual manera, este procedimiento debe ser aplicado para la calificación de los soldadores y debe indicar el proceso de la reparación de defectos en soldadura en caso de presentarse.

6.4.8.2. La calificación del procedimiento de soldadura es responsabilidad del Regulado y debe efectuarla un inspector de soldadura certificado por algún organismo de certificación.

6.4.8.3. Antes de iniciar la operación de soldadura en el ducto, se debe asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas de acuerdo con la especificación de la tubería. La calidad de la soldadura debe ser determinada por pruebas destructivas y no destructivas.

6.4.8.4. Para el caso de la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, trampa de diablos e interconexiones sobre cubierta, el procedimiento de soldadura especificado debe ser calificado e incluir los diferentes parámetros que se indican en el Artículo 2 del ASME Sección IX o equivalente. Para elementos estructurales, el procedimiento de soldadura especificado debe ser calificado e incluir los diferentes parámetros que se indican en el Capítulo 3 del AWS D1.1.

6.4.9. Tendido y/o izaje del gasoducto.

6.4.9.1. Para cuestiones de instalación el ducto se divide en:

- I. Ducto ascendente: Para la instalación del ducto ascendente por el sistema de izaje, se requiere como mínimo de la siguiente información:
 - a) Memoria de cálculo del sistema de izaje;
 - b) Localización del sitio de instalación (sitios para lanzamiento o sitios de izaje protegidos);
 - c) Arreglo de izaje;
 - d) Procedimientos de maniobra del barco-grúa, y
 - e) Procedimientos de instalación.
- II. Curva de expansión: Para la instalación de la curva de expansión por el sistema de izaje, se requiere como mínimo de la siguiente información:
 - a) Memoria de cálculo del sistema de izaje;
 - b) Localización del sitio de instalación (sitios para lanzamiento o sitios de izaje protegidos);
 - c) Arreglo de izaje;
 - d) Procedimientos de maniobra del barco-grúa, y
 - e) Procedimientos de instalación.
- III. Línea regular por tendido: Una vez preparadas las lingadas y seleccionado el método de tendido ("J" o "S") se debe realizar el análisis de tendido verificando que los esfuerzos producidos durante su instalación no sobrepasen los límites permisibles. Se deben revisar tres momentos posibles en el tendido gasoducto:

- a) Inicio del tendido;
- b) Tendido normal, y
- c) Abandono.

Se debe verificar que la barcaza de apoyo durante los trabajos del tendido tenga la capacidad para tender el gasoducto, sin presentar problemas de sobreesfuerzos en algún tramo de la lingada.

- IV. Línea regular por izaje: Para la instalación del gasoducto por el sistema de izaje, se requiere como mínimo de la siguiente información:
 - a) Memoria de cálculo del sistema de izaje;
 - b) Localización del sitio de instalación (sitios para lanzamiento o sitios de izaje protegidos);
 - c) Arreglo de izaje;
 - d) Procedimientos de maniobra del barco-grúa, y
 - e) Procedimientos de instalación.
- V. Arribo playero en trinchera: Para la instalación del Gasoducto en trinchera en el arribo playero, se requiere como mínimo de la siguiente información:

- a) Preparación de la lingada;
- b) Localización del sitio de instalación;
- c) Selección de la embarcación de apoyo;
- d) Profundidad mínima de enterrado, y
- e) Procedimientos de instalación.

VI. Arribo playero por perforación direccional horizontal: Para la instalación del gasoducto en el arribo playero por medio del método constructivo de perforación horizontal direccional, se requiere como mínimo de la siguiente información:

- a) Perfil topográfico;
- b) Estudios de mecánica de suelos;
- c) Ingeniería aprobada para construcción;
- d) Preparación de la lingada;
- e) Localización del sitio de instalación;
- f) Selección de la embarcación de apoyo;
- g) Selección del equipo y maquinaria en tierra, y
- h) Procedimientos de instalación.

6.4.10. Dragado.

6.4.10.1. El dragado de la línea regular se debe realizar de acuerdo con el procedimiento aprobado. Se debe contar previamente con las memorias de cálculo, donde se establece la máxima cobertura que se puede realizar en un solo paso sin poner en peligro la integridad de la tubería. Así mismo el dragado debe apegarse a la ingeniería de detalle en su versión APC. Previo al inicio de los trabajos de dragado, los equipos deben ser probados y calibrados conforme al diámetro de la tubería, al tipo de terreno y a la profundidad del área.

6.4.10.2. Para el posicionamiento de la embarcación durante el dragado, se debe utilizar el equipo de posicionamiento GPS.

6.4.10.3. Con personal y equipo de buceo se deben llevar a cabo las inspecciones de la zanja para corroborar que se cumplen con las dimensiones de las coberturas de cada paso. El intervalo de estas inspecciones debe considerar el funcionamiento del equipo, las condiciones climatológicas y los resultados obtenidos.

6.4.10.4. Se deben establecer los puntos de inspección para confirmar las profundidades, uniformidad de la zanja, profundidad del lomo del tubo y del lecho natural, remoción del material bajo la tubería, daños en el lastre o en el recubrimiento anticorrosivo y se debe llevar el registro correspondiente.

6.4.10.5. El perfil de la tubería dentro de la zanja debe ser constante o uniforme (sin valles o crestas) así como también, la pendiente en la zona de transición, para que los esfuerzos no excedan los límites indicados en la ingeniería de detalle en su versión APC.

6.4.10.6. La tubería debe quedar, dentro de la zanja, con espacio de un metro como mínimo entre el lomo superior del tubo y el lecho marino.

6.4.10.7. La cobertura en aproximaciones a la costa debe ser establecida considerando los estudios geofísicos, geotécnicos y de estabilidad hidrodinámica.

6.4.10.8. Se debe llevar un registro de todos los acontecimientos que surjan en el dragado de la línea regular, incluyendo los equipos, instrumentos y personal que interviene, para tener constancia documental de esta actividad.

6.4.11. Interconexión con instalación superficial.

6.4.11.1. La interconexión entre instalaciones debe incluir, al menos, lo siguiente:

- I.** Levantamiento y preparación para las operaciones de interconexión de la sección de gasoducto o tubo ascendente:
 - a) Control de alineación y configuración;
 - b) Conexión mecánica o soldada, y
 - c) En caso de utilizarse métodos marinos, se requieren procedimientos adicionales para cubrir los aspectos de seguridad y operación de las actividades marinas.
- II.** Procedimientos de contingencia.
 - a) Condiciones climáticas que excedan las condiciones límite de operación antes de completar la interconexión, y
 - b) Aspectos adicionales para cubrir los rubros de seguridad y operación de las actividades por debajo del agua en caso de utilizarse métodos marinos.
- III.** Inspección del gasoducto como quedó colocado el cual debe incluir, al menos, lo siguiente:
 - a) Mapa detallado de la posición del gasoducto, incluyendo la ubicación de interconexiones, montajes en línea, anclaje y estructuras de protección, interconexiones, soportes, entre otros;
 - b) Mediciones de desalineación, en su caso,

- c) Profundidad de la cubierta o de la trinchera, en su caso;
- d) Cuantificación de las longitudes y alturas de los tramos libres, incluyendo las tolerancias correspondientes;
- e) Ubicación de las áreas dañadas de la tubería, recubrimiento y ánodos;
- f) Ubicación de cualquier área con socavación o erosión a lo largo del gasoducto y lecho marino adyacente;
- g) 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 de diseño;
- h) 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, y
- i) Grabación en video del gasoducto una vez instalado por completo.

6.4.11.2. Una vez terminada la construcción del gasoducto se debe realizar la limpieza de la tubería considerando lo siguiente:

- I. Protección contra daños de componentes del gasoducto que pudieran causar los diablos y fluidos de limpieza;
- II. Dispositivos de pruebas como esferas de aislamiento, entre otros;
- III. Eliminación de sustancias que pudieran contaminar el gas natural que se transportará;
- IV. Eliminación de costras, escamas y partículas de pruebas;
- V. Organismos y residuos de fluidos de prueba;
- VI. Residuos químicos, y
- VII. Eliminación de partículas metálicas que pudieran afectar las actividades futuras de inspección.

6.4.12. Pruebas de campo.

6.4.12.1. Pruebas no destructivas.

Los criterios de aceptación de las pruebas no destructivas con inspección radiográfica deben ser las establecidas en el procedimiento de soldadura. Para el caso de la calificación de las soldaduras de elementos estructurales, se debe aplicar el criterio de aceptación indicado en el capítulo 6 del AWS D1.1.

6.4.12.2. Pruebas destructivas

Para línea regular e interconexiones submarinas, las pruebas destructivas de la soldadura se deben realizar en especímenes que deben ser cortados y preparados de acuerdo con el estándar API-STD 1104 sección 5.6 vigente, equivalente o aquel que lo sustituya. Para la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso e interconexiones en cubierta de plataforma, se debe cumplir con lo indicado en el código ASME sección IX, vigente, equivalente, o aquel que lo sustituya, en lo referente al tipo, número y corte de especímenes, así como también su criterio de aceptación.

6.4.12.3. Prueba de presión

6.4.12.3.1. La prueba de presión del gasoducto se debe realizar con base en la presión de prueba del sistema determinada en la ingeniería APC. La 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.

6.4.12.3.2. 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.

6.4.12.4. Prueba hidrostática

6.4.12.4.1. La prueba hidrostática debe realizarse a todos los elementos que conforman el sistema del gasoducto, de trampa a trampa, como son: línea regular, curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, incluyendo la propia trampa de diablos, y limpiadas mediante una corrida de diablos para desalojar el líquido de prueba previamente a su puesta en operación.

6.4.12.4.2. 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.

6.4.12.4.3. La prueba hidrostática debe ser efectuada después de haber dragado la línea regular y debe ser a 1,25 veces la Presión de diseño.

6.4.12.4.4. El tiempo de duración de la prueba hidrostática para el caso de ductos marinos debe ser de 24 horas, a partir del momento de alcanzar la Presión de prueba y el estabilizado de la misma.

6.4.12.4.5. Para el caso de pruebas hidrostáticas en interconexiones sobre cubierta de plataforma, la presión de prueba debe ser 1,5 veces la Presión de diseño y el tiempo de duración debe ser de 4 horas, debiéndose efectuar recorridos de inspección visual del sistema o circuito durante la prueba.

6.4.12.4.6. Cuando se efectúe la prueba hidrostática por secciones del ducto, es decir, a la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso y trampa de diablos, el tiempo de prueba debe ser de 4 horas a una presión de 1,25 veces la de diseño.

6.4.13. Protección anticorrosiva para instalaciones superficiales.

6.4.13.1. El recubrimiento externo debe ser eficiente en el ambiente al que está expuesto el gasoducto, y su selección debe incluir, entre otros, lo siguiente:

- I. pH;
- II. Resistividad;
- III. Temperatura;
- IV. Compatibilidad para soportar condiciones externas;
- V. Resistencia al flujo en frío, fragilidad y agrietamiento;
- VI. Tipo de terreno, y
- VII. Capacidad para soportar tensiones de instalación.

6.4.13.2. Los tubos verticales expuestos en la zona de salpicaduras deben protegerse con un recubrimiento externo de zona de salpicaduras que resista los efectos de la corrosión, la luz solar, la acción de las olas y el daño mecánico. Las formaciones de hielo pesado pueden indicar necesidad de otras medidas de protección.

6.4.13.3. Las válvulas y accesorios expuestos a la atmósfera deben protegerse con un revestimiento adecuado y deben ser inspeccionados visualmente por corrosión.

6.4.13.4. Para el sistema de recubrimiento anticorrosivo, se deben considerar los aspectos siguientes:

- I. Calidad de los recubrimientos;
 - a) Calidad de la materia prima, y
 - b) Pruebas de comportamiento.
- II. Limpieza de superficie y perfil de anclaje:
 - a) Materiales;
 - b) Equipo;
 - c) Condiciones atmosféricas, e
 - d) Inspección.
- III. Condiciones de aplicación:
 - a) Calificación del aplicador;
 - b) Equipo;
 - c) Condiciones ambientales;
 - d) Tiempo entre capas, e
 - e) Inspección.
- IV. Pruebas finales:
 - a) Inspección visual;
 - b) Medición de espesores;
 - c) Detección dieléctrica, y
 - d) Adherencia.

6.4.14. Protección catódica.

6.4.14.1. En todo el gasoducto se debe instalar un sistema de protección catódica que cumpla con los requisitos establecidos en la ingeniería de detalle en versión APC del proyecto.

6.4.14.2. El sistema de protección catódica debe prevenir la corrosión externa durante la vida útil de la tubería y cumplir con lo siguiente:

- I. Proporcionar suficiente corriente a la tubería para protegerla y distribuir esta corriente cubriendo toda la superficie del gasoducto;
- II. El sistema de ánodo de sacrificio debe permitir la rehabilitación periódica del sistema del ánodo durante su operación;
- III. La tubería costa afuera que esté protegida por sistemas de ánodos galvánicos debe aislarse eléctricamente de otras tuberías y estructuras que están protegidas por sistemas de corriente impresa.
- IV. La tubería costa afuera debe ser aislada de otras estructuras no protegidas, para asegurar la continuidad de la electricidad, y

- V. Se debe asegurar que los diferentes sistemas protección catódica de las tuberías o estructuras adyacentes sean compatibles y que ninguna corriente excesiva drene de un sistema a otro sistema adyacente.

6.5. Conclusión de la etapa de Construcción.

Una vez terminada la construcción de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, el Regulado debe elaborar un libro de proyecto con la ingeniería de detalle en su edición Como Quedó Construido (*As-Built*), mismo que debe ser conservado durante las etapas de desarrollo del proyecto y estar disponible para cuando la Agencia lo requiera, y como mínimo incluir lo siguiente, según aplique:

- I. Datos generales de la Instalación (nombre, dirección, u otros);
- II. Capacidad de las áreas operativas;
- III. Normatividad aplicable, códigos y estándares;
- IV. Ubicación georreferenciada;
- V. Inventario de Productos manejados;
- VI. Estudios de mecánica de suelos y topográfico;
- VII. Estudio hidrológico e hidráulico;
- VIII. Memorias de cálculo y diseño;
- IX. Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y sus actualizaciones, e
- X. Información mínima de las siguientes especialidades:
 - a) Ingeniería de procesos versión Como Quedó Construido (*As-Built*):
 1. Diagrama de flujo de proceso y servicios auxiliares;
 2. Bases de diseño;
 3. Requerimiento de servicios principales (auxiliares);
 4. Balance de materia y energía;
 5. Lista de equipo;
 6. Filosofías de operación;
 7. Plano de Localización General (*Plot Plant*);
 8. Diagramas de tubería e instrumentación;
 9. Lista de líneas de proceso y servicios auxiliares;
 10. Lista de puntos de interconexión (TIE-IN's);
 11. Hojas de datos y memoria de cálculo;
 12. Especificación de sistemas de protección;
 13. Especificación de sistemas de control;
 14. Especificaciones técnicas, y
 15. Manuales de los fabricantes.
 - b) Corrosión:
 1. Estudio de corrosión;
 2. Especificación técnica de los sistemas de recubrimiento anticorrosivo para la protección interna/externa;
 3. Memoria de cálculo de sistemas de protección catódica, y
 4. Especificación de sistema de protección catódica.
 - c) Arquitectura:
 1. Planos de urbanización general;
 2. Plano de edificios (los que apliquen): Oficinas, Taller, Almacén Cuarto de Control, Subestaciones eléctricas, Caseta de Vigilancia, y
 3. Plano de almacén de residuos peligrosos.
 - d) Ingeniería Civil:
 1. Memorias de cálculo;

2. Base de diseño civiles;
 3. Especificación para concretos;
 4. Especificación para aceros;
 5. Plataformas, elevaciones del terreno;
 6. Caminos, puentes y taludes;
 7. Fosas y Diques;
 8. Instalaciones hidráulicas: drenaje pluvial, aguas aceitosas y aguas negras;
 9. Edificios;
 10. Civil de Sistema de descarga;
 11. Civil de sistema de Almacenamiento;
 12. Civil de Sistema Regasificación;
 13. Civil de sistema de Envío;
 14. Cimentaciones de equipos principales;
 15. Estructuras de acero, soportes de tubería, y
 16. Soportes en general.
- e) Ingeniería en tuberías:
1. Especificaciones de materiales de tuberías;
 2. Plano de notas generales para tuberías;
 3. Planos de arreglos de tuberías aéreas vistas en: plantas, elevaciones, cortes o detalles;
 4. Planos de tuberías subterráneas;
 5. Plano de tubería de la red de agua contra incendio, y
 6. Dibujos isométricos de tuberías.
- f) Ingeniería Mecánica:
1. Arreglo mecánico de equipos principales de sistema de Descarga, Almacenamiento, Regasificación y envío;
 2. Hojas de datos de equipos principales;
 3. Curvas de desempeño de equipos principales, y
 4. Sistema de aire acondicionado de edificios.
- g) Análisis de esfuerzos:
1. Estudios hidráulicos;
 2. Análisis de esfuerzos dinámicos y estáticos para sistemas de tuberías;
 3. Estudios de flexibilidad para Apoyos y guías para tuberías;
 4. Cálculo de cargas y localización de estructuras especiales (en caso de aplicar), e
 5. Isométricos con la localización de apoyos y guías para tuberías.
- h) Ingeniería eléctrica:
1. Diagramas unifilares;
 2. Arreglo de equipo eléctrico;
 3. Distribución de tableros eléctricos;
 4. Cédula de conductores y tubería;
 5. Sistemas de puesta a tierra;
 6. Sistemas de protección contra descargas atmosféricas;
 7. Sistema de alumbrado de la Instalación, y
 8. Planta de energía eléctrica de emergencia.
- i) Ingeniería de instrumentación y control:
1. Índice de instrumentos;

2. Diagramas funcionales de instrumentación (lazos de control);
 3. Especificación del sistema de control;
 4. Arquitectura del sistema de control;
 5. Base de datos del Sistema de Control (SDMC);
 6. Lógicos de control;
 7. Especificación del sistema de paro de emergencia;
 8. Hojas de especificación de instrumentos;
 9. Matriz de paro por emergencia;
 10. Plano de localización y rutas eléctricas SDMC;
 11. Plano de localización y rutas eléctricas del sistema de paro de emergencia;
 12. Cédula de conductores de Instrumentos de proceso, y
 13. Cédula de conductores de Instrumentos del sistema de paro de emergencia.
- j) Ingeniería de Telecomunicaciones:
1. Planos de arquitectura y/o configuración de los sistemas con que cuente la Instalación, y
 2. Especificaciones Técnicas de los sistemas con que cuente la Instalación.
- k) Ingeniería Mecánica Equipo Dinámico:
1. Hojas de Datos de equipo dinámico, y
 2. Especificaciones técnicas de equipo dinámico.
- l) Operación:
1. Manual de Operación;
 2. Matriz de arranque y paro, y
 3. Procedimientos de operación normal y de emergencia de la Instalación.
- m) Seguridad Industrial:
1. Filosofía de operación de los sistemas de agua contra incendio y detección y alarma;
 2. Especificaciones de equipo del sistema de agua contra incendio y sistema de detección y alarma;
 3. Planos de localización de equipo contra incendio;
 4. Planos de localización de detectores y alarmas;
 5. Matrices Lógicas del sistema de detección y alarma de la Instalación;
 6. Planos de rutas conduit del sistema de detección y alarma;
 7. Diagramas de alambrado del sistema de detección y alarma, y
 8. Plano de localización de letreros de seguridad, puntos de reunión y rutas de evacuación.
- n) Dispositivos de relevo de presión y vacío:
1. Listado de dispositivos de relevo de presión y vacío;
 2. Hojas de datos;
 3. Certificado de calibración;
 4. Certificado de fabricación;
 5. memoria de cálculo, y
 6. Placa de datos.
- o) Recipientes sujetos a presión:
1. Especificaciones técnicas de los tanques de Almacenamiento;
 2. Listado de recipientes sujetos a presión;
 3. Expediente de integridad de recipientes sujetos a presión;
 4. Memoria de cálculo;
 5. Plano o dibujo;

6. Certificado de fabricación, y
 7. Placa de datos.
- p) Tanques atmosféricos:
1. Listado de tanques atmosféricos;
 2. Memoria de cálculo de tanques atmosféricos;
 3. Plano o dibujo;
 4. Certificado de fabricación, y
 5. Placa de datos.

7. Pre-Arranque

7.1. Los Regulados deben contar con un mecanismo para realizar la Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA), para los equipos o Instalaciones sujetos a un inicio o reinicio de operaciones; cuando se presente alguno de los siguientes escenarios:

- I. Instalaciones y/o equipos nuevos;
- II. Reparaciones y/o modificaciones de instalaciones y/o equipos, que ocasionen paros, atendiendo los riesgos asociados a las actividades de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- III. Instalaciones que hayan estado Fuera de operación debido a paros por accidentes, por logística de operación, fines comerciales, entre otras, atendiendo los riesgos asociados a las actividades de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, o
- IV. Entre otros, que difieran de los aludidos en las fracciones anteriores, atendiendo los riesgos asociados a las actividades de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

7.2. Los Regulados deben efectuar la RSPA, de forma total o por etapas de acuerdo con la complejidad de las Instalaciones y procesos:

- I. Total: cuando la logística del arranque de sus Instalaciones y procesos lo permita, y
- II. Por etapas o secuenciada: cuando la logística del arranque de sus Instalaciones y procesos así lo requieran.

7.3. Los Regulados deben conformar un grupo de RSPA, el cual estará conformado por un coordinador y personal con experiencia y conocimientos en diseño, construcción, reparación, modificación o rehabilitación de los equipos y/o instalaciones, así como aquellos que operarán, darán mantenimiento y ejecutarán las funciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, una vez que se lleve a cabo el inicio o reinicio de la Operación.

7.4. En caso de considerarse necesario en el desarrollo de la RSPA y atendiendo a la complejidad de los procesos, instalaciones o equipos, se integrarán al grupo de RSPA especialistas en materias tales como: civil, eléctrico, mecánico, ya sea éste estático o dinámico, instrumentos, áreas internas y externas, fabricantes, licenciadores, o cualquier otro personal propio, contratista, subcontratista, proveedor o prestador de servicio que, por su relación con el equipo o instalación, intervenga.

7.5. Los integrantes del grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deben realizar, entre otras, las actividades siguientes:

- I. Elaborar las listas de verificación necesarias acorde a las instalaciones;
- II. Llevar a cabo la revisión documental;
- III. Llevar a cabo la revisión física;
- IV. Evaluar y clasificar el riesgo de los Hallazgos;
- V. Elaborar los programas de atención de recomendaciones de los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda;
- VI. Elaborar los programas de atención de recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda;
- VII. Validar el cumplimiento de los programas establecidos en las fracciones V y VI del presente numeral;
- VIII. Verificar que se cumplan las recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA;
- IX. Generar los registros de su participación y aportación de acuerdo con su especialidad, entregándolos al coordinador de la RSPA, y
- X. Emitir el resultado de la RSPA.

7.6. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe realizar la revisión documental conforme a planos aprobados Como Quedó Construido (As-Built), Diagramas de flujo de proceso, manuales, procedimientos, filosofía de operación, de control, recomendaciones de fabricantes, resultados de pruebas, u otra información que consideren necesaria atendiendo la naturaleza de la actividad que se desarrolle en el Sector Hidrocarburos; con la finalidad de verificar que los requisitos y especificaciones técnicas de diseño, Construcción, así como aquellos requisitos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente necesarios para un arranque seguro, han sido cumplidos.

7.7. La revisión documental de las instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones, debe llevarse a cabo utilizando listas de verificación que permitan la identificación, control y seguimiento de los Hallazgos de la RSPA, considerando

como mínimo los siguientes elementos del SASISOPA de los Regulados:

- I. Identificación de Peligros, Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos;
- II. Requisitos legales;
- III. Competencia, capacitación y entrenamiento;
- IV. Mejores prácticas y estándares;
- V. Control de actividades y procesos;
- VI. Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad;
- VII. Preparación y respuesta a emergencias;
- VIII. Monitoreo, verificación y evaluación;
- IX. Auditorías, e
- X. Investigación de Incidentes y Accidentes.

7.8. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe revisar las instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones verificando en campo que se cumplen los requisitos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente. La revisión física podrá incluir elementos tales como: minutas de trabajo, fotografías, entrevistas, pruebas, reportes de campo, registros u otros medios de verificación, que permitan demostrar como mínimo lo siguiente:

- I. Congruencia entre lo indicado en la revisión documental y lo existente en campo;
- II. Cumplimiento de lo dispuesto en las especificaciones de diseño, planos Como Quedó Construido (*As-Built*), Diagramas de flujo de proceso, de control, filosofía de operación, manuales y procedimientos;
- III. Que se realizaron todas las inspecciones y pruebas establecidas en el diseño, atendiendo la naturaleza de la actividad del Sector Hidrocarburos que se desarrolla;
- IV. Cumplimiento de requisitos físicos, integridad mecánica y operatividad;
- V. Cumplimiento de los requisitos legales y documentales de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, aplicables a las instalaciones y/o equipos sujetos a la RSPA, y
- VI. Cumplimiento de los requisitos orientados a la competencia, capacitación y entrenamiento del personal involucrado que operará y mantendrá la Instalación; así como de los contratistas, subcontratistas, proveedores y prestadores de servicios aplicables a las instalaciones y/o equipos sujetos a la RSPA.

7.9. La información que se genere de la revisión documental y física debe registrarse de forma tal que permita la identificación, verificación, control y seguimiento de los Hallazgos de la RSPA; conteniendo al menos lo siguiente:

- I. Nombre del elemento a revisar;
- II. Puntos que verificar;
- III. Comentario o información presentada;
- IV. Hallazgos;
- V. Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones;
- VI. Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones;
- VII. Acciones para atención de Hallazgos;
- VIII. Responsable;
- IX. Fecha de atención, y
- X. Estado de cumplimiento.

7.10. Cada integrante de acuerdo con su especialidad debe identificar los Hallazgos considerando lo indicado en los numerales 7.7 (Revisión documental) y 7.8 (Revisión física) de la presente Norma Oficial Mexicana.

7.11. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe analizar, evaluar y clasificar los Hallazgos.

7.12. Los Hallazgos se deben registrar y plantear en escenarios de riesgo, de tal forma que se identifiquen los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones por los riesgos que representan; así como también aquéllos que no lo impiden.

7.13. Para evaluar los escenarios de riesgo, el grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe desarrollar una matriz de riesgo de frecuencia y consecuencia, tomando como base información de datos propios o de bibliografía especializada, para definir los valores que se asignarán a la frecuencia y consecuencia de los Hallazgos identificados, justificando la información presentada y/o indicando las fuentes o referencias bibliográficas.

7.14. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe clasificar los Hallazgos, de conformidad con lo establecido en la matriz de riesgo definida en el numeral 7.13, identificando aquellos que impidan o no el inicio o reinicio de operaciones.

7.15. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe elaborar los programas de atención de las recomendaciones a los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda, los cuales serán atendidos previo al inicio o reinicio

de operaciones.

7.16. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe elaborar los programas de atención de las recomendaciones a los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, en los cuales se estipularán los plazos y los responsables para su cumplimiento.

7.17. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe validar el cumplimiento de las recomendaciones de los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones, de acuerdo con el mecanismo que los Regulados establezcan, pudiendo ser evidencias documentales o físicas para el cierre de recomendaciones, y éstas serán conservadas en las Instalaciones.

7.18. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe validar que las instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones se encuentran en condiciones de iniciar operaciones, documentando como mínimo la siguiente información:

- a) Lugar, fecha de inicio y terminación de la RSPA;
- b) Nombre, domicilio y descripción de la Instalación y/o equipos revisados;
- c) Cumplimiento de las recomendaciones derivadas de la totalidad de Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones;
- d) Programa de atención al cumplimiento de recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, de conformidad con lo establecido en el numeral 7.16;
- e) Escrito bajo protesta de decir verdad en donde se mencione que los equipos e instalaciones han sido revisados y las condiciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para un arranque seguro han sido cumplidas, y
- f) Nombre, cargo, especialidad y firma de quienes integran el grupo responsable de llevar a cabo la RSPA.

7.19. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe validar el cumplimiento de las recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, de acuerdo con el mecanismo que los Regulados establezcan.

7.20. Cuando la RSPA se efectúe en varias etapas, los Regulados deben obtener la validación correspondiente para cada etapa, de acuerdo con el numeral 7.18 de la presente Norma Oficial Mexicana.

7.21. Una vez que se ha concluido la RSPA, los Regulados deben obtener un Dictamen de Pre-arranque emitido por la Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección, en el que conste que la Construcción y los equipos son acordes a la ingeniería aprobada para construcción (APC), a las modificaciones incorporadas en dicha ingeniería durante la Construcción, planos Como Quedó Construido (As-Built) y que las recomendaciones de los Hallazgos de Pre-arranque que impiden el inicio o reinicio de operaciones fueron atendidas satisfactoriamente.

7.22. Una vez obtenido el Dictamen de Pre-arranque favorable, establecido en el numeral 7.21 de la presente Norma Oficial Mexicana, los Regulados pueden autorizar la puesta en operación de equipos o Instalaciones nuevas, reparadas, modificadas, o que han estado Fuera de operación.

7.23. Cuando los Regulados realicen la RSPA por etapas o secuenciada de las instalaciones y/o equipos, deben obtener un sólo Dictamen de Pre-arranque que valide la totalidad de las revisiones que fueron necesarias para el inicio o reinicio de las operaciones de la Instalación y/o equipo sujeto a la RSPA.

7.24. Los Regulados deben obtener y presentar ante la Agencia el Dictamen de Pre-arranque, mismo que deberá ser presentado en copia simple, por los medios que establezca, en un plazo máximo de 10 días hábiles, posterior al inicio o reinicio de operaciones.

7.25. Cuando la totalidad de las recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA que impiden o no, el inicio o reinicio de operaciones se hayan cumplido, los Regulados deben hacerlo constar en un acta de cierre, misma que debe ser conservada durante las etapas de desarrollo del proyecto y estar disponible para cuando la Agencia lo requiera, documentando la siguiente información:

- I. Lugar y fecha de inicio y terminación de la RSPA;
- II. Nombre y domicilio de la Instalación;
- III. Localización y descripción de la Instalación y/o de los equipos revisados;
- IV. Nombre, cargo, especialidad y firma de los participantes en la RSPA;
- V. Fecha del inicio o reinicio de operaciones;
- VI. Cumplimiento de las recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, y
- VII. Escrito bajo protesta de decir verdad en donde se mencione que los equipos e instalaciones fueron revisados y las condiciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para el arranque seguro fueron cumplidas.

8. Operación y Mantenimiento

En la etapa de operación se debe realizar y/o actualizar el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de acuerdo con la ingeniería "Como Quedó Construido" (As-Built), con un enfoque sistemático por personas especialistas en la materia, y como mínimo debe incluir lo siguiente:

- I. Descripción detallada del proceso;
- II. Condiciones de operación;
- III. Histórico de accidentes e incidentes en instalaciones similares;
- IV. Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada;
- V. Desarrollo y resultados de la o las metodologías de riesgos;

- VI. Evaluación y jerarquización de riesgos;
- VII. Identificación de escenarios más probables y catastróficos;
- VIII. Determinación de radios potenciales de afectación;
- IX. Interacciones de riesgos al interior y al exterior de la instalación, y
- X. Dispositivos, medidas y sistemas de seguridad para la prevención, control y mitigación de riesgos.

8.1. Manual de Operación.

8.1.1. El Regulado debe contar con un Manual de Operación que cumpla como mínimo con lo siguiente:

- I. Descripción de las instalaciones y enlistar los equipos que intervienen en la operación de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, estos deben ser operados conforme a lo establecido al Manual de Operación;
- II. Disponibilidad en un lugar de acceso inmediato en el cuarto de control de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera, y
- III. Actualización cuando ocurran cambios o modificaciones en la operación, procesos, equipos y tecnologías.

8.1.2. Contenido del Manual de Operación. Debe incluir como mínimo los documentos siguientes:

- I. Procedimientos de operación para los sistemas y componentes;
- II. Planos, diagramas de ingeniería y registros actualizados;
- III. Plan para el control de emergencias, y
- IV. Procedimientos para registros y análisis de incidentes y accidentes en los que se describan sus causas y cómo prevenir que se repitan.

8.1.3. Procedimientos del Manual de Operación.

8.1.3.1. 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, así como aquellos específicos para operaciones de trasvase de Gas Natural Licuado de Buque-tanques y procedimientos especiales contenidos en esta sección.

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

- I. Descripción de cada sistema o componente y su función, incluyendo la filosofía de control y condiciones de Diseño;
- II. Secuencia lógica detallada para la puesta en servicio inicial de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado para garantizar que los componentes operen satisfactoriamente;
- III. Secuencia lógica detallada para arranque y paro de equipos de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- IV. Purgado e inertizado de sistemas y tuberías para la operación inicial que contengan fluidos peligrosos;
- V. Secuencia de enfriamiento de los componentes de cada sistema que esté 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;
- VI. Verificación de los sistemas de tuberías criogénicas durante y después de la estabilización del enfriamiento para detectar fugas en bridas, válvulas y sellos, y
- VII. Secuencia lógica para vaciar y sacar de servicio, llenar y poner nuevamente en servicio componentes y sistemas.

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

- I. Descripción de los componentes y sistemas del procedimiento, filosofía de operación y control, limitaciones, propósito y condiciones de operación normal;
- II. 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;

- III. Monitoreo y control de variables de proceso para mantenerlos dentro de los límites de operación de los equipos y de los sistemas de la Instalación de Gas Natural;
- IV. Reconocimiento de condiciones de operación anormales y procedimientos para corregirlas y volver a la operación normal;
- V. Descripción para arranque y paro de los sistemas que componen la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- VI. Traslase seguro de Gas Natural Licuado y fluidos peligrosos (en donde aplique), incluyendo cómo prevenir el llenado excesivo de los tanques;
- VII. Calificación del personal. La operación de los sistemas que integran la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado sólo podrá ser realizada por personal calificado para las funciones asignadas, de acuerdo con el numeral 8.1.12. Plan de Capacitación de la presente Norma Oficial Mexicana;
- VIII. Especificaciones de los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente, y
- IX. Descripción de los sistemas de seguridad de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.1.3.4. Procedimientos específicos para el arribo de Buque-tanques.

Se debe desarrollar un plan específico para acercamiento, atraque, amarre, desamarre y salida de cada Buque-tanque que llegue a la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de acuerdo con los criterios siguientes:

- I. Coordinación desde la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado con piloto encargado de la maniobra del Buque-tanque durante las maniobras de atraque;
- II. El Buque-tanque debe quedar orientado de modo que pueda salir rápidamente en caso de emergencia, y
- III. El Buque-tanque debe ser amarrado de una manera segura y efectiva, conforme al estudio de amarre correspondiente.

8.1.4. Verificación previa al trasvase de Gas Natural Licuado de Buque-tanques.

8.1.4.1. Los responsables del trasvase del Buque-tanque y de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, deben verificar las instalaciones respectivas a fin de garantizar la seguridad operativa.

8.1.4.2. Los responsables del trasvase del Buque-tanque y de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, se deben reunir para determinar el procedimiento de trasvase, verificar que funcione correctamente la comunicación directa entre el Buque-tanque y la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y revisar los procedimientos de emergencia.

8.1.4.3. Se debe hacer del conocimiento del responsable del trasvase de Gas Natural Licuado en el Buque-tanque los procedimientos de contingencia en el área de trasvase, para facilitar el atraque y amarre, así como el desamarre y partida segura del Buque-tanque.

8.1.4.4. Requisitos de seguridad en el área de trasvase de Gas Natural Licuado.

Se deben verificar antes del inicio y mantenerse durante el trasvase de Gas Natural Licuado los requisitos mínimos siguientes:

- I. El área debe estar señalizada para advertir que se está realizando el trasvase de Gas Natural Licuado;
- II. La señalización de advertencia no debe ser retirada hasta que se termine el trasvase, se hayan desconectado los dispositivos de conexión y se hayan disipado los vapores emitidos;
- III. No debe haber fuentes de ignición, trabajos en caliente y equipo eléctrico no clasificado en las áreas de trasvase durante las maniobras;
- IV. Cuando se trasvasen diversos productos en la misma área, los brazos de transferencia, mangueras y cabezales deben estar identificados para indicar los productos que fluyen por ellos;
- V. El personal que participa en el trasvase de Gas Natural Licuado no debe tener otra responsabilidad simultánea durante el trasvase y debe contar con la capacitación de acuerdo con el numeral 8.1.12. Plan de Capacitación del personal de la presente Norma Oficial Mexicana, y
- VI. Comprobar que los sistemas de sensores y alarmas, el ESD y los sistemas de comunicación operan correctamente en las áreas de trasvase para Buque-tanques.

8.1.4.5. Revisión de la conexión de los brazos de transferencia de Gas Natural Licuado desde o hacia un Buque-tanque.

Cuando se conecten los brazos de transferencia de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado se debe verificar que:

- I. Los brazos de transferencia han sido purgados y se ha realizado la prueba de hermeticidad antes del trasvase. Al terminar el trasvase, los brazos de transferencia deben ser drenados y purgados completamente;
- II. Todos los agujeros de las bridas tengan pernos para la conexión, donde aplique;
- III. Los brazos de transferencia que no se utilicen para el trasvase de Gas Natural Licuado están aislados con bridas ciegas;
- IV. No hay fugas en ninguna conexión antes del trasvase de Gas Natural Licuado;
- V. Las operaciones de trasvase deben ser a presión atmosférica cuando los brazos sean conectados o desconectados, y

- VI. El sistema de comunicación entre el Buque-tanque y la Instalación de Almacenamiento de Regasificación de Gas Natural Licuado debe ser verificado continuamente en el Buque-tanque y registrado en la Instalación de Almacenamiento de Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.1.4.6. Verificación previa al trasvase de un Buque-tanque para Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en la costa.

Antes de iniciar el trasvase de Gas Natural Licuado, los responsables de esta actividad en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe confirmar que se ha realizado lo siguiente:

- I. Inspección de la tubería y equipo de trasvase para asegurar que está en condiciones de ser operado y en caso contrario ser reparado o remplazado;
- II. Registro de las variables de proceso del Gas Natural Licuado en los tanques del Buque-tanque de los cuales se vaya a trasvasar hacia o desde la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, para verificar que las condiciones son adecuadas para que el trasvase pueda ser realizado con seguridad;
- III. Revisión y acuerdos con el responsable del Buque-tanque sobre los aspectos siguientes:
 - a) La secuencia de operaciones;
 - b) La tasa de trasvase;
 - c) La responsabilidad, ubicación, tareas y vigilancia asignadas a cada persona que tenga participación en el trasvase;
 - d) Los procedimientos de emergencia, y
 - e) Los medios de comunicación directa (canales dedicados, entre otros) para mantener un enlace entre el personal operativo responsable en el Buque-tanque y en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado durante el trasvase de Gas Natural Licuado.
- IV. Asegurar que las conexiones de trasvase permitan al Buque-tanque moverse entre los límites de sus amarres, sin exceder los límites de operación normal de los brazos de descarga;
- V. Asegurar que cada parte del sistema de trasvase esté alineada para dirigir el flujo de Gas Natural Licuado a la ubicación deseada;
- VI. Verificar que las líneas de trasvase del Buque-tanque, los brazos de transferencia y los sistemas de tubería de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado hayan sido secados y purgados de oxígeno;
- VII. Prohibir el tránsito de vehículos en el muelle y de embarcaciones dentro de un radio de 30 m del cabezal de trasvase durante el trasvase de Gas Natural Licuado;
- VIII. Existen dos medios de salida independientes, incluyendo salida de emergencia del Buque-tanque;
- IX. Disponibilidad de la señalización de advertencia que se está trasvasando Gas Natural Licuado, y
- X. No hay fuentes de ignición en el área marina y terrestre de trasvase de Gas Natural Licuado.

8.1.4.7. Firma de declaración de verificación de trasvase.

Después de que la verificación previa al trasvase y cuando se haya terminado de manera satisfactoria, el responsable de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe firmar una declaración en la que conste el cumplimiento pleno con los requisitos. Esta declaración debe complementarse con lo siguiente:

- I. Nombre del Buque-tanque y de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- II. Fechas y hora en que inició y terminó el trasvase de Gas Natural Licuado;
- III. La firma de los responsables de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado que participaron en el trasvase: el que inició, los relevos y el que terminó el trasvase, señalando la fecha y hora de inicio y de terminación del lapso en que fungieron como responsables, y
- IV. Dicha declaración se debe distribuir de la manera siguiente:
 - a) Se debe entregar una copia al responsable del trasvase del Buque-tanque, y
 - b) Se debe conservar una copia por 30 días naturales después de la terminación del trasvase en el cuarto de control de trasvase de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.1.5. Procedimientos de monitoreo.

8.1.5.1. El Manual de Operación debe contener procedimientos para el monitoreo de la operación de cada sistema.

8.1.5.2. Estos procedimientos deben tomar en cuenta 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. 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 Instalaciones similares en el ámbito internacional de la industria del Gas Natural Licuado.

8.1.5.3. El monitoreo de las operaciones debe ser realizado de manera continua, en un cuarto de control (cuando aplique) atendido por personal que dé seguimiento a las variables del proceso y 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.

8.1.5.4. Se deben realizar inspecciones rutinarias a los procesos y equipos por personal calificado y con experiencia, de acuerdo con los procedimientos contenidos en el Manual de Operación.

8.1.5.5. Cuando el fondo del tanque externo de Almacenamiento de Gas Natural Licuado esté en contacto con el suelo, el sistema de calefacción debe ser monitoreado diariamente (TLA) para garantizar que la isoterma de 0 °C no penetre el suelo.

8.1.5.6. Se debe investigar la causa de cualquier asentamiento del terreno que sea superior al previsto en el Diseño para realizar la acción correctiva correspondiente.

8.1.5.7. Se deben integrar procedimientos de monitoreo de control de la corrosión.

8.1.6. Procedimientos para purgado.

8.1.6.1. El Manual de Operación debe contener procedimientos para purgado de sistemas, componentes y tanques de Gas Natural Licuado, con base en prácticas reconocidas en el ámbito internacional de la industria del Gas Natural Licuado.

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

8.1.6.3. Antes del inicio o reinicio de operación de un tanque de Gas Natural Licuado, el aire en su interior debe ser purgado por un gas inerte aplicando un procedimiento debidamente documentado.

8.1.6.4. El purgado de tanques de Gas Natural Licuado únicamente puede ser realizado por personal calificado y con experiencia.

8.1.6.5. 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.

8.1.6.6. La puesta Fuera de operación de un tanque de Gas Natural Licuado no debe ser considerada una operación normal.

8.1.6.7. Antes de que un tanque de Gas Natural Licuado sea retirado de servicio, el Gas Natural debe ser purgado del tanque con un gas inerte, aplicando un procedimiento de purgado debidamente documentado.

8.1.6.8. 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 Gas Natural Licuado durante mucho tiempo, por lo que requieren un tiempo prolongado para el purgado del gas.

8.1.7. Procedimientos para el enfriamiento inicial de la Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.1.7.1. 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 Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. En dichos procedimientos se debe especificar lo siguiente:

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

8.1.7.2. Se debe establecer un procedimiento de seguridad específico para el enfriamiento inicial de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.1.7.3. Se debe tomar en cuenta 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.

8.1.7.4. Se debe designar a los responsables, de aprobar los ajustes y cambios en los procedimientos que sean necesarios para continuar con el enfriamiento.

8.1.7.5. Cualquier ajuste o cambio de cualquier parámetro debe ser analizado y aprobado por los responsables, para poder continuar con el enfriamiento.

8.1.8. Procedimiento de verificación del enfriamiento de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.1.8.1. 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:

- I. Medidas para evitar choques térmicos;

- II. Cambios de dimensiones en equipos, materiales y tuberías, y
- III. Puntos con mayor riesgo de fuga, entre otros, las uniones de los equipos principales del sistema criogénico.

8.1.9. Procedimientos de pruebas de desempeño operacional, excepto para Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares o satélites.

8.1.9.1. 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. En dichos procedimientos se debe especificar cómo se deben evaluar como mínimo, los parámetros siguientes:

- I. Flujo nominal de Recepción de Gas Natural Licuado;
- II. Flujo mínimo de salida de Gas Natural cuando se está recibiendo Gas Natural Licuado de un Buque-tanque;
- III. Flujo mínimo de salida de Gas Natural cuando no se está recibiendo Gas Natural Licuado de un Buque-tanque;
- IV. Flujo nominal de salida de Gas Natural;
- V. Flujo máximo de salida de Gas Natural, y
- VI. 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.

8.1.9.2. Se debe establecer un procedimiento de verificación de las pruebas de desempeño operacional durante la fase de arranque de la Instalación o durante la fase de operación cuando se realicen modificaciones al diseño de los equipos o instalaciones y que considere como mínimo, lo siguiente:

- I. Atestiguamiento de la realización de las pruebas de desempeño por parte de la Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección para constatar que la Instalación, sus sistemas y equipos cumplen con los parámetros de operación de diseño, y
- II. El alcance de las pruebas y los parámetros operacionales que se deben evaluar, así como los criterios de aprobación y rechazo de los resultados de las pruebas.

8.1.10. Procedimientos de control de emergencias.

8.1.10.1. El Manual de Operación debe contener procedimientos para el control de cada tipo de emergencia en los que se señalen los lugares en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado susceptibles de que ocurran emergencias derivadas de un mal funcionamiento en la operación, colapso de estructuras, errores humanos, fuerzas de la naturaleza y actividades adyacentes a la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, entre otras, de acuerdo con la Normatividad que para tal efecto emita la Agencia.

8.1.10.2. Los procedimientos de control de emergencia deben contener las acciones específicas en caso de emergencias controlables que incluyan lo siguiente:

- I. Aviso al personal;
- II. Uso del equipo adecuado para controlar la emergencia;
- III. Suspensión de la operación y/o aislamiento de los equipos, y
- IV. Otras medidas para asegurarse que el escape de gas o líquido sea bloqueado oportunamente o reducido en la medida de lo posible.

8.1.10.3. Los procedimientos de control de emergencia deben incluir la Identificación de una emergencia incontrolable y las acciones a tomar para:

- I. Minimizar el riesgo de la población y del personal;
- II. Avisar de inmediato a las autoridades competentes considerando la posible necesidad de evacuar al público en la vecindad de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, en su caso;
- III. Coordinar con las autoridades competentes locales sobre la preparación de un plan de evacuación, el cual debe establecer los pasos requeridos para proteger a la población en una emergencia, incluyendo la falla incontrolable de un tanque de Almacenamiento de Gas Natural Licuado;
- IV. Coordinar con las autoridades competentes locales en el proceso de evacuación donde se requiera asistencia mutua y mantener informadas a dichas autoridades sobre:
 - a) Cantidad, tipo y localización en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de los equipos de control de incendios;
 - b) Peligros potenciales en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
 - c) Capacidad del personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado para comunicar y controlar un estado de emergencia, y
 - d) Estado de cada emergencia.
- V. Poner en práctica los procedimientos de emergencia relativos al manejo de emisiones de gas no encendido.

8.1.11. Protocolo de Respuesta a Emergencias.

La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe contar con su Protocolo de Respuesta a Emergencias para dirigir las acciones en caso de que ocurra alguno de los incidentes potenciales previstos en las áreas de proceso que manejan Gas Natural Licuado y Gas Natural, así como en las áreas cercanas, este deberá de contener lo establecido en las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la elaboración de los Protocolos de Respuesta a Emergencias en las actividades del sector Hidrocarburos, además de:

- I. Procedimientos de emergencia para desamarrar el Buque-tanque, incluyendo el uso de cables de remolque de emergencia, y
- II. Requisitos de remolque para situaciones de emergencia específicamente para los incidentes previstos en el atracadero.

8.1.12. Plan de capacitación.

8.1.12.1. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado 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.

- I. 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
 - b) Las características y peligros potenciales del Gas Natural Licuado y otros fluidos peligrosos que se utilicen en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, incluyendo los daños graves provocados por congelación que pueda resultar del contacto con el Gas Natural Licuado y refrigerantes fríos;
 - c) Los métodos para realizar las tareas de operación y mantenimiento de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado establecidas en los Manuales de Operación y Mantenimiento referidos en los capítulos operación y mantenimiento de la presente Norma Oficial Mexicana;
 - d) Los procedimientos de trasvase de Gas Natural Licuado y refrigerantes descritos en operación y mantenimiento de la presente Norma Oficial Mexicana;
 - e) Prevención de incendios, incluyendo familiarización con el plan de control de incendios de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y
 - g) Plan para el control de emergencias de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.
- II. El personal involucrado en operaciones de trasvase de Gas Natural Licuado. La capacitación del personal involucrado en las operaciones de trasvase marítima de Gas Natural Licuado debe incluir como mínimo lo siguiente:
 - a) Procedimientos de trasvase, incluyendo capacitación práctica bajo la supervisión de una persona con la experiencia que sea determinada por el operador de Instalación, y
 - b) El tiempo invertido por el personal que esté ayudando en las operaciones de trasvase cubrirá su requisito de capacitación práctica.

8.1.12.2. Competencias del personal de la Instalación

- I. Personal involucrado en la operación. El personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado involucrado en la operación debe satisfacer los requisitos siguientes:
 - a) Haber sido capacitado en todos los procedimientos de operación descritos en el numeral 8.1.12. Plan de Capacitación de la presente Norma Oficial Mexicana, incluyendo el Plan para el control de emergencias de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y
 - b) Haber demostrado conocimientos adecuados para realizar la tarea asignada después de la capacitación y tener experiencia en las tareas asignadas.
- II. Las personas que participen en el trasvase marítimo de Gas Natural Licuado deben conocer todos los aspectos del procedimiento de trasvase, incluyendo peligros potenciales y procedimientos de emergencia, además debe cumplir como mínimo con lo siguiente:
 - a) Tener como mínimo 48 horas de experiencia en trasvase de Gas Natural Licuado;
 - b) Conocimiento de los peligros del Gas Natural Licuado;
 - c) Conocimiento de lo dispuesto de los numerales 8.1.9. Procedimientos de pruebas de desempeño operacional y 8.1.3.4. Procedimientos específicos para el arribo de Buque-tanques de la presente Norma Oficial Mexicana, y
 - d) Haber sido capacitado en los procedimientos de operación y control de emergencias.
- III. El personal involucrado en el mantenimiento. El personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado involucrado en el mantenimiento debe satisfacer los requisitos siguientes:
 - a) Tener conocimiento de los procedimientos de mantenimiento;

- b) Tener habilidades para reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos de seguridad de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, y
 - c) Tener conocimiento del Protocolo de Respuesta a Emergencias.
- IV. El personal involucrado en la seguridad, higiene y ambiente. El personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. Se debe evaluar y, en su caso, renovar esta capacitación en intervalos no mayores a dos años, y
 - b) Conocer las disposiciones del plan de control de emergencias de la Instalación.
- V. El personal involucrado en la administración. El personal de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado involucrado en la administración debe satisfacer los requisitos siguientes:
- a) Conocer los sistemas computarizados de administración y calidad implementados, y
 - b) Conocer las disposiciones del plan de control de emergencias
- VI. Registro de la capacitación. Se debe mantener un registro de la capacitación de cada empleado de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado el cual se debe conservar como mínimo dos años posteriores a la fecha en que dejó de ser empleado, en su caso;
- VII. Actualización de la capacitación. El personal que haya recibido capacitación debe actualizarse como mínimo una vez cada 3 años, y
- VIII. Cualquier persona que no haya completado la capacitación o recibido la experiencia establecida debe estar bajo supervisión de personal capacitado.

8.2. Manual de Mantenimiento.

8.2.1. El Regulado debe contar con un Manual de Mantenimiento, dicho manual debe contener como mínimo lo siguiente:

- I. Plan de mantenimiento documentado en el que estén identificados los requisitos de inspección y mantenimiento preventivo para cada componente, equipo y sistema de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de acuerdo con el manual del fabricante y mejores prácticas de la industria;
- II. 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado;
- III. El Programa de mantenimiento que contenga los componentes y sistemas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado elaborado con base en los planes de mantenimiento;
- IV. Los procedimientos y las instrucciones para realizar el mantenimiento preventivo de cada componente y sistemas de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado elaborados con base en los planes de mantenimiento, la normatividad aplicable y las prácticas internacionalmente reconocidas;
- V. Requisitos e instrucciones para garantizar la seguridad de personas y de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado durante las reparaciones de equipos, componentes y sistemas de soporte;
- VI. La descripción de actividades adicionales al mantenimiento preventivo necesarias para mantener la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de conformidad con lo establecido en la presente Norma Oficial Mexicana;
- VII. El Manual de Mantenimiento debe estar disponible en un lugar de acceso inmediato en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera, y
- VIII. El Manual de Mantenimiento debe ser actualizado cuando ocurran cambios en las instalaciones y/o procesos. Los cambios de los equipos de seguridad deben estar justificados técnicamente y quedar documentados.

8.2.2. El Programa de mantenimiento debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- I. Debe estar disponible en un lugar de acceso inmediato en la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera;
- II. Debe ser actualizado 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, y
- III. Debe describir las actividades prescritas en el Manual de Mantenimiento y las acciones que van a implementarse para realizar dichas inspecciones y actividades y tomar en cuenta como mínimo lo siguiente:
 - a) 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;
 - b) 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 capacitación de personal de la presente Norma Oficial Mexicana, y

- c) La capacitación y habilidades del personal de mantenimiento se deben desarrollar como está establecido en el plan de capacitación de personal, con el objeto de reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos de seguridad de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.2.3. La Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado debe contar con un sistema computarizado para la administración del mantenimiento con tecnología, equiparable a la utilizada por Instalaciones 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.

8.2.4. Mantenimiento de componentes y sistemas.

8.2.4.1. Las cimentaciones y los sistemas de soporte de cada componente de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado deben ser inspeccionadas de conformidad con los programas de mantenimiento correspondientes para verificar que no tengan cambios que pudieran deteriorar su funcionamiento.

8.2.4.2. 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 tomar en cuenta la potencia y carga necesarias para arrancar y operar simultáneamente el equipo que tendría que ser accionado por la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en una emergencia.

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

8.2.4.4. Si la operación inadvertida de un componente puesto Fuera de operación puede causar una condición insegura, dicho componente debe utilizar la metodología de candado y etiquetado (LOTO), en el lugar donde se controla su operación lo anterior conforme a normas, códigos y estándares internacionales vigentes.

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

- I. Las válvulas deben ser accionadas sólo por la persona autorizada;
- II. No se debe cerrar más de una válvula al mismo tiempo, y
- III. Utilizar la metodología de candado y etiquetado (LOTO), lo anterior conforme a normas, códigos, estándares Internacionales vigentes.

8.2.4.6. Los sistemas de aislamiento de las superficies de los Diques de retención se deben inspeccionar anualmente.

8.2.4.7. Las mangueras y brazos de descarga para trasvase de Gas Natural Licuado y refrigerantes deben ser probadas como mínimo 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.

8.2.4.8. Reparaciones. Los trabajos de reparación de componentes deben ser realizados de manera que se asegure que: se mantenga la integridad del componente y su operación segura y se garantice la seguridad del personal y la propiedad durante la reparación.

8.2.4.9. Trabajos en caliente. Solo personal certificado debe realizar trabajos de soldadura de corte con antorcha o cualquier otro trabajo de reparación a temperaturas elevadas deben tener un permiso expedido de acuerdo con los procedimientos de la Instalación conforme Código Internacional ASME sección IX -2019.

8.2.5. Mantenimiento de sistemas de control e instrumentación.

8.2.5.1. El Regulado debe verificar que las inspecciones y pruebas establecidas en este numeral sean llevadas a cabo en los intervalos especificados.

8.2.5.2. Cuando un sistema de control ha estado Fuera de operación antes de que se vuelva a poner en operación, debe inspeccionarse y comprobarse, que dicho sistema funciona correctamente.

8.2.5.3. Los componentes del sistema de control que normalmente están en servicio, pero no son operados, como los dispositivos de relevo de presión y de vacío, así como dispositivos de paro automático, deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, en intervalos que no excedan 15 meses.

8.2.5.4. 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 en base al ajuste de la presión.

8.2.5.5. Los sistemas de control que normalmente están en operación deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, a fin de garantizar la continuidad operativa, en intervalos que no excedan 15 meses.

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

8.2.5.7. Los equipos de control que forman parte del sistema de protección contra incendios de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación Gas Natural Licuado deben ser inspeccionados y probados a intervalos regulares que no excedan 6 meses.

8.2.5.8. El mantenimiento de los equipos de control que forman parte del sistema de protección contra incendios de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación Gas Natural Licuado se debe programar de manera seccionada y minimizar la puesta Fuera de operación, a fin de garantizar la cobertura de un evento no deseado.

8.2.5.9. El mantenimiento debe ser realizado de acuerdo con las normas aplicables para cada sistema o equipo, como son los siguientes:

- I. Sistemas de comunicaciones de servicios de emergencia;
- II. Equipos de monitoreo (sensores, transmisores, entre otros);
- III. Sistemas de agua contra incendio conforme a los códigos NFPA 13, NFPA 14, NFPA 15, NFPA 20, NFPA 22, NFPA 24 y NFPA 25 vigentes, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan;
- IV. Extintores contra incendio portátiles o de ruedas, apropiados para incendios de gas disponibles en ubicaciones estratégicas, según se determine de conformidad con la NOM-002-STPS-2010, así como lo establecido en código NFPA 10, equivalente o superior, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales, y
- V. Los sistemas contra incendios fijos y otros equipos de control de incendios deben ser mantenidos de acuerdo con lo indicado en la normatividad vigente y con los códigos NFPA 11, NFPA 12, NFPA 12A, NFPA 16 y NFPA 17 vigentes, aplicables, equivalentes, superiores o aquellos que los sustituyan, y que entre otros se mencionan los siguientes: espuma de expansión baja, media y alta densidad, sistemas de extinción a base de bióxido de carbono; instalación de aspersores de espuma-agua y sistemas aspersores de espuma-agua; sistemas de extinción de productos químicos secos; sistemas de extinción de Agentes contra incendio limpios.

8.2.5.10. Los sistemas de control no incluidos en las fracciones anteriores deben ser inspeccionados y probados, de acuerdo con el Programa de mantenimiento, por lo menos una vez al año a intervalos que no excedan 15 meses.

8.2.6. Inspección de válvulas de relevo.

8.2.6.1. Las válvulas de relevo de presión de los tanques de Gas Natural Licuado estacionarios deben ser inspeccionadas y comprobada la presión de relevo como mínimo una vez cada 2 años, con intervalos que no excedan 30 meses para asegurarse que cada válvula desfogue a la presión de ajuste correspondiente.

8.2.6.2. 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.

8.2.6.3. Un tanque de Gas Natural Licuado no debe tener más de una válvula de relevo cerrada en cualquier momento.

8.2.6.4. Cuando un componente esté protegido por un dispositivo de seguridad único y éste sea desactivado para mantenimiento o reparación, se deben implementar salvaguardas o controles previamente establecidos.

8.2.7. Inspección de tanques de Gas Natural Licuado

8.2.7.1. Las superficies exteriores de los tanques de Gas Natural Licuado deben ser inspeccionadas por lo menos una vez al año a intervalos que no excedan 15 meses, de conformidad con lo establecido en el Manual de Mantenimiento para verificar los aspectos siguientes:

- I. Que no existan fugas de Gas Natural Licuado del tanque;
- II. Que el aislamiento térmico esté en condiciones óptimas;
- III. Que el sistema de calentamiento de los cimientos del tanque funcione adecuadamente para asegurar que no se afecte la integridad estructural de los mismos, si aplica;
- IV. En los tanques de Almacenamiento con componentes de concreto, verificar que no existan signos de deterioro, derrumbes o daños en el concreto, grietas, eflorescencias, filtraciones de agua, o cualquier otra condición que impacte en su integridad;
- V. Después de una perturbación meteorológica se deben inspeccionar las estructuras de la Instalación, especialmente los tanques de Gas Natural Licuado y sus cimientos para verificar que no haya sido afectada su integridad estructural, y
- VI. Si tiene lugar un evento geofísico o meteorológico potencialmente dañino, se debe realizar lo siguiente:
 - a. Suspender la operación de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de manera inmediata de forma segura;
 - b. Determinar la naturaleza y alcance de los daños causados por el evento, y
 - c. Verificar que está restablecida la seguridad de la operación antes de volver a poner en servicio la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.2.7.2. Se debe revisar de forma periódica el asentamiento de los cimientos del tanque de Gas Natural Licuado durante la prueba hidrostática y la puesta en servicio. Durante la operación se deben revisar los asentamientos de la cimentación de los tanques de Almacenamiento de GNL cada 3 años, cuando ocurra un evento sísmico (terremoto) y cuando exista una indicación de un área anormalmente fría. Todo asentamiento mayor que al previsto en el diseño de los cimientos se debe investigar con el objeto de tomar las acciones correctivas necesarias.

8.2.7.3. Se deben programar las correcciones o reparaciones necesarias resultantes de las inspecciones realizadas en tiempos que sean estimados con base en evaluaciones de riesgo, mejores prácticas, códigos y/o estándares reconocidos como NFPA 59 A, o manuales de fabricantes, con el fin de asegurar la integridad del Tanque de Gas Natural Licuado.

8.2.7.4. Deterioro del equipo del tanque debido a la exposición ambiental. Componentes del tanque de concreto para sistemas de tanque doble, lleno y de membrana. Las superficies expuestas de la estructura de contención externa para sistemas de tanque de contención doble, lleno y de membrana deben examinarse externamente al menos cada 5 años o en cualquier momento cuando sea visible o sospeche de algún problema.

8.2.7.5. Las superficies expuestas disponibles para inspección deben examinarse para detectar signos de deterioro, concreto desprendido o dañado, grietas, eflorescencias o filtraciones de agua de lluvia o cualquier otra condición que pueda afectar la integridad.

8.2.7.6. Debe registrarse la ubicación y la severidad del deterioro identificado para compararlo con la inspección posterior.

8.2.7.7. Si en la revisión se detecta corrosión por esfuerzo, agrietamiento, deterioro del concreto, evidencia de superficies húmedas o filtraciones de agua, estas áreas deben ser revisadas por personal calificado y con experiencia en la retención, y se deben tomar las medidas correctivas apropiadas con base en la evaluación de dicho personal.

8.2.7.8. Si la revisión por parte del personal calificado revela que la extensión del deterioro reduce la capacidad estructural de la estructura de concreto, se debe realizar una evaluación de riesgos para establecer el plazo de reparación.

8.2.7.9. Las reparaciones deben realizarse de forma inmediata si el deterioro del concreto aumenta la posibilidad de que el producto se libere del tanque.

8.2.8. Control de corrosión.

8.2.8.1. No se deben construir, reparar, reemplazar o modificar en forma significativa un componente de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, hasta que sean revisados los diagramas 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.

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

- I. Cambio de los materiales especificados originalmente;
- II. Falla causada por corrosión, e
- III. Inspección que reveló un deterioro significativo del componente debido a corrosión.

8.2.8.3. 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.

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

- I. Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o
- II. Un recubrimiento seleccionado con base al estudio de corrosividad del aire, suelo y agua, de acuerdo con el numeral 5.1.2.1, fracción IX de la presente Norma Oficial Mexicana, y
- III. La aplicación del recubrimiento debe realizarse de acuerdo con un procedimiento.

8.2.8.5. Control de la corrosión externa de componentes enterrados o sumergidos. Los componentes enterrados o sumergidos deben ser protegidos contra la corrosión externa. Las necesidades de protección deben determinarse con base en estudios y cálculos debidamente justificados que contemplen al menos, localización en áreas con atmósferas explosivas, cercanía con bases de torres de transmisión eléctrica, tierras, contrapesos, o en áreas donde se prevean corrientes de falla o riesgo inusual de rayos. Con base en lo anterior, el Regulado seleccionará en cada Instalación el método o métodos a implementar pudiendo utilizar algunos de los siguientes:

- I. Selección de materiales diseñados para resistir el ambiente corrosivo al que está expuesto el componente;
- II. Uso de métodos de barrera como son recubrimientos o revestimientos externos diseñados para las condiciones de operación y ambiente corrosivo al que está expuesto el componente;
- III. Uso de sistemas de protección catódica. Donde sea aplicado este sistema de protección, los componentes que estén interconectados eléctricamente deben estar protegidos como un conjunto;
- IV. Uso de combinaciones de las protecciones anteriormente descritas;
- V. Para los componentes enterrados o sumergidos que inicialmente se determinó que no requerirían de protección, se debe realizar una inspección técnica por personal calificado cada tres años y no más de 39 meses para reevaluar su condición. Si los resultados de la inspección indican que existe una corrosión activa, los componentes afectados deben ser protegidos contra la corrosión siguiendo lo indicado en este numeral;
- VI. La protección contra la corrosión debe ser monitoreada por personal calificado a frecuencias establecidas en el Programa de mantenimiento al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan los 15 meses para proporcionar un reconocimiento temprano de la protección ineficaz contra la corrosión, o
- VII. La protección catódica de los componentes enterrados o sumergidos debe mantenerse y cumplir con lo establecido en la memoria de cálculo del sistema de protección catódica instalado durante todo el ciclo de vida para el que fue diseñado.

8.2.8.6. Los componentes cubiertos por aislamiento deben ser monitoreados periódicamente siguiendo la especificación de NACE SP 0198 o la práctica recomendada API RP 583 Control de corrosión bajo aislamiento y materiales ignífugos.

8.2.8.7. Se deben tomar medidas correctivas cuando la o las inspecciones determinen que la corrosión atmosférica, la corrosión externa en superficies enterradas o sumergidas externa y corrosión interna no está controlada.

8.2.8.8. Los componentes bajo presión como tuberías, tanques o recipientes inspeccionados por control de corrosión, deben repararse o reemplazarse cuando la evaluación del espesor de pared en zonas de corrosión uniforme, corrosión localizada y/o las picaduras de corrosión localizadas, dé como resultado un espesor de pared remanente inferior al requerido para el MPOP de diseño del componente

8.2.9. Registros de mantenimiento.

8.2.9.1. Los Regulados deben mantener en las Instalaciones 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 Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, mismos que deben estar disponibles por los medios físicos o electrónicos, para cuando la Agencia los requiera. El formato debe incluir como mínimo lo siguiente:

- I. Lugar, fecha y hora;
- II. Responsable/s de ejecutar mantenimiento;
- III. Identificación del equipo, componente, o sistema intervenido, y
- IV. Descripción de la actividad realizada.

8.2.9.2. Durante la vida útil de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado, el Regulado debe mantener registros de cada prueba, estudio o inspección requeridos en la presente Norma Oficial Mexicana, con detalle suficiente para demostrar la eficiencia de las medidas de control de corrosión.

8.2.10. Mantenimiento del predio de la Instalación de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado.

8.2.10.1. Los caminos para los vehículos de atención a emergencias deben ser mantenidos sin obstrucciones y en condiciones de uso en todas las condiciones climáticas.

8.2.10.2. Se debe evitar o controlar la presencia de materiales extraños, contaminantes y hielo para mantener las condiciones de operación segura de cada componente.

8.2.10.3. Se debe mantener libre de desperdicios, desechos y otros materiales que presenten un riesgo de incendio.

8.2.10.4. Las áreas con pasto o hierbas se deben mantener en condiciones que no representen riesgo de incendio.

8.3. Dictamen de Operación y Mantenimiento.

El Regulado debe obtener un Dictamen de Operación y Mantenimiento emitido por una Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección acreditada por una entidad de acreditación y aprobada por la Agencia y presentarlo ante la misma en copia simple, por los medios físicos, magnéticos o electrónicos que para tal efecto se establezcan, dentro de los tres meses posteriores, una vez cumplido el primer año de operaciones o de acuerdo con los programas que para tal efecto emita la Agencia, y, posteriormente, de manera anual durante la vida útil del Proyecto.

9. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

9.1. Objetivo.

El presente PEC tiene por objeto determinar el grado de cumplimiento de las especificaciones técnicas y requisitos del contenido de la presente Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación del Gas Natural Licuado.

9.2. Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

9.2.1. La evaluación de la conformidad de la presente Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, se debe realizar por una Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección acreditada por una entidad de acreditación y aprobada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, mediante revisión documental y física de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra, en costa afuera, remotas, modulares y/o satélites y el Gasoducto Marino.

9.2.2. Los resultados de la evaluación de la conformidad deben hacerse constar en un Dictamen de acuerdo con la etapa que se desarrolle, conforme a lo establecido en la Tabla 6, y debe estar soportado por un reporte técnico.

9.2.3. El reporte técnico debe estar disponible para cuando la Agencia lo requiera y debe contener, al menos, la información siguiente:

- I. Las actas circunstanciadas generadas durante las diferentes etapas, incluyendo la verificación documental y la verificación física, cuando aplique;
- II. Las evidencias objetivas de las inspecciones, mediciones, pruebas y otros medios que se aplicaron para realizarla, así como de los resultados obtenidos;
- III. Las Normas, métodos y procedimientos aplicados para inspecciones y pruebas, así como los instrumentos, equipos y dispositivos utilizados en su aplicación;
- IV. Resultados obtenidos de las mediciones realizadas;

- V. Observaciones y comentarios sobre las características que no se evalúan por medición, y
- VI. No conformidades y observaciones indicando la disposición final de las mismas.

Tabla 6. Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

Etapa	Modalidad	Capítulo o Numeral a Verificar	Periodicidad de Verificación	Vigencia	Tipo de Verificación	Tercero Aprobado	Documento Emitido
DISEÑO	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.	5.1 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.	Una vez por Diseño y cada vez que se realice una modificación al Diseño de las Instalaciones.	Vigente durante las etapas de desarrollo del proyecto, mientras no se realicen modificaciones del Diseño, en este caso su vigencia termina.	Documental	Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección acreditada por una entidad de acreditación y aprobada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	Dictamen
5.5. Dictamen de Diseño							
Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.	5.2 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.						
	5.5. Dictamen de Diseño						
Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.	5.3 Diseño de Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.						
	5.5. Dictamen de Diseño						
Gasoducto Marino	5.4 Diseño del Gasoducto Marino.						
	5.5. Dictamen de Diseño						
PRE-ARRANQUE	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra e Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.	7. Pre-arranque	Previo al inicio o reinicio de operaciones.	Vigente durante las etapas de desarrollo del proyecto, en tanto no se realicen modificaciones al Diseño de la Instalación, en estos casos su vigencia termina.	Documental y Física	Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección acreditada por una entidad de acreditación y aprobada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	Dictamen
	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.						
	Gasoducto Marino						
Operación y Mantenimiento	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra.	8.-Operación y Mantenimiento.	Anual (Dentro de los tres meses posteriores, una vez cumplido cada año de operación)	Vigencia anual.	Documental y Física	Unidad de Verificación/ Unidad de Inspección acreditada por una entidad de acreditación y aprobada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	Dictamen
	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en costa afuera.						
	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado remotas, modulares y/o satélites.						
	Gasoducto Marino						

9.2.4. Las Normas Oficiales Mexicanas citadas en los numerales 5.1.19.4, fracción II, 5.1.22, fracción VI, 5.3.4.1., 5.3.4.2., 6.2.3.7., fracción I, 6.3.11.2, fracción II y 8.2.5.9 fracción IV no serán objeto del Procedimiento de Evaluación de la Conformidad de la presente Norma Oficial Mexicana.

10. Grado de concordancia con normas nacionales e internacionales.

A la fecha de expedición de la presente Norma Oficial Mexicana no tiene Concordancia con ninguna Norma Internacional.

11. Vigilancia de la Norma.

La vigilancia del cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana corresponde a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

12. Bibliografía.

- ACI 350-2004 .4R.- Design Considerations for Environmental Engineering Concrete Structures; (Consideraciones de diseño para la ingeniería ambiental Estructuras de hormigón).
- ACI 376.- Code Requirements for Design and Construction of Concrete Structures for the Containments of Refrigerated Liquefied Gase (Requisitos para el diseño y la construcción de estructuras de concreto para la contención de gases licuados refrigerados).
- API 580-2016.- Risk-based Inspection; (Inspección basada en riesgo).
- API 581-2016.- Risk-based Inspection Methodology; (Metodología de inspección basada en el riesgo).
- API 602-2016.- Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN 100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries;(válvulas de compuerta, globo y retención para tamaños DN 100 (NPS 4) y más pequeñas para las industrias de petróleo y Gas Natural).
- API 608-2012.- Metal Ball Valves - Flanged, Threaded and Welding Ends; (Válvulas de bola de metal: extremos bridados, roscados y de soldadura).
- API RP 500-2012.- Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2. (Práctica recomendada para la clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras clasificadas como clase I, división 1 y división 2).
- API RP 578-2018.- Guidelines for a Material Verification Program (MVP) for New and Existing Assets; (Pautas para un programa de verificación de materiales (MVP) para activos nuevos y existentes).
- API RP 752-2009.- Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Permanent Buildings; (Gestión de peligros asociados con la ubicación de los edificios permanentes de la planta de proceso).
- API RP 1111: 2015.- Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design). (Diseño, construcción, operación y mantenimiento de tuberías de hidrocarburos marinos (diseño de estado límite)). N
- API STD 520-2014.- Parte I.-Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices; (Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión).
- API-520-2015.- Parte II-Installation. - Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices; (Instalación; Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión).
- ASTM A316/A36M-2014.-Standard Specification for Carbon Structural Steel; (Especificación Normalizada para acero al carbón Estructural).
- ASTM E30-1989.- Standard Test Methods for Chemical Analysis of steel, cast Iron, Open-Heart iron, and Wrought Iron; (Métodos de prueba estándar para el análisis químico de acero, hierro fundido, hierro de corazón abierto y hierro forjado).
- ASTM A 334/A334M-2016.- Standard specification for seamless and welded carbon and alloy-steel tubes for low-temperature service, (Especificación de estándar para tubos de acero y aleación sintéticos y soldados para servicio de baja temperatura).
- ASTM A350/A350M-2017.- Standard Specification for Carbon and Low-Allow-Alloy steel Forgings, Requiring Notch Toughness testing for Piping Components; (Especificación estándar para acero forjado al carbono y aleaciones de baja aleación, pruebas de endurecimiento de muescas para componentes de tuberías).
- ASTM A352/A352M-2017.- Standard Specification for steel Castings, Ferritic and Martensitic, for Pressure-Containing Parts, Suitable for Low-Temperature Service; (Especificación estándar para coladas de acero, ferríticas y martensíticas, para piezas que contienen presión, adecuadas para servicio a baja temperatura).
- ASTM A420/A420M-2016.-Standart Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low-Temperature Service; (Especificación estándar para accesorios de tuberías de acero al carbono forjado y acero aleado

para servicio a baja temperatura).

- ASME B16.5-2017.- Pipe Flanges and Flanged Fittings; (Bridas de tubería y accesorios bridados).
- ASME B31.5-2016.- Refrigeration Piping and Heat Transfer Components;(Tubería de refrigeración y componentes de transferencia de calor).
- ASME B36.10M-2015.- Welded and Seamless Wrought Steel Pipe; (Tubería de acero forjado soldada y sin costura).
- ASME/BPVC.V-2019.- Boiler and Pressure Vessel Code, Section V: Nondestructive Examination; Código de calderas y recipientes a presión, Sección V: Pruebas no destructivas;
- ASME BPVC.I-2019.- Boiler and Pressure Vessel Code, Section I: Rules for Construction of Power Boilers, (Código de calderas y recipientes a presión, Sección I: Reglas para la construcción de calderas).
- AWS A5.11/A5.11M-2010.- Specification for Nickel and Nickel-Alloy Welding Electrodes for Shielded Metal Arc Welding; (Especificación para los electrodos de soldadura de níquel y aleación de níquel para soldadura de arco de metal blindado).
- BPVC.IX-2019.- Boiler and Pressure Vessel Code, Section IX: Welding, and Brazing Qualifications; (Código para calderas y recipientes a presión, Sección IX: Calificaciones de soldadura, soldadura fuerte y fusión).
- BSI BS EN 14620-2006.- Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 °C and -165 °C General-; (Diseño y fabricación de tanques de acero de fondo plano, verticales y cilíndricos, construidos en sitio para el Almacenamiento de gases licuados, refrigerados con temperaturas de operación entre 0 ° C y - 165 ° C).
- CGA 341: 2017.- Specification for insulated cargo tank for nonflammable cryogenic liquids (Especificación para el tanque de carga aislado para líquidos criogénicos no inflamables).
- Código ISM-IGS-1998.- International Safety Management Code-código IGS (Código internacional de gestión de la seguridad).
- CSA B51-2014.- Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping; (Caldera, recipiente a presión y tubería de presión).
- DN EN ISO 16904-2016.- Petroleum and natural gas industries - Design and testing of LNG marine transfer arms for conventional onshore Terminals;(Industria del petróleo y Gas Natural Diseño y prueba de brazos de transferencia marina de Gas Natural Licuado para Terminales terrestres convencionales.)
- ISO 1473-2017.- Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations; (Instalación y equipamiento para gas natural licuado - Diseño de instalaciones en tierra).
- ISO 12944-1-2017.- Corrosion protection of steel structures by protective Paint systems;(Protección contra la corrosión de las estructuras de acero mediante sistemas de pintura protectora, introducción General).
- ISO 12944-8-2017.- Corrosion protection of steel structures by protective Paint systems; (Protección contra la corrosión de las estructuras de acero mediante sistemas de pintura protectora, desarrollo de especificaciones para nuevos trabajos y mantenimiento).
- ISO 14224-2016.- Petroleum, petrochemical and natural gas industries-Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment; (industrias del Petróleo, petroquímicas y de Gas Natural-Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos).
- ISO 5579-2013.- Non-destructive testing of metallic materials using X-ray or gamma rays-Basic rules; (Pruebas no destructivas de materiales metálicos utilizando rayos X o gamma-Reglas básicas).
- ISO 7240-19-2007.- Fire detection and alarm systems Part 19: design, installation, commissioning and service of sound systems for emergency purposes;(Sistemas de detección y alarmas de incendios). Parte 19: Diseño, Instalación, puesta en marcha y servicio de sistemas de sonido para casos de emergencia.
- NACE SP 0104-2004 (R 2014).-The Use of Coupons for Cathodic Protection Monitoring Applications-Item No 21105; (El uso de cupones para aplicaciones de monitoreo de protección catódica-Item No 21105).
- NACE SP 0106-2006.- Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems; (Control de corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tuberías).
- NACE SP 0206-2016.- Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA)- ITEM No 21112; (Metodología de evaluación directa de corrosión interna para tuberías que transportan Gas Natural normalmente seco (DG-ICDA) - PUNTO No 21112).
- NACE SP 0375-2018-SG.- Field-Applied Underground Wax Coating Systems for Underground Metallic Pipes: Application, Performance, and Quality Control. (Sistemas de recubrimiento de cera subterráneos para tuberías metálicas subterráneas: aplicación, desempeño y control de calidad).
- NACE SP 0472-2015-SG.- Methods and Controls to Prevent In-Service Environmental Cracking of Carbon Steel Weldments in Corrosive Petroleum Refining Environments; (Métodos y controles para prevenir el agrietamiento ambiental de las

soldaduras de acero al carbón en servicio en ambientes corrosivos de refinación del petróleo).

- SAE JA 1011-2009.- Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance RCM Processes; (Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM).

TRANSITORIOS

PRIMERO.- La presente Norma Oficial Mexicana, entrará en vigor a los 180 días naturales posteriores a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, se cancela y sustituye 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 (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), publicada el 30 de septiembre de 2013.

TERCERO.- Los Regulados que realicen las actividades de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y se encuentren operando antes de la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, no les será aplicable lo dispuesto en los Capítulos 5. DISEÑO y 6. CONSTRUCCIÓN, hasta en tanto no haya una modificación al Diseño, y les serán exigibles las normas y estándares de Diseño y Construcción que fueron aplicables al momento de obtener el Dictamen.

CUARTO.- La Agencia podrá establecer mediante programas de evaluación los periodos en los que se deberán presentar los Dictámenes de operación y mantenimiento. En tanto no se publiquen dichos programas, se estará a los plazos establecidos en la presente Norma Oficial Mexicana.

QUINTO.- Los dictámenes de cumplimiento 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, que hayan sido emitidos con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, serán reconocidos por la Agencia hasta el término de su vigencia.

SEXTO.- Las Instalaciones que se encuentren operando a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, contarán con un plazo de 180 días naturales a partir de la entrada en vigor de la misma para cumplir con lo previsto en los Capítulos 7. Pre-arranque y 8. Operación y Mantenimiento, según corresponda.

Apéndice Informativo A

Tabla 7. Siglas y Símbolos

Nombre	Sigla Símbolo
Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente.	SASISOPA
Estructura Fija por Gravedad	EFG
Revisión de Seguridad de Pre-arranque	RSPA
Sismo de Operación Base	SOB
Sismo de Paro Seguro	SPS
Rápida transición de fase	RTF
Máxima presión de operación permisible	MPOP
Ganchos de escape rápido	GER
Sismo máximo probable	SMP
Resistencia Mínima de cedencia especificada	RMCE
Aceleración gravedad	G
Refugio temporal de seguridad	RTS
Sistema de paro de emergencia	ESD
Controlador lógico probable	PLC
Esfuerzo de fluencia mínimo especificado	SMYS
Pruebas no destructivas	PND
Aprobada para construcción del proyecto	IAPL
Grados Celsius	°C
Kilo pascal	kPa
Gramo por gramo-mol	g/gmol

Gramo por segundo	g/s
Joule por gramo	J/g
Metro	m
Metro cuadrado	m ²
Metro cubico	m ³
Litro por segundo	l/s
Kilometro por hora	km/h
Kilogramo por metro cubico	kg/m ³
Centímetro cuadrado por kilogramo	cm ² /kg
Mega pascal	MPa
Metro cubico por hora	m ³ /h
Centímetro	cm
Kilogramo por milímetro	kg/mm