

NAG-501

Año 2025

Norma mínima de seguridad para plantas de almacenamiento de gas natural licuado



ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

ÍNDICE

PRÓLOGO	7
CAPÍTULO 1. OBJETO Y ALCANCE	9
1.1. OBJETO	9
1.2. ALCANCE	9
1.3. EQUIVALENCIA.....	9
1.4. UNIDADES SI	10
1.5. INSTALACIONES EXISTENTES	10
1.6. DISPOSICIONES PRESCRIPTIVAS DE LA NORMA Y PROCEDIMIENTO DEL CAPÍTULO 15	10
CAPÍTULO 2. PUBLICACIONES DE REFERENCIA	11
2.2. GENERALIDADES	11
2.3. PUBLICACIONES NPFA	11
2.4. OTRAS PUBLICACIONES.....	12
CAPÍTULO 3. DEFINICIONES	17
3.1. GENERALIDADES	17
3.2. DEFINICIONES.....	17
CAPÍTULO 4. REQUISITOS GENERALES	23
4.1. ALCANCE	23
4.2. REVISIÓN TÉCNICA DE CAMBIOS EN LA INGENIERÍA	23
4.3. CENTRO DE CONTROL.....	23
4.4. FUENTES DE ENERGÍA	24
4.5. REGISTROS	24
4.6. MATERIAL NO COMBUSTIBLE	25
CAPÍTULO 5. EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA	26
5.1. ALCANCE	26
5.2. DISPOSICIONES PARA EL EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA	26
5.3. DISPOSICIONES APLICABLES EN EL SITIO PARA EL CONTROL DE DERRAMES Y FUGAS	27
5.3.1. Generalidades	27
5.3.2. Análisis de riesgo	28
5.4. DISEÑO Y CAPACIDAD DEL ÁREA DE CONTENCIÓN Y DEL SISTEMA DE DRENAGE	34
5.5. DISPOSICIÓN DE LA PLANTA	38
5.5.1. Alcance	38
5.5.2. Disposición general de la planta	38
5.5.3. Espaciamiento de los tanques	38
5.5.4. Espaciamiento entre vaporizadores.....	41
5.5.5. Espaciamiento de los equipos de proceso	42
5.5.6. Espaciamiento de las instalaciones de carga y descarga	42
5.5.7. Edificios y estructuras	43
5.5.8. Espaciamiento entre áreas de contención.....	43

5.6. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE LA PLANTA	43
5.6.1. Edificios y estructuras	43
5.6.2. Ventilación.....	45
5.6.3. Competencia del diseñador y del fabricante.....	45
5.6.4. Protección de suelo para equipos criogénicos	46
5.6.5. Caída de hielo y nieve.....	46
5.6.6. Diseño con hormigón y materiales.....	46
5.6.7. Instalaciones de GNL portátiles	47
CAPÍTULO 6. EQUIPOS DE PROCESO.....	50
6.1. ALCANCE	50
6.2. INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE PROCESO.....	50
6.3. BOMBAS Y COMPRESORES	50
6.4. ALMACENAMIENTO DE REFRIGERANTES INFLAMABLES Y LÍQUIDOS INFLAMABLES ...	51
6.5. EQUIPOS DE PROCESO	51
CAPÍTULO 7. TANQUES ESTACIONARIOS PARA ALMACENAMIENTO DE GNL.....	53
7.1. ALCANCE	53
7.2. GENERAL	53
7.2.1. Sistemas de tanques de almacenamiento	53
7.3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO	53
7.3.1. Generalidades	53
7.3.2. Cargas de viento, inundación y nieve	55
7.3.3. AISLACIÓN DEL TANQUE	55
7.3.4. Marcación de los sistemas de tanques de almacenamiento de GNL y de los tanques ASME.....	56
7.3.5. Purga y enfriamiento del tanque	56
7.3.6. Dispositivos de alivio.....	56
7.3.7. FUNDACIONES	60
7.4. SISTEMA DE TANQUES	61
7.4.1. Generalidades	61
7.4.2. Tanques de metal	61
7.4.3. Tanques de hormigón	61
7.4.4. Diseño antisísmico de tanques terrestres fabricados en campo	62
7.4.5. Inspección	64
7.4.6. Pruebas de tanques de GNL	64
7.5. ASME TANQUES DISEÑADOS PARA UN NIVEL DE SERVICIO DE MÁS DE 100 KPA	65
7.5.1. Generalidades	65
7.5.2. Diseño antisísmico de recipientes fabricados en taller.....	67
7.5.3. Volumen de llenado	68
7.5.4. Pruebas para los tanques de GNL según ASME	68
CAPÍTULO 8. INSTALACIONES DE VAPORIZACIÓN.....	69
8.1. ALCANCE	69
8.2. CLASIFICACIÓN DE LOS VAPORIZADORES	69
8.3. DISEÑO Y MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN.....	69

8.4. CAÑERÍAS DEL VAPORIZADOR, CAÑERÍAS PARA FLUIDOS INTERMEDIOS Y VÁLVULAS DE ALMACENAMIENTO	69
8.5. DISPOSITIVOS DE ALIVIO EN VAPORIZADORES	71
8.6. SUMINISTRO DE AIRE DE COMBUSTIÓN	71
8.7. PRODUCTOS DE COMBUSTIÓN	71
8.8. EQUIPO DE COMBUSTIÓN	72
CAPÍTULO 9. SISTEMAS DE CAÑERÍAS Y SUS COMPONENTES	73
9.1. ALCANCE	73
9.2. GENERALIDADES	73
9.3. MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	74
9.3.1. Generalidades	74
9.3.2. Cañerías	75
9.3.3. Accesarios	76
9.3.4. Válvulas	77
9.4. INSTALACIONES	77
9.4.1. Juntas de cañerías	77
9.4.2. Válvulas	78
9.4.3. Soldadura y soldadura fuerte	79
9.4.4. Marcación de las cañerías	80
9.5. SOPORTE DE CAÑERÍAS	80
9.6. IDENTIFICACIÓN DE LAS CAÑERÍAS	81
9.7. INSPECCIÓN Y PRUEBA DE LAS CAÑERÍAS	81
9.7.1. Pruebas de presión	81
9.7.2. Guarda de registros	81
9.7.3. Pruebas de cañerías soldadas	81
9.8. PURGA DE LOS SISTEMAS DE CAÑERÍAS	83
9.9. VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO	83
9.10. CONTROL DE LA CORROSIÓN	84
9.11. SISTEMAS CRIOGÉNICOS CAÑO EN CAÑO	85
9.12. INSTALACIÓN DE CAÑERÍA SUBTERRÁNEA O SUBMARINA	87
9.13. AISLAMIENTO DE EQUIPOS Y SISTEMAS CON FLUIDOS PELIGROSOS	87
9.14. ANTORCHAS Y CHIMENEAS DE VENTEO	88
CAPÍTULO 10. INSTRUMENTACIÓN Y SERVICIOS ELÉCTRICOS	89
10.1. ALCANCE	89
10.2. MEDICIÓN DEL NIVEL DE LÍQUIDO	89
10.2.1. Tanques de GNL	89
10.2.2. Tanques para refrigerantes inflamables o fluidos inflamables para procesos	89
10.3. MEDICIÓN DE LA PRESIÓN	89
10.4. MEDICIÓN DEL VACÍO	90
10.5. INDICADORES DE TEMPERATURA	90
10.6. CIERRE DE EMERGENCIA	90
10.7. EQUIPOS ELÉCTRICOS	90

10.8. INTERCONEXIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA A TIERRA.....	97
CAPÍTULO 11. TRANSFERENCIA DE GNL, REFRIGERANTES Y OTROS INFLAMABLES	98
11.1. ALCANCE	98
11.2. REQUISITOS GENERALES	98
11.3. SISTEMA DE CAÑERÍAS	98
11.4. CONTROL DE BOMBAS Y COMPRESORES	98
11.5. ENVÍO Y RECEPCIÓN MARÍTIMOS.....	99
11.5.1. Requisitos de diseño de atracaderos.....	99
11.5.2. Cañerías (o ductos).....	99
11.5.3. SISTEMAS DE CIERRE DE EMERGENCIA (ESD)	101
11.6. INSTALACIONES DE CARGA Y DESCARGA DE VEHÍCULOS CISTERNA, VAGONES CISTERNA E ISO CONTENEDORES	101
11.7. ENVÍO Y RECEPCIÓN POR CAÑERÍAS	102
11.8. MANGUERAS Y BRAZOS	102
11.9. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN E ILUMINACIÓN	103
CAPÍTULO 12. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS Y SEGURIDAD INTEGRAL.....	104
12.1. ALCANCE	104
12.2. GENERALIDADES.....	104
12.3. SISTEMAS DE CIERRE DE EMERGENCIA	105
12.4. DETECCIÓN DE INCENDIOS Y FUGAS	107
12.5. SISTEMAS DE AGUA PARA PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	108
12.6. EQUIPOS PARA LA EXTINCIÓN Y EL CONTROL DE INCENDIOS	109
12.7. MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.....	110
12.8. SEGURIDAD DEL PERSONAL	110
12.9. SEGURIDAD	110
CAPÍTULO 13. REQUISITOS PARA PLANTAS SATÉLITES E INSTALACIONES DE PEQUEÑA ESCALA DE GNL	114
13.1. PLANTAS SATÉLITE DE GNL DE HASTA 1500 m ³ DE CAPACIDAD.....	114
13.1.1. Alcance.....	114
13.1.2. Requisitos generales.....	114
13.2. APLICACIONES ESTACIONARIAS PARA INSTALACIONES DE GNL DE PEQUEÑA ESCALA	115
13.2.1. Alcance.....	115
13.2.2. Salas de Control.....	115
13.2.3. Emplazamiento de la Planta	116
13.2.4. Disposición de la Planta.....	120
13.2.5. Equipos de Proceso	121
13.2.6. Almacenamiento Estacionario de GNL	121
13.2.7. Instalaciones de Vaporización	121
13.2.8. Sistemas y Componentes de Cañerías	121
13.2.9. Instrumentación y Servicios Eléctricos	121
13.2.10. Diseño de Instalaciones de la Planta.....	121
13.2.11. Capacidad de Diseño del Área de Contención y del Sistema de Drenaje	122

13.2.12. Sistemas de Transferencia para GNL y Otros Líquidos Peligrosos	122
13.2.13. Protección contra Incendios, Seguridad y Protección	122
13.2.14. Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal	122
CAPÍTULO 14. OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y CAPACITACIÓN DEL PERSONAL	123
14.1. ALCANCE	123
14.2. REQUISITOS GENERALES	123
14.3. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS.....	123
14.4. PROCEDIMIENTOS DE EMERGENCIA	125
14.5. MONITOREO DE LAS OPERACIONES.....	126
14.6. TRANSFERENCIA DE GNL E INFLAMABLES	128
14.6.7.1. ARRIBO DEL BUQUE.....	130
14.7. MANUAL DE MANTENIMIENTO	133
14.8. MANTENIMIENTO	134
14.9. CAPACITACIÓN Y ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL.....	139
CAPÍTULO 15. PROCEDIMIENTO BASADO EN EL DESEMPEÑO (ANÁLISIS DE RIESGO) PARA EL EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA	142
15.1. ALCANCE	142
15.2. REQUISITOS GENERALES	142
15.3. DEFINICIONES.....	143
15.4. CÁLCULOS DEL RIESGO Y BASE PARA EL ANÁLISIS	143
15.5. ESCENARIOS DE LIBERACIONES DE GNL Y OTROS MATERIALES PELIGROSOS	143
15.6. PROBABILIDADES DE LIBERACIONES Y PROBABILIDADES CONDICIONALES	145
15.7. CONDICIONES DE MODELADO Y PROBABILIDADES DE OCURRENCIA.....	151
15.8. EVALUACIÓN DE PELIGROS Y CONSECUENCIAS.....	151
15.9. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO.....	155
15.9.1. Riesgo Individual Específico de la Ubicación	155
15.9.2. Riesgos Sociales.....	155
15.10. CRITERIOS DE TOLERABILIDAD DE RIESGOS.....	155
15.11. METODOLOGÍAS PARA LA MITIGACIÓN DE RIESGOS	158
ANEXO A (INFORMATIVO) MATERIAL EXPLICATIVO.....	159
ANEXO B (INFORMATIVO) DISEÑO ANTISÍSMICO DE LAS PLANTAS DE GNL.....	175
ANEXO C (INFORMATIVO) SEGURIDAD	178
ANEXO D (INFORMATIVO) ENTRENAMIENTO	181

PRÓLOGO

El artículo 51 de la Ley 24.076 determinan las atribuciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), incluyéndose, entre ellas, la potestad de dictar los reglamentos a los que deben ajustarse todos los sujetos alcanzados por la Ley N.º 24.076 en materia de seguridad, así como en lo relativo a normas y procedimientos técnicos. Por su parte, el artículo 21 impone a los sujetos activos de la industria del gas la obligación de operar y mantener sus instalaciones y equipos, de modo tal que no constituyan un riesgo para la seguridad pública, debiendo, asimismo, dar estricto cumplimiento a los reglamentos y disposiciones emanados del ENARGAS.

El Decreto Reglamentario N.º 1738/1992 de la Ley N.º 24.076 establece que corresponde al ENARGAS emitir, con carácter exclusivo, la normativa técnica y de seguridad aplicable a las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, incluyendo los procesos de licuefacción y regasificación de gas natural licuado (GNL).

Bajo esta premisa, el ENARGAS promovió la elaboración de la “Norma Mínima de Seguridad para Plantas de Almacenamiento de Gas Natural Licuado en Tierra” (NAG-501), concebida como una adaptación de las disposiciones operativas y de seguridad, de alcance internacional recomendadas por la *National Fire Protection Association* (NFPA) de los Estados Unidos en su norma NFPA-59A, *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas*, edición 2016. Cabe señalar que la NFPA-59A, en su edición 1979, ya había sido incorporada como norma técnica de carácter obligatorio para los sistemas de GNL, conforme a lo previsto en la Sección 12 de la norma NAG-100.

La norma NAG-501 establece los requisitos mínimos de seguridad aplicables al diseño, emplazamiento, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones destinadas a la producción, el almacenamiento, la vaporización, transferencia y manipulación de gas natural licuado (GNL). Dentro de su ámbito de aplicación, se incluyen, asimismo, las actividades vinculadas a la transferencia de GNL y de otros fluidos peligrosos entre recipientes contenedores o tanques de almacenamiento, y los puntos de recepción o despacho mediante cañerías, contenedores ISO, vehículos cisterna, vagones cisterna o buques. De este modo, la norma se erige en un marco de referencia único para las instalaciones de almacenamiento de GNL.

A su vez, con el objetivo de proporcionar un conjunto alternativo de requerimientos para plantas de menor tamaño, en su actualización del año 2025, la Norma incorpora una serie de requisitos para plantas satélite de GNL de hasta 1 500 m³ de capacidad, en consonancia con las especificaciones contenidas en la norma europea UNE 60210 Plantas satélite de gas natural licuado (GNL). Por otro lado, también proporciona un conjunto alternativo de requisitos para aplicaciones de pequeña escala, de hasta 3 997 m³ de capacidad total de almacenamiento, conforme a lo establecido por la norma americana NFPA 59A *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*, edición 2023.

Este marco normativo, adecuado para instalaciones de baja capacidad de almacenamiento, permitirá el desarrollo de proyectos de abastecimiento del GNL de puntos aislados o áreas con demanda fluctuante, aportando mayor flexibilidad al suministro y la confiabilidad operativa.

El criterio de seguridad adoptado por la norma NAG-501 combina la mayor certidumbre que deriva de adoptar requisitos prescriptivos con la tendencia internacional a realizar análisis de riesgo particulares para cada proyecto.

CAPÍTULO 1. OBJETO Y ALCANCE

1.1. Objeto

Esta norma establece los requisitos mínimos de seguridad relacionados con el diseño, el emplazamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) en tierra (*on shore*), incluyendo los procesos de licuefacción de gas natural y regasificación de GNL.

1.2. Alcance

1.2.1. La presente norma se aplica a:

- (1) El diseño, el emplazamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de las instalaciones de producción, almacenamiento, vaporización, transferencia y manipulación de gas natural licuado (GNL).
- (2) La capacitación y el entrenamiento de todo el personal involucrado con el GNL.

1.2.2. La presente norma no se aplica a:

- (1) Tanques en suelo congelado.
- (2) Tanques portátiles para almacenamiento utilizados en edificios.
- (3) Todas las aplicaciones vehiculares del GNL, incluido el aprovisionamiento de combustible a vehículos a GNL.
- (4) Sistemas externos que proveen servicios o *utilities* a la instalación de GNL, tales como agua, telecomunicaciones y electricidad.
- (5) Generación de energía en sitio, excluyendo energía de respaldo o de emergencia.
- (6) Cañerías que suministran y reciben gas natural hacia o desde la instalación de GNL.

1.3. Equivalencia

Se pueden utilizar sistemas, métodos o dispositivos de calidad, potencia, resistencia al fuego, efectividad, durabilidad y seguridad equivalentes o superiores respecto de los prescriptos en la presente norma.

- 1.3.1. La justificación y documentación técnica que acredite tal equivalencia o superioridad debe remitirse al ENARGAS y conservarse durante la vida útil de la instalación.
- 1.3.2. El sistema, método, dispositivo solo puede utilizarse con la finalidad prevista, si se encuentra debidamente aprobado por el ENARGAS para dicho uso.

1.4. Unidades SI

Las unidades SI (Sistema Internacional) incluidas en la presente norma deben basarse en la norma del Instituto Argentino de Normalización y Certificación IRAM 2:1989 Sistema de Unidades.

1.5. Instalaciones existentes

Los operadores de las instalaciones existentes de almacenamiento de GNL encuadradas en la presente norma deben presentar al ENARGAS, en un plazo de CIENTO OCHENTA (180) días corridos desde su entrada en vigencia, un estudio de evaluación del grado de cumplimiento de dichas instalaciones con los requisitos atinentes exclusivamente a la seguridad.

Según surgiera del estudio antes detallado, dichos operadores deben presentar, también, en el mismo plazo un plan de adecuación aplicable a sus instalaciones existentes, que garantice el mismo nivel de seguridad exigido por la norma para instalaciones nuevas a construirse.

1.6. Disposiciones prescriptivas de la Norma y procedimiento del Capítulo 15

Si el análisis de riesgo indicado en el Capítulo 15 de la presente Norma arroja variables de diseño menos restrictivas que los valores prescriptivos indicados en la misma, deben adoptarse estos últimos. Es decir que los valores prescriptivos de la Norma son considerados valores mínimos.

CAPÍTULO 2. PUBLICACIONES DE REFERENCIA

2.2. Generalidades

En esta parte, se provee un listado de los documentos a los que hace referencia la presente norma. Estos documentos o las partes referenciadas de estos documentos son considerados como parte integrante de los requisitos establecidos en esta norma. Para las referencias sin fecha se aplica la última edición de esa publicación.

2.3. Publicaciones NPFA

National Fire Protection Agency (Asociación Nacional de Protección contra Incendios).

- NFPA 10, Norma para Extintores Portátiles Contra Incendios
- NFPA 11, Norma para espumas de baja, media y alta expansión, edición 2010.
- NFPA 12, Norma para sistemas extintores de dióxido de carbono, edición 2011.
- NFPA 12A, Norma para sistemas extintores con halón 1301, edición 2009.
- NFPA 13, Norma para la instalación de sistemas de rociadores, edición 2013.
- NFPA 14, Norma para la instalación de sistemas de cañería vertical y de mangueras, edición 2010.
- NFPA 15, Norma para sistemas fijos de protección contra incendios de agua pulverizada, edición 2012.
- NFPA 16, Norma para la instalación de rociadores de agua-espuma y sistemas de pulverización de agua-espuma, edición 2011.
- NFPA 17, Norma para sistemas extintores con polvos químicos secos, edición 2009.
- NFPA 20, Norma para la instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios, edición 2013.
- NFPA 22, Norma para depósitos de agua para la protección contra incendios privada, edición 2008.
- NFPA 24, Norma para la instalación de cañerías para servicio privado de incendios y sus accesorios, edición 2013.
- NFPA 25, Norma para la inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección de fuego basado en agua, edición 2011
- NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, edición 2012.
- NFPA 37, Norma para la instalación y uso de motores de combustión estacionarios y turbinas a gas, edición 2010.
- NFPA 52, Código de Sistemas de Combustible Vehicular, edición 2010.
- NFPA 54, Código Nacional del Gas Combustible, edición 2012.
- NFPA 58, Código del Gas Licuado de Petróleo, edición 2011.
- NFPA 59, Código para Plantas de Servicio Público de GLP, edición 2012.
- NFPA 59A, Producción Almacenamiento y Manejo de GNL.

- NFPA 70, Código Eléctrico Nacional, edición 2011.
- NFPA 72, Código Nacional de Alarmas de Incendio, edición 2013.
- NFPA 101, Código de Seguridad Humana, edición 2012.
- NFPA 274, Método de prueba normalizado para evaluar el desempeño de las características de las aislaciones ante la acción del fuego, edición 2009.
- NFPA 385, Norma para camiones cisterna que transportan líquidos inflamables y combustibles, edición 2012.
- NFPA 600, Norma para brigadas contra incendios industriales, edición 2010.
- NFPA 1221, Norma para la instalación, mantenimiento y uso de sistemas de comunicación de servicios de emergencia, edición 2013.
- NFPA 1901, Norma para vehículos automotores de bomberos, edición 2009.
- NFPA 2001, Norma para sistemas de extinción de incendios mediante agentes limpios, edición 2012.
- NFPA 5000®, Código de Seguridad y Construcción de Edificios, edición 2012.
- Informe de la Fundación de Investigación de la NFPA, Evaluación de los modelos de dispersión de vapores para el análisis de seguridad del GNL, edición 2007.

2.4. Otras publicaciones

2.4.1. Publicaciones ACI

American Concrete Institute (Instituto Estadounidense del Concreto).

- ACI 304R, Guía para la medición, mezcla, transporte y colocación de hormigón, 2000.
- ACI 350, Requisitos del Código para estructuras de hormigón diseñadas mediante normas de ingeniería ambiental, 2006.
- ACI 376, Requisitos del Código para el diseño y la construcción de estructuras de hormigón para tanques de gases licuados refrigerados, 2010.

2.4.2. Publicaciones ALPEMA

Brazed Aluminum Plate-Fin Heat Exchanger Manufacturer's Association (Asociación de Fabricantes de Aletas de Placa de Intercambiadores de Calor).

- Normas para las aletas de placa de la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores de Calor, 2.da edición, 2000, con las revisiones 2003 y 2007.

2.4.3. Publicaciones API

American Petroleum Institute (Instituto Estadounidense del Petróleo).

- API 6D, Especificación para válvulas de redes de cañería, 2007.
- API 620, Diseño y construcción de grandes tanques para almacenamiento, soldados, de baja presión, 2008.

- API 625, Sistema de Tanques para almacenamiento de gas licuado refrigerado, 1.ra edición, 2010.
- API 2510, Diseño y construcción de instalaciones de gas licuado de petróleo (GLP), 2001.
- API STD 520, *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries. Part I – Sizing and Selection.*
- API STD 520, *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices. Part II – Installation.*
- API STD 521, *Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems.*
- API STD 526, *Flanged Steel Pressure-relief Valves.*
- API RP 554, *Process Control Systems – Functions and Functional Specification Development.*

2.4.4. **Publicaciones ASCE**

American Society of Civil Engineers (Sociedad Estadounidense de Ingenieros Civiles).

- ASCE 7, Cargas de diseño mínimas para edificios y otras estructuras, 2010.

2.4.5. **Publicaciones ASME**

American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos).

- Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, 2007.
- ASME B 31.3, Cañerías de proceso, 2008.
- ASME B 31.5, Cañerías de refrigeración, 2006.
- ASME B 31.8, Sistemas de cañerías de transmisión y distribución de gas, 2007.

2.4.6. **Publicaciones ASTM**

ASTM International (Asociación Internacional de Testeo y Materiales).

- ASTM E 84, Método de prueba estándar para características de combustión superficial de los materiales de construcción, 2011.
- ASTM E 136, Método de prueba estándar para el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical de 750 °C, 2009.
- ASTM E 2652, Método de prueba estándar para el comportamiento de los materiales en un horno de tubo con flujo de aire estabilizador en forma de cono en, a 750 grados C, 2009.

2.4.7. **Publicaciones CGA**

Compressed Gas Association (Asociación del Gas Comprimido).

- CGA 341, Norma para la especificación de tanques de carga aislados, para líquidos criogénicos no inflamables, 2007.
- CGA S-1.3, Normas para dispositivos de alivio de presión – Parte 3 –Tanques para almacenamiento de gas comprimido, 2008.

2.4.8. Publicaciones ISO

- ISO 1496-3, *Series 1 freight containers — Specification and testing — Part 3: Tank containers for liquids, gases and pressurized dry bulk.*
- ISO 16903, *Petroleum and natural gas industries — Characteristics of LNG, influencing the design, and material selection.*

2.4.9. Normas NAG y otras normas y leyes nacionales

- NAG-100, Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías.
- NAG-105, Bases para la calificación de soldadores y operadores de soldadura por arco eléctrico y especificaciones de procedimientos.
- NAG-108, Revestimientos anticorrosivos de cañerías y accesorios.
- NAG-123, Norma de colores de seguridad para instalaciones y lugares de trabajo.
- NAG-124, Procedimiento general para pruebas de resistencia y hermeticidad de gasoductos.
- NAG-201, Disposiciones, normas y recomendaciones para uso de gas natural en instalaciones industriales.
- NAG-602, Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos.
- IRAM 2407, Identificación de cañerías por color.
- IRAM 3501, Certificación de Instalaciones fijas contra incendios.
- IRAM 3504, Extintores bajo presión manuales, a base de gases de extinción halogenados de baja presión (agentes limpios).
- IRAM 3509, Matafuegos Manuales de Dióxido de Carbono.
- IRAM 3512, Matafuegos de Espuma Química sobre ruedas.
- IRAM 3517-1, Matafuegos manuales y sobre ruedas. Elección, instalación y uso.
- IRAM 3517-2, Extintores (matafuegos) manuales y sobre ruedas. Parte 2: Dotación, control, mantenimiento y recarga.
- IRAM 3523, Matafuegos de Polvo Bajo Presión – Manuales.
- IRAM 3527, Matafuegos de Polvo Bajo Presión, con líquido espumígeno de baja expansión, formador de película acuosa (AFFF) – Manuales.
- IRAM 3540, Matafuegos de Bromoclorodifluoro-metano (BCF) bajo presión – Manuales.
- IRAM 3550, Matafuegos de Polvo Bajo Presión – Sobre ruedas.
- IRAM 3565, Matafuegos de Dióxido de Carbono – Sobre ruedas.
- IRAM 3566, Extintores de polvo químico seco de bicarbonato de Potasio (Púrpura K) para fuegos tipo B y C.

- IRAM 100005-2, Colores de seguridad y formas de las señales de seguridad para las instalaciones contra incendios y los medios de escape.
- IRAM-ISO 9712, Ensayos no destructivos – Calificación y Certificación del personal.
- IRAM-IAS U 500-138, Soldadura. Ente habilitante y entes de calificación y certificación de soldadores y operadores.
- IRAM-IAS U 500-169, Soldadura. Calificación y Certificación de Inspectores.
- IRAM-NM-ISO/IEC 31010, Gestión del riesgo.
- Ley 19.587 y su Decreto Reglamentario N.º 351/79.
- Reglamentos CIRSOC e INPRES-CIRSOC aprobados por Resolución N.º 247/2012.
 - Área 100 – Acciones sobre las estructuras:
 - CIRSOC 101-2005.
 - CIRSOC 102-2005.
 - CIRSOC 104-2005.
 - CIRSOC 108-2007.
 - INPRES-CIRSOC 103 | Parte II - Parte IV – 2005.
 - Área 200 – Estructuras de hormigón:
 - CIRSOC 201-2005.
 - Área 300 – Estructuras de acero:
 - CIRSOC 301-2005.
 - CIRSOC 302-2005.
 - CIRSOC 303-2009.
 - CIRSOC 304-2007.
 - CIRSOC 305-2007.
 - CIRSOC 308-2007.
 - Área 500 – Mampostería:
 - CIRSOC 501-2007.
 - CIRSOC 501-E-2007.
 - Área 700 - Estructuras de Aluminio:
 - CIRSOC 701-2010.
 - CIRSOC 704-2010.

2.4.10. Publicaciones NACE

NACE International (Asociación Internacional de Ingenieros en Corrosión).

- NACE RP 0169, Control de la corrosión externa de sistemas de cañerías metálicas subterráneas o sumergidas, 2007.

2.4.11. Publicaciones UL

UL (Underwriters Laboratories, Inc.).

- ANSI/UL 723, Norma de prueba para características de quemado superficial para materiales de la construcción, 2008.

2.4.12. Otras publicaciones

- *American Institute of Chemical Engineers (AIChE) "Center for Chemical Process Safety"(CCPS)*, (Instituto Estadounidense de Ingenieros Químicos), "Directrices para el proceso de Análisis Cuantitativo de Riesgos Químicos", 2000.
- *Health and Safety Executive (HSE)*, "Criterios de riesgo para la planificación del uso del suelo en las inmediaciones de riesgos industriales graves", HMSO, HSE 1989" and "Pasos para la evaluación de riesgos en incendios", INDC 163, rev. 1, HSE 1998," Reino Unido.
- TNO, "Directrices para la evaluación cuantitativa del riesgo, RIVM, El Libro Púrpura," Holanda, 2005.
- UNE 60210, "Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)".
- IEC 60079-29-1, *Explosive atmospheres – Part 29-1: Gas detectors – Performance requirements of detectors for flammable gases. - IEC 60079-29-2 – Explosive atmospheres – Part 29-2: Gas detectors – Selection, installation, use and maintenance of detectors for flammable gases and oxygen.*
- IEC 61511, *Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector.*

CAPÍTULO 3. DEFINICIONES

3.1. Generalidades

Las definiciones contenidas en el presente capítulo se aplican a los términos utilizados en esta norma. Cuando los términos no estuvieran definidos en este o en algún otro capítulo, deben definirse aplicando los significados regularmente aceptados, según el contexto en el que se utilizan.

Se incorporan por referencia las definiciones de términos de las normas NAG-100, NAG-602 que sean de aplicación.

3.2. Definiciones

ACR. Análisis Cuantitativo de Riesgo (“QRA, Quantitative Risk Analysis” en inglés).

ALARP. Acrónimo del inglés “As Low As Reasonably Practicable” (“tan bajo como sea razonablemente factible”). Criterio de aceptación de riesgo cuantitativo.

Almacenamiento. Actividad de mantener gas en instalaciones, subterráneas o no, durante un período de tiempo. Incluye la inyección, depósito y retiro del gas y, en su caso, la licuefacción y regasificación del GNL.

Aprobación/Aprobado. Que se encuentra avalado formalmente por el ENARGAS o por el Organismo de Control/ Entidad/ Prestadora zonal a que se hubiere delegado la facultad en los términos del artículo 21 de la Ley N.º 24.076.

A prueba de fallas/ de falla segura. Característica de diseño en la que se ha previsto que se mantengan las condiciones de operación segura, en caso de funcionamiento deficiente de los dispositivos de control o de la interrupción de una fuente de energía.

Área de embalse. Área definida mediante el uso de diques o de la topografía del lugar, con el propósito de contener cualquier derrame accidental de GNL o de refrigerantes inflamables.

Área de transferencia. Parte de una planta de GNL que contiene un sistema de cañerías y en la que GNL, líquidos inflamables o refrigerantes inflamables se introducen en la planta o se extraen desde la planta, o en la que las conexiones de cañerías se conectan o desconectan regularmente.

Autoridad de Aplicación. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) o el Organismo que lo sustituya o reemplace, y que revista la calidad de Autoridad de Aplicación de la Ley N.º 24.076, quien podrá delegar facultades en Organismos de Control/ Entidades /Prestadoras zonales definida por el ENARGAS en la normativa o reglamentación, o en los requisitos específicos aplicables, de acuerdo con el aspecto que requiere aprobación, y/o con el tipo o localización de la instalación o infraestructura, de conformidad con lo establecido en el artículo 21 de la Ley N.º 24.076.

Barril. Unidad de volumen. Un barril equivale a 42 galones estadounidenses o a 5.615 pies³ (0,159 m³).

BLEVE. Acrónimo inglés de *boiling liquid expanding vapour explosion* (explosión de vapores que se expanden al hervir el líquido). Se produce si un recipiente que contiene un líquido en equilibrio con sus vapores es depresionado súbitamente, favoreciendo la vaporización instantánea de parte del líquido, si las condiciones de temperatura son adecuadas.

Buque. Embarcación u otro artefacto utilizado como medio de transporte acuático.

Bunkering. la carga de combustible en el búnker o tanque de un barco para su uso en la propulsión o en otro equipo auxiliar.

Camisa de vacío. Método de construcción que incorpora una carcasa exterior diseñada para mantener un vacío en el espacio anular entre el recipiente interior o la cañería y la carcasa exterior.

Cañería. Todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales el gas es transportado, incluyendo caños, válvulas y otros accesorios fijos al caño o al tubo, unidades compresoras, estaciones de medición, regulación y derivación, recipientes y conjuntos prefabricados.

Capacidad del tanque. Cantidad de m³ de agua a quince grados Celcius (15°C) requerida para llenar un tanque.

Chimenea de venteo. es un elemento destinado a recibir y evacuar el gas proveniente de los venteos de las instalaciones, o de una situación de parada de emergencia de la planta (*emergency shutdown*).

Componentes. Pieza o sistema de piezas que funciona como una unidad en una planta de GNL y que puede incluir, entre otros, cañerías, equipos de procesamiento, tanques, dispositivos de control, sistemas de embalse, sistemas eléctricos, dispositivos de seguridad, equipos de control de incendios y equipos de comunicación.

Deflagración. Combustión rápida con llama y sin explosión. Es una combustión súbita, incontrolada, de una mezcla de gas y aire no confinada con llama a baja velocidad de propagación, sin explosión.

Dique. Estructura utilizada para establecer un área de embalse o una contención.

Dispositivo de alivio de presión. Dispositivo diseñado para abrirse, con el objeto de evitar un aumento de la presión interna por encima de un valor especificado ante la emergencia o condiciones anormales.

Distancia mínima de seguridad. Es la distancia que deben guardar entre sí los distintos elementos de la planta.

EIA. Estudio de Impacto Ambiental. Procedimiento técnico-administrativo que sirve para identificar, evaluar y describir los impactos ambientales.

Emergencia controlable. Emergencia en la que la acción del operador puede minimizar el daño a personas o propiedades.

ENARGAS. Es el Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina, creado por la Ley N.º 24.076 de 1992.

Equipo de combustión. Todo equipo en el que se queman combustibles.

Explosión. Combustión incontrolada de una mezcla de gas y aire confinada. Es la liberación repentina y simultánea de energía calórica, lumínica y sonora.

Explosión por TRP. Se produce al verter GNL sobre agua o agua sobre un charco de GNL, en razón de la rápida vaporización.

Fluido peligroso. Líquido o gas inflamable, tóxico o corrosivo.

Fuego en Charco (pool fire). Tipo de llamas que se forman al encenderse un derrame de GNL sobre el terreno.

Fuego en Chorro (jet fire). Tipo de llamas que se forman al encenderse un escape de gas a presión.

Fuentes de ignición. Aparatos que, a causa de sus modos de uso previstos, o de su operación, son capaces de proporcionar suficiente energía térmica para encender mezclas de gas-aire inflamable.

Fuera de servicio. Desactivación de un componente con cualquier fin, incluidas las reparaciones o inspecciones.

Gas natural licuado o GNL. Fluido en estado líquido criogénico que está compuesto principalmente por metano y que contiene menores cantidades de etano, propano, nitrógeno y otros componentes normalmente encontrados en el gas natural.

Gas natural. Gas natural procesado o sin procesar; gas natural líquido vaporizado; gas sintético; o cualquier mezcla de estos gases en estado gaseoso, y que consistan, primordialmente, en metano.

HEL. Acrónimo inglés de *higher explosive limit* (Límite superior de explosividad o inflamabilidad). Es la concentración máxima de gas en el aire, por encima de la cual el fuego no es posible.

Índice de propagación de llama. Número obtenido de acuerdo con ASTM 84, Normas de métodos de prueba para la característica del fuego superficial en materiales de construcción o la ANSI/UL 723, Norma para la prueba de las características del fuego superficial en materiales de construcción.

Isotanque. Tipo de tanque diseñado bajo norma ISO 1496-3 para contener sustancias, con estructura de ISO contenedor que permite ser transportado, estibado y apilado.

ISO contenedor. estructura o “frame” ISO estandarizada y no implica, por sí mismo, aptitud para contener, almacenar o manipular GNL.

Junta de transición. Conector fabricado con dos o más metales, utilizado para unir efectivamente secciones de cañerías de dos materiales diferentes, que no responden a las técnicas habituales de soldadura o de empalme.

Justificado y documentado. Que tiene sustento en conocimientos y metodologías científicas y normativas internacionalmente reconocidas. Los detalles del método y los cálculos específicos de cada caso deben documentarse y conservarse durante toda la vida útil de la instalación.

Licuefacción. Proceso de conversión de gas natural a un estado líquido por disminución de la temperatura.

LEL. Acrónimo inglés de *lower explosive limit* (Límite inferior de explosividad o inflamabilidad). Es la concentración mínima de gas en el aire por debajo de la cual el fuego no es posible.

Línea de construcción autorizada. Se refiere al límite de una propiedad adyacente a la planta de GNL donde ya existen construcciones o donde puede construirse de acuerdo con la presente norma, según el caso.

Llenado excesivo. Llenado a un nivel que excede el nivel máximo de diseño para líquidos.

Lugar seguro. Área donde la exposición a radiación térmica, concentración de gases inflamables o riesgo de ignición se encuentra dentro de los límites aceptables establecidos por la normativa aplicable, permitiendo la descarga controlada de fluidos sin comprometer la seguridad de personas, equipos o instalaciones.

Material no combustible. Ver Sección 4.6.

Modelo. Caracterización matemática que tiene como fin predecir un fenómeno físico.

Modificación significativa. Es aquella modificación que cambia la capacidad de almacenamiento o manejo de combustibles en más de un 10% o que modifica en forma relevante la situación de seguridad de la instalación.

Operador. Responsable por la operación de las instalaciones de almacenamiento de GNL.

Paquete de aislamiento para cañerías. Conjunto de los materiales utilizados para el aislamiento de cañerías, incluyendo aislamiento, cubierta exterior, barrera de vapor y adhesivos *lap-seal*.

Planta de GNL. Conjunto de instalaciones cuyos componentes pueden ser usados para la licuefacción de gas natural y para el almacenamiento, el acondicionamiento y la vaporización de GNL. Incluye las plantas de licuefacción y de regasificación.

Planta de licuefacción. Conjunto de instalaciones requeridas para la conversión de gas natural a un estado líquido por disminución de su temperatura.

Planta de regasificación. Conjunto de instalaciones requeridas para la conversión de GNL a estado gaseoso y que consiste, básicamente, en la operación de vaporización.

Planta satélite. Conjunto de instalaciones de almacenamiento y regasificación de GNL destinadas a suministrar gas natural a consumos industriales o a redes de distribución.

Pluma. Forma de la nube de gas combustible que se origina en la evaporación de un derrame de GNL o en el escape, a través de un orificio o válvula de seguridad, en un recipiente o cañería que lo contiene.

Presión de diseño. Presión que se emplea en el diseño de un equipo, un tanque o un recipiente a presión, con el fin de determinar el espesor mínimo permitido o las características físicas de sus piezas.

Presión de disparo configurado. Presión a la que se calibra una válvula de seguridad para que abra por sobrepresión.

Presión de trabajo máxima permitida. Presión manométrica máxima permitida en la parte superior de todo un equipo, un tanque o un recipiente en su posición operativa para una temperatura de diseño.

Prestadora. Licenciataria del servicio público de Transporte o Distribución de gas natural.

Protección contra incendios. Prevención contra incendios, su detección y su apagado.

Recipiente a presión. Recipiente contenedor diseñado y fabricado bajo alguna norma reconocida para almacenamiento de gas natural en estado líquido o gaseoso, en condiciones de presión que difieren de las atmosféricas.

Regasificación. Tratamiento por el cual se convierte el GNL al estado gaseoso, conforme a las condiciones requeridas para su inyección en el sistema de transporte de gas natural y que consiste, básicamente, en la operación de vaporización.

Roll Over. Presurización súbita de un tanque por la estratificación debida a diferencias de densidades.

RPT. Acrónimo inglés de *Rapid Phase Transition* (Transición rápida explosiva o inflamable). Es la máxima concentración de gas en el aire por encima de la cual el fuego no es posible.

Sistema de Cierre de Emergencia. Sistema diseñado para detener de manera segura y rápida las operaciones o aislar partes del proceso, en respuesta a condiciones peligrosas, evitando la escalada de eventos que puedan provocar incendios, explosiones o liberaciones tóxicas.

Sistema de Tanques. Equipamiento de baja presión (103 kPa, 15 psi o menor), diseñado para almacenar gas natural licuado u otros líquidos peligrosos, que consiste en uno o más contenedores, junto con diversos accesorios, elementos auxiliares y aislación.

Tanque. En esta norma, se refiere a un recipiente contenedor para almacenar, contener o transportar GNL.

Tanque de almacenamiento. Recipiente contenedor de baja presión diseñado para una presión interna de 103kPa (1 bar/15 psi) o menor, de acuerdo con la norma API 620, API 650 u otra norma reconocida para el almacenamiento.

Tanque de contención completa. Instalación en la que el tanque interno (primario) se autosostiene y está rodeado por un tanque secundario separado, que también se autosostiene, diseñado para contener GNL, en el caso de que se produzca un derrame desde el tanque interno, y en el que el tanque secundario está cubierto por un techo de acero o de concreto, diseñado de modo que el exceso de vapor provocado por un derrame de GNL desde el tanque primario se descargue a través de las válvulas de alivio.

Tanque de contención simple. Tanque de pared simple o de pared doble, en el que solo el tanque primario o interno es autoportante o ha sido diseñado para contener GNL.

Tanque de doble contención. Tanque de contención simple rodeado por y dentro de los 6 m de un muro de contención (tanque secundario) que está abierto a la atmósfera y diseñado para contener GNL, en caso de que se produzca un derrame desde el tanque primario o interno.

Tanque de hormigón pretensado. Tanque de hormigón en el que el hormigón se comprime por medio de tensores o envolturas externas de alambre, también llamado tanque postensado.

Tanque de membrana. Instalación compuesta por un tanque primario de metal delgado con aislamiento térmico y por un tanque de hormigón, que, en su conjunto, forman una estructura integrada, que brinda contención a los líquidos, en la que las cargas hidrostáticas y otras cargas que se encuentren sobre la membrana se transfieren, a través del aislamiento que soporta la carga, sobre el tanque de hormigón, de modo que los vapores queden contenidos por el techo del tanque.

Tanque de suelo congelado. Tanque en el que el nivel máximo del líquido se halla por debajo del nivel normal del terreno circundante, y que está construido, fundamentalmente, con materiales naturales, como tierra y roca, que depende de la congelación de los materiales de tierra saturados de agua, y que dispone de métodos adecuados para conservar su hermeticidad, o es impermeable por naturaleza.

Transporte de gas natural. Captación, conducción o distribución de gas por gasoducto, incluido su almacenamiento.

Válvula accionada por potencia. Dispositivo que permite abrir, cerrar o regular el flujo de un fluido mediante un accionamiento que requiere una fuente de energía externa, tal como eléctrica, neumática o hidráulica.

Vaporizador calentado. Vaporizador que obtiene su calor de la quema de combustibles, la energía eléctrica o el calor residual, como, por ejemplo, desde calderas o motores de combustión interna.

Vaporizador calentado integral. Vaporizador calentado en el que la fuente de calor es integral para el intercambiador de vaporización real (incluidos los vaporizadores de combustión sumergidos).

Vaporizador calentado remoto. Vaporizador calentado en el que la fuente de calor primaria está separada del intercambiador de vaporización real y que usa un fluido intermedio (por ejemplo, agua, vapor, isopentano, glicol) como el medio de transporte del calor.

Vaporizador de ambiente. Vaporizador que obtiene su calor de fuentes de calor naturales, como la atmósfera, el agua de mar o las aguas geotérmicas.

Vaporizador de proceso. Vaporizador que obtiene su calor de otro proceso termodinámico o químico para utilizar la refrigeración del GNL.

Vehículo cisterna de carga. Camión cisterna o remolque para transportar cargamentos líquidos

CAPÍTULO 4. REQUISITOS GENERALES

4.1. Alcance

Este capítulo describe los requisitos generales para las instalaciones comprendidas en esta norma. Las tareas de proyecto, instalación, puesta en marcha y funcionamiento a través del tiempo deben quedar bajo la responsabilidad de un representante técnico ingeniero con las incumbencias profesionales pertinentes.

4.2. Revisión técnica de cambios en la ingeniería

4.2.1. Los componentes no deben ser construidos o alterados en forma significativa (*), según lo establecido en 4.2.2, hasta que personal calificado de cada una de las disciplinas indicadas a continuación, según corresponda, revise los documentos, planos y especificaciones de diseño, y determine que el diseño no afecta la seguridad o confiabilidad de dicho componente, o de otros componentes asociados:

- (1) Ingeniería de procesos.
 - (2) Ingeniería mecánica.
 - (3) Ingeniería geotécnica y civil.
 - (4) Ingeniería electricista y de instrumentación.
 - (5) Ingeniería de materiales y corrosión.
 - (6) Ingeniería de protección contra incendios y seguridad.
- (*) Para la interpretación del concepto de “alteración significativa” de instalaciones, se debe tomar como referencia NFPA 59A, sección A.16.2.1.2.

4.2.2. La reparación, el reemplazo o la alteración significativa de los componentes debe ser revisada únicamente si la acción para ser implementada involucra o se debe a uno de los siguientes motivos:

- (1) Un cambio en los componentes especificados originalmente.
- (2) Una falla provocada por corrosión.
- (3) Una falla que resulta en una pérdida de la contención.
- (4) Una inspección que ponga en evidencia un deterioro significativo del componente.

4.3. Centro de control

4.3.1. Todas las plantas de GNL, excepto aquellas que cumplan con lo establecido en el Capítulo 13 de esta Norma, deben tener un centro de control desde el cual se monitoreen las operaciones y los dispositivos de advertencia, según lo requerido en el apartado 4.3.

4.3.2. Un centro de control debe tener las siguientes capacidades y características:

- (1) Debe estar ubicado en un lugar separado o estar protegido de otras instalaciones de GNL, de manera que esté en condiciones operativas durante una emergencia controlable.
- (2) Cada sistema de control que se active de manera remota y cada sistema de control de cierre automático requerido por la presente norma debe poder ser operado desde el centro de control.
- (3) En cada centro de control, debe haber personal presente, mientras cualquiera de los componentes bajo su control esté en funcionamiento, excepto cuando el control se esté haciendo desde otro centro de control con presencia de personal o cuando las instalaciones cuenten con un sistema de cierre de emergencia automático.
- (4) Si hubiera más de un centro de control en una planta de GNL, cada uno de ellos debe contar con más de un medio para comunicarse con todos los centros restantes.
- (5) Cada centro de control debe contar con medios para comunicar una advertencia sobre una condición peligrosa a otros lugares ubicados dentro de la planta, frecuentados por el personal.

4.4. Fuentes de energía

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

4.4.2. Cuando se utilicen generadores auxiliares como una segunda fuente de energía eléctrica, debe aplicarse lo siguiente:

- (1) Los generadores auxiliares deben estar ubicados en un lugar separado o estar protegidos de los componentes, de manera que no queden inutilizables durante una emergencia controlable.
- (2) El suministro de combustible debe estar protegido contra riesgos.

4.5. Registros

4.5.1. Cada planta debe llevar un registro de los materiales de construcción para componentes, edificios, cimientos y sistemas de soporte utilizados para la contención de GNL y fluidos inflamables.

4.5.2. Dichos registros deben verificar que las propiedades de los materiales cumplan con los requisitos establecidos en la presente norma.

4.5.3. Los registros deben mantenerse vigentes durante toda la vida de los componentes, edificios, cimientos y sistemas de soporte.

4.6. Material no combustible

Se considera material no combustible a aquel material que cumple con alguna de las siguientes condiciones:

- (1) Un material que, en la forma en que se utiliza y en las condiciones previstas, no se enciende, no se quema, soporta la combustión, no libera vapores inflamables al contacto con fuego o calor.
- (2) Un material que se informa que cumple la norma ASTM E 136, Método de prueba estándar para determinar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical de 750 °C.
- (3) Un material que se informa que cumple con el criterio de “pasa/no pasa” de la norma ASTM E 136, cuando se lo prueba de acuerdo con el método y el procedimiento de la norma ASTM E 2652, Método de prueba estándar para determinar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo con un estabilizador por flujo de aire en forma de cono, a 750 °C.

CAPÍTULO 5. EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

5.1. Alcance

Este capítulo presenta los criterios aplicables para el emplazamiento y diseño de la planta y de los equipos.

5.2. Disposiciones para el emplazamiento de la planta

- 5.2.1. Se debe realizar y remitir a la Autoridad de Aplicación una evaluación del sitio y de la planta, evaluación que debe identificar y analizar los posibles incidentes que puedan afectar la seguridad del personal, de la planta y del público circundante. Esta también debe identificar las medidas de seguridad para ser incorporadas en el diseño y la operación de la planta. La evaluación debe considerar los siguientes aspectos:
 - Análisis de riesgo de procesos (PHA).
 - Actividades de transporte que puedan impactar en la planta propuesta.
 - Peligros en instalaciones adyacentes.
 - Condiciones meteorológicas y geológicas.
 - Análisis de vulnerabilidad y amenaza a la seguridad.
 - Cumplimiento de las reglamentaciones municipales y provinciales en cuanto al uso del suelo.
- 5.2.2. En función de la localización, debe procederse de acuerdo con la legislación provincial que reglamente la radicación de la infraestructura en cuestión, acorde con la categorización industrial correspondiente.
- 5.2.3. Deben cumplirse las normas de protección ambiental provincial, a fin de acceder al visado por parte de la autoridad competente. En caso de existir requisitos ambientales en el municipio donde se encuentre localizada la planta, estos también deben ser cumplidos en forma satisfactoria.
- 5.2.4. El estudio referido y los fundamentos de respaldo para realizarlo deben ser adecuadamente justificados y documentados para demostrar las consecuencias asociadas con los incidentes potenciales de los riesgos identificados, de acuerdo con los Capítulos 5 y 15.
- 5.2.5. Debe asegurarse el acceso a la planta bajo todas las condiciones climáticas con el fin de la seguridad del personal y la protección contra incendios.
- 5.2.6. La preparación del sitio debe incluir las previsiones para retener derrames de fluidos peligrosos dentro de los límites de la planta y para el drenaje del agua de la superficie.
- 5.2.7. A fin de determinar las bases de diseño de las instalaciones, se deben realizar estudios generales y de suelo del sitio de emplazamiento.

5.3. Disposiciones aplicables en el sitio para el control de derrames y fugas

5.3.1. Generalidades

- 5.3.1.1. Deben tomarse las previsiones necesarias para minimizar el potencial de derrames y fugas accidentales de fluidos peligrosos de tanques, sistemas de cañerías y otros equipos, de modo que tales derrames y fugas no pongan en peligro equipos de proceso y estructuras importantes, o propiedades adyacentes, o que pudieren llegar hasta un curso de agua.
- 5.3.1.2. Los tanques para el almacenamiento de fluidos peligrosos deben ser provistos con alguno de los siguientes métodos de contención de derrames:
 - (1) Un área de contención alrededor del/de los tanque/es, formada por una barrera natural, un dique, un muro de contención o una combinación de estos, que cumpla con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5.
 - (2) Un área de contención formada por una barrera natural, un dique, una excavación, un muro de contención o una combinación de estos, que cumpla con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5, más un sistema de drenaje natural o artificial alrededor del/los tanque/es que cumpla con lo establecido en las Secciones 5.4 y 5.5.
 - (3) Cuando el tanque se construya debajo o parcialmente debajo del nivel del terreno circundante, un área de contención, formada por una excavación que cumpla con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5.
 - (4) Contención secundaria de acuerdo con lo requerido para sistemas con tanques de contención completa, tanques de doble contención, o tanques de membrana, de acuerdo con los apartados 5.4 y 5.5.
- 5.3.1.3. Las siguientes áreas deben estar niveladas, ser drenadas o provistas de un sistema de contención, de modo que se minimice la posibilidad de liberaciones de fluidos peligrosos que puedan acumularse en el suelo y poner en peligro equipos y estructuras importantes, o propiedades adyacentes, o que pudieren llegar hasta un curso de agua:
 - (1) Áreas de proceso.
 - (2) Áreas de vaporización.
 - (3) Áreas de licuefacción.
 - (4) Áreas de transferencia.
 - (5) Áreas de almacenamiento.
- 5.3.1.4. Si además se requieren áreas de contención para cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.7, dichas áreas deben cumplir con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5.
- 5.3.1.5. Los sistemas de contención secundaria diseñados de acuerdo con 9.11.3.2 podrán servir como un área de contención.

5.3.2. Análisis de riesgo

5.3.2.1. Tipos de riesgos.

Los siguientes tipos de riesgos y los cálculos del alcance de dichos riesgos deben ser evaluados como se indica a continuación, con excepción del gas de alimentación (*feed gas*) y de las líneas de salida (*send out gas lines*):

- (1) Distancia hasta el nivel límite de concentración resultante de la dispersión de gases o vapores inflamables.
- (2) Distancia hasta el nivel límite de concentración resultante de la dispersión de gases o vapores tóxicos.
- (3) Distancia hasta el nivel límite de sobrepresión resultante de una explosión.
- (4) Distancia hasta los niveles límite de flujo térmico o dosis de calor resultantes de fuegos en charco (*pool fires*).
- (5) Distancia hasta los niveles límite de flujo térmico o dosis de calor resultantes de fuegos en chorro (*jet fires*).
- (6) Distancia hasta los niveles límite de flujo térmico o dosis de calor resultantes de bolas de fuego (*fireballs*).

5.3.2.2. Medidas de mitigación.

5.3.2.2.1. El uso de medidas activas de mitigación en el cálculo de distancias de amenaza y del potencial de efecto en cascada está sujeto a la aprobación de la Autoridad de Aplicación.

5.3.2.2.2. Los efectos de las técnicas de mitigación activas y pasivas aprobadas podrán ser incorporadas en la modelización.

5.3.2.3. Derrames de diseño. Cada planta de GNL debe definir un conjunto de derrames de diseño de acuerdo con la **Tabla 5.3.2.3** y la duración del derrame de diseño definido en 5.3.2.4.

Tabla 5.3.2.3 Derrames de diseño

Fuente del derrame de diseño	Criterio del derrame de diseño	Tasa del derrame de diseño
<i>Contenedores de almacenamiento</i>		
Contenedores con penetraciones por debajo del nivel del líquido y sin válvulas internas de cierre, de acuerdo con 9.4.2.5.	<p>Un derrame de líquido a través de una supuesta abertura, ubicada a la altura de la penetración por debajo del nivel del líquido, y de sección equivalente a la de esta, que resulte en el mayor caudal de salida desde un contenedor inicialmente lleno.</p> <p>Si hay más de un contenedor en el área de contención, utilizar el contenedor con el mayor caudal.</p>	<p>Utilizar la fórmula para unidades del SI:</p> $q = \frac{1,06}{10\,000} d^2 \sqrt{h}$ <p>Hasta que la altura de presión diferencial actuando sobre la abertura sea 0.</p>
Contenedores con penetraciones por debajo del nivel del líquido y con válvulas internas de cierre, de acuerdo con 9.4.2.5.	El derrame de líquido a través de una supuesta abertura, ubicada a la altura de la penetración por debajo del líquido, y de sección equivalente a la de esta, que pueda resultar en el mayor caudal de salida desde un contenedor inicialmente lleno.	<p>Utilizar la fórmula para unidades del SI:</p> $q = \frac{1,06}{10\,000} d^2 \sqrt{h}$
<i>Sistemas de Cañerías y otros equipos</i>		
Sistemas de procesos o áreas de transferencia que involucran fluidos peligrosos.	<p>Para sistemas de cañerías, brazos y mangueras, de acuerdo con lo siguiente:</p> <p>(1) Mayor o igual que 76 mm de diámetro (3 pulgadas), un agujero de 50 mm de diámetro (2 pulgadas) aplicado en cualquier ubicación a lo largo del tramo de cañería.</p> <p>(2) Menor que 76 mm de diámetro (3 pulgadas), una ruptura total de la sección aplicada en cualquier ubicación a lo largo del segmento de cañería.</p>	<p>El caudal de cálculo basado en lo siguiente</p> <p>(1) Las propiedades físicas y termodinámicas del fluido liberado.</p> <p>(2) Las características físicas del proceso o sistema de contención.</p>
Sistemas caño-en-caño diseñados de acuerdo con la Sección 9.11 para servir como contención secundaria.	Sin derrame de diseño – Distancia mínima de separación (retiro) de acuerdo con la Tabla 5.5.3.1, basado en un volumen aislable dentro del sistema caño-en-caño.	
<p>Nota: q = caudal de líquido [m^3/min]; d = diámetro [mm] de penetración por debajo el nivel del líquido; h = altura de líquido por encima de la penetración en el contenedor cuando este se encuentra lleno, más la altura equivalente de la presión de vapor sobre líquido.</p>		

5.3.2.3.1. Las distancias límite de peligro asociadas con los derrames de diseño definidos en la **Tabla 5.3.2.3** deben estar documentadas.

5.3.2.3.2. Debe representarse cada parte de la planta que pueda producir una distancia de amenaza específica.

5.3.2.4. Duración de los derrames de diseño.

La duración de los derrames de diseño debe ser la menor de las siguientes:

- (1) El tiempo de *shutdown* demostrado y aprobado, basado en sistemas automatizados de vigilancia y detección que no requieren intervención humana. Este tiempo debe poder ser verificado en la etapa de diseño y en la operación.
- (2) Diez minutos para sistemas de vigilancia y detección aprobados que requieren de intervención humana para el *shutdown*.
- (3) El tiempo necesario para vaciar el inventario disponible del sistema, en caso de no contar con sistemas de vigilancia y detección aprobados.

5.3.2.5. Modelado del término fuente

Los modelos del término fuente deben ser aprobados, deben contar con documentación disponible que demuestre su validación frente a datos experimentales; y no deben ignorar los fenómenos que puedan influir en la tasa de evolución de vapor, conforme a lo siguiente:

- (1) Durante la descarga de cañerías o equipos, incluidos los efectos asociados de vaporización instantánea (*flashing*) y proyección por chorro (*jetting*).
- (2) Durante la conducción del líquido hacia un área de contención y su subsecuente vaporización.
- (3) Debido al ingreso y retención del líquido dentro de una contención.

5.3.2.6. Evaluación del modelo

5.3.2.6.1. Los modelos empleados de 5.3.2.7 a 5.3.2.10 deben ser aprobados y deben contar con la documentación disponible que demuestre lo siguiente:

- (1) La evaluación científica de los fenómenos físicos observados en datos experimentales aplicables a la situación física considerada.
- (2) Procesos de verificación para los detalles de la física, el análisis y el proceso de ejecución.
- (3) Validación con información experimental, incluyendo aquellos disponibles a escala real (*field-scale*), aplicables a la situación física.

5.3.2.6.2. Los modelos empleados en 5.3.2.7 y 5.3.2.8 deben incorporar lo siguiente:

- (1) Para el cálculo de las distancias de amenaza, debe utilizarse la combinación de la velocidad del viento ajustada a una altura de referencia de 10 m, temperatura ambiente, estabilidad atmosférica y humedad relativa que produzca las distancias máximas, excepto para condiciones que ocurran menos del 10 % del tiempo, según datos registrados para la zona.
- (2) Como alternativa, se podrán calcular las distancias máximas utilizando una velocidad del viento de 2 m/s a una altura de medición de 10 m, estabilidad atmosférica Clase F, temperatura ambiente promedio para la región y 50 % de la humedad relativa.
- (3) Deben considerarse todas las direcciones del viento.
- (4) Se debe utilizar la rugosidad superficial del área ubicada a barlovento respecto del emplazamiento.

5.3.2.6.3. Los modelos de fuego en chorro (jet fire) y fuego en charco (*pool fire*) empleados en 5.3.2.10 deben incorporar lo siguiente:

- (1) Para el cálculo de las distancias de amenaza, debe utilizarse la combinación de la velocidad del viento ajustada a una altura de referencia de 10 m, temperatura ambiente, estabilidad atmosférica y humedad relativa que produzca las distancias máximas, excepto para condiciones que ocurran menos del 10 % del tiempo, según datos registrados para la zona.
- (2) Como alternativa, se podrán calcular las distancias máximas utilizando una velocidad del viento de 9 m/s a una altura de medición de 10 m, temperatura ambiente promedio para la región y 50 % de la humedad relativa, como condiciones predeterminadas.
- (3) Deben considerarse todas las direcciones del viento.
- (4) Los efectos de las técnicas activas y pasivas aprobadas de mitigación deben ser incorporadas en el modelo.

5.3.2.7. Dispersión de gases o vapores inflamables y combustibles. El emplazamiento de la planta debe ser tal que la concentración prevista en el límite inferior de inflamabilidad (LFL) no se extienda más allá del límite de la propiedad sobre el que se puede construir, ante un evento de la liberación de un fluido inflamable o combustible, conforme a lo especificado en 5.3.2.3.

5.3.2.8. Dispersión de gases o vapores tóxicos. El emplazamiento de la planta debe ser tal que la concentración máxima prevista a partir de dicha liberación no exceda los límites indicados en la Tabla 5.3.2.8, ante el evento de la liberación de un fluido tóxico, conforme a lo especificado en 5.3.2.3.

5.3.2.9. Explosiones de nubes de vapor. El emplazamiento de la planta debe ser tal que la sobrepresión máxima resultante de una explosión no exceda los límites listados en la Tabla 5.3.2.9, ante el evento de la ignición de una nube inflamable en un área confinada o congestionada, basado en un derrame de diseño, según se especifica en 5.3.2.3.

- 5.3.2.10. Incendios. El emplazamiento de la planta debe ser tal que el máximo flujo radiante de calor resultante de un incendio no exceda los límites establecidos en la Tabla 5.3.2.10, ante el evento de la liberación de un fluido inflamable o combustible, conforme a lo especificado en 5.3.2.3,
- 5.3.2.10.1. Para bolas de fuego, la exposición debe ser calculada utilizando una dosis equivalente a 5 kW/m^2 y un tiempo de exposición de 40 segundos [$341 (\text{kW/m}^2)^{4/3} \cdot \text{s}$].
- 5.3.2.11. Factores de incertidumbre. El área de impacto potencial (*hazard footprint*) calculada de 5.3.2.7 a 5.3.2.10 debe tener en cuenta los factores de incertidumbre determinados en 5.3.2.6.
- 5.3.2.12. Daños en cascada. Los equipos deben estar ubicados o protegidos de modo tal que los impactos resultantes de 5.3.2.9 y 5.3.2.10 no causen daños estructurales mayores que puedan derivar en la falla de cualquier tanque de almacenamiento de GNL; buque transportador de GNL; recipiente de almacenamiento de fluidos peligrosos; edificios importantes o equipos requeridos para la parada segura (*shutdown*) y para el control del evento que podría exacerbar el peligro inicial.

Tabla 5.3.2.8 Límites de concentración tóxica en el límite de propiedad y ocupación

Niveles de Guía de Exposición Aguda (AEGL)	Descripción	Exposición
AEGL-1	Concentración tóxica debido a la cual se produce un malestar notable, irritación o ciertos efectos asintomáticos no sensoriales; sin embargo, estos efectos no son incapacitantes y son transitorios y reversibles al cesar la exposición.	El área que será potencialmente notificada por nubes tóxicas en el plan de respuesta ante emergencias requerido en la Sección 14.4.
AEGL-2	Concentración tóxica debido a la cual se producen efectos irreversibles en la salud u otros efectos adversos serios, o de larga duración, o una capacidad reducida para escapar.	El punto más cercano en el edificio o estructura fuera del límite de propiedad que exista al momento del emplazamiento de la planta y sea utilizado para ocupaciones destinadas a congregaciones, educación, cuidado de la salud, detención y corrección, o residenciales.
AEGL-3	Concentración tóxica por la que pueden ocurrir efectos graves para la salud con riesgo de vida o muerte.	El límite de propiedad sobre el que se puede construir.

Tabla 5.3.2.9 Límites de sobrepresión en el límite de propiedad y ocupaciones

Sobrepresión		
Sobrepresión	Descripción	Exposición
6.9 kPa (1psi)	Sobrepresión por la cual las personas pueden ser afectadas en forma indirecta	El punto más cercano en el edificio o estructura fuera del límite de propiedad que exista al momento del emplazamiento de la planta y sea utilizado para ocupaciones destinadas a congregaciones, educación, cuidado de la salud, detención y corrección, o residenciales.
20.7 kPa (3 psi)	Sobrepresión por la cual las personas pueden ser afectadas en forma directa	El límite de propiedad sobre el que se puede construir.

Tabla 5.3.2.10 Límite del Flujo Radiante de Calor en el límite de propiedad y ocupaciones

Flujo Radiante de calor		
W/m ²	Btu/hr/ft ²	Exposición
5 000	1 600	Línea de propiedad a nivel del suelo sobre la cual se puede construir, para el caso de la ignición de un derrame de diseño, que resulte en una bola de fuego ^a , un fuego en chorro o un fuego en charco.
5 000	1 600	El punto más cercano ubicado al nivel del suelo fuera del límite de propiedad que, al momento del emplazamiento de la planta, es utilizado como lugar de reunión al aire libre por grupos de 50 o más personas, en caso de un fuego en charco, en un área de contención ^b de un tanque de almacenamiento de GNL.
9 000	3 000	El punto más cercano en el edificio o estructura fuera del límite de propiedad que exista al momento del emplazamiento de la planta y sea utilizado para ocupaciones destinadas a congregaciones, educación, cuidado de la salud, detención y corrección, o residenciales, para el caso de un incendio de charco en un área de contención ^b de un tanque de almacenamiento de GNL ^{b,c} .
30 000	10 000	El límite de propiedad al nivel del suelo sobre el que se puede construir, para el caso de un fuego en charco sobre el área de contención de un tanque de almacenamiento de GNL ^b .

Notas:
^a Ver 5.3.2.10.1.

^b Los requerimientos para las áreas de contención de tanques de almacenamiento de GNL se encuentran en la Sección 5.4.

^c Ver NFPA 101 o NFPA 5000 para definiciones de ocupaciones.

5.4. Diseño y capacidad del área de contención y del sistema de drenaje

5.4.1. **Áreas de contención de un contenedor.** Las áreas de contención para un tanque de GNL deben tener una capacidad volumétrica mínima de retención V , equivalente a una de las siguientes:

- (1) $V = 110\%$ de la capacidad de líquido máxima del tanque.
- (2) $V = 100\%$ cuando la contención haya sido diseñada para soportar la sobrecarga dinámica, en el caso de una falla catastrófica del tanque.
- (3) $V = 100\%$ cuando la altura de la contención sea equivalente o superior al nivel de líquido máximo del tanque.

La altura del talud y la distancia entre el tanque y el talud deben cumplir lo especificado en 5.4.15, a fin de evitar que un gran derrame pueda generar una ola que supere el endicamiento.

5.4.2. **Áreas de contención de múltiples contenedores.** Las áreas de contención para múltiples tanques de GNL deben tener una capacidad volumétrica mínima de contención V , equivalente a una de las siguientes:

- (1) $V = 100\%$ de la capacidad de líquido máxima de todos los tanques que se encuentren en el área de contención.
- (2) $V = 110\%$ de la capacidad máxima de líquido del tanque más grande que se encuentre en el área de contención, siempre que se pueda acreditar documentadamente que se han tomado las previsiones necesarias para evitar que las fugas desde cualquier tanque, debidas a la exposición al fuego, a la baja temperatura o a ambas, provoquen subsiguientes fugas en cualquiera de los otros tanques en el área compartida de contención.

5.4.3. Los cálculos de capacidad volumétrica para las áreas de contención deben considerar los equipos ubicados dentro del área de contención que puedan afectar la capacidad de esta.

5.4.4. La topografía del suelo del área de contención debe estar nivelada de manera que el terreno drene alejándose del contenedor, para evitar que se acumule líquido debajo o alrededor de este.

5.4.5. Otras áreas de contención. Otras áreas de contención, además de las que se destinan para almacenamiento de GNL, deben contar con una capacidad volumétrica mínima de contención que sea equivalente al volumen del líquido que pueda acumularse en el suelo debido una liberación, considerando el mayor de los siguientes valores:

- (1) El volumen del tanque contenedor o recipiente a presión más grande asociado a dicha área de contención.
- (2) El volumen derivado del mayor caudal en cualquier cañería asociada a dicha área de contención para un derrame de 10 minutos de duración o un tiempo menor basado en previsiones demostrables de vigilancia y cierre de emergencia aceptables para la Autoridad de Aplicación, o si el inventario disponible se agotara en menos de 10 minutos.

5.4.6. **Canales cerrados de drenaje.** Se prohíben los canales cerrados de drenaje para fluidos inflamables, excepto cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- (1) Cuando los canales cerrados de drenaje se usen para conducir de manera rápida el fluido inflamable derramado hacia afuera de las áreas críticas y hayan sido diseñados de un tamaño adecuado para el flujo de líquido, y las tasas de formación de vapor previstas.
- (2) Cuando los canales cerrados de drenaje estén inertizados o purgados con un gas inerte y se encuentren monitoreados en forma continua para detectar fluidos inflamables, y la instrumentación y el control es provista para mantener las presiones dentro del canal cerrado de drenaje en un nivel seguro.
- (3) Cuando los canales cerrados de drenaje estén provistos de ventilación para deflagraciones de acuerdo con NFPA 68.
- (4) Cuando se instale un sistema caño en caño de acuerdo con 9.11.3.2 y cuente con la adecuada instrumentación y el control para mantener la presión dentro del canal en un nivel seguro.

5.4.7. **Sistemas cerrados de contención.** Se prohíben los sistemas cerrados de contención para cañerías, excepto cuando cumplan las siguientes condiciones:

- (1) El sistema está sellado con gas inerte y cuenta con la adecuada instrumentación y el control para mantener la presión dentro del canal en un nivel seguro, y para monitorear las concentraciones de gas.
- (2) El sistema caño en caño está instalado de acuerdo con 9.11.3.2.

5.4.8. Se prohíbe el recubrimiento con membrana no metálica inflamable en un sistema cerrado.

5.4.9. Los sistemas de contención cerrados deben contar con adecuada resistencia estructural para soportar las cargas externas que puedan causar la falla del sistema.

5.4.10. Diques y muros de contención. Los diques y muros de contención deben cumplir los siguientes requisitos:

- (1) Los diques; los muros de contención; los sistemas de drenaje y las penetraciones de estos deben estar diseñados para soportar la presión hidrostática completa del GNL contenido, o de otros líquidos peligrosos; el efecto de enfriamiento rápido de la temperatura del líquido que sea confinado; cualquier exposición al fuego; y fuerzas naturales, como terremotos, viento y lluvia.
- (2) Cuando el contenedor externo de un sistema de tanques cumpla con los requisitos establecidos en el apartado 5.3.1.1 y 5.3.1.2, el dique debe ser la pared externa o según lo especificado en el apartado 5.3.1.1 y 5.3.1.2.
- (3) Los diques y muros de contención que son parte de la pared externa de contención deben resistir los requerimientos especificados de carga de impacto sin perforarse.

- (4) La carga de impacto especificada, incluyendo la carga de objetos impulsados por el viento y las explosiones de nubes de vapor deben basarse en condiciones específicas y aprobadas del sitio.
- 5.4.11. Los tanques de doble contención deben estar diseñados y construidos de manera que, en el caso de un derrame y de un incendio en el recipiente secundario, la pared del tanque secundario contenga al GNL mientras dure el incendio.
- 5.4.12. **Contención secundaria.** Los sistemas de tanques de doble contención deben ser diseñados y construidos de tal forma que, en caso de un derrame y un incendio en el contenedor secundario, la contención secundaria retenga la integridad estructural suficiente como para prevenir el colapso y contenga el GNL durante toda la duración del incendio.
- 5.4.13. **Penetraciones de cañerías.** Los tanques de contención doble, contención completa y contención mediante membrana no deben tener perforaciones para cañerías por debajo del nivel de líquido.
- 5.4.14. **Diques, muros de contención e instalaciones de drenaje.** Los diques, muros de contención y canales de drenaje para la contención de líquidos inflamables o combustibles deben cumplir con lo establecido en NFPA 30.
- 5.4.15. **Sistemas de aislamiento térmico.** Los sistemas de aislamiento que se usen para superficies de embalse deben ser, una vez instalados, no combustibles y adecuados para el servicio previsto, tomando en consideración las tensiones y cargas térmicas, y mecánicas anticipadas. Si la flotación del aislamiento puede comprometer su fin previsto, deben implementarse medidas de mitigación.
- 5.4.16. La altura del dique o del muro de contención, y la distancia desde los tanques diseñados para menos de 103kPa deben ser determinadas de acuerdo con lo especificado en la Figura 5.4.16.

p = Tensión de vapor de GNL

 $H = p/\rho$
 ρ = Densidad de GNL

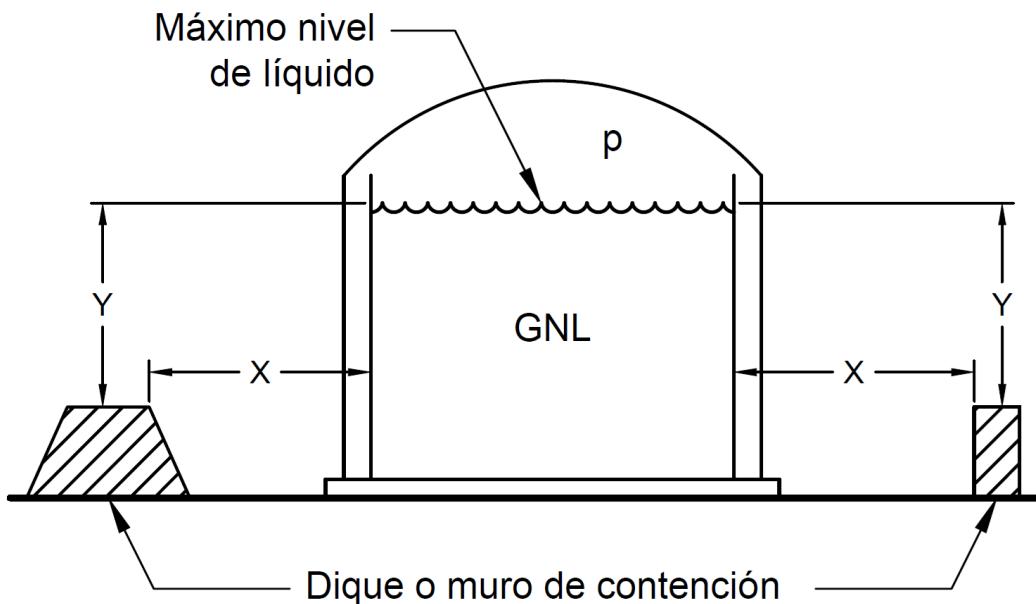
 $X = Y + H$


FIGURA 5.4.16 Proximidad a los tanques del dique o del muro de contención.

Notas:

- X es la distancia desde el muro interior del tanque hasta la cara más cercana del dique o muro de contención.
- Y es la distancia desde el máximo nivel de GNL en el tanque hasta la parte superior del dique o muro de contención.
- X debe ser igual o mayor que la suma de Y más la altura equivalente en GNL de la presión en el espacio de vapor ubicado por encima del líquido.
- Excepción: Cuando la altura del dique o muro de contención es igual a o mayor que el nivel máximo de líquido, X puede tener cualquier valor.

5.4.17. Remoción del agua para áreas de contención de líquidos peligrosos

5.4.17.1. Las áreas de contención deben estar provistas de un sistema de remoción de agua capaz de extraer agua a un mínimo del 25 % de la tasa alcanzada en la tormenta de mayor frecuencia durante un período de 10 años y de 1 h de duración, excepto si el diseño del dique no permite la entrada de agua de lluvia.

5.4.17.2. El sistema de remoción de agua debe cumplir con los siguientes requisitos:

- (1) Debe ser operado, según sea necesario para mantener el área de contención tan seca como sea factible.
- (2) Si el sistema es diseñado para funcionamiento automático, debe contar con controles automáticos redundantes de cierre de emergencia, a fin de evitar su operación en presencia de fluidos peligrosos.
- (3) Si el sistema es diseñado para funcionamiento manual, debe contar con un medio o procedimiento para evitar que los fluidos peligrosos escapen a través de las cañerías y válvulas.

5.5. Disposición de la planta

5.5.1. Alcance

Este apartado presenta el criterio para la disposición de la planta y el equipamiento.

5.5.2. Disposición general de la planta

- 5.5.2.1. La disposición de los componentes e instalaciones debe garantizar el acceso adecuado para las tareas de operación y mantenimiento de la planta, así como el acceso y egreso del personal de respuesta ante emergencias.
- 5.5.2.2. La disposición de los componentes e instalaciones debe considerar la dirección predominante del viento y fuentes de ignición.
- 5.5.2.3. Si se requiere la instalación de cámaras por motivos de seguridad u operativos, su disposición debe permitir al personal el correcto monitoreo de las instalaciones.

5.5.3. Espaciamiento de los tanques

- 5.5.3.1. La distancia mínima de separación asociada con cualquier tipo de tanque de GNL o con tanques que contengan refrigerantes inflamables debe cumplir con lo especificado en la Tabla 5.5.3.1. Si cuenta con la aprobación de la Autoridad de Aplicación, la distancia puede ser menor desde edificios o muros construidos con hormigón o mampostería, aunque nunca inferior a 3 m desde cualquiera de las aberturas de un edificio.

Tabla 5.5.3.1 Distancias desde tanques contenedores y materiales expuestos

Capacidad de agua del tanque contenedor	Distancia mínima desde el extremo del embalse o sistema de drenaje del tanque contenedor hasta el límite de la propiedad sobre el que se puede construir	Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento
m^3	M	m
< 0,5	0	0
$\leq 0,5-1,9$	3	1
$\leq 1,9-7,6$	4,6	1,5
$\leq 7,6-68,1$	7,6	1,5
$\leq 68,1-114,0$	15	1,5
$\leq 114,0-265,0$	23	$\frac{1}{4}$ de la suma de los diámetros de dos tanques adyacentes [1,5m mínimo]
> 256,0	0,7 veces el diámetro del contenedor pero no menos de 30m	$\frac{1}{4}$ de la suma de los diámetros de dos tanques adyacentes [1,5m mínimo]

* Si la capacidad de agua agregada de una instalación de tanques múltiples es de 1.9 m^3 o más, la distancia mínima debe cumplir con la sección apropiada de esta tabla, aplicando la capacidad agregada en lugar de la capacidad por tanque. Si se efectúa más de una instalación, cada instalación debe estar separada de cualquier otra por una distancia de, al menos, 7,6 m. No aplican las distancias mínimas entre los tanques adyacentes a dicha instalación.

5.5.3.2. Los sistemas de tanques de contención doble, completa y de membrana deben estar separados de un incendio en un área adyacente de contención, simple o doble, de tal manera que un incendio dentro de la contención adyacente o de un derrame de diseño no provoque la pérdida de la contención.

5.5.3.2.1. Ello debe lograrse garantizando que el techo, las paredes, la aislación del tanque de almacenamiento o su estructura de contención no alcancen temperaturas a las cuales las propiedades mecánicas de dichos componentes se reduzcan a niveles que puedan provocar el colapso o la explosión del sistema de tanques de GNL —incluyendo el techo, la aislación o el embalse—, o bien, se produzca la liberación no controlada de líquido o vapor del producto.

5.5.3.2.2. Esto debe ser determinado aplicando un análisis de ingeniería que incluya las siguientes condiciones:

- (1) Los análisis deben llevarse a cabo para un incendio que involucre la pérdida completa del contenido de un tanque primario hacia un área de embalse que cumpla con los requisitos establecidos en el apartado 5.4.1.
- (2) Los análisis deben contemplar lo siguiente:
 - (a) La duración del incendio; las características de emisión de calor radiante del incendio; y los atributos físicos del fuego, bajo las condiciones atmosféricas previstas.
 - (b) Las condiciones atmosféricas que generen las distancias de separación máximas, excepto aquellas condiciones que ocurran menos del 10 % del tiempo, según los datos registrados para el área y mediante el uso de un modelo de incendio provocado por GNL, conforme a lo establecido en el apartado 5.3.2.
 - (c) Sistemas activos o pasivos para reducir los incidentes por flujo térmico de calor sobre la superficie o para limitar la temperatura de la superficie.
 - (d) Los materiales, el diseño y los métodos de construcción del tanque de GNL que está siendo analizado.

5.5.3.2.3. El recipiente externo de hormigón debe ser diseñado para resistir un incendio externo de acuerdo con la norma ACI 376, salvo que se implementen medidas de protección contra incendios.

- 5.5.3.2.3.1. Se debe realizar un análisis térmico del tanque externo a fin de determinar la distribución de temperaturas correspondiente al flujo térmico y duración de la exposición, según especificado por el diseñador de la instalación.
- 5.5.3.2.3.2. Los componentes de carga aplicables y los factores de carga de resistencia última para las combinaciones de carga por incendio deben cumplir con lo establecido en la Tabla 7.3 de la norma ACI 376.
- 5.5.3.2.3.3. En el caso de sistemas de tanque con membrana, debe incluirse una carga adicional por presión de líquido, conforme a la Tabla 7.2 de la norma ACI 376.
- 5.5.3.2.3.4. En todos los tanques, durante la evaluación en condiciones de incendio, se debe considerar como condición aplicable de diseño una presión interna de gas positiva.
- 5.5.3.2.3.5. El diseño del tanque externo de hormigón debe tener en cuenta los siguientes factores:
 - (1) Reducción del postensado en las paredes, debida a la diferencia entre el coeficiente de dilatación térmica del acero postensado y el hormigón de la pared a la temperatura a la que esté expuesto el acero postensado, considerando, además, los efectos del tipo de árido del hormigón sobre su coeficiente de expansión térmica.

- (2) Reducción de la resistencia y del módulo de elasticidad del hormigón del tanque externo, así como del acero de refuerzo y del acero postensado, debido a la exposición a temperaturas elevadas.
 - (3) Reducción del postensado en las paredes como resultado del ablandamiento y la relajación del acero pretensado a temperaturas elevadas.
- 5.5.3.3. Debe proveerse un espacio libre, como mínimo, de 0,9 m para el acceso a todas las válvulas de bloqueo que se usen para múltiples tanques.
- 5.5.3.4. Los tanques de GNL con una capacidad superior a 0,5 m³ no deben instalarse en edificios.
- 5.5.3.5. Los contenedores de fluido inflamable o combustible no deben ubicarse dentro del área de contención de un tanque de GNL.
- 5.5.3.6. El espacio entre ISO contenedores de un almacenamiento multicelular podrá variar respecto de lo indicado en este apartado, debiendo utilizarse equipos diseñados a tal fin, en cumplimiento de normativa de reconocimiento internacional. Las distancias deben estar dadas de acuerdo con la norma de diseño. Dicho almacenamiento debe estar dotado de equipamiento de seguridad individual para cada equipo, del tipo primario (ej. válvulas de seguridad) y del tipo secundario (ej. sensores de nivel de presión y temperatura). Deben, además, poseer válvulas de corte para ser aislados del resto de los elementos del conjunto.

5.5.4. Espaciamiento entre vaporizadores

- 5.5.4.1. Los vaporizadores que utilicen fluidos inflamables o combustibles como fuentes de calor primarias en la transferencia de calor deben estar ubicados, como mínimo, a una distancia de 15 m de cualquier otra fuente de ignición.
- 5.5.4.1.1. Cuando en un solo lugar se instale más de un vaporizador, los vaporizadores o las fuentes primarias de calor adyacentes no deben ser consideradas como fuentes de ignición.
- 5.5.4.1.2. Los calentadores de proceso u otras unidades de equipos sometidos a fuego no deben ser considerados como fuentes de ignición con respecto al emplazamiento del vaporizador si están enclavados de modo que no puedan ser puestos en funcionamiento mientras un vaporizador está en funcionamiento o mientras el sistema de cañerías que usa el vaporizador está frío o está siendo enfriado.
- 5.5.4.2. Los componentes sometidos a fuego de un vaporizador de calentamiento integral deben estar ubicados como se indica a continuación:
- (1) Al menos a 15 m de cualquier área de contención de fluidos combustibles o inflamables (ver sección 5.5.3 – Espaciamiento de los tanques), o los recorridos de dichos fluidos entre cualquier otra fuente de derrame accidental y el área de contención.

- (2) Al menos a 15 m desde tanques o contenedores de almacenaje de fluidos inflamables o combustibles, equipos de proceso sin exposición a llamas que contengan esos fluidos, o conexiones de carga y descarga que se utilicen en la transferencia de dichos fluidos.
 - (3) Al menos a 15 m desde edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras ocupadas, o importantes de la planta.
 - (4) Al menos a 30 m del límite de la propiedad autorizado para la construcción.
- 5.5.4.3. Los calentadores o las fuentes de calor de vaporizadores calentados en forma remota deben cumplir con lo establecido en el apartado 5.5.4.2.
- 5.5.4.4. Los vaporizadores calentados en forma remota, los vaporizadores ambientales y de procesos deben estar ubicados, como mínimo, a 30 m del límite de propiedad sobre el que se puede construir.
- 5.5.4.5. Los vaporizadores que se utilicen conjuntamente con tanques de GNL con una capacidad de 265 m³ o menos deben estar ubicados, con respecto a la línea de construcción autorizada, de acuerdo con lo especificado en la Tabla 5.5.3.1, asumiendo que el vaporizador es un tanque con una capacidad equivalente a la del tanque más grande al cual está conectado.
- 5.5.4.6. Debe mantenerse un espacio libre, como mínimo, de 1,5 m entre los vaporizadores

5.5.5. Espaciamiento de los equipos de proceso

- 5.5.5.1. Los equipos de proceso que contengan fluidos inflamables o combustibles deben estar ubicados, como mínimo, a 15 m de fuentes de ignición, del límite de propiedad sobre el que se puede construir, de centros de control, oficinas, talleres y otras estructuras ocupadas.
- 5.5.5.2. Cuando los centros de control estén ubicados en un edificio que aloje compresores de gases inflamables, la construcción del edificio debe cumplir con lo establecido en el apartado 5.6.1.8.
- 5.5.5.3. Los equipos sometidos a fuego y otras fuentes de ignición deben estar ubicados, como mínimo, a 15 m de cualquier área de contención o sistema de drenaje del tanque.

5.5.6. Espaciamiento de las instalaciones de carga y descarga

- 5.5.6.1. El muelle o la dársena que se utilice para la transferencia de GNL por cañería debe estar ubicado de manera que todo buque que esté siendo cargado o descargado se encuentre, como mínimo, a 30 m de cualquier puente que cruce un curso de agua navegable.
- 5.5.6.2. El *manifold* de carga o descarga debe estar, como mínimo, a 61 m de dicho puente.

- 5.5.6.3. Las conexiones de carga y descarga de GNL, y refrigerantes inflamables deben estar, como mínimo, a 15 m de fuentes de ignición; áreas de procesos; tanques para almacenamiento; edificios de control; oficinas; talleres y otras estructuras de la planta ocupadas o importantes, a menos que el equipo estuviera relacionado directamente con la operación de transferencia.
- 5.5.6.4. Las áreas de contención deben estar ubicadas de modo tal que el flujo de calor proveniente de un incendio sobre dicha área no cause un daño estructural mayor a ningún buque de GNL ni impida su desplazamiento.

5.5.7. Edificios y estructuras

- 5.5.7.1. Los edificios y recintos estructurales no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben estar ubicados de modo de minimizar la posibilidad de ingreso de gases o vapores inflamables, o se deben prever las medidas necesarias a estos efectos.
- 5.5.7.2. Los edificios no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben estar ubicados, al menos, a 15 m de los tanques, recipientes y conexiones —con juntas o selladas— a los equipos que contengan fluidos inflamables.

5.5.8. Espaciamiento entre áreas de contención

- 5.5.8.1. Las áreas de contención deben ubicarse de modo que los riesgos del derrame de diseño no se extiendan por fuera del sitio, de acuerdo con lo establecido en los puntos 5.1 a 5.3.
- 5.5.8.2. Las áreas de contención deben ubicarse de modo que se cumplan los requerimientos de espaciamiento establecidos en la Tabla 5.5.3.1.
- 5.5.8.3. Las áreas de embalse deben ubicarse, al menos, a 15 m de las fuentes de ignición, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras de la planta ocupadas o importantes.

5.6. Diseño de las instalaciones de la Planta

5.6.1. Edificios y estructuras

- 5.6.1.1. Categorías de diseño. Los edificios y las estructuras se clasifican de acuerdo con lo siguiente:
 - (1) Clasificación I – Edificios y estructuras definidas en 7.4.4.6(3).
 - (2) Clasificación II – Edificios y estructuras de soporte, o revestimiento de equipos y cañerías que contengan materiales inflamables o tóxicos.
 - (3) Clasificación III – El resto de edificios y estructuras.
- 5.6.1.2. Los edificios y las estructuras deben estar diseñados para acciones sísmicas, viento, hielo y nieve, de conformidad con los apartados 5.6.1.3 a 5.6.1.5.

- 5.6.1.3. Clasificación I. Para diseño sísmico, se debe utilizar el terremoto base de operación (OBE) y el terremoto de parada segura (SSE), cuyos movimientos de suelo se definen en 7.4.4.3 y 7.4.4.4.

Para determinar las cargas mínimas de diseño según CIRSOC 102 y 104 para viento y nieve, respectivamente, se debe utilizar la naturaleza de ocupación categoría IV.

- 5.6.1.4. Clasificación II. Para determinar las cargas mínimas de diseño según CIRSOC 102 y 104 para viento y nieve, respectivamente, se debe utilizar la naturaleza de ocupación categoría III.

Para determinar la acción sísmica según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103, se debe clasificar la construcción como Grupo A.

- 5.6.1.5. Clasificación III. Para determinar las cargas mínimas de diseño según CIRSOC 102 y 104 para viento y nieve, respectivamente, se debe utilizar la naturaleza de ocupación categoría II.

Para determinar la acción sísmica según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103, se debe clasificar la construcción como Grupo B.

- 5.6.1.6. Los edificios o cerramientos estructurales en los que se manipulen GNL, refrigerantes inflamables y gases inflamables deben ser construcciones livianas, no combustibles, con paredes que no cumplan la función estructural de soportar cargas.

- 5.6.1.7. Si las salas que contienen fluidos inflamables o combustibles están ubicadas en el interior o son contiguas a edificios en los que no se manipulen dichos fluidos (como centros de control, talleres), los muros en común deben limitarse a un máximo de dos; deben estar diseñados de manera que resistan una presión estática no inferior a 4.8 kPa; no deben tener puertas ni otras aberturas de comunicación; y deben tener una certificación de resistencia al fuego, como mínimo, de 1 hora.

- 5.6.1.8. Los edificios o cerramientos estructurales no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben estar ubicados de modo que se minimice la posibilidad de ingreso de vapores o gases inflamables.

- 5.6.1.9. Los edificios o recintos estructurales no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben ser diseñados, construidos e instalados de manera de proteger a los ocupantes contra peligros, incluyendo explosiones, incendios y liberaciones de materiales tóxicos, según corresponda, basado en una evaluación de riesgo.

5.6.2. Ventilación

- 5.6.2.1. Los edificios o cerramientos estructurales en los que se manipulen GNL, refrigerantes y gases inflamables deben estar ventilados a fin de minimizar la posibilidad de acumulaciones peligrosas de gases o de vapores inflamables, de acuerdo con lo establecido en los apartados 5.6.2.2 a 5.6.2.5.
- 5.6.2.2. La ventilación debe efectuarse a través de alguno de los siguientes medios:
 - (1) Un sistema de ventilación mecánica de funcionamiento continuo.
 - (2) Un sistema de ventilación por gravedad, combinado con un sistema de ventilación mecánica que no opere normalmente, sino que se active por detectores de gas combustible, en el caso de detectarse dicho gas.
 - (3) Un sistema de ventilación mecánica de velocidad dual, en el que la velocidad alta se active por medio de detectores de gas inflamable.
 - (4) Un sistema de ventilación por gravedad, compuesto por una combinación de aberturas en muros y ventiladores de techo.
 - (5) Otros sistemas de ventilación que deben ser adecuadamente justificados y documentados, y aprobados por la Autoridad de Aplicación.
- 5.6.2.3. Si hay sótanos o hundimientos en los niveles del piso, debe proveerse un sistema de ventilación mecánica complementario.
- 5.6.2.4. En todos los edificios o recintos, la ventilación debe mantener condiciones ambientales que no perjudiquen la salud del trabajador. La tasa de ventilación debe ser de, como mínimo la indicada en el Decreto N.º 351/79 o la que a futuro se reemplace, pero nunca menor a 5 l/s de aire por m² de superficie cubierta.
- 5.6.2.5. Si fuera posible la presencia de vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe efectuarse desde el nivel más bajo expuesto a dichos vapores.

5.6.3. Competencia del diseñador y del fabricante

- 5.6.3.1. Deben supervisarse la fabricación y las pruebas de aceptación de los componentes de las instalaciones, en la medida necesaria para garantizar que son estructuralmente adecuados y que cumplen con las restantes disposiciones establecidas en la presente norma. Todos los componentes de las instalaciones deben contar con certificaciones de calidad y aptitud para el servicio previsto, emitidos por fabricantes u organismos de certificación reconocidos.
- 5.6.3.2. Deben realizarse estudios generales y de suelo para determinar la adecuación del sitio previsto para las instalaciones.
- 5.6.3.3. Los diseñadores, fabricantes y constructores de sistemas y equipos para instalaciones de GNL deben ser competentes en sus respectivos campos.

- 5.6.3.4. Deben supervisarse la fabricación, la construcción y las pruebas de aceptación de los componentes de las instalaciones, a fin de verificar que estas son estructuralmente adecuadas y que cumplen con las restantes disposiciones establecidas en la presente norma.

5.6.4. **Protección de suelo para equipos criogénicos**

Los tanques de GNL (ver apartado 7.3.7), cámaras de frío, cañerías y soportes para cañerías, y otros equipos criogénicos deben estar diseñados y construidos de modo que no se produzcan daños en estas estructuras y equipos, debido a la congelación o al levantamiento del suelo por congelamiento, o deben proveerse los medios adecuados para evitar el desarrollo de fuerzas que pudieran ocasionar daños

5.6.5. **Caída de hielo y nieve**

Deben tomarse las medidas adecuadas para la protección del personal y de los equipos contra la caída de hielo o nieve acumulados sobre estructuras altas.

5.6.6. **Diseño con hormigón y materiales**

- 5.6.6.1. El hormigón que se utilice para la construcción de tanques de GNL debe cumplir con lo establecido en el apartado 7.4.3.

- 5.6.6.2. Las estructuras de hormigón que estén normalmente o en forma periódica en contacto con GNL, incluidos los cimientos de los tanques criogénicos, deben estar diseñadas de manera que soporten la carga de diseño; las cargas ambientales aplicables; y los efectos de la temperatura previstos.

- 5.6.6.2.1. El diseño de las estructuras debe cumplir con lo establecido en las disposiciones del apartado 7.4.3.2.

- 5.6.6.2.2. Los materiales y la construcción deben cumplir con las disposiciones del apartado 7.4.3.2.

- 5.6.6.3. Los soportes para cañerías deben cumplir con lo establecido en el apartado 9.5.

5.6.6.4. Otras estructuras de hormigón

- 5.6.6.4.1. Todas las estructuras de hormigón restantes deben ser evaluadas para determinar los efectos del potencial contacto con el GNL.

- 5.6.6.4.2. Si la falla de estas estructuras pudiera generar una condición peligrosa o empeorar una condición de emergencia existente por la exposición al GNL, las estructuras deben estar protegidas con el fin de minimizar los efectos de dicha exposición o deben cumplir con lo establecido en el apartado 7.4.3.2.

5.6.6.5. El hormigón para usos no estructurales, como la protección de taludes y la pavimentación de áreas de embalse, debe cumplir con lo establecido en ACI 304R, “Guía para la medición, mezcla, transporte y colocación del hormigón”.

5.6.6.6. Armadura mínima

5.6.6.6.1. Las armaduras de estructuras de hormigón diseñadas para la contención del GNL o para la contención del vapor frío, distintas de las indicadas en 5.6.6.1 y 5.6.6.2, o las estructuras de hormigón indicadas en 5.6.6.3 y 5.6.6.4 deben satisfacer una cuantía mínima del 0,5 % del área de la sección transversal de hormigón para el control de fisura, de conformidad con el Apéndice G del ACI 350, “Requisitos del Código para estructuras de concreto diseñadas mediante normas de ingeniería ambiental”.

5.6.6.6.2. La armadura mínima para el hormigón, para usos no estructurales, tratados en 5.6.6.5, debe satisfacer los requisitos de cuantía mínima y de separación prescriptos para las tensiones por contracción y temperatura del CIRSOC 201, “Reglamento Argentino de Estructuras de Hormigón”.

5.6.6.7. El hormigón que no esté constantemente expuesto al GNL y que ha estado sujeto a una exposición al GNL en forma repentina e inesperada debe ser inspeccionado y reparado, si fuera necesario, tan pronto como fuera factible, luego de que retorne a la temperatura ambiente.

5.6.7. Instalaciones de GNL portátiles

5.6.7.1. Cuando se usen equipos de GNL portátiles en forma temporaria, para el mantenimiento del servicio durante la reparación o alteración de los sistemas de gas, o para otras aplicaciones de corto plazo, deben cumplirse los siguientes requisitos:

- (1) Como tanque de suministro, deben usarse vehículos de transporte de GNL que cumplan con la normativa para el transporte de combustibles líquidos vigente.
- (2) Todos los equipos de GNL portátiles deben ser operados por, al menos, una persona calificada por su experiencia y entrenamiento en el funcionamiento seguro de estos sistemas.
- (3) Todo el personal operativo restante debe, como mínimo, estar calificado mediante un adecuado entrenamiento.

- (4) Cada operador debe suministrar e implementar un plan por escrito de entrenamiento inicial, para instruir a todo el personal operativo y de supervisión designado, sobre las características y los riesgos del GNL que se utilice o manipule en el sitio, entre los que se incluyen la baja temperatura del GNL; la inflamabilidad de las mezclas con el aire; los vapores inodoros; las características de evaporación y reacción al agua, y a la pulverización de agua (spray); los potenciales riesgos involucrados en las actividades operativas; y el modo de llevar a cabo los procedimientos de emergencia relacionados con las funciones del personal, y de proveer instrucciones detalladas sobre las operaciones con GNL móviles.
- (5) Deben tomarse las previsiones adecuadas para minimizar la posibilidad de descarga accidental de GNL de los tanques que ponga en peligro las propiedades adyacentes o los equipos de proceso, y las estructuras importantes, o que llegue hasta el drenaje del agua superficial.
- (6) Está permitido el uso de medios de contención portátiles o temporarios.
- (7) Los controles de los vaporizadores deben cumplir con lo establecido en los apartados 8.4.1, 8.4.2 y 8.5.
- (8) Cada vaporizador calentado debe contar con un medio para el cierre de la fuente de combustible de manera remota y en el lugar en que esté instalado.
- (9) Los equipos y las operaciones deben cumplir con lo establecido en los apartados 14.6.1, 14.6.2, 11.8, 11.9.1, 12.2.1, 12.3, 12.3.3, 12.3.4, 12.3.5 y 5.6.7.1 (4), con excepción de las disposiciones sobre distancias de espacios libres.
- (10) El espaciamiento de las instalaciones de GNL especificado en la Tabla 5.5.3.1 debe mantenerse, excepto cuando fuera necesario proveer un servicio temporal en una servidumbre de paso pública o en propiedades en las que los espacios libres especificados en la Tabla 5.5.3.1 no sean factibles, y cuando se cumplan los siguientes requisitos adicionales:
 - (a) Deben colocarse barreras para el tránsito en todos los laterales de las instalaciones por los que pase el tránsito vehicular.
 - (b) La operación debe contar con la presencia continua de personal, a fin de que sea monitoreada toda vez que hubiera GNL en las instalaciones.
 - (c) Si las instalaciones o la operación ocasionan alguna restricción en el flujo normal del tránsito vehicular, además del personal responsable de la supervisión requerida en el inciso anterior, debe haber una presencia continua de personas portando banderas indicadoras para dirigir dicho tránsito.
- (11) Deben tomarse las previsiones adecuadas para minimizar la posibilidad de una ignición accidental, en el caso de que se produzca una fuga.

- (12) En los lugares estratégicos, debe disponerse de extintores de incendios portátiles y con ruedas, recomendados por sus fabricantes para incendios por gas, los que deben ser provistos y mantenidos, conforme a lo establecido en las Normas IRAM de aplicación.
- (13) El sitio debe contar con presencia permanente de personal y deben tomarse las previsiones adecuadas para restringir el acceso del público al sitio, toda vez que hubiera GNL.
- 5.6.7.2. Si se requiere la odorización de las instalaciones temporarias, las restricciones mencionadas en el apartado 5.5.3.1 no deben aplicarse al lugar de los equipos de odorización que contengan 76 litros o menos de odorantes inflamables dentro del sistema de retención.

CAPÍTULO 6. EQUIPOS DE PROCESO

6.1. Alcance

Este capítulo comprende los requisitos para el diseño y la instalación de equipos de proceso.

6.2. Instalación de equipos de proceso

6.2.1. Los equipos de sistemas de proceso que contengan fluidos inflamables o combustibles deben ser instalados conforme a lo establecido en uno de los siguientes ítems:

- (1) En espacios exteriores, para facilitar la operación, el combate manual de incendios y la dispersión de líquidos, y gases provenientes de liberaciones accidentales.
- (2) En espacios interiores, en estructuras con cerramientos que cumplan con lo establecido en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2.

6.2.2. La soldadura, incluida la soldadura no ferrosa, de los equipos de proceso debe cumplir con lo siguiente:

- (1) Con los requisitos de la norma, en virtud de la cual se diseñan y construyen (ver apartados 6.5.2 a 6.5.4). Cuando los equipos no se diseñen en virtud de una norma específica, la soldadura, incluida la soldadura no ferrosa, debe llevarse a cabo conforme a los requisitos establecidos en el apartado 6.2.2(2).
- (2) Todas las operaciones de soldadura, o de soldadura no ferrosa, deben llevarse a cabo conforme a los procedimientos calificados para la Sección IX del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME. Los procedimientos de soldadura, como la calificación de Soldadores, deben estar avalados por un Ente reconocido.
- (3) Todas las operaciones de soldadura, o soldadura no ferrosa, deben llevarse a cabo por personal calificado, según los requisitos del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección IX.

6.3. Bombas y compresores

6.3.1. Las bombas y los compresores deben estar construidos con materiales seleccionados por su compatibilidad con la temperatura de diseño y las condiciones de presión.

6.3.2. El sistema de válvulas debe instalarse de modo que cada bomba o compresor pueda ser aislado para su mantenimiento.

6.3.3. Cuando se instalen bombas o compresores centrífugos para un funcionamiento en paralelo, cada una de las líneas de descarga debe estar equipada con una válvula de retención.

- 6.3.4. Las bombas y los compresores deben estar provistos de un dispositivo de alivio de presión en la descarga, a fin de limitar la presión a la presión de diseño máxima de la carcasa, de las cañerías y equipos aguas abajo, excepto que hayan sido diseñados para la presión de descarga máxima de las bombas y de los compresores.
- 6.3.5. Cada bomba debe estar provista de una ventilación, de una válvula de alivio, o de ambas, para evitar la sobrepresión de la cubierta de la bomba durante la tasa máxima posible de enfriamiento.
- 6.3.6. Los equipos de compresión que manipulen gases inflamables deben estar provistos de ventilaciones en todos los puntos desde donde los gases normalmente pueden fugarse. Las ventilaciones deben estar conectadas a cañerías dirigidas hacia el exterior de los edificios, hacia un punto de eliminación segura.

6.4. Almacenamiento de refrigerantes inflamables y líquidos inflamables

- 6.4.1. La instalación de los tanques para almacenamiento de refrigerantes inflamables y líquidos inflamables debe cumplir con lo establecido en la NFPA 30; NFPA 58; NFPA 59; API 2510, o en el apartado 5.3 de la presente norma.

6.5. Equipos de proceso

- 6.5.1. La presión de trabajo máxima permitida para los equipos de proceso debe estar documentada.
- 6.5.2. Las calderas deben estar diseñadas y fabricadas conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección I.
- 6.5.3. Los recipientes a presión deben estar diseñados y fabricados conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección VIII, División 1 o División 2.
- 6.5.4. Los intercambiadores de calor de casco y tubo deben estar diseñados y fabricados conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección VIII, División 1, cuando dichos componentes estén dentro del alcance del código para recipientes a presión.
- 6.5.5. Las placas de aletas soldadas de aluminio para intercambiadores de calor se deben diseñar y fabricar de acuerdo con el Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión, Sección VIII, y las Normas ALPEMA, de la Asociación de Fabricantes de Aletas Soldadas de Aluminio para Intercambiadores de Calor.
- 6.5.6. La instalación de motores de combustión interna o turbinas de gas que no excedan de 7500 HP por unidad deben cumplir con lo establecido en la NFPA 37.

- 6.5.7. Debe instalarse un sistema de manejo del gas de evaporación durante el almacenamiento (*boil-off*) y de evaporación instantánea (*flash gas*), separado de las válvulas de alivio del tanque, para la eliminación en forma segura de los vapores generados en los equipos de proceso y en los tanques de GNL.
- 6.5.7.1. Los gases de evaporación durante el almacenamiento y de evaporación instantánea deben descargarse en la atmósfera, de modo que no constituyan un riesgo para las personas, los equipos o las propiedades adyacentes, o dentro de un sistema cerrado.
- 6.5.7.2. El sistema de ventilación de evaporaciones debe estar diseñado de manera que no pueda inspirar aire durante su funcionamiento normal.
- 6.5.8. Si pueden producirse condiciones de vacío internas en alguna de las cañerías, recipientes de procesos, cámaras de frío u otros equipos, las cañerías y los equipos sujetos al vacío deben estar diseñados de manera que soporten las condiciones de vacío, o deben tomarse las previsiones adecuadas para evitarlo. Si el gas se introduce con el propósito de evitar una condición de vacío, no debe generar una mezcla inflamable dentro del sistema.
- 6.5.9. Todos los equipos de proceso deben contar con un legajo técnico archivado y disponible, que documente sus Parámetros Operativos de Diseño, Normas de Construcción, Planos, Certificaciones de Calidad y Protocolos de Pruebas. Los datos más relevantes deben figurar en una placa sobre el equipo, montada de forma que no sea cubierta por la aislación térmica, si esta es requerida por la temperatura de operación del equipo.

CAPÍTULO 7. TANQUES ESTACIONARIOS PARA ALMACENAMIENTO DE GNL

7.1. Alcance

Este capítulo presenta los requisitos para el diseño, la construcción, la inspección y el servicio de los tanques estacionarios para almacenamiento de GNL.

7.2. General

7.2.1. Sistemas de tanques de almacenamiento

- 7.2.1.1. Los sistemas de tanques de almacenamiento deben cumplir con los requisitos de la API 625 y las disposiciones adicionales de este capítulo. El análisis de riesgo de acuerdo con la API 625 debe ser aprobado por la Autoridad de Aplicación.
 - 7.2.1.2. Los tanques metálicos de baja presión que forman parte de un sistema de tanques de almacenamiento de GNL deben cumplir con la API 620 y con las exigencias de la Sección 7.4.
 - 7.2.1.3. Los tanques de hormigón que forman parte de un sistema de tanques de almacenamiento de GNL deben cumplir con la ACI 376 y los requisitos de la Sección 7.4.
 - 7.2.1.4. Los contenedores cisterna para líquidos, gases y productos sólidos a granel presurizados (isotanques) deben cumplir con la norma ISO 1496-3: Contenedores de la serie 1. Especificaciones y ensayos. Parte 3.
 - 7.2.1.5. En caso de existir algún conflicto entre los requisitos anteriores, se debe aplicar el más exigente.
- 7.2.2. Los tanques ASME deben cumplir con los requisitos del apartado 7.5.

7.3. Consideraciones de diseño

7.3.1. Generalidades

- 7.3.1.1. Aquellas partes de los tanques de GNL que estén normalmente en contacto con el GNL y todos los materiales que se utilicen en contacto con el GNL o el vapor frío de GNL [vapor a una temperatura inferior a -29 °C] deben ser física y químicamente compatibles con el GNL y haber sido previstos para un estado de servicio a -168 °C.
- 7.3.1.2. Todas las cañerías que formen parte de un tanque de GNL deben cumplir con lo establecido en este capítulo 7, en el capítulo 9 y con los requisitos de la API 625.

- (1) Las cañerías del tanque deben incluir todas las cañerías internas del tanque, dentro de los espacios de aislamiento e intersticiales, y las cañerías externas adosadas o conectadas al tanque hasta la primera junta externa circunferencial de las cañerías, y la cañería externa que sirve para la instrumentación de los tanques (incluyendo las válvulas de alivio de presión del tanque). Todas las cañerías con líquidos, solicitadas a una fuente de presión de la línea externa, deben estar diseñadas para el ajuste externo de la línea de la válvula de alivio, pero a no menos de 345 kPa. Los sistemas de tanques de contención simple y doble no deben tener penetraciones de cañerías por debajo del nivel del líquido.
 - (2) Los sistemas de purga del gas inerte que estén completamente dentro de los espacios de aislamiento estarán exentos de verificación.
 - (3) Las cañerías que formen parte de un tanque de GNL ASME, incluidas las cañerías situadas entre los tanques interiores y exteriores, deben cumplir con lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección VIII, o en ASME B 31.3.
 - (4) La verificación del sistema de cañerías de un tanque ASME debe hacerse constar o adjuntarse al Código para Calderas y Recipientes a Presión de la ASME, Anexo W, Formulario U-1, "Informe de los datos del fabricante para recipientes a presión".
- 7.3.1.3. Todos los tanques de GNL deben estar diseñados para ser llenados tanto desde su parte superior como desde su base, excepto cuando se provean otros medios que eviten la estratificación.
- 7.3.1.4. Cualquier parte del área de la superficie externa de un sistema de tanques de GNL o partes externas, cuya falla pueda resultar en pérdidas de contenido debido a la exposición accidental a las bajas temperaturas derivadas de la fuga de GNL o vapor frío desde bridas, válvulas, sellos u otras conexiones no soldadas, debe estar diseñada para dichas temperaturas o protegida de alguna otra manera contra los efectos de la exposición a las bajas temperaturas.
- 7.3.1.5. Cuando dos o más tanques estén situados en un dique común, los cimientos de los tanques deben ser capaces de soportar el contacto con el GNL o deben estar protegidos contra el contacto con una acumulación de GNL que pudiera poner en peligro la integridad estructural.
- 7.3.1.6. Se asume que la densidad del líquido es el volumen real de masa por unidad, a las mínimas temperaturas de almacenamiento, excepto que la densidad mínima, a los fines del diseño, debe ser de 470 kg/m³.
- 7.3.1.7. Deben tomarse las previsiones adecuadas para poner al tanque fuera de servicio.

7.3.2. **Cargas de viento, inundación y nieve**

- 7.3.2.1. Las cargas de viento, inundación y nieve para el diseño de tanques, para almacenamiento de GNL deben determinarse aplicando los procedimientos descriptos en los Reglamentos CIRSOC 102 y 101, e INPRES-CIRSOC 103, respectivamente.
- 7.3.2.2. Cuando se aplique un enfoque probabilístico para cargas de inundación y de nieve, debe utilizarse un intervalo medio de ocurrencia de 100 años.
- 7.3.2.3. La velocidad básica de diseño del viento se basa en CIRSOC 102 para estructuras de naturaleza, de la ocupación Categoría IV.

7.3.3. **Aislación del tanque**

- 7.3.3.1. La aislación expuesta debe ser no combustible, debe contener o ser una barrera contra el vapor, debe estar libre de agua y debe resistir el desplazamiento por chorros de manguera contra incendios.
 - (A) Cuando se utilice una envoltura externa para retener la aislación suelta, la envoltura debe estar construida con acero o concreto.
 - (B) La resistencia a las condiciones climáticas expuesta debe tener un índice de propagación de llama no superior a 25 (ver apartado 3.3.11).
- 7.3.3.2. El espacio entre el tanque interno y el tanque externo debe incluir un aislamiento que sea compatible con GNL y gas natural, y que sea no combustible.
 - (A) Un incendio fuera del tanque externo no debe provocar la reducción de la conductividad térmica del aislamiento, debida a la fusión o sedimentación.
 - (B) La aislación del fondo que soporta la carga debe estar diseñado e instalado de manera que el agrietamiento por tensiones térmicas y mecánicas no ponga en peligro la integridad del tanque.
 - (C) Solo los materiales que se utilicen entre los fondos (pisos) de los tanques interno y externo no deben cumplir con los requisitos de no combustibilidad, siempre que el material y el diseño de la instalación cumplan con todo lo establecido a continuación:
 - (1) El índice de propagación de llama del material no debe exceder de 25, y el material no debe soportar la combustión progresiva continuada en aire.
 - (2) El material debe estar compuesto de tal manera que las superficies que puedan quedar expuestas por el corte a través del material en cualquier plano deben tener un índice de propagación de llama no superior a 25 y no deben soportar la combustión progresiva continuada.

- (3) Debe demostrarse mediante pruebas experimentales que las propiedades de combustión del material no aumentan de manera significativa, como resultado de una exposición prolongada al GNL o gas natural, a la presión y temperatura de servicio previstas.
 - (4) Debe demostrarse que los materiales, una vez instalados, son capaces de ser purgados del gas natural.
 - (5) El gas natural remanente luego de la purga no debe ser significativo y no debe aumentar la combustibilidad del material.
- 7.3.3.3. El sistema de aislación de tanques de almacenamiento debe cumplir con los requerimientos de la API 625, Sección 9.
- 7.3.4. Marcación de los sistemas de tanques de almacenamiento de GNL y de los tanques ASME**
- 7.3.4.1. Cada sistema de tanque de almacenamiento se debe identificar, en un lugar accesible, mediante la colocación de una placa de identificación resistente a la corrosión, según se define en la API 625.
 - 7.3.4.2. Los tanques ASME se deben identificar mediante la colocación de una placa resistente a la corrosión, tal como es requerido por ASME según el Código de calderas y recipientes a presión, Sección VIII.
 - 7.3.4.3. Los sistemas de tanques de almacenamiento deben tener todas las penetraciones marcadas con la función de la penetración.
 - 7.3.4.4. Las marcas de penetración deben ser visibles, aun si se produce escarcha.
- 7.3.5. Purga y enfriamiento del tanque**
- 7.3.5.1. Antes de poner en servicio un tanque de GNL, este debe ser purgado, conforme a lo establecido en los apartados 14.3.5 y 14.5.5. Los sistemas de tanques deben satisfacer las disposiciones de la API 625 o ACI 376, según corresponda al tipo de construcción del tanque.
- 7.3.6. Dispositivos de alivio**
- 7.3.6.1. Los tanques ASME y API deben estar equipados con válvulas de alivio de vacío y de presión, conforme a lo requerido por el código o por la norma del fabricante.
 - 7.3.6.2. Los dispositivos de alivio deben tener comunicación directa con la atmósfera.
 - 7.3.6.3. Deben instalarse dispositivos de alivio de vacío, si el tanque puede estar expuesto a una condición de vacío superior a aquella para la cual ha sido diseñado.

7.3.6.4. Cada válvula de alivio de seguridad de presión y vacío para tanques de GNL debe poder ser aislada del tanque para fines de mantenimiento u otros, mediante una válvula de bloqueo manual de apertura completa.

- (A) Las válvulas de bloqueo deben poder fijarse o asegurarse en posición totalmente abierta
- (B) Las válvulas de alivio de presión y vacío deben estar instaladas en el tanque de GNL para permitir que cada una de las válvulas de alivio pueda ser aislada de manera individual y, al mismo tiempo, se mantenga la capacidad de alivio requerida.
- (C) Cuando se requiera solo un dispositivo de alivio, debe instalarse una válvula de tres vías de apertura de puerto completo que conecte el dispositivo de alivio y su recambio al tanque, o dos válvulas de alivio conectadas de manera separada al tanque, cada una con una válvula.
- (D) No debe cerrarse al mismo tiempo más de una válvula de bloqueo.
- (E) Las chimeneas de descarga o las ventilaciones de las válvulas de alivio de seguridad deben estar diseñadas e instaladas de manera que se evite la acumulación de agua, hielo, nieve u otras materias extrañas y deben descargar verticalmente hacia arriba.

7.3.6.5. Tamaño del dispositivo de alivio de presión

7.3.6.5.1. La capacidad de los dispositivos de alivio de presión debe basarse en lo siguiente:

- (1) Exposición al fuego.
- (2) Un percance operativo, como la falla de un dispositivo de control.
- (3) Otras circunstancias que deriven de fallas en equipos y errores operativos.
- (4) Desplazamiento de vapor durante el llenado.
- (5) Vaporización instantánea durante el llenado, como resultado del llenado o como consecuencia de la mezcla de productos de diferentes composiciones.
- (6) Pérdida de refrigeración.
- (7) Aporte de calor desde la recirculación de una bomba.
- (8) Caída de la presión barométrica.

7.3.6.5.2. Los dispositivos de alivio de presión deben ser de un tamaño que permita el alivio de la capacidad de flujo determinada para el mayor flujo de alivio individual o de cualquier combinación razonable y probable de los flujos de alivio.

7.3.6.5.3. La capacidad mínima de alivio de presión en kilogramos por hora no debe ser inferior al 3 % del contenido completo del tanque en 24 h.

7.3.6.6. Tamaño de los dispositivos de alivio de vacío.

7.3.6.6.1. La capacidad de los dispositivos de alivio de vacío debe basarse en lo siguiente:

- (1) Extracción de líquido o vapor a la tasa máxima.
- (2) Aumento de la presión barométrica.
- (3) Reducción de la presión del espacio de vapor, como resultado del llenado con líquido subenfriado.

7.3.6.6.2. Los dispositivos de alivio de vacío deben ser de un tamaño que permita el alivio de la capacidad de flujo determinada para la mayor contingencia individual o de cualquier combinación de contingencias razonable y probable, menos la tasa de vaporización que se produce desde la ganancia de calor normal mínima hasta el contenido del tanque.

7.3.6.6.3. No está permitido tomar ningún crédito de la capacidad de alivio de vacío para sistemas de represurización de gas o sistemas de compensación con vapor.

7.3.6.7. Exposición al fuego

7.3.6.7.1. La capacidad de alivio de presión requerida para la exposición al fuego debe calcularse mediante las siguientes fórmulas:

$$H = 71,000 FA^{0,82} + Hn$$

donde:

H = entrada total de calor (Watt).

F = factor ambiental, según Tabla 7.3.6.7.1.

A = área de la superficie mojada expuesta del tanque (m²).

Hn= fuga normal de calor en tanques refrigerados (J/s).

Tabla 7.3.6.7.1 Factores ambientales

Bases	Factor F
Tanque base	1
Instalaciones de aplicación de agua	1
Instalaciones de despresurización y vaciado	1
Tanque subterráneo	0
Aislamiento o protección térmica*	
Sistema internacional de unidades SI	$F = U (904 - T_f) / 71000$

U = coeficiente general de transferencia de calor [V/(m²·°C)] del sistema de aislamiento mediante la aplicación del valor promedio para el rango de temperatura desde T_f a 904 °C; T_f = temperatura del contenido del recipiente en condiciones de alivio, °C.

7.3.6.7.2. I área mojada expuesta debe ser el área de hasta una altura de 9 m sobre el nivel del terreno.

7.3.6.7.3. Cuando se utilice, el aislamiento debe resistir el desplazamiento provocado por los equipos para combate de incendios, debe ser no combustible y no debe descomponerse a temperaturas de hasta 538 °C, a fin de que se utilice el factor ambiental para aislamiento.

7.3.6.7.4. Capacidad de la válvula de alivio de presión.

(A) La capacidad de alivio debe determinarse mediante la siguiente fórmula:

$$W = H/L$$

donde:

W = capacidad de alivio del vapor producido en condiciones de alivio [g/s].

H = flujo de calor entrante [J/s].

L = calor latente de vaporización del líquido almacenado a la presión y temperatura de alivio [J/g].

(B) El flujo equivalente de aire debe calcularse mediante la siguiente fórmula:

$$Q_a = 0,93W \sqrt{\frac{TZ}{M}}$$

donde:

Q_a = capacidad de flujo equivalente de aire a 15 °C y a una presión absoluta de 101 kPa (m³/h).

W = capacidad de alivio del vapor producido en condiciones de alivio (g/s).

T = temperatura absoluta del vapor producido en condiciones de alivio (K).

Z = factor de compresibilidad del vapor producido en condiciones de alivio.

M = masa molecular del vapor producido (g/g mol).

7.3.7. Fundaciones

- 7.3.7.1. Los tanques de GNL deben estar instalados sobre fundaciones diseñadas por un ingeniero calificado y construidos conforme a prácticas de ingeniería estructural reconocidas.
- 7.3.7.2. Los sistemas de tanques de almacenamiento deben ser diseñados de acuerdo con el ACI 376.
- 7.3.7.3. Antes del inicio del diseño y de la construcción de las fundaciones, un ingeniero especialista en Mecánica de Suelos debe realizar un estudio del subsuelo, a fin de determinar la estratigrafía y las propiedades físicas de los suelos subyacentes del sitio. Debe incluirse, como parte de los estudios, una evaluación de la licuefacción, de acuerdo con el INPRES-CIRSOC 103.
- 7.3.7.4. El fondo del tanque externo debe estar encima de la capa freática o protegido contra el contacto con aguas subterráneas en todo momento.
- 7.3.7.5. El material del fondo del tanque externo que esté en contacto con el suelo debe cumplir uno de los siguientes requisitos:
 - (1) Ser seleccionado para minimizar la corrosión.
 - (2) Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión.
 - (3) Estar protegido por un sistema de protección catódica.
- 7.3.7.6. Cuando un tanque externo esté en contacto con el suelo, debe proveerse un sistema de calentamiento, a fin de evitar que la isoterma de 0 °C penetre en el suelo.
 - (A) El sistema de calentamiento debe estar diseñado para permitir un monitoreo de su funcionamiento y desempeño.
 - (B) Cuando hay una discontinuidad en las fundaciones, como, por ejemplo, para las cañerías situadas en el fondo, debe prestarse atención especial y darse un tratamiento separado al sistema de calentamiento de esta zona.
 - (C) Los sistemas de calentamiento deben estar diseñados, seleccionados e instalados, de manera que cualquiera de los elementos de calentamiento y el sensor de temperatura utilizados para control puedan ser reemplazados luego de la instalación.
 - (D) Deben tomarse previsiones para evitar la acumulación de humedad en el conducto.
- 7.3.7.7. Si las fundaciones se diseñan para proveer circulación de aire en lugar de un sistema de calentamiento, el fondo del tanque externo debe ser de un material compatible con las temperaturas a las que pueda estar expuesto.

- 7.3.7.8. Debe instalarse un sistema de monitoreo capaz de medir la temperatura del fondo del tanque, de acuerdo con una configuración predeterminada en toda el área de la superficie, a fin de controlar el desempeño del aislamiento del fondo y el sistema de calentamiento de los cimientos del tanque (si se hubiera provisto).
- 7.3.7.9. El sistema descripto en el apartado 7.3.7.8 debe utilizarse para realizar un análisis de la temperatura del fondo del tanque, 6 meses después de que el tanque haya sido puesto en servicio y, posteriormente, con una frecuencia anual, luego del terremoto base de operación (OBE), y luego de la obtención de un registro con un área anormalmente fría.

7.4. Sistema de Tanques

7.4.1. Generalidades

7.4.1.1. Certificación

Al finalizar todas las pruebas e inspecciones de cada sistema de tanques de GNL, el contratista debe acreditar al comprador que el sistema de tanques de GNL ha sido construido de acuerdo con los requisitos aplicables de la presente norma.

7.4.2. Tanques de metal

- 7.4.2.1. Los tanques soldados diseñados para no más de 100 kPa deben cumplir con lo establecido en la API 620.
- 7.4.2.2. La API 620, Apéndice Q, se debe aplicar al GNL, con las siguientes modificaciones:

Los ensayos de radiografía o métodos ultrasónicos en recipientes de líquido primario y secundario se deben realizar sobre el 100 % de las soldaduras a tope en la cáscara cilíndrica (con excepción de las soldaduras de la cáscara con el fondo para un recipiente de fondo plano) y para toda soldadura a tope para juntas radiales de placas anulares.

7.4.3. Tanques de hormigón

- 7.4.3.1. El diseño, la construcción, la inspección y el ensayo de tanques de hormigón deben cumplir con la ACI 376.
- 7.4.3.2. Los tanques con cubierta primaria de hormigón de contención de líquido deben incluir un medio para detectar y eliminar la acumulación de líquido en el espacio anular.
- 7.4.3.3. Los revestimientos no metálicos colocados en un tanque de hormigón que actúan como barrera contra la humedad y los productos utilizados como barrera de vapor deben cumplir los criterios establecidos en la ACI 376.

7.4.3.4. Las barreras metálicas incorporadas, que funcionan en forma compuesta, en tanques de hormigón, deben ser de un metal, según se define en la API 620, Apéndice Q.

7.4.4. **Diseño antisísmico de tanques terrestres fabricados en campo**

7.4.4.1. Debe realizarse un estudio específico del sitio en todas las instalaciones, excepto aquellas mencionadas en el apartado 7.5.2, a fin de determinar las características de los movimientos sísmicos esperados del suelo y los espectros de respuesta asociados.

- (A) Los estudios específicos del sitio deben contemplar la sismicidad y geología regionales; los períodos de recurrencia previstos y las magnitudes máximas de eventos por fallas conocidas y zonas fuente; la ubicación del sitio respecto de estas fuentes sísmicas; los efectos de las fuentes cercanas, si hubiera; y las características de las condiciones del subsuelo.
- (B) En función de los estudios específicos del sitio, se define el Terremoto Máximo Considerado (MCER, por sus siglas en inglés) como el movimiento del suelo con una probabilidad del 2 % de excedencia dentro de un período de 50 años (intervalo de recurrencia media de 2475 años), sujeto a los requerimientos de ASCE 7, capítulo 21.
- (C) Para el movimiento del suelo esperado para el MCER, deben construirse los espectros de respuesta de aceleraciones verticales y horizontales que abarcan el rango completo de las relaciones de amortiguamiento y períodos naturales de vibración anticipados, incluido el período fundamental y la relación de amortiguamiento para el modo de vibración correspondiente al oleaje del GNL en el tanque.
- (D) La respuesta espectral de aceleraciones del MCER para cualquier período, T, debe corresponder al factor de amortiguamiento que mejor represente la estructura que está siendo analizada, tal como se especifica en la API 620, Apéndice L, y en la ACI 376, Capítulo 6.
- (E) Si no se dispusiera de información para desarrollar un espectro de respuesta vertical, las ordenadas del espectro de respuesta vertical no deben ser inferiores a los dos tercios de aquellas del espectro horizontal.

Si se dispusiera de información, la relación correspondiente no debe ser inferior a $\frac{1}{2}$.

7.4.4.2. El tanque de GNL y los sistemas de embalses de seguridad deben estar diseñados para los siguientes tres niveles de movimiento sísmico del suelo:

- (1) El terremoto de parada segura (SSE, por sus siglas en inglés), según se define en el apartado 7.4.4.3.
- (2) El terremoto base de operación (OBE, por sus siglas en inglés), según se define en el apartado 7.4.4.4.
- (3) El terremoto de réplica (ALE, por sus siglas en inglés), según se define en el apartado 7.4.4.5.

7.4.4.3. El SSE debe estar representado por el espectro de respuesta correspondiente al movimiento del suelo esperado para el MCER, definido en el apartado 7.4.4.1.

7.4.4.4. El OBE debe estar representado por el espectro de respuesta correspondiente a un movimiento del suelo con un 10 % de probabilidad de excedencia dentro de un período de 50 años (intervalo de recurrencia media de 475 años).

Los espectros OBE corresponden a los especificados por el INPRES-CIRSOC 103. Si se realiza un análisis específico del sitio, los espectros OBE de diseño no deben ser inferiores al 80 % de los espectros de diseño del INPRES-CIRSOC 103 ajustados a las condiciones locales del sitio.

7.4.4.5. El movimiento de suelo ALE es definido como la mitad del SSE.

7.4.4.6. Los tres niveles del movimiento del suelo definidos en los apartados 7.4.4.3 a 7.4.4.5 deben usarse para el diseño antisísmico de las siguientes estructuras y sistemas:

- (1) El tanque de GNL y los sistemas de embalse de seguridad.
- (2) Los componentes del sistema requeridos para aislar el tanque de GNL y mantenerlo en condiciones de parada segura.
- (3) Estructuras o sistemas, incluidos los sistemas de protección contra incendios, cuya falla puede afectar la integridad establecida en los apartados 7.4.4.6 (1) o 7.4.4.6 (2).

7.4.4.6.1. Las estructuras y los sistemas deben estar diseñados para que permanezcan en funcionamiento durante y con posterioridad a un OBE.

7.4.4.6.2. El diseño para el OBE debe basarse en el espectro de respuesta elástico (factor de reducción $R=1$).

7.4.4.6.3. El diseño para el SSE debe asegurar que no se pierda la capacidad de contención del tanque primario y que sea posible aislar, y mantener el tanque de GNL durante y con posterioridad al SSE.

7.4.4.6.4. Cuando se utilicen factores de reducción R para disminuir el espectro elástico del SSE debe demostrarse que se cumplen los requisitos de desempeño, establecidos en el apartado 7.4.4.6.3. Se consideran los valores acordes a la API 620, Apéndice L.

7.4.4.7. El tanque de contención secundario o sistema de embalse debe, como mínimo, ser diseñado para soportar un SSE en vacío y un ALE, mientras se mantiene un volumen equivalente al volumen del tanque de GNL en el nivel máximo de operación normal, tal como se define en la API 625.

7.4.4.8. El tanque de GNL debe ser diseñado para los OBE, SSE y ALE, de acuerdo con las normas API 620 y ACI 376.

- 7.4.4.9. Luego de un terremoto que haya excedido el nivel de un OBE, el sistema debe ser evaluado para asegurar la operación continua en forma segura. Después de un terremoto que exceda el nivel del SSE, el tanque debe ser vaciado e inspeccionado antes de la reanudación de las operaciones de llenado del tanque.
- 7.4.4.10. El diseño de los tanques de GNL y de sus componentes estructurales se debe realizar de conformidad con las normas API 620 y ACI 376. La interacción suelo-estructura (SSI) se debe incluir en el análisis, en el caso de que el tanque no esté fundado sobre roca (Suelos SA y SB del INPRES-CIRSOC 103). La interacción suelo-estructura puede realizarse de acuerdo con los requisitos de ASCE 7, Capítulo 19.

7.4.5. **Inspección**

- 7.4.5.1. Antes de la primera puesta en marcha, los sistemas de tanques deben ser inspeccionados para asegurar el cumplimiento con el diseño de ingeniería y materiales, fabricación, montaje, y las disposiciones de la presente norma de prueba.
- 7.4.5.2. La inspección debe ser realizada por inspectores que son empleados de la operadora, una organización de ingeniería o científicos, o una compañía de seguros o de control reconocido.
- 7.4.5.3. Los inspectores deben estar calificados de conformidad con el código o norma aplicable al tanque y como se especifica en esta norma.

7.4.6. **Pruebas de tanques de GNL**

- 7.4.6.1. Los recipientes primarios de GNL deben ser probados hidrostáticamente y a prueba de estanqueidad, de acuerdo con los códigos o estándares de construcción, y todas las pérdidas deben ser reparadas.
- 7.4.6.2. Los recipientes primarios de hormigón deben ser sometidos a pruebas hidráulicas para una altura de líquido igual a 1,25 veces la altura de diseño de la gravedad específica y aplicando una presión de sobrecarga de 1,25 veces la presión para la cual se diseñó el espacio de vapor.
- 7.4.6.3. El diseñador del sistema de tanque debe establecer un procedimiento de ensayo basado en la norma de construcción aplicable.
- 7.4.6.4. Después de completadas las pruebas de aceptación, no se deben realizar más soldaduras en los tanques de GNL, con excepción de lo permitido en los apartados 7.4.6.4 (A) y (B).
 - (A) La zona de soldadura se debe limitar a las placas montadas o a los soportes previstos para tal fin, y para reparaciones autorizadas por el código o la norma de fabricación.

- (B) La repetición de las pruebas, que se realizará por un método adecuado para la reparación o modificación, se debe requerir solo cuando la reparación o modificación sea de tal naturaleza que una nueva prueba realmente pueda identificar el elemento afectado y cuando sea necesario demostrar el éxito de la reparación o modificación.

7.5. ASME Tanques diseñados para un nivel de servicio de más de 100 kPa

7.5.1. Generalidades

- 7.5.1.1. Los recipientes deben ser de doble pared, con la pared interior del tanque de almacenamiento del GNL rodeada por un aislamiento contenido en el tanque externo.
- 7.5.1.2. El aislamiento debe ser evacuado o purgado.
- 7.5.1.3. El tanque interior debe ser de construcción soldada y de conformidad con la Sección VIII del Código ASME para calderas y recipientes a presión.
- (A) Cuando se utilice aislamiento por vacío, el tanque externo debe estar diseñado por la suma de la presión (absoluta) requerida de trabajo y la presión hidrostática de la cabeza del tanque de GNL.
- (B) En caso de que el aislamiento por vacío no se utilice, la presión de diseño debe ser la suma de la presión manométrica de trabajo requerida y la presión hidrostática de la cabeza del tanque de GNL.
- (C) El recipiente interior debe estar diseñado para la combinación más crítica de las cargas, resultante de la presión interna y la presión del líquido; la presión estática de aislamiento; la presión del aislamiento, cuando el tanque se expande después de un período en servicio; la presión de purga y operación del espacio entre los recipientes interior y exterior; y las cargas sísmicas.
- 7.5.1.4. El tanque externo debe ser de construcción soldada.
- (A) Deben usarse los siguientes materiales:
- (1) Cualquiera de los aceros al carbono especificados en la Sección VIII, Apartado UCS del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, a temperaturas equivalentes o superiores a la temperatura de uso mínima permitida, especificada en la Tabla 1A del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección II, Parte D.
- (2) Materiales con un punto de fusión inferior a 1093 °C, cuando el tanque esté enterrado o soterrado.
- (B) Cuando se utilice aislamiento por vacío, el tanque externo debe estar diseñado según lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección VIII, apartados UG-28, UG-29, UG-30 y UG-33, utilizando una presión externa no inferior a 103 kPa.

- (C) Las cabezas y los tanques externos esféricos que estén formados por segmentos y ensamblados mediante soldadura deben estar diseñados conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección VIII, Apartados UG-28, UG-29, UG-30 y UG-33, utilizando una presión externa de 103 kPa.
 - (D) La presión de trabajo máxima permitida debe ser especificada para todos los componentes.
 - (E) El tanque externo debe estar equipado con un dispositivo de alivio u otro dispositivo para la liberación de la presión interna, de la siguiente manera:
 - (1) El área de descarga debe ser de, al menos, $0,34 \text{ mm}^2/\text{kg}$ de la capacidad del tanque interno, aunque el área no debe exceder $0,2 \text{ m}^2$.
 - (2) El dispositivo de alivio debe funcionar a una presión que no exceda la presión de diseño interna del tanque externo, la presión de diseño externa del tanque interno o 172 kPa, la que fuera inferior.
 - (F) Deben proveerse barreras térmicas para evitar que el tanque externo presente una temperatura inferior a su temperatura de diseño.
 - (G) Deben diseñarse apoyos y patas que soporten las cargas previstas durante el envío y la instalación, y las cargas sísmicas, de viento y térmicas.
 - (H) Las fundaciones y los soportes deben estar protegidos para tener una certificación de resistencia al fuego no inferior a 2 h.
 - (I) Si se utiliza un aislamiento para lograr la certificación de resistencia al fuego no inferior a 2 h, este debe ser resistente al desplazamiento por chorros de manguera contra incendios.
- 7.5.1.5. Las concentraciones de tensión del sistema de soporte deben ser minimizadas mediante el uso de artículos, tales como plataformas y anillos de carga.
- 7.5.1.6. La expansión y contracción del tanque interno deben incluirse en los cálculos de tensión, y el sistema de soporte debe estar diseñado, de manera que las tensiones resultantes impartidas a los tanques interno y externo se encuentren dentro de los límites permitidos.
- 7.5.1.7. Las cañerías internas entre el tanque interno y el tanque externo, y dentro del espacio de aislamiento, deben estar diseñadas para la presión de trabajo máxima permitida del tanque interno, con una tolerancia para tensiones térmicas.
- (A) No se permiten fuelles dentro del espacio de aislamiento.
 - (B) Las cañerías deben ser de materiales satisfactorios para temperaturas de -172°C , según lo determinado en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME.

- (C) Ninguna línea para líquidos exterior al tanque externo debe ser de aluminio, cobre o aleación con cobre, excepto si estuviera protegida contra una exposición al fuego de 2 h.
 - (D) Están permitidas las juntas de transición.
- 7.5.1.8. El tanque interno debe estar sostenido de manera concéntrica dentro del tanque externo por un sistema metálico o no metálico que sea capaz de soportar la carga máxima de uno de los siguientes:
- (1) Los soportes de la carga de embarque deben estar diseñados para la aceleración gravitatoria máxima, multiplicada por la masa vacía del tanque interno.
 - (2) Los soportes de la carga operativa deben estar diseñados para la masa total del tanque interno más la carga máxima, la cual debe incluir lo siguiente:
 - (a) Los factores sísmicos.
 - (b) La masa del líquido contenido debe basarse en la densidad máxima del líquido especificado, dentro del rango de las temperaturas operativas, excepto que la densidad mínima debe ser de 470 kg/m^3 .
- 7.5.1.9. La tensión de diseño permitida en los miembros de soporte debe ser la menor de un tercio de la resistencia a la tracción mínima especificada o de cinco octavos de la resistencia a la elasticidad, a temperatura ambiente. Cuando se utilicen miembros roscados, debe usarse el área mínima en el fondo de las roscas.

7.5.2. Diseño antisísmico de recipientes fabricados en taller

- 7.5.2.1. Los recipientes fabricados en taller, diseñados y construidos conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, y su sistema de soporte, deben estar diseñados para las fuerzas dinámicas asociadas con las aceleraciones horizontales y verticales de la siguiente manera:

$$\text{Para fuerza horizontal: } V = Zc \times W$$

$$\text{Para fuerza vertical: } P = 2/3 Zc \times W$$

donde:

Zc = coeficiente antisísmico igual a $0,60 \times 2,5 C_a$, donde C_a es el coeficiente de la Tabla 3.1 del INPRES-CIRSOC 103, aplicando un factor de riesgo, $\gamma = 1,0$ y el tipo de sitio más representativo de las condiciones del suelo donde están ubicadas las instalaciones de GNL.

W = peso total del tanque y sus contenidos.

- (A) Este método de diseño debe aplicarse solo cuando el período natural, T , del tanque construido en taller y su sistema de soporte sea inferior a 0,06 s.

- (B) Si el período natural T es mayor a 0,06 s, debe aplicarse el método de diseño establecido en el apartado 7.4.4.
- 7.5.2.2. El tanque y sus soportes deben estar diseñados para las fuerzas sísmicas resultantes en combinación con las cargas operativas, y utilizar el aumento de las tensiones admisibles que se describe en el código o en la norma aplicados para diseñar el tanque o sus soportes.
- 7.5.2.3. Los requisitos establecidos en el apartado 7.5.2 deben aplicarse a los tanques ASME construidos antes del 1 de julio de 1996, cuando sean reinstalados.
- 7.5.2.4. Debe proveerse en el sitio la instrumentación para medir el movimiento del suelo al que están sometidos los tanques.
- 7.5.3. **Volumen de llenado**
- Los tanques diseñados para un servicio a una presión superior a 100 kPa deben estar equipados con uno o más dispositivos que eviten que el tanque se llene de líquido o que se cubra con líquido la boca de entrada del/de los dispositivo/s de alivio, cuando la presión del tanque alcance la presión configurada del/de los dispositivo/s de alivio bajo todas las condiciones.
- 7.5.4. **Pruebas para los tanques de GNL según ASME**
- 7.5.4.1. Los tanques diseñados para presiones que superen las 103 kPa deben ser sometidos a prueba, conforme a lo siguiente:
- (1) Los recipientes fabricados en taller deben ser sometidos a pruebas de presión por el fabricante, antes de su envío al sitio de instalación.
 - (2) El tanque interno debe ser sometido a prueba, conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME.
 - (3) El tanque externo debe ser sometido a prueba para la detección de fugas.
 - (4) Las cañerías deben ser sometidas a prueba, conforme a lo establecido en el apartado 9.7.
 - (5) Los tanques y las cañerías relacionadas deben ser sometidos a prueba para la detección de fugas antes de que el tanque sea llenado con GNL.
- 7.5.4.2. El tanque interno de los tanques fabricados en campo, diseñados para presiones que superen los 103 kPa, deben ser sometidos a prueba, conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME.
- 7.5.4.3. El tanque externo de los tanques fabricados en campo, diseñados para presiones que superen los 103 kPa, deben ser sometidos a prueba, conforme a lo establecido en Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME.

CAPÍTULO 8. INSTALACIONES DE VAPORIZACIÓN

8.1. Alcance

Este capítulo presenta los requisitos de diseño, construcción e instalación de vaporizadores de GNL.

8.2. Clasificación de los vaporizadores

- 8.2.1. Si la temperatura de la fuente de calor de un vaporizador de ambiente, generada de manera natural, excede los 100 °C, debe considerarse que es un vaporizador calentado remotamente.
- 8.2.2. Si la fuente de calor de un vaporizador de ambiente, generada de manera natural, está separada del intercambiador de calor de vaporización real, y se utiliza un medio controlable de transporte de calor entre la fuente de calor y el intercambiador de vaporización, debe considerarse que es un vaporizador calentado remotamente y debe aplicarse la disposición para vaporizadores calentados.

8.3. Diseño y materiales de construcción

- 8.3.1. Los vaporizadores deben estar diseñados, fabricados e inspeccionados conforme a lo establecido en el Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección VIII.
- 8.3.2. Los intercambiadores de calor del vaporizador deben estar diseñados para una presión de trabajo, al menos, equivalente a la presión de descarga máxima de la bomba de GNL o del sistema del tanque presurizado que los abastezca, la que fuera mayor.

8.4. Cañerías del vaporizador, cañerías para fluidos intermedios y válvulas de almacenamiento

- 8.4.1. Los vaporizadores con distribuidor deben tener válvulas de bloqueo, tanto de entrada como de descarga, en cada vaporizador.
- 8.4.2. La válvula de descarga de cada vaporizador, los componentes de las cañerías y las válvulas de alivio instaladas aguas arriba de cada válvula de descarga del vaporizador deben estar diseñados para funcionar a las temperaturas del GNL (-162 °C).
- 8.4.3. El aislamiento de un vaporizador con distribuidor inactivo debe efectuarse mediante dos válvulas de entrada.
- 8.4.3.1. El GNL o gas que pueda acumularse entre las válvulas u otros sistemas dobles de bloqueo y purga debe ser conducido mediante cañerías hacia un área sin fuentes de ignición y en la que no haya personas presentes.
- 8.4.4. Debe instalarse una válvula de cierre en la línea del GNL dirigida hacia un vaporizador calentado a una distancia de, al menos, 15 m del vaporizador.

- 8.4.4.1. Si el vaporizador calentado está instalado en un edificio, la válvula de cierre debe instalarse a una distancia de, al menos, 15 m del edificio.
- 8.4.4.2. La válvula de cierre debe ser la válvula de cierre del tanque u otra válvula.
- 8.4.5. Cada vaporizador calentado debe estar provisto de un dispositivo local y uno remoto para el cierre de la fuente de calor.
 - 8.4.5.1. Cuando el vaporizador calentado esté ubicado a 15 m o más de la fuente de calor, la ubicación del cierre remoto debe estar a una distancia de, al menos, 15 m del vaporizador.
 - 8.4.5.2. Cuando el vaporizador calentado esté ubicado a menos de 15 m de la fuente de calor, debe tener una válvula de cierre automático en la línea de líquido del GNL, ubicada, al menos, a 3 m del vaporizador, y debe cerrarse cuando se produzca cualquiera de las siguientes situaciones:
 - (1) Pérdida de presión en la línea (flujo excesivo).
 - (2) Fuego en la vecindad inmediata al vaporizador.
 - (3) Baja temperatura en la línea de descarga del vaporizador.
 - 8.4.5.3. Si las instalaciones contaran con la presencia de personas, el funcionamiento manual de la válvula de cierre automático debe hacerse desde un lugar ubicado, al menos, a 15 m del vaporizador, además de cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 8.4.5.2.
- 8.4.6. Todo vaporizador de ambiente o vaporizador calentado, instalados dentro de los 15 m de un tanque de GNL, debe estar equipado con una válvula de cierre automático colocada en la línea de líquido del GNL.
 - 8.4.6.1. La válvula de cierre automático debe estar ubicada, al menos, a 3 m del vaporizador de ambiente o calentado, y debe cerrarse cuando se produzca una de cualquiera de las siguientes situaciones:
 - (1) Pérdida de presión en la línea (flujo excesivo).
 - (2) Fuego en la vecindad inmediata al vaporizador.
 - (3) Baja temperatura en la línea de descarga del vaporizador.
 - 8.4.6.2. Si las instalaciones contaran con la presencia de personas, el funcionamiento manual de la válvula de cierre automático debe hacerse desde un lugar ubicado, al menos, a 15 m del vaporizador, además de cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 8.4.6.1.
 - 8.4.7. Deben proveerse equipos automáticos con el fin de evitar la descarga del GNL o del gas vaporizado dentro de un sistema de cañerías a una temperatura que esté por encima o por debajo de las temperaturas de diseño del sistema.
 - 8.4.7.1. Los equipos automáticos deben ser independientes de todos los restantes sistemas de control de flujo.

- 8.4.7.2. Los equipos automáticos deben incorporar una válvula de línea para fines de emergencia.
- 8.4.8. Cuando se utilice un fluido intermedio inflamable con un vaporizador calentado remoto, las válvulas de cierre deben cumplir con lo siguiente:
 - (1) Las válvulas de cierre deben instalarse tanto en la línea caliente como en la línea fría del sistema del fluido intermedio.
 - (2) Los controles de la válvula de cierre deben estar ubicados, al menos, a 15 m del vaporizador.

8.5. Dispositivos de alivio en vaporizadores

- 8.5.1. La capacidad de la válvula de alivio de los vaporizadores calentados o de proceso debe ser seleccionada para proveer una capacidad de descarga del 110 % de la capacidad nominal del flujo de gas natural del vaporizador, sin que permita que la presión ascienda más del 10 % por encima de la presión de trabajo máxima permitida del vaporizador.
- 8.5.2. La capacidad de la válvula de alivio de vaporizadores de ambiente debe ser seleccionada para proveer una capacidad de descarga de la válvula de alivio de, al menos, el 150 % de la capacidad nominal del flujo de gas natural del vaporizador, basada en las condiciones operativas estándar, sin que permita que la presión ascienda más del 10 % por encima de la presión de trabajo máxima permitida del vaporizador.
- 8.5.3. Las válvulas de alivio de vaporizadores calentados deben estar ubicadas de manera que no estén sujetas a temperaturas superiores a los 60 °C durante el funcionamiento normal, excepto cuando estuvieran diseñadas para soportar temperaturas más altas.

8.6. Suministro de aire de combustión

- 8.6.1. El aire de combustión requerido para el funcionamiento de vaporizadores calentados integrales o la fuente de calor primaria para vaporizadores calentados de manera remota deben ser tomados desde el exterior de una estructura o edificio completamente cerrado.
- 8.6.2. Deben ser de aplicación los requisitos establecidos en la norma NAG-201 que correspondan.

8.7. Productos de combustión

- 8.7.1. Cuando los vaporizadores calentados integrales o la fuente de calor primaria para vaporizadores calentados de manera remota estén instalados en edificios, deben tomarse las previsiones adecuadas para evitar la acumulación de productos de combustión peligrosos.
- 8.7.2. Deben ser de aplicación los requisitos establecidos en la norma NAG-201 que correspondan.

8.8. Equipo de combustión

El equipo de combustión de vaporizadores calentados integrales o la fuente de calor primaria para vaporizadores calentados de manera remota debe cumplir con los requisitos establecidos en el Capítulo VII de la norma NAG-201 que correspondan.

CAPÍTULO 9. SISTEMAS DE CAÑERÍAS Y SUS COMPONENTES

9.1. Alcance

Este capítulo presenta los requisitos de diseño, construcción, instalación, pruebas e inspección para los sistemas de cañerías de proceso y sus componentes.

9.2. Generalidades

9.2.1. El sistema de cañerías de proceso que es parte de un tanque contenedor de GNL, incluyendo las cañerías, las válvulas y los accesorios entre el tanque interior y exterior deben cumplir con la Norma ASME B31.3, ASME BPVC Sección VIII. Todo otro sistema de cañerías debe cumplir con lo establecido en la norma ASME B31.3.

9.2.1.1. Las disposiciones adicionales del presente capítulo complementan las disposiciones de la norma ASME B 31.3 y deben aplicarse a los sistemas de cañerías y sus componentes para el servicio de fluidos peligrosos.

9.2.1.2. Los sistemas de gas combustible deben cumplir con lo establecido en las Normas NAG-100 y NAG-201.

9.2.2. Requisitos para el diseño sísmico.

9.2.2.1. A los fines del diseño, todas las cañerías de instalaciones de GNL deben estar clasificadas en una de las siguientes tres categorías antisísmicas:

- (1) Categoría I — Todas las cañerías sostenidas por el tanque de GNL; las cañerías tendidas hasta la/s válvula/s de cierre de emergencia; y las cañerías de agua para incendios.
- (2) Categoría II — Todas las cañerías de proceso de gas inflamable o GNL.
- (3) Categoría III — Todas las restantes cañerías no incluidas en las Categorías I y II.

9.2.2.2. Las categorías de las cañerías deben cumplir con lo siguiente:

- (1) Categoría I — Todas las cañerías de Categoría I deben estar diseñadas para terremotos base de operación (OBE) y para terremotos de parada segura (SSE). Para el diseño del OBE, no deben usarse los factores de reducción R del INPRES-CIRSOC 103.
- (2) Categoría II — Todas las cañerías de Categoría II deben estar diseñadas para terremotos de diseño, según se define en el INPRES-CIRSOC 103.
- (3) Como máximo, debe usarse un factor de reducción $R = 6$. El factor de riesgo debe tomarse igual a 1.5.
- (4) Categoría III — Todas las cañerías de Categoría III deben estar diseñadas para terremotos de diseño, según se define en el INPRES-CIRSOC 103.

- 9.2.2.3. Las cañerías deben analizarse aplicando un análisis estático equivalente o un análisis dinámico que cumpla con los requisitos establecidos en INPRES-CIRSOC 103. Las cargas de terremotos OBE, SSE y de diseño deben combinarse con otras cargas, aplicando la combinación de cargas descripta en INPRES-CIRSOC 103. La rigidez de los soportes de cañerías en la dirección de la restricción aplicada debe incluirse en el modelo de análisis de tensiones de la cañería, a menos que los soportes puedan ser calificados como rígidos, conforme a los siguientes criterios:
- (1) Soportes de cañerías mayores de 0,30 m: rigidez mínima del soporte igual a 17,5 kN/mm en la dirección de restricción.
 - (2) Soportes de cañerías menores de 0,30 m: rigidez mínima del soporte igual a 1,75 kN/mm en la dirección de restricción.
- 9.2.3. Los sistemas de cañerías y sus componentes deben estar diseñados de modo que puedan contemplar los efectos de la fatiga derivados del ciclo térmico a los cuales están sujetos los sistemas.
- 9.2.4. Las previsiones sobre expansión y contracción de cañerías, y juntas de cañerías debidas a los cambios de temperatura deben estar de acuerdo con lo establecido en ASME B 31.3, Sección 319.

9.3. Materiales de Construcción

9.3.1. Generalidades

- 9.3.1.1. Todos los materiales de las cañerías, incluidas juntas y componentes roscados, deben seleccionarse de modo que sean compatibles con los líquidos y gases manejados en todo el rango de temperaturas a las cuales estén sujetos.
- 9.3.1.2. Las cañerías que puedan estar expuestas a la baja temperatura de un derrame de GNL o de un refrigerante, o al calor de un derrame encendido durante una emergencia —cuando dicha exposición pudiera derivar en una falla de la cañería que empeore la emergencia—, deben estar construidas de una de las siguientes maneras:
- (1) Con uno o más materiales que pueda/n soportar tanto la temperatura de funcionamiento normal como la temperatura extrema a la que la cañería pudiera estar sujeta durante la emergencia.
 - (2) Protegidas mediante aislamiento u otros medios, con el fin de demorar la falla debida a dichas temperaturas extremas hasta que el operador pueda implementar una acción correctiva.
 - (3) Con capacidad de ser aisladas y en las que se pueda detener el flujo, cuando la cañería sea expuesta solamente al calor de un derrame encendido durante la emergencia.

- 9.3.1.3. El aislamiento de cañerías que se utilice en áreas, en las que la mitigación de la exposición al fuego fuera necesaria debe tener un índice máximo de propagación de llama de 25, cuando sea sometido a prueba, conforme a lo establecido en ASTM E 84, Método de prueba normalizado de las características de combustión de superficies en los materiales de construcción o ANSI/UL 723, Estándar para prueba de las características de combustión de superficies en los materiales de construcción, y debe mantener todas las propiedades que sean necesarias durante una emergencia, cuando sea expuesto al fuego, al calor, al frío o al agua.
- 9.3.1.4. Además de lo previsto en el apartado 9.3.1.3, los sistemas de aislación de cañerías utilizados en áreas donde es necesaria la reducción de la exposición al fuego deben observar uno de los siguientes requisitos:
- (1) Estar compuesto por materiales no combustibles, según ASTM E 136, Método de prueba estándar para el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical a 750 °C (ver Sección 4.6).
 - (2) Estar cubierto por una camisa protectora exterior de acero inoxidable de, al menos, 0,51 mm de espesor.
 - (3) Estar cubierto por una camisa exterior de aluminio de, al menos, 0,81 mm de espesor.
 - (4) Cumplir con las condiciones de aceptación del apartado B.3 de la NFPA 274.

9.3.2. **Cañerías**

- 9.3.2.1. No deben usarse cañerías con soldadura a solapa ni con soldadura a tope en hornos.
- 9.3.2.2. Todas las cañerías deben cumplir los requisitos establecidos en el Capítulo III de ASME B 31.3, o bien, cumplir con ASME B 31.3, apartados 323.1.2 y 323.2.3, y estar documentados en el diseño de ingeniería.
- 9.3.2.3. Todos los componentes del sistema de cañerías deben cumplir los requisitos establecidos en el capítulo III de ASME B 31.3, o bien, cumplir con ASME B31.3, apartados 326.1.2 y 326.2.2, y estar documentados en el diseño de ingeniería.
- 9.3.2.4. Las cañerías roscadas deben ser, como mínimo, Schedule 80.
- 9.3.2.5. Una línea para líquidos de un tanque para almacenamiento, cámaras de frío u otros equipos aislados externos a la envoltura o camisa exterior, cuya falla pueda liberar una cantidad significativa de fluido peligroso, no debe estar hecha de aluminio, ni de cobre, ni aleación de cobre, ni de ningún material con un punto de fusión inferior a 1093 °C.

9.3.2.5.1. En las líneas inferiores de entrada de líquido en tanques individuales de contención, con depósitos internos de aluminio y cajas frías que utilicen intercambiadores de calor de aluminio, se permitirá el uso de cañerías de aluminio hasta el punto donde la pieza de transición de separación térmica a acero inoxidable u otros materiales satisfagan los requisitos de 9.3.2.5.

9.3.2.6. Juntas de transición

- (A) Las juntas de transición deben estar protegidas contra la exposición al fuego.
- (B) Las piezas de separación térmica desde tanques de almacenamiento, cajas de frío y equipos similares no deben estar aisladas, si el aislamiento pudiera disminuir la efectividad de la pieza de separación térmica.

9.3.2.7. No deben usarse cañerías de hierro fundido ni de hierro maleable, ni de hierro dúctil.

9.3.3. **Accesorios**

9.3.3.1. Los niples roscados deben ser, como mínimo, Schedule 80.

9.3.3.2. No deben usarse accesorios de hierro fundido ni de hierro maleable, ni de hierro dúctil.

9.3.3.3. Curvas.

- (A) Solo se permiten curvas conforme a lo establecido en ASME B 31.3, Sección 332. Está prohibido el uso de curvas corrugadas y con arrugas.
- (B) No se permite el curvado en campo, en ningún componente de acero inoxidable serie 300 o de otro material, o componente de contención criogénica, excepto cañerías de instrumentación con una Temperatura de Diseño Mínima menor a -29 °C a menos que:
 - (1) Se realice de acuerdo con el diseño de ingeniería.
 - (2) Se realice utilizando equipos y herramientas mecánicas o hidráulicas diseñadas específicamente para curvado de caños.
 - (3) Los requisitos de examen de los apartados 332.1 y 332.2.1 de ASME B 31.3 se utilicen para verificar cada curva.
 - (4) Todas las curvas dobladas y conformadas de material de las cañerías deben cumplir con los requisitos de ASME B 31.3, artículo 332, salvo las curvas corrugadas y con arrugas que deben ser prohibidas.

9.3.3.4. Deben usarse tapones sólidos o tapones ciegos hechos de cañería sin costura, como mínimo de Schedule 80 para tapones roscados.

9.3.3.5. No deben usarse acoplos de tipo compresión, cuando puedan estar sujetos a temperaturas inferiores a -29 °C, excepto que cumplan con los requisitos establecidos en ASME B 31.3, Cañerías de proceso, Sección 315.

9.3.4. Válvulas

- 9.3.4.1. Las válvulas deben cumplir con una de las siguientes normas:
- (1) ASME B 31.3, apartado 307.1.1.
 - (2) ASME B 31.5, ASME B 31.8, o API 6D, Especificación para válvulas de redes de cañería, cuando las condiciones del diseño estén contempladas en el alcance de dichas normas.
 - (3) ASME B 31.3, apartado 307.1.2, cuando esté documentado en la ingeniería de diseño.
- 9.3.4.2. No deben usarse válvulas de hierro fundido, de hierro maleable ni de hierro dúctil.

9.4. Instalaciones

9.4.1. Juntas de cañerías

- 9.4.1.1. Las juntas de cañerías de 51 mm (2") de diámetro nominal o menos deben estar roscadas, soldadas o bridadas.
- 9.4.1.2. Las juntas de cañerías de más de 51 mm (2") de diámetro nominal deben estar soldadas o bridadas.
- 9.4.1.3. Las juntas en tubos deben estar de acuerdo con el apartado 315 de ASME B31.3.
- 9.4.1.4. Se prohíben las siguientes juntas de cañerías:
- (1) Juntas de expansión, según ASME B 31.3, apartado 313.
 - (2) Juntas calafateadas, según ASME B 31.3, apartado 316.
 - (3) Juntas especiales, según ASME B 31.3, apartado 318.
- 9.4.1.5. Los componentes especiales que no están listados por ASME B 31.3 apartado 304.7.2 se deben basar en cálculos de diseño consistentes con los criterios de diseño de ASME B 31.3. Los cálculos deben justificarse por uno de los métodos establecidos en los párrafos ASME B 31.3, apartados 304.7.2 (a), 304.7.2 (b), o por ambos.
- 9.4.1.6. Cuando fuera necesario para las conexiones a equipos o componentes, donde la conexión no esté sujeta a las tensiones provocadas por la fatiga, las juntas de 100 mm de diámetro nominal o menos deben ser roscadas, soldadas o bridadas.
- 9.4.1.7. Debe minimizarse la cantidad de juntas roscadas o bridadas y deben utilizarse solo donde fuera necesario, como en las transiciones de materiales o conexiones de instrumentación, o donde fueran requeridas para mantenimiento.

9.4.1.8. Cuando se utilicen juntas roscadas, estas deben estar selladas por soldadura o a través de otros medios comprobados por pruebas, excepto en los siguientes casos:

- (1) Conexiones de instrumentación, cuando el calor proveniente de la soldadura pudiera provocar daños en los instrumentos.
- (2) Donde el sello soldado pudiera evitar el acceso para el mantenimiento.
- (3) En transiciones de material, donde el sello por soldadura no fuera factible.
- (4) Sistemas de cañerías con una temperatura mínima de diseño mayor o igual a -29°C (-20°F).

9.4.1.9. Los metales disímiles deben ser unidos por medio de bridales o técnicas de junta de transición que hayan sido comprobadas mediante pruebas en las condiciones de servicio previstas.

9.4.1.10. Cuando las empaquetaduras o juntas para bridales estén sujetas a la exposición al fuego, deben ser resistentes a dicha exposición.

9.4.1.11. Las conexiones bridadas deben estar de acuerdo con la norma ASME B31.3, Sección 335.

9.4.1.12. Cuando se utilicen arandelas elásticas u otros métodos similares para alcanzar y mantener las fuerzas de sujeción durante las transiciones de temperatura, el conjunto de perno, tuerca y arandela debe instalarse de manera adecuada según el tamaño del perno, dentro de los niveles de esfuerzo aceptables para dicho perno y conforme a las instrucciones específicas de instalación del fabricante de la arandela elástica o del dispositivo similar.

9.4.2. **Válvulas**

9.4.2.1. Las válvulas de bonete extendido deben instalarse con sus sellos de empaquetadura en una posición tal que evite fugas o un funcionamiento deficiente debido a la congelación.

9.4.2.2. Donde el bonete extendido en una línea de líquido criogénico se instale a un ángulo mayor a 45 grados desde la posición vertical recta, debe demostrarse que está libre de fugas o escarcha bajo condiciones operativas.

9.4.2.3. Deben instalarse válvulas de cierre en las conexiones de los tanques y recipientes, excepto en los siguientes casos:

- (1) Conexiones para válvulas de alivio que no se gestionen conforme a la Sección VIII, UG-125(d) y el Apéndice M-5 del Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión.
- (2) Conexiones a líneas de líquido con un tamaño de tubería de 12.5 mm (1/2 pulgada) o menor, y líneas de vapor de 50 mm (2 pulgadas) o menor.
- (3) Conexiones con bridales ciegas o taponadas.

- 9.4.2.4. Las válvulas de cierre deben estar ubicadas dentro del área de embalse, tan cerca como fuera factible de tales tanques y recipientes, cuando se hubieran provisto.
- 9.4.2.5. El diseño y la instalación de una válvula interna deben ser tales que cualquier falla de la boquilla de penetración provocada por la deformación externa de la cañería se ubique más allá de los asientos de cierre de la propia válvula interna.
- 9.4.2.6. Además de la válvula de cierre del tanque requerida en el apartado 9.4.2.3, las conexiones del tanque de más de 12,7 mm (1/2") de diámetro nominal, y a través de las cuales pueda fugarse el líquido, deben estar equipadas con, al menos, una de las siguientes válvulas:
 - (1) Una válvula que se cierre automáticamente al quedar expuesta al fuego.
 - (2) Una válvula de cierre rápido, controlada de manera remota, que permanezca cerrada, excepto durante el período de funcionamiento.
 - (3) Una válvula de retención en las conexiones de llenado.
- 9.4.2.7. Las válvulas y los controles de válvulas deben estar diseñados de manera que permitan el funcionamiento bajo condiciones de formación de hielo, donde pudieran existir dichas condiciones.
- 9.4.2.8. Deben instalarse actuadores provistos con accionamiento automático y manual para las válvulas de cierre de emergencia.
- 9.4.2.9. Cuando se instalen válvulas de bloqueo automáticas, el tiempo de cierre no debe producir un choque hidráulico capaz de ocasionar fallas en la línea o en los equipos (golpe de ariete).
- 9.4.2.10. El sistema de cañerías que se utilice para la transferencia periódica de fluidos fríos debe proveerse con un medio para el enfriamiento previo antes de la transferencia.
- 9.4.2.11. Deben instalarse válvulas de retención en los sistemas de transferencia con el fin de evitar el contraflujo. Estas válvulas estarán ubicadas tan cerca como fuera factible del lugar de conexión a cualquiera de los sistemas desde los cuales pudiera generarse el contraflujo.
- 9.4.2.12. Los elementos sensibles a la temperatura de las válvulas de cierre de emergencia no deben ser pintados ni se les debe aplicar ningún acabado ornamental después de su fabricación.

9.4.3. **Soldadura y soldadura fuerte**

Las soldaduras de todos los tanques a presión, de las cañerías de proceso y de los componentes soldados en o para cualquier instalación de GNL deben responder a la Sección IX del Código ASME para calderas y recipientes a presión. Los procedimientos de soldadura, como la calificación de Soldadores, deben estar avalados por un Ente reconocido.

- 9.4.3.1. Las calificaciones y el desempeño de los soldadores deben cumplir con lo establecido en la Sección 328.2 de ASME B 31.3, en el apartado 9.4.3.2 de la presente norma, y los requerimientos de la Parte E de las normas NAG-100, en lo que sea de aplicación.
- 9.4.3.2. Para la soldadura de materiales sometidos a ensayos de impacto, deben seleccionarse procedimientos de soldadura calificados, a fin de minimizar la degradación de las propiedades del material de las cañerías en bajas temperaturas.
- 9.4.3.3. Para la soldadura de los accesorios a una cañería inusualmente delgada, deben seleccionarse los procedimientos y las técnicas que minimicen el peligro de perforaciones provocadas por exceso de calor.
- 9.4.3.4. No se permite la soldadura por oxígeno-gas combustible.
- 9.4.3.5. La soldadura fuerte y las conexiones soldadas por este método deben realizarse de acuerdo con las subsecciones 317.2, 333.1, 333.2, 333.3, y 333.4 de ASME B 31.3.
- 9.4.3.6. Las conexiones soldadas mediante soldadura fuerte que forman parte de un sistema de cañerías ASME B 31.3 se limitarán a una temperatura mínima de servicio de -29°C. El sistema debe estar de acuerdo con el Apéndice G, Protección, de ASME B 31.3.
- 9.4.3.7. Cuando las conexiones soldadas sean utilizadas para temperaturas más frías que -29°C, el Operador debe aprobar la ingeniería de su diseño.

9.4.4. **Marcación de las cañerías**

La marcación de las cañerías debe cumplir con lo siguiente:

- (1) Las marcas deben hacerse con un material que sea compatible con el material de la cañería.
- (2) Los materiales de menos de 6,4 mm de espesor no deben ser estampados en bajo relieve.
- (3) No deben utilizarse materiales de marcación que sean corrosivos para el material de las cañerías.
- (4) La marcación debe estar de acuerdo con la especificación de fabricación de la cañería.

9.5. **Soporte de cañerías**

- 9.5.1. Los soportes de cañerías que estén sujetos a la exposición al fuego o a la fuga de líquidos fríos, incluido cualquier sistema de aislamiento que se utilice para sostener cañerías cuya estabilidad fuera esencial para la seguridad de la planta, deben ser resistentes a o estar protegidos contra la exposición al fuego, la fuga de líquidos fríos, o ambos. La protección contra incendios de estos soportes debe ser diseñada de acuerdo con estándares reconocidos internacionalmente.

- 9.5.2. Los soportes de cañerías para líneas frías deben estar diseñados de manera que se minimice la transferencia de calor, lo que puede derivar en fallas en la cañería por la formación de hielo o la fragilidad del acero del soporte.
- 9.5.3. El diseño de los elementos de soporte debe cumplir con lo establecido en ASME B 31.3, Sección 321.

9.6. Identificación de las cañerías

- 9.6.1. Las cañerías deben estar identificadas por códigos, pinturas o etiquetas de color.
- 9.6.2. El etiquetado de la cañería debe indicar servicio y dirección normal de flujo.

9.7. Inspección y prueba de las cañerías

Las inspecciones, los análisis y las pruebas para demostrar la solidez de la construcción, instalación y estanqueidad se llevarán a cabo de conformidad con el Capítulo VI de la ASME B 31.3. A menos que se especifique lo contrario en la ingeniería de diseño, los sistemas de cañerías para líquidos inflamables y gases inflamables deben ser examinados y probados según los requisitos de ASME B 31.3, Servicio de fluido normal. Deben ser de aplicación los requisitos establecidos en la Parte J “Requisitos de Prueba” de la norma NAG-100 que correspondan.

9.7.1. Pruebas de presión

- 9.7.1.1. Las pruebas de presión deben ser llevadas a cabo conforme a lo establecido en ASME B 31.3, Sección 345.
- 9.7.1.2. A fin de evitar fallas por fragilidad, las cañerías de acero al carbono y de acero de baja aleación deben ser sometidas a pruebas de presión, a las temperaturas del metal, adecuadamente por encima de su temperatura de transición de ductilidad nula.
- 9.7.1.3. Son de aplicación los requerimientos de la norma NAG-124.

9.7.2. Guarda de registros

- 9.7.2.1. Se debe hacer un registro de cada prueba de presión, según el apartado 345.2.7 del ASME B 31.3.

9.7.3. Pruebas de cañerías soldadas

- 9.7.3.1. Las cañerías con costura longitudinal que estén sujetas a temperaturas de servicio inferiores a -29 °C deben cumplir los siguientes requisitos: La costura longitudinal o en espiral debe ser sometida en un 100 % a un examen radiográfico, de conformidad con el párrafo 302.3.4 y la Tabla A-1B de ASME B 31.3 para proporcionar un factor de calidad básico de junta longitudinal soldada Ej. de 1,0 o según lo permitido en la Tabla 302.3.4 para Ej. igual a 1,0.

9.7.3.2. Todas las soldaduras circunferenciales de ranura a tope e inglete, y soldaduras para conexión de derivaciones comparables a la figura 328.5.4E del ASME B 31.3, sometidos a temperaturas mínimas inferiores a los de diseño -29°C, deben ser examinadas completamente mediante un examen radiográfico o ultrasónico, en conformidad con el capítulo VI, secciones 341 y 344 del ASME B 31.3, salvo lo modificado por 9.7.3.2 (A) y 9.7.3.2 (B).

- (A) No debe requerirse que las cañerías para drenaje de líquidos y ventilación de vapor, con una presión operativa que genere una tensión circunferencial inferior al 20 % de la tensión de fluencia mínima especificada, sean sometidas a ensayos no destructivos, si han sido inspeccionadas visualmente, conforme a lo establecido en ASME B 31.3, Sección 344.2.
- (B) En las cañerías de presión con una temperatura de diseño mínima por encima de -29 °C, debe someterse a ensayos radiográficos o ultrasónicos el 20 % al azar de las soldaduras circunferenciales de ranura a tope e inglete y de las soldaduras para conexión de derivaciones comparables a la figura 328.5.4E, de acuerdo con el Capítulo VI, Sección 341 y 344 del ASME B 31.3.

9.7.3.3. Todas las soldaduras a enchufe y de filete para cañerías con una temperatura mínima de diseño por debajo de -29°C, incluyendo soldaduras de fijaciones internas y externas, deben ser examinadas al 100 % en forma visual y mediante líquidos penetrantes, o examen de partículas magnéticas, de conformidad con el capítulo VI, secciones 341 y 344 del ASME B 31.3.

9.7.3.4. Todas las soldaduras de derivaciones no radiografiadas o examinadas por ultrasonido deben ser examinadas al 100 % por ASME B 31.3, Capítulo VI, Secciones 341 y 344 de la siguiente manera:

- (1) Para cañerías con temperaturas de diseño inferiores a -29°C, todas las conexiones de derivación deben ser examinadas visualmente y mediante líquidos penetrantes, o partículas magnéticas en un 100 %.
- (2) Para cañerías con temperaturas de diseño igual o superior a -29°C, todas las conexiones de derivación deben ser examinadas visualmente en un 100 %.

9.7.4. Criterios de inspección

9.7.4.1. Los métodos de examen no destructivos, los criterios de aceptación en los defectos, las calificaciones del inspector autorizado y el personal que lleve a cabo el examen deben cumplir con los requisitos establecidos en ASME B 31.3, Secciones 341, a 344 y lo siguiente:

- (1) Para los criterios de aceptación de los exámenes, se deben aplicar, como mínimo, los requerimientos para el Servicio Normal de Fluidos, a menos que la ingeniería de diseño lo especifique de otra manera.
- (2) El personal que realice los exámenes no destructivos (END) debe cumplir, como mínimo, con ser calificado como Nivel 1 por la norma IRAM-ISO 9712.

- (3) El personal que interprete los exámenes no destructivos debe, como mínimo, ser calificado como Nivel II por la norma IRAM-ISO 9712.
 - (4) Los END se deben llevar a cabo de conformidad con procedimientos escritos que cumplan con los requisitos del Código ASME de calderas y recipientes a presión, Sección V, según corresponda al método de END aplicable.
- 9.7.4.2. En la sustitución del examen en proceso por exámenes radiográficos o ultrasonidos, según lo permitido en ASME B 31.3, apartado 341.4.1, se debe autorizar soldadura por soldadura, solamente si se encuentra especificado en la ingeniería de diseño, aprobado específicamente por la Inspección y si es complementado por los siguientes exámenes no destructivos adicionales:
- (1) Se realiza el 100 % de los ensayos por líquidos penetrantes o partículas magnéticas al menor de la mitad del espesor de la soldadura o cada 12,7mm (1/2") de espesor de la soldadura.
 - (2) Se realiza el 100 % de los ensayos por líquidos penetrantes o partículas magnéticas en todas las superficies de soldadura finales accesibles.

9.7.5. Mantenimiento de los registros

- 9.7.5.1. Los registros de pruebas y exámenes, y los procedimientos escritos requeridos en la presente norma y en ASME B 31.3, Sección 345.2.7 y 346, respectivamente, deben ser conservados por el operador de las instalaciones durante la vida útil del sistema de cañerías, o hasta el momento en que se lleve a cabo un nuevo examen.
- 9.7.5.2. Los registros y las certificaciones correspondientes a materiales, componentes y tratamientos térmicos, según lo requerido en ASME B 31.3, Párrafos 341.4.1(c) y 341.4.3 (d), y Sección 346 deben ser conservados durante la vida útil del sistema por el operador de las instalaciones.

9.8. Purga de los sistemas de cañerías

- 9.8.1. Se deben prever conexiones de venteo y purga para permitir la purga de todas las cañerías de proceso y de las cañerías de gases inflamables.
- 9.8.2. Se deben instalar conexiones de purga a ambos lados de una válvula de bloqueo de línea cuando se prevea que estas válvulas permanecerán cerradas durante la purga, con el fin de evitar tramos muertos sin purgar.

9.9. Válvulas de seguridad y alivio

- 9.9.1. Los dispositivos de seguridad y alivio de presión deben estar dispuestos de manera que la posibilidad de daño a las cañerías o a los accesorios se reduzca al mínimo.
- 9.9.1.1. Los sistemas de seguridad por alivio (cañerías y válvulas) deben ser diseñados, instalados y probados, de acuerdo con el ASME B 31.3, subsección 322.6 y el apartado 9.9 de esta norma en su totalidad.

- 9.9.1.2. Las válvulas de seguridad y las válvulas, y otros dispositivos de alivio de presión deben cumplir con lo establecido en las normas API STD 520, API STD 521 y API STD 526, en lo que corresponda.
- 9.9.2. Los medios para el ajuste de la presión de calibración de las válvulas de alivio deben estar sellados.
- 9.9.3. Debe instalarse una válvula de alivio de expansión térmica a fin de evitar una sobrepresión en cualquier sección de una red de cañería de líquidos o vapores fríos que pueda ser aislada mediante válvulas.
- 9.9.3.1. Debe configurarse la válvula de alivio de expansión térmica para que la descarga se efectúe a una presión igual o menor que la presión de diseño de la línea que protege.
- 9.9.3.2. Las descargas desde las válvulas de alivio de expansión térmica deben estar dirigidas de manera que se minimice el riesgo para el personal y otros equipos.

9.10. Control de la corrosión

- 9.10.1. Las cañerías subterráneas y sumergidas deben estar protegidas y mantenidas conforme a los principios establecidos en NACE RP 0169, Control de la corrosión externa de sistemas de cañerías metálicas subterráneas o sumergidas, y a los requerimientos de la parte I de la norma NAG-100 “Requisitos para el Control de la Corrosión”.
- 9.10.2. Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio deben estar protegidos, con el fin de minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por sustancias atmosféricas, e industriales corrosivas durante el almacenamiento, la construcción, la fabricación, la prueba y el servicio.
 - 9.10.2.1. No deben utilizarse cintas ni otros materiales de embalaje que sean corrosivos para las cañerías o los componentes de las cañerías.
 - 9.10.2.2. Cuando los materiales de aislamiento puedan provocar corrosión en el aluminio o el acero inoxidable, deben utilizarse inhibidores o barreras a prueba de agua.
- 9.10.3. Toda cañería, tanques, recipientes y accesorios expuestos a la acción erosiva o corrosiva deben estar controlados periódicamente por medio de instrumentos específicos de medición para evitar el desarrollo de una condición peligrosa.
 - 9.10.3.1. Cuando se corte una tubería por cualquier razón, la superficie interna debe ser cuidadosamente inspeccionada para ver si existe evidencia de erosión o corrosión.
 - 9.10.3.2. En caso de disminución de espesor mayor de los límites establecidos en el diseño, debe procederse al reemplazo o reparación del elemento afectado.

9.10.4. Los revestimientos anticorrosivos utilizados para proteger las cañerías enterradas deben responder a lo exigido en la norma NAG-108.

9.11. Sistemas criogénicos caño en caño

9.11.1. Generalidades. El diseño de la cañería criogénica debe contemplar los siguientes aspectos:

- (1) Sísmicos, consideraciones geotécnicas, instalación y todo lo que corresponda para que la cañería sea diseñada para desempeñar su función sin fallas.
- (2) Condiciones de carga dinámica y carga estática de ambas cañerías, la interna y la externa.
- (3) Movimiento relativo máximo entre las cañerías internas y externas.

9.11.2. Cañería interna. El conjunto de la cañería interna debe estar diseñado, fabricado, examinado y probado conforme a lo establecido en ASME B 31.3, y se deben especificar los niveles de inspección. Deben cumplirse, como mínimo, los requisitos del Servicio de Fluido Normal, a menos que se especifique de otra manera en la ingeniería de diseño.

9.11.3. Cañería externa. El conjunto de la cañería externa debe estar diseñado, fabricado, examinado y ensayado conforme a los requisitos establecidos en ASME B 31.3.

9.11.3.1. Deben cumplirse, como mínimo, los requisitos del Servicio de Fluido Normal, a menos que se especifique de otra manera en la ingeniería de diseño.

9.11.3.2. Si la cañería externa también funciona como sistema de contención secundaria, aplica lo siguiente:

- (1) La cañería externa debe ser diseñada para evitar la pérdida del producto contenido en la cañería interna ante una fuga de esta última.
- (2) La cañería externa ser diseñada, fabricada, examinada y ensayada de acuerdo con los requerimientos establecidos en ASME B31.3.
- (3) La cañería externa debe contar con un análisis de esfuerzos (*Stress Analysis*) de las fuerzas mecánicas y el choque térmico ocasionados por una fuga de la cañería interna.
- (4) Se deben evitar en estos sistemas la presencia de puntos bajos que puedan generar acumulación de líquidos inflamables.

9.11.3.3. El diseño del separador de soporte de la cañería interna debe garantizar que no exista riesgo de que el separador perfore o dañe la cañería interna ante la deformación de la cañería externa.

9.11.4. Función de la camisa de vacío. Si la camisa externa funciona como un sistema de camisa de vacío, la falla de la camisa externa no debe dañar la cañería interna.

- 9.11.4.1. Si la camisa externa funciona como el sistema de contención secundaria, la camisa externa debe estar diseñada de manera que soporte y transporte la totalidad del producto de la cañería interna y debe estar diseñada, fabricada, examinada y probada conforme a los requisitos de ASME B 31.3.
- 9.11.5. Espacio anular. El espacio anular y el sistema de soporte de la cañería interna deben estar diseñados de manera que se minimice la conductividad térmica y la pérdida de calor.
- 9.11.5.1. Todos los componentes que se encuentren en el espacio anular deben ser seleccionados para minimizar la degradación a largo plazo del sistema de aislación.
- 9.11.5.2. El nivel de vacío, si lo hubiera, debe estar especificado.
- 9.11.6. Requisitos Operativos
- 9.11.6.1. Si el sistema de Caño en Caño es del tipo Camisa de Vacío, deben tomarse las previsiones adecuadas para permitir la verificación de los niveles de vacío y de los métodos de reaplicación de vacío. Si el sistema Caño en Caño no es del tipo Camisa de Vacío, deben tomarse las previsiones adecuadas para permitir la circulación de gas inerte en el espacio anular.
- 9.11.6.2. Deben tomarse las previsiones adecuadas para el monitoreo de la temperatura.
- (A) Donde el sistema Caño en Caño sea del tipo Camisa de Vacío, debe monitorearse la temperatura del revestimiento externo de la camisa de vacío.
- (B) Cuando el sistema Caño en Caño no sea del tipo Camisa de Vacío, debe monitorearse la temperatura del espacio anular.
- (C) Debe aceptarse la inspección visual para instalaciones ubicadas sobre el terreno.
- 9.11.7. Conexiones. Los conectores mecánicos deben estar diseñados de modo que mantengan las condiciones térmicas, estructurales y de instalación presentes en los segmentos de cañería que conectan.
- 9.11.8. Protección contra la corrosión
- 9.11.8.1. Las cañerías internas y el espacio anular deben considerarse como no corrosivos en su entorno operativo.
- 9.11.8.2. La cañería externa debe estar diseñada o protegida conforme a lo establecido en las normas de la NACE, a fin de mitigar la corrosión potencial.

9.12. Instalación de cañería subterránea o submarina

- 9.12.1. Cuando la cañería esté enterrada en tierra firme debe instalarse con una tapada mínima de 0,9 m y cumplir con estándares reconocidos aplicables.
- 9.12.2. Cuando la cañería esté enterrada en vías navegables, debe instalarse con una tapada mínima de 1,2 m y cumplir con estándares reconocidos aplicables.
- 9.12.3. La tapada debe medirse desde la parte superior de la cañería exterior o del caño camisa.
- 9.12.4. El diseño de ingeniería de cañerías enterradas en vías navegables debe evaluar, y en caso de ser necesario, implementar una cobertura adicional para minimizar la posibilidad de daños por caída o arrastre de anclas, y eventos de varado de embarcaciones.
- 9.12.5. Cuando la cañería sea instalada dentro de un caño camisa, esta última debe cumplir con los siguientes requisitos:
 - (1) El caño camisa debe diseñarse para soportar adecuadamente las cargas impuestas.
 - (2) Si hay posibilidad de ingreso de agua dentro del caño camisa, los extremos deben sellarse.
 - (3) Si se instalan venteos en el caño camisa, estos deben estar protegidos de la intemperie, a fin de evitar la entrada de agua.
 - (4) Si los extremos de un caño camisa sin venteos se encuentran sellados, el sello debe ser capaz de soportar la máxima presión de trabajo permitida del caño.
 - (5) Cada cañería debe estar eléctricamente aislada de los caños camisa metálicos que son parte de sistema enterrado. En caso de que el aislamiento no sea posible, deben implementarse otras medidas que minimicen la corrosión de la cañería en el interior del caño camisa.

9.13. Aislamiento de equipos y sistemas con fluidos peligrosos

- 9.13.1. El diseño para aislar equipos, sistemas o cañerías con servicio de fluidos peligrosos, con objeto de su mantenimiento, funcionamiento sin carga o en vacío, o paradas estacionales, debe considerar las propiedades y la presión de operación del fluido peligroso.
- 9.13.2. Cuando una fuga de fluido peligroso en un dispositivo de aislamiento primario, como una válvula, pueda generar un riesgo en la seguridad o en la operación, se debe instalar un segundo dispositivo de aislamiento.
 - 9.13.2.1. En estos casos, se debe proveer un medio para ventilar o drenar en forma segura el espacio entre el primero y el segundo dispositivo de aislamiento.
 - 9.13.2.2. Una válvula de retención no podrá ser utilizada como dispositivo de aislamiento

9.14. Antorchas y chimeneas de venteo

Las antorchas y las chimeneas de venteo deben estar diseñadas de acuerdo con estándares reconocidos. Se debe evitar que vapores inflamables con concentraciones iguales o superiores al Límite Inferior de Inflamabilidad (LFL) alcancen el nivel del suelo, así como que el calor radiante exceda de 5 kW/m² en áreas no restringidas, equipos adyacentes o edificios ocupados.

CAPÍTULO 10. INSTRUMENTACIÓN Y SERVICIOS ELÉCTRICOS

10.1. Alcance

Este capítulo abarca los requisitos para la instrumentación, los controles y los servicios eléctricos para instalaciones de GNL.

10.2. Medición del nivel de líquido

10.2.1. Tanques de GNL

10.2.1.1. Los tanques de GNL deben estar equipados con dos dispositivos independientes de medición del nivel de líquido para compensar variaciones en la densidad del líquido.

10.2.1.2. Los dispositivos de medición deben estar diseñados e instalados de manera que puedan ser reemplazados sin poner fuera de servicio al tanque.

10.2.1.3. Cada tanque debe estar provisto de dos alarmas independientes de nivel de líquido alto, las cuales pueden formar parte de los dispositivos de medición del nivel de líquido.

(A) La alarma debe estar configurada de manera que el operador pueda detener el flujo sin exceder la altura de llenado máxima permitida y debe estar ubicada de manera que sea audible para el personal que controla el llenado.

(B) El dispositivo de corte del flujo de nivel de líquido alto requerido en el apartado 10.2.1.4 no debe considerarse como un sustituto de la alarma.

10.2.1.4. El tanque de GNL debe estar equipado con un dispositivo de corte del flujo de nivel de líquido alto, que debe estar separado de todos los dispositivos de medición.

10.2.2. Tanques para refrigerantes inflamables o fluidos inflamables para procesos

10.2.2.1. Cada tanque de almacenamiento debe estar equipado con un dispositivo de medición del nivel de líquido.

10.2.2.2. Si fuera posible llenar en exceso el tanque, debe instalarse una alarma de nivel de líquido alto, conforme a lo establecido en el apartado 10.2.1.3.

10.2.2.3. Los requisitos descriptos en el apartado 10.2.1.4 deben aplicarse a instalaciones de refrigerantes inflamables.

10.3. Medición de la presión

Cada tanque debe estar equipado con un manómetro conectado al tanque en un sitio ubicado por encima del nivel máximo previsto de líquido.

10.4. Medición del vacío

Los equipos con camisas de vacío deben estar equipados con instrumentos o conexiones para la verificación de la presión absoluta en el espacio anular.

10.5. Indicadores de temperatura

Deben proveerse dispositivos para el monitoreo de la temperatura en los tanques montados en campo, a fin de colaborar en el control de las temperaturas cuando el tanque sea puesto en servicio o como un método de verificación y calibración de los dispositivos de medición del nivel de líquido.

- 10.5.1. Los vaporizadores deben estar provistos de indicadores para monitorear las temperaturas de entrada y salida del GNL, del gas vaporizado y de los fluidos del medio de calentamiento, a fin de garantizar la efectividad de la superficie de transferencia de calor.
- 10.5.2. Deben proveerse sistemas de monitoreo de temperatura cuando los cimientos que sostienen los tanques y equipos criogénicos pudieran verse afectados de manera adversa por el congelamiento o el levantamiento del suelo por la escarcha.

10.6. Cierre de emergencia

La instrumentación para instalaciones de licuefacción, almacenamiento y vaporización debe estar diseñada de manera que, en el caso de que ocurra una falla de la energía o el aire de instrumentación, el sistema pase a una condición a prueba de fallas, que se mantendrá hasta que los operadores puedan implementar acciones para reactivar o asegurar el sistema.

10.7. Equipos eléctricos

- 10.7.1. Los equipos eléctricos y el cableado deben cumplir con lo establecido en NFPA 70 y las normas IRAM que sean de aplicación.
- 10.7.2. Los equipos eléctricos fijos y el cableado instalado dentro de las áreas clasificadas en la Tabla 10.7.2 deben cumplir con lo establecido en dicha tabla y en las Figuras 10.7.2(a) a 10.7.2(f), y deben estar instalados conforme a lo establecido en NFPA 70 para ubicaciones peligrosas, y en las normas IRAM que sean de aplicación

Tabla 10.7.2 Clasificación de áreas eléctricas

Parte	Ubicación	Grupo D División ^a	Extensión del área clasificada
A	Tanques para almacenamiento de GNL con interruptores de vacío		
	Dentro de los tanques	2	Todo el interior del tanque
B	Área del Tanque para almacenamiento de GNL		
	Tanques interiores	1	Toda la sala
	Tanques ubicados sobre la superficie, en espacios exteriores (excepto tanques pequeños) ^b	1	Área abierta entre un dique de tipo alto y la pared del Tanque cuando la altura de la pared del dique excede la distancia entre el dique y las paredes del Tanque [Ver Figura A.10.7.2(c).]
		2	Dentro de 4,5 m, en todas las direcciones desde las paredes del Tanque y el techo, más el área que está en el interior de un área con un dique de tipo bajo o de embalse, hasta la altura de la pared del embalse del dique [Ver Figura A.10.7.2(b).]
	Tanques subterráneos en espacios exteriores	1	Dentro de cualquier espacio abierto entre las paredes del Tanque y el nivel del terreno circundante o el dique [Ver Figura A.10.7.2(d).]
		2	Dentro de 4.5 m, en todas las direcciones desde el techo y los laterales [Ver Figura A.10.7.2(d).]
C	Áreas de proceso de GNL sin combustión que contengan bombas, compresores, intercambiadores de calor, redes de tubería, conexiones, tanques pequeños y otros		
	En espacios exteriores con ventilación adecuada ^c	2	Toda la sala y cualquier sala adyacente no separada por un tabique hermético al gas y a 4,5 m de distancia de cualquier respiradero o rejilla de descarga de las ventilaciones de muros o techos
	En espacios exteriores, al aire libre, a o por encima del nivel del terreno	2	Dentro de 4.5 m, en todas las direcciones desde este equipo y dentro del volumen cilíndrico entre el ecuador horizontal de la esfera y el nivel del terreno [Ver Figura 10.7.2(a).]
D	Fosos, zanjas o sumideros ubicados en áreas de División 1 o 2, o adyacentes a dichas áreas	1	Todo el foso, zanja o sumidero

Tabla 10.7.2 Clasificación de áreas eléctricas

Parte	Ubicación	Grupo D División ^a	Extensión del área clasificada
E	Descarga desde válvulas de alivio	1	Dentro de 1,5 m, en todas las direcciones desde el punto de descarga
		2	A más de 1,5 m, aunque dentro de 4,5 m, en todas las direcciones desde el punto de descarga
F	Purgas, goteos, ventilaciones o drenajes operativos	1	Dentro de 1,5 m, en todas las direcciones desde el punto de descarga
		2	A más de 1,5 m y toda la sala, y a 4,5 m de distancia de cualquier respiradero o rejilla de descarga de las ventilaciones de muros o techos
G	Vagón cisterna, vehículo cisterna y Tanque que carga y descarga	1	Dentro de 1,5 m, en todas las direcciones desde el punto de descarga
		2	A más de 1,5 m, aunque dentro de 4,5 m, en todas las direcciones desde el punto de descarga
En espacios interiores con ventilación adecuada ^c		1	Dentro de 1,5 m, en todas las direcciones desde conexiones regularmente hechas o desconectadas para transferencia de productos
		2	A más de 1,5 m y toda la sala, y a 4,5 m de distancia de cualquier respiradero o rejilla de descarga de las ventilaciones de muros o techos
En espacios exteriores, al aire libre, a o por encima del nivel del terreno		1	Dentro de 1,5 m, en todas las direcciones desde conexiones regularmente hechas o desconectadas para transferencia de productos
		2	A más de 1,5 m, aunque dentro de 4,5 m, en todas las direcciones desde un punto en el que regularmente se hagan o desconecten las conexiones y dentro del volumen cilíndrico entre el ecuador horizontal de la esfera y el nivel del terreno [Ver Figura 10.7.2(a).]

^a Ver Artículo 500 de NFPA 70, National Electric Code, para acceder a las definiciones de las clases, grupos y divisiones. El Artículo 505 puede aplicarse como una alternativa del Artículo 500 para la clasificación de áreas peligrosas que utilizan una clasificación de las zonas equivalente a las clasificaciones de las divisiones especificadas en la Tabla 10.7.2. La mayoría de los vapores y gases inflamables que se encuentran dentro de las instalaciones contempladas en esta norma se clasifican como de Grupo D. El etileno se clasifica como de Grupo C. Muchos de los equipos eléctricos disponibles para ubicaciones peligrosas corresponden adecuadamente a ambos grupos.

^b Los Tanques pequeños son aquellos que son portátiles y tienen una capacidad de menos de 760 litros.

^c Se considera que la ventilación es adecuada cuando cumple con lo establecido en las disposiciones de la presente norma.

FIGURA 10.7.2(a) Extensión del área clasificada alrededor de los tanques

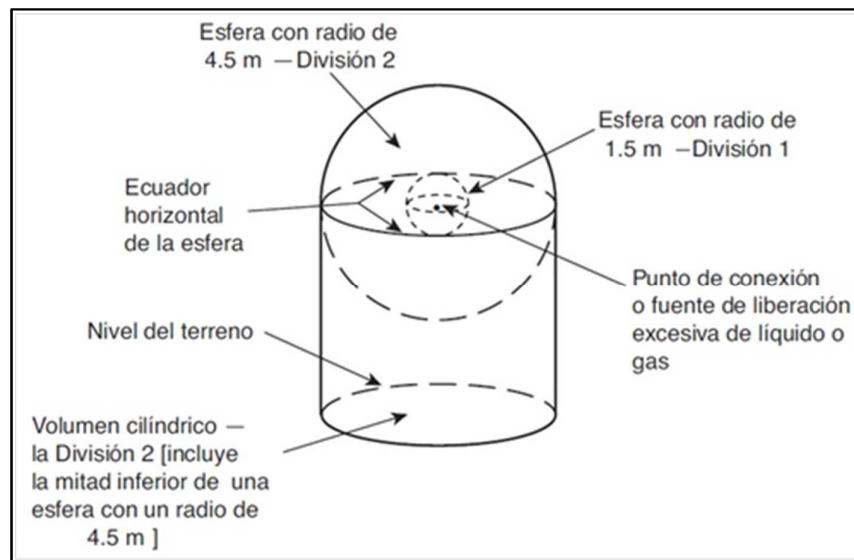


FIGURA 10.7.2 (b) Altura del dique menor que la distancia del tanque al dique ($H < x$)

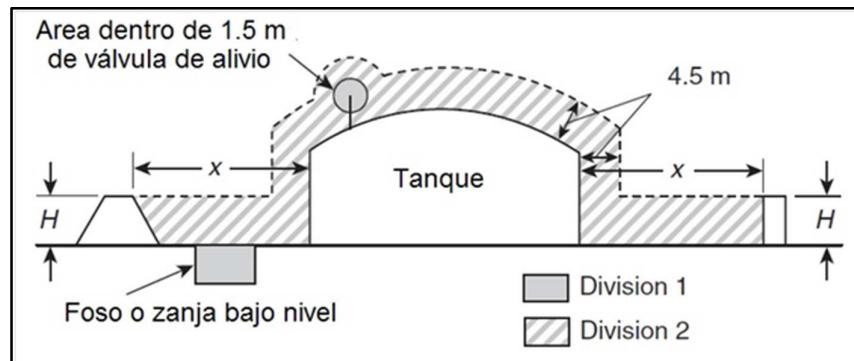


FIGURA 10.7.2(c) Altura del dique mayor que la distancia del tanque al dique ($H > x$)

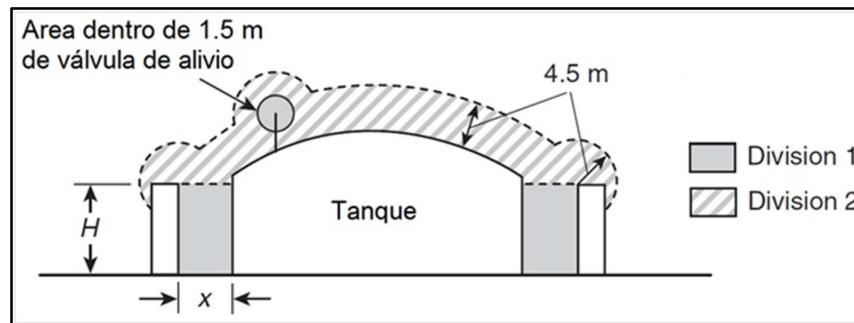


FIGURA 10.7.2 (d) Tanque con nivel de líquido bajo nivel o bajo la parte superior del dique.

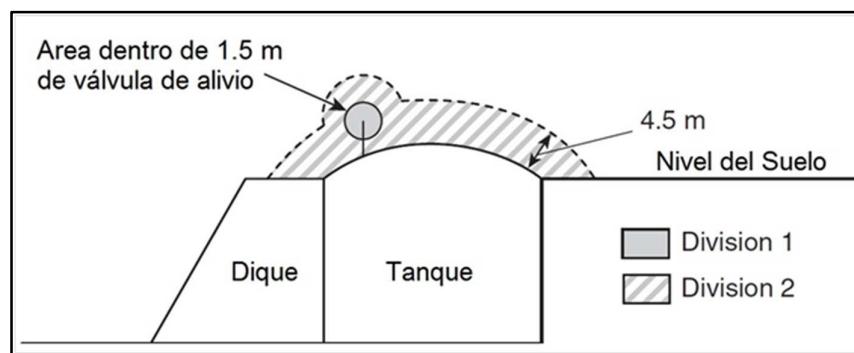


FIGURA 10.7.2 (e) Tanque de confinamiento total

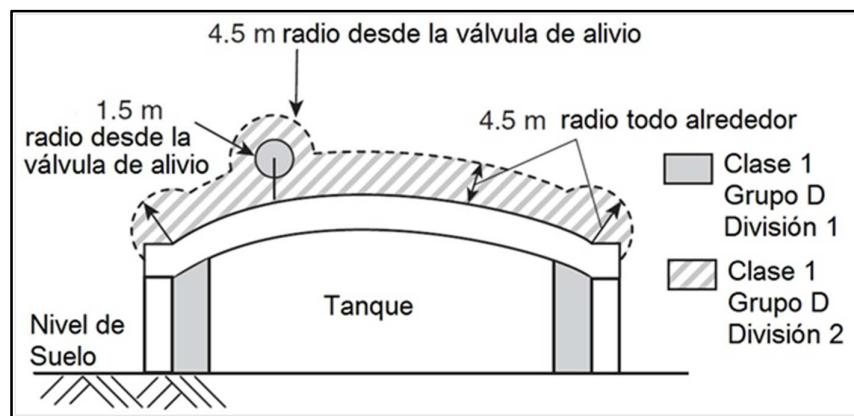
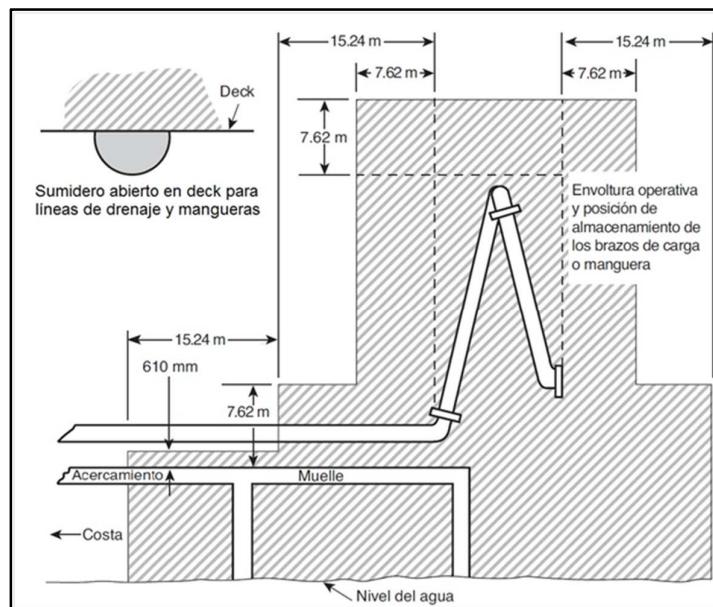


FIGURA 10.7.2 (f) Clasificación de una terminal marítima de GNL



NOTAS:

- (1) La “fuente de vapor” es la envoltura operativa y la posición de almacenamiento de la conexión de la brida fuera de borda del brazo de carga (o manguera).
- (2) El área del amarradero adyacente a la cisterna y a los tanques de producto de las barcazas deben ser División 2 con el siguiente alcance: (a) 7,6 m horizontalmente en todas direcciones del lado del muelle desde la parte del casco que contiene los tanques de producto. (b) Desde el nivel del agua hasta 7,6 m sobre tanque de carga hasta su posición máxima.
- (3) Las ubicaciones adicionales pueden ser clasificadas según los requerimientos por la presencia de otras fuentes de líquidos combustibles en el amarradero, o por Prefectura u otras reglamentaciones.

10.7.3. Las áreas clasificadas como eléctricas deben cumplir con lo especificado en la Tabla 10.7.2.

- (A) La extensión del área clasificada como eléctrica no debe prolongarse más allá de un muro, techo o tabique sólido, hermético a vapores, sin perforaciones.
- (B) La extensión de las áreas clasificadas como eléctricas debe medirse conforme a lo especificado en la Tabla 10.7.2.

10.7.4. El interior de un tanque de GNL no se considera un área clasificada cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- (1) Los equipos eléctricos no están energizados y hayan sido bloqueados hasta que se purgue el aire del tanque.
- (2) Los equipos eléctricos no están energizados y hayan sido bloqueados antes de permitir el ingreso de aire en el tanque.
- (3) El sistema eléctrico ha sido diseñado y puesto en funcionamiento para cortar la alimentación eléctrica a los equipos automáticamente, cuando la presión en el tanque se reduce hasta la presión atmosférica.

10.7.5. Cada interfaz entre un sistema de fluidos inflamables y un sistema de conductos eléctricos o de cableado, incluidas las conexiones para instrumentación de procesos, operadores de válvulas integrales, serpentines de calefacción para cimientos, bombas preconfiguradas y ventiladores, debe estar sellada o aislada, a fin de evitar el paso de fluidos inflamables a otro sector de la instalación eléctrica.

10.7.5.1. Cada sello, barrera u otro medio que se utilice para cumplir con lo establecido en el apartado 10.7.5 debe estar diseñado de modo que se evite el paso de fluidos inflamables a través del conducto, de conductores trenzados y cables.

10.7.5.2. Debe incluirse un sello primario entre el sistema de fluidos inflamables y el sistema eléctrico del cableado del conducto.

(A) Si una falla en el sello primario permite el paso de fluidos inflamables hacia otro sector del conducto o al sistema de cableado, debe proveerse un sello, barrera u otros medios adicionales aptos para evitar el paso de los fluidos inflamables más allá del dispositivo o medio adicional.

(B) Cada uno de los sellos primarios debe estar diseñado de manera que resista las condiciones de servicio a las que pudiera estar expuesto.

(C) Cada sello o barrera adicional, y cerramiento de interconexión debe estar diseñado de modo que cumpla con los requisitos de presión y temperatura de las condiciones a las que pudiera estar expuesto, en el caso de una falla en el sello primario, excepto que se provean otros medios aprobados por la Autoridad de Aplicación para tal propósito.

10.7.5.3. Sello secundario

(A) Cuando se utilicen sellos secundarios, el espacio entre los sellos primario y secundario debe ser continuamente venteado a la atmósfera.

(B) Deben tomarse previsiones similares a las descriptas en el apartado 10.7.5.3(A) para sistemas de sellado primario de doble integridad, del tipo que se utiliza en bombas a motor sumergidas.

(C) Los requisitos establecidos en el apartado 10.7.5.3(A) deben aplicarse a los sistemas de sellado primario de doble integridad.

10.7.5.4. Los sellos especificados en los apartados 10.7.5 y 10.7.6 no deben utilizarse para cumplir con los requisitos de sellado de los conductos establecidos en NFPA 70.

10.7.6. Cuando se instalen sellos primarios, deben proveerse drenajes, ventilaciones y otros dispositivos para la detección de fluidos inflamables y fugas.

10.7.7. La ventilación de un sistema de conductos debe minimizar la posibilidad de daños en el personal y en los equipos ante la ignición de una mezcla de aire-gas combustible.

10.8. Interconexión y conexión eléctrica a tierra

- 10.8.1. Deben instalarse interconexiones y conexiones eléctricas a tierra.
- 10.8.2. No se requiere protección estática donde se carguen o descarguen vehículos o vagones cisterna, y donde ambas mitades de los acoplos metálicos de mangueras o cañerías estén en contacto.
- 10.8.3. Si pudiera haber corrientes erráticas o si se utilizaran corrientes impresas en los sistemas de carga y descarga (por ejemplo, para protección catódica), deben implementarse medidas de protección para evitar la ignición.
- 10.8.4. Deben proveerse pararrayos conectados a tierra para tanques sostenidos sobre cimientos no conductores.

CAPÍTULO 11. TRANSFERENCIA DE GNL, REFRIGERANTES Y OTROS INFLAMABLES

11.1. Alcance

Este capítulo se aplica al diseño, a la construcción y a la instalación de sistemas involucrados en la transferencia de GNL, y otros fluidos peligrosos entre recipientes contenedores, o tanques de almacenamiento y puntos de recepción, o envío por medio de cañerías, ISO contenedores, vehículos cisterna, vagones cisterna o buques.

11.2. Requisitos generales

- 11.2.1. En las áreas de carga y descarga, deben colocarse carteles con la inscripción ***“Prohibido fumar”***.
- 11.2.2. Cuando se carguen o descarguen múltiples productos en el mismo lugar, los brazos de carga, mangueras o *manifolds* deben estar identificados o marcados para indicar el o los productos que se van a manejar en cada sistema.
- 11.2.3. La purga de los sistemas mencionados en el apartado 11.1, cuando fuera necesaria para llevar a cabo las operaciones o el mantenimiento, debe cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 14.5.5.

11.3. Sistema de cañerías

- 11.3.1. Deben instalarse válvulas de bloqueo en el extremo de cada sistema de transferencia.
- 11.3.2. Cuando se instalen válvulas de bloqueo accionadas por potencia, se debe realizar un análisis para determinar que el tiempo de cierre no produzca un golpe de ariete (choque hidráulico) que pueda provocar fallas en la línea o en los equipos.
- 11.3.3. Si el análisis realizado de acuerdo con el apartado 11.3.2 indica la presencia de tensiones excesivas, se debe aumentar el tiempo de cierre de la válvula o aplicar otros métodos alternativos para reducir las tensiones a un nivel seguro.

11.4. Control de bombas y compresores

- 11.4.1. Además de un dispositivo instalado localmente para detener el accionamiento de la bomba o del compresor, debe proveerse un dispositivo de fácil acceso, ubicado en forma remota, a una distancia mínima de 7,6 m del equipo para apagar la bomba o el compresor en una emergencia.
- 11.4.2. Las bombas y los compresores ubicados en forma remota que se utilicen para la carga o descarga de vehículos cisterna; vagones cisterna; ISO contenedores o buques deben estar provistos de controles para detener su funcionamiento. Estos controles estarán ubicados en el área de carga o descarga, y en el sitio de la bomba o del compresor.

- 11.4.3. Los controles ubicados a bordo de un buque deben estar de acuerdo con el artículo 11.4.2.
- 11.4.4. Se deben instalar luces de señalización en el área de carga o descarga para indicar si una bomba o compresor ubicado en forma remota, y que sea utilizado para la carga o descarga, está inactivo o en funcionamiento.

11.5. Envío y recepción marítimos

11.5.1. Requisitos de diseño de atracaderos

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

- (1) Características de las olas.
- (2) Características del viento.
- (3) Corrientes predominantes.
- (4) Rango de mareas.
- (5) Profundidad del agua en el atracadero y en el canal de acceso.
- (6) Máxima energía admisible absorbida durante el atraque y máxima presión frontal sobre las defensas.
- (7) Disposición de los *dolphins* de empuje lateral.
- (8) Velocidad de aproximación del buque.
- (9) Ángulo de aproximación del buque.
- (10) Requisitos mínimos del remolcador, incluyendo la potencia.
- (11) Rango de operación seguro de la envolvente de alcance de los brazos de carga y descarga.
- (12) Disposición de los *dolphins* de amarre.
- (13) Resistencia a fuerzas sísmicas, incluidos terremotos y tsunamis.
- (14) Resistencia a vientos huracanados, marejadas ciclónicas y oleaje extremo.

11.5.2. Cañerías (o ductos)

- 11.5.2.1. Los brazos, las mangueras y las cañerías deben ubicarse en el muelle o embarcadero de manera que no estén expuestos a daños por tráfico vehicular u otras posibles causas de daño físico.
- 11.5.2.2. Las cañerías submarinas deben ubicarse o protegerse de modo tal que no estén expuestas a daños por tráfico marítimo. Su ubicación debe estar señalizada o identificada adecuadamente, y debe cumplir con normas o estándares reconocidos.

- 11.5.2.3. Las válvulas de bloqueo y las conexiones de purga deben instalarse en el *manifold* de carga o descarga, tanto para las líneas de líquido como de retorno de vapor, de modo que los brazos y las mangueras puedan ser bloqueados, drenados o vaciados, y despresurizados antes de su desconexión.
- 11.5.2.3.1. Las válvulas de bloqueo de líquido, sin importar su tamaño, y las válvulas de vapor de 200 mm (8 pulgadas) o mayores deben contar con actuadores accionados por potencia además de un mecanismo de operación manual.
- 11.5.2.3.2. Las válvulas accionadas por potencia deben ser capaces de cerrarse tanto localmente como desde una estación remota de control, ubicada al menos a 15 m del área del *manifold*.
- 11.5.2.3.3. A menos que la válvula se cierre automáticamente cuando falla el suministro de energía, el actuador de la válvula y su fuente de alimentación, ubicada a 15 m de distancia, deben estar protegidos contra fallas operacionales ocasionadas por la exposición al fuego, por un tiempo de, al menos, 10 minutos.
- 11.5.2.3.4. Las válvulas deben estar ubicadas en el punto de conexión de la manguera o del brazo de carga al *manifold*.
- 11.5.2.3.5. Las purgas o venteos deben descargar en un lugar seguro ubicado al aire libre, lejos de personas, áreas congestionadas y fuentes de ignición.
- 11.5.2.4. Además de las válvulas de bloqueo en el *manifold*, cada línea de retorno de vapor y de transferencia de líquido debe contar con una válvula de bloqueo fácilmente accesible, ubicada en tierra, cerca del acceso al canal de agua, muelle o embarcadero.
- 11.5.2.4.1. Cuando haya más de una línea, las válvulas deben agruparse en una única ubicación.
- 11.5.2.4.2. Las válvulas deben estar identificadas según su servicio.
- 11.5.2.4.3. Las válvulas de 200 mm (8 pulgadas) o mayores deben ser accionadas por potencia.
- 11.5.2.4.4. Se debe proporcionar un mecanismo para la operación manual.
- 11.5.2.5. Los sistemas de cañerías que se utilicen solo para la descarga de líquidos deben contar en el *manifold* con una válvula de retención, ubicada en forma adyacente a la válvula de bloqueo de este.
- 11.5.2.6. Los terminales marítimos utilizados para la carga de buques o barcazas deben contar con una línea de retorno de vapor diseñada para conectarse con las conexiones de retorno de vapor de la embarcación.

11.5.3. Sistemas de Cierre de Emergencia (ESD)

Los sistemas de transferencia de GNL en terminales marítimos deben contar con un sistema de cierre de emergencia (ESD) que cumpla con lo siguiente:

- (1) Pueda ser activado manualmente.
- (2) Proporcione un sistema de apagado seguro y coordinado de todos los componentes relevantes de la transferencia de GNL en el buque, el atracadero y dentro de la planta de GNL.
- (3) Se active automáticamente cuando los sensores de gas fijos detecten concentraciones de gas que superen el 50 % del Límite Inferior de Inflamabilidad (LFL).

11.6. Instalaciones de carga y descarga de vehículos cisterna, vagones cisterna e ISO contenedores

- 11.6.1. La transferencia debe hacerse solo a vehículos cisterna habilitados para prestar este servicio.
- 11.6.2. Los vehículos cisterna deben cumplir con las normas de seguridad vigentes.
- 11.6.3. El bastidor o estructura autoportante, en caso de ser utilizado, debe estar construido con un material no combustible.
- 11.6.4. El área de carga y descarga de vehículos cisterna debe ser de un tamaño suficiente para evitar el uso de marcha atrás, permitir el acceso mediante maniobras simples y directas, considerando los radios de giro.
- 11.6.5. Las cañerías de transferencia, bombas y compresores deben estar protegidos por barreras, o estar ubicadas de modo de evitar que sean dañados por los movimientos de los ferrocarriles o vehículos.
- 11.6.6. Deben instalarse válvulas de bloqueo y conexiones para purga en los *manifolds* de carga y descarga para las líneas de retorno de líquidos y vapores, de modo que las mangueras y los brazos puedan ser bloqueados, drenados de líquidos y despresurizados antes de desconectarse.
- 11.6.7. Las purgas o venteos deben descargarse hacia un área segura, ubicada al aire libre, lejos de personas, áreas congestionadas y fuentes de ignición.
- 11.6.8. Además de las válvulas de bloqueo del *manifold*, debe instalarse una válvula de cierre de emergencia en cada línea de líquido y vapor que esté, al menos, a 7,6 m, pero a no más de 30 m de cada área de carga o descarga.
 - 11.6.8.1. Las válvulas de emergencia o los dispositivos de accionamiento remoto de emergencia deben ser visibles, y fácilmente accesibles para su uso en emergencias, y su ubicación debe estar señalizada o identificada.
 - 11.6.8.2. Cuando una línea común se utilice para múltiples áreas de carga o descarga, debe requerirse una sola válvula de emergencia.

11.6.8.3. Cuando el área de carga o descarga esté a menos de 7,6 m del lugar de envío o recepción de un tanque, debe instalarse una válvula que pueda ser operada de manera remota desde un punto situado a una distancia entre 7,6 m y 30 m del área.

11.6.9. Los sistemas de cañerías que se utilicen solo para la descarga de líquidos deben tener una válvula de retención en el *manifold*, adyacente a la válvula de bloqueo de este.

11.7. Envío y recepción por cañerías

11.7.1. Deben instalarse válvulas de bloqueo en todos los puntos en los que los sistemas de transferencia se conecten a sistemas de cañerías.

11.7.2. El sistema de redes de cañería debe estar diseñado de manera que no pueda exceder sus límites de temperatura o presión.

11.7.3. Cuando se carguen o descarguen múltiples productos en el mismo lugar, los brazos de carga, mangueras y *manifolds* deben estar identificados, o marcados para indicar el o los productos que se van a manipular en cada sistema.

11.7.4. Deben proveerse conexiones para purga o venteo, de modo que los brazos de carga y las mangueras puedan ser drenados y despresurizados antes de desconectarse.

11.7.5. Si se los ventea hacia un lugar seguro, se permite que el gas o el líquido sean venteados a la atmósfera, a fin de contribuir con la transferencia del contenido de un tanque a otro.

11.8. Mangueras y brazos

11.8.1. Las mangueras o brazos que se utilicen para la transferencia deben estar diseñados para las condiciones de temperatura y presión del sistema de carga o descarga.

11.8.2. Las mangueras deben ser aptas para el servicio y deben estar diseñadas para una presión de estallido no inferior a 5 veces la presión de trabajo.

11.8.3. Deben usarse juntas flexibles metálicas para mangueras o cañerías, y juntas giratorias, cuando las temperaturas operativas puedan ser inferiores a -51 °C.

11.8.4. Los brazos de carga utilizados para carga o descarga marítima deben tener alarmas para indicar que los brazos se están acercando a los límites de su envolvente de alcance.

11.8.5. Deben seleccionarse contrapesos para el funcionamiento con formaciones de hielo en mangueras o brazos no aislados.

- 11.8.6. Las mangueras deben ser probadas con una frecuencia mínima anual a la presión máxima de la bomba o de la presión de seteo de la válvula de alivio, y deben ser inspeccionadas visualmente antes de cada uso, a fin de detectar si presentan daños o defectos.
- 11.8.7. Las operaciones de carga o descarga marítima deben ser ensayadas periódicamente según lo requiera la autoridad competente.

11.9. Sistemas de comunicación e iluminación

- 11.9.1. Deben proveerse sistemas de comunicación en los lugares de carga y descarga, con el fin de permitir que el operador esté en contacto con el resto del personal vinculado con la operación de carga o descarga.
- 11.9.2. Las instalaciones en el área de transferencia deben contar con iluminación de no menos de 54 lux en la conexión de transferencia y 50 lux en todas las demás áreas de trabajo.
- 11.9.3. El área de transferencia marina de GNL debe contar con un sistema de comunicación de barco a tierra y un sistema de comunicación separado de emergencia de barco a tierra que permita la comunicación por voz entre la persona a cargo de las operaciones de transferencia en el buque, la persona a cargo de la operación costera de transferencia y el personal en la sala de control.
- 11.9.4. El sistema de comunicación requerido en 11.9.3 debe ser monitoreado continuamente tanto a bordo del buque como en la terminal.

CAPÍTULO 12. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS Y SEGURIDAD INTEGRAL

12.1. Alcance

- 12.1.1. Este capítulo está referido a los equipos y procedimientos diseñados para minimizar las consecuencias de los derrames y liberaciones de fluidos peligrosos en instalaciones construidas y dispuestas, conforme a lo establecido en la presente norma.
- 12.1.2. Las disposiciones incluidas en este Capítulo 12 amplían las disposiciones sobre el control de derrames y fugas descriptas en otros capítulos.
- 12.1.3. Este capítulo incluye disposiciones básicas de seguridad de la planta.

12.2. Generalidades

Debe proveerse protección contra incendios en todas las instalaciones de GNL.

- 12.2.1. El alcance de esta protección debe determinarse mediante una evaluación basada en principios de ingeniería sobre protección contra incendios, incluyendo el análisis de las condiciones locales, de los riesgos presentes dentro de las instalaciones y de la exposición hacia o desde otras propiedades.
 - 12.2.1.1. Para cada planta de GNL, se debe realizar la evaluación de la protección contra incendios.
 - 12.2.1.2. Se debe realizar una evaluación de la protección contra incendios y se deben instalar equipos de protección contra incendios antes de introducir fluidos peligrosos en plantas nuevas o en instalaciones con modificaciones significativas.
 - 12.2.1.3. La evaluación de la protección contra incendios de las plantas existentes se debe revisar y actualizar en un intervalo no mayor a dos años calendario, pero, al menos, una vez cada 27 meses.
 - 12.2.1.4. Cuando los resultados de la reevaluación requerida por 12.2.1.3 para las plantas de GNL existentes identifiquen modificaciones del sistema de protección contra incendios en los sistemas existentes o bien instalación de nuevos sistemas de protección contra incendios, estas modificaciones deben ser implementadas de la siguiente manera, una vez finalizada la evaluación:
 - (1) La modificación, ampliación o reemplazo de sistemas, o componentes de protección contra incendios debe ser instalada dentro de un año calendario, sin exceder los 15 meses.
 - (2) Los nuevos sistemas de protección contra incendios deben ser instalados dentro de los dos años calendario, sin exceder los 27 meses, o según lo apruebe la Autoridad de Aplicación.

12.2.1.5. La protección instalada como resultado de la evaluación en 12.2.2 debe ser diseñada, fabricada, instalada y ensayada de acuerdo con las normas de los equipos de protección contra incendios incorporadas por referencia, pudiendo adherirse otras normas y estándares de reconocimiento internacional.

12.2.2. La evaluación debe determinar lo siguiente:

- (1) El tipo, la cantidad y la ubicación de los equipos necesarios para la detección y el control de incendios, derrames y fugas de fluidos peligrosos.
- (2) El tipo, la cantidad y la ubicación de los equipos necesarios para la detección y el control de potenciales incendios no relacionados con los procesos o provocados por la electricidad.
- (3) Los métodos necesarios para la protección de equipos y estructuras contra los efectos de la exposición al fuego.
- (4) Los requisitos para los sistemas de agua, para protección contra incendios.
- (5) Los requisitos para equipos de extinción de incendios y otros equipos de control de incendios.
- (6) Los equipos y procesos para ser incorporados dentro del sistema de cierre de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés), incluido el análisis de los subsistemas, si los hubiera, y la necesidad de despresurizar recipientes específicos o equipos durante una emergencia por incendio o liberación peligrosa.
- (7) El tipo y la ubicación de los sensores necesarios para iniciar la operación automática del sistema de cierre de emergencia (ESD) o sus subsistemas.
- (8) La disponibilidad y las tareas individuales del personal de la planta, y la disponibilidad del personal externo de respuesta durante una emergencia.
- (9) Los equipos de protección, el entrenamiento especial y las calificaciones requeridas para el personal individual de la planta, según lo especificado en la NFPA 600, para sus respectivas tareas de emergencia.
- (10) Los requisitos para otros equipos y sistemas de protección contra incendios.

12.3. Sistemas de cierre de emergencia

12.3.1. Todas las instalaciones de GNL deben contar con uno o más sistemas de cierre de emergencia (ESD) para el bloqueo o cierre de una fuente de fluidos peligrosos, y para parar los equipos, cuya operación continua pudiera agravar o prolongar una emergencia.

- 12.3.2. En la instalación de un sistema de cierre de emergencia (ESD), se deben poder utilizar las válvulas empleadas para otras funciones, sin ser requerida su duplicación.
- 12.3.3. Las válvulas, los sistemas de control y equipos deben cumplir con los requisitos de los sistemas de cierre de emergencia (ESD).
- 12.3.4. Si el cierre de los equipos introdujera un riesgo o derivara en daños mecánicos para los equipos, debe omitirse el cierre de cualquiera de los equipos o sus componentes auxiliares, en la medida en que los efectos de la fuga continua de fluidos inflamables o combustibles estén controlados.
- 12.3.5. El o los sistemas de cierre de emergencia (ESD) deben tener un diseño de falla segura y deben estar instalados, ubicados, o protegidos de modo de minimizar la posibilidad de que queden fuera de operación, en el caso de una emergencia o una falla en el sistema de control normal.
- 12.3.6. Cuando las válvulas motorizadas que son parte de un sistema de cierre de emergencia (ESD) no tengan un diseño de falla segura, todos los componentes que estén ubicados a una distancia dentro de los 15 m del equipo deben estar protegidos en alguna de las formas que se indican a continuación:
 - (1) Deben estar instalados o ubicados donde no puedan estar expuestos al fuego.
 - (2) Deben estar protegidos contra fallas debidas a la exposición al fuego de una duración de, al menos, 10 minutos.
- 12.3.7. Deben colocarse carteles con las instrucciones operativas que identifiquen la ubicación y el funcionamiento de los controles de emergencia, en el área de las instalaciones.
- 12.3.8. Los dispositivos de accionamiento manual deben estar ubicados en un área accesible en una emergencia, al menos, a 15 m del equipo para el que se utilizan y deben estar marcados con la función que se les ha asignado.
- 12.3.9. Cuando se determine que es apropiado, como parte de la evaluación de los sistemas de protección contra incendios y seguridad según 12.2.2(6), se deben proporcionar medios de despresurización de emergencia cuando sea necesario para la seguridad. El sistema de despresurización debe ser manual o automatizado, y debe diseñarse y dimensionarse según los requisitos de normas reconocidas.
- 12.3.10. Los sistemas de cierre de emergencia (ESD) deben ser ensayados según normas reconocidas.

12.4. Detección de incendios y fugas

- 12.4.1. Las áreas, incluidos los edificios cerrados y los canales de drenaje cerrados, que puedan tener presencia de fluidos peligrosos durante una operación normal o después de una liberación accidental, deben ser monitoreadas conforme a lo requerido en la evaluación descripta en el apartado 12.2.1.
- 12.4.2. Detección de gas.
- 12.4.2.1. Los sensores de los sistemas de detección de gas inflamable, gas tóxico y agotamiento de oxígeno deben ser monitoreados continuamente y deben activar una alarma en el sitio de la planta, y en un lugar con presencia continua de personas, si en el sitio de la planta la presencia de personas no fuera continua.
- 12.4.2.2. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar una alarma audible y una alarma visual ante un porcentaje no superior al 25 % del límite de inflamabilidad inferior del gas o vapor que se monitorea para detectores de gas puntuales, y ante no más de 1 LFL-m para detectores de gas de trayectoria abierta.
- 12.4.2.3. Los sistemas de detección de gases inflamables deben activar una segunda alarma audible y visual a no más del 50 % del LFL del gas o vapor que se monitorea para detectores de gas puntuales, y a no más de 3 LFL-m para detectores de gas de trayectoria abierta.
- 12.4.2.3.1. Si así lo determina una evaluación de acuerdo con 12.2.1, se podrá permitir que los detectores de gas activen partes del sistema de cierre de emergencia (ESD).
- 12.4.2.4. Los *set points* de los sistemas de detección de gases inflamables debe tener en cuenta la posibilidad de que se liberen diferentes gases y vapores inflamables durante la calibración o en el *set point* de los detectores.
- 12.4.2.5. En áreas donde puedan liberarse fluidos tóxicos, deben estar presentes detectores de gases tóxicos, los cuales deben activar una alarma audible y visual ante no más del 25 % del nivel AEGL-3 o ERPG-3, u otra concentración tóxica aprobada.
- 12.4.2.6. En áreas donde puedan liberarse compuestos asfixiantes y migrar a edificios ocupados, deben estar presentes detectores de agotamiento de oxígeno, los cuales deben activar una alarma audible y visual a niveles no inferiores al 19,5 % de oxígeno, u otra concentración de oxígeno aprobada.

12.4.3. Detectores de incendio.

12.4.3.1. Los detectores de incendio deben activar una alarma visual y audible en el sitio de la planta y en un lugar con presencia continua de personas, si en el sitio de la planta la presencia de personas no fuera continua.

12.4.3.2. Si así fuera determinado en la evaluación llevada a cabo, conforme a lo establecido en el apartado 12.2.1, debe permitirse que los detectores de incendio activen determinadas partes del sistema de cierre de emergencia (ESD).

12.4.4. Detección de fugas. Los detectores de fugas deben activar una alarma visual y audible en la planta, y en un sitio con presencia continua de personas, si en el sitio de la planta la presencia de personas no fuera continua.

12.4.5. Los sistemas de detección deben estar diseñados, instalados y mantenidos conforme a lo establecido en la norma NFPA 72.

12.4.5.1. La ubicación de los detectores de incendios y de gas debe ser determinada mediante un análisis documentado basado en la performance.

12.4.6. Cuando se instalen sistemas de protección contra incendios de acuerdo con NFPA 72 y se planifique integrarlos con otros sistemas, los sistemas integrados se deben probar de acuerdo con la norma NFPA 4.

12.5. Sistemas de agua para protección contra incendios

12.5.1. Debe proveerse un suministro de agua, así como un sistema para la distribución y aplicación de agua, para la protección contra exposiciones, para el enfriamiento de contenedores, equipos y cañerías, y para el control de derrames y fugas no encendidos, excepto cuando una evaluación llevada a cabo, conforme a lo establecido en el apartado 12.2.1, determine que el uso de agua es innecesario o inefectivo.

12.5.2. El suministro de agua para incendios y los sistemas de distribución, si se hubieran provisto, deben suministrar simultáneamente agua a los sistemas fijos de protección contra incendios, incluidos los monitores contra incendio — a su caudal y presión de diseño — involucrados en el máximo incidente individual previsto en la planta, más un margen de 63 l/s, o según lo determinado a partir de la evaluación de incendios requerida en 12.2.1 para chorros de mangueras manuales. La reserva de agua debe ser suficiente para abastecer el suministro total durante no menos de 2 h.

12.5.3. La reserva de agua resultante de la aplicación del tiempo mínimo previsto en el inciso 12.5.2 debe ser refrendada mediante el análisis de riesgo correspondiente. Dicha reserva debe aumentarse en caso necesario.

12.5.4. Los embalses indicados en los apartados 5.4 y 13.2.11 deben contar con sistemas fijos o portátiles de generación de espuma de alta expansión (relación de expansión mayor a 200:1), con capacidad para cubrir con un manto de espuma de espesor adecuado el área de contención de derrames, definida a partir de un estudio específico relacionado con el mayor escenario de derrame.

12.5.4.1. Los agentes extintores deben cumplir con la norma NFPA 11 “*Standard for Low, Medium and High expansion foam*”.

12.5.5. Las instalaciones de GNL deben contar, complementando a los sistemas de agua y espuma, con instalaciones de polvo fijas o portátiles, con capacidad adecuada para la extinción de los fuegos originados en GNL, previstos en los análisis de riesgo.

12.5.6. Cuando sean provistos, los sistemas de agua para protección contra incendios deben ser diseñados de acuerdo con las normas NFPA 13, NFPA 14, NFPA 15, NFPA 20, NFPA 22, NFPA 24, NFPA 750 o NFPA 1961, según corresponda, u otro estándar reconocido.

12.6. Equipos para la extinción y el control de incendios

12.6.1. Los extintores de incendios portátiles o con ruedas deben estar recomendados por su fabricante para incendios provocados por gas.

12.6.1.1. Los extintores de incendios portátiles o con ruedas deben estar disponibles en lugares estratégicos, según fuera determinado de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1, dentro de instalaciones de GNL y en vehículos cisterna.

12.6.1.2. Los extintores de incendio portátiles y con ruedas deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas IRAM correspondientes.

12.6.1.3. Los extintores portátiles manuales de productos químicos secos deben incluir capacidades nominales mínimas para agentes extintores de 10 kg o más, y deben tener una tasa mínima de descarga de agentes de 0,45 kg/s.

12.6.1.4. Para las áreas de riesgo de las instalaciones de GNL, donde hubiera riesgos de incendio mínimamente de clase “A”, se recomienda la selección de extintores de productos químicos secos basados en bicarbonato de potasio.

12.6.1.5. Los extintores portátiles con ruedas de productos químicos secos deben contener una capacidad nominal mínima del agente de 50 kg o mayor, y deben poseer una tasa mínima de descarga del agente de 0,90 kg/s.

12.6.2. Si fueran provistos, los equipos contra incendios automotores o montados sobre tráileres no deben ser utilizados para ningún otro propósito.

12.6.3. Los vehículos automotores asignados a la planta deben ser provistos, al menos, con un extintor portátil de productos químicos secos, con una capacidad no inferior a 8,2 kg.

12.7. Mantenimiento de los equipos de protección contra incendios

Los operadores de las instalaciones deben preparar e implementar un programa de mantenimiento para todos los equipos de protección contra incendios de la planta.

12.8. Seguridad del personal

- 12.8.1. La vestimenta protectora que proporcione protección contra los efectos de la exposición al GNL debe estar disponible y ser fácilmente accesible en la planta de GNL.
- 12.8.2. Los empleados involucrados en actividades de respuesta ante emergencias deben estar equipados con vestimentas y equipos protectores, y deben estar entrenados conforme a lo establecido en la norma NFPA 600.
- 12.8.3. Deben elaborarse por escrito prácticas y procedimientos para la protección de los empleados contra los riesgos derivados del ingreso en espacios confinados o peligrosos.
- 12.8.4. Al menos tres indicadores de gas inflamable portátiles deben estar fácilmente disponibles.

12.9. Seguridad

- 12.9.1. Evaluación de la seguridad.
- 12.9.1.1. Debe prepararse una evaluación de la seguridad en instalaciones de GNL que abarque riesgos, amenazas, vulnerabilidades y consecuencias.
- 12.9.1.2. La evaluación de la seguridad debe formar parte de toda la documentación relacionada con las instalaciones de GNL.
- 12.9.2. El operador de las instalaciones debe proveer un sistema de seguridad con acceso controlado que esté diseñado con el fin de evitar el ingreso de personas no autorizadas.
- 12.9.3. En instalaciones de GNL, debe disponerse de un cerramiento protector que incluya un cerco periférico, una pared, los muros de un edificio o una barrera natural que encierre a los componentes principales de las instalaciones, tales como:
 - (1) Tanques para almacenamiento de GNL.
 - (2) Sistemas de embalse y contención.
 - (3) Tanques para fluidos peligrosos.
 - (4) Otras áreas para almacenamiento de materiales peligrosos.
 - (5) Áreas exteriores para equipos de proceso.
 - (6) Edificios que alberguen equipos de proceso o de control.
 - (7) Instalaciones de carga y descarga en tierra.

- (8) Salas y estaciones de control.
- (9) Sistemas de control.
- (10) Equipos contra incendios.
- (11) Sistemas de comunicaciones de seguridad.
- (12) Fuentes alternativas de energía.

12.9.3.1. Las instalaciones de GNL deben estar aseguradas por un único cerramiento continuo o por múltiples cerramientos independientes, o por barreras aprobadas que cumplan los siguientes requisitos:

- (1) Cada recinto protector debe tener la resistencia y configuración suficientes para obstruir el acceso no autorizado a las instalaciones restringidas.
- (2) Las aberturas de los cerramientos protectores deben estar aseguradas por rejillas, puertas o cubiertas, cuya construcción y sujeción cuente con la resistencia suficiente como para que la integridad del cerramiento no se vea reducida por dicha abertura.
- (3) Las elevaciones del terreno fuera de un recinto protector deben nivelarse de manera de no afectar la eficacia del cerramiento.
- (4) Los cerramientos protectores no deben ubicarse cerca de elementos externos a la instalación, como árboles, postes o edificios, que podrían usarse para violarlo.
- (5) Se deben prever, al menos, dos accesos en cada cerramiento protector, ubicados de forma que se minimice la distancia de escape en caso de emergencia.
- (6) Cada acceso debe estar cerrado con llave, a menos que esté vigilado continuamente y con las siguientes disposiciones:
 - (a) Durante el funcionamiento normal, solo se permitirá desbloquear un acceso a personas designadas por escrito, por el operador.
 - (b) Durante una emergencia, todo el personal de las instalaciones dentro del cerramiento protector debe tener a su disposición un medio para abrir cada acceso.

12.9.4. Comunicaciones de seguridad.

Se debe proveer un medio para lo siguiente:

- (a) Comunicación rápida entre el personal con funciones de supervisión de seguridad y los funcionarios encargados de hacer cumplir la ley.
- (b) Comunicación directa entre todo el personal en servicio con funciones de seguridad y todas las salas de control, y estaciones de control.

12.9.5. Monitoreo de seguridad.

Cada cerramiento protector y el área alrededor de cada instalación deben ser monitoreados para detectar la presencia de personas no autorizadas.

12.9.5.1. El monitoreo debe ser realizado mediante inspección visual, de acuerdo con lo programado en los procedimientos de seguridad, o mediante sistemas de alerta de seguridad que transmitan continuamente datos a un lugar con presencia continua de personal.

12.9.5.2. En una planta de GNL con menos de 40.000 m³ de capacidad de almacenamiento, solo será necesario supervisar el cerramiento protector.

12.9.6. Señales de advertencia.

12.9.6.1. Se deben colocar señales de advertencia de manera visible a lo largo de cada cerramiento protector, a intervalos tales que, al menos, una señal sea reconocible durante la noche a una distancia de 30 m desde cualquier dirección que pueda ser utilizada razonablemente para aproximarse al recinto.

12.9.6.2. Los carteles deben estar marcados con las palabras “NO PASAR” o palabras de significado equivalente, sobre un fondo de colores marcadamente contrastantes.

12.9.7. Iluminación

12.9.7.1. Se debe proveer una iluminación adecuada y eficaz en los lugares donde el personal deba realizar maniobras o lecturas de instrumentos, así como en talleres, oficinas, etc.

12.9.7.2. Se deben iluminar el perímetro y los caminos de circulación de la planta, de forma que no se produzcan zonas de sombras acentuadas.

12.9.7.3. Se debe proveer un sistema de iluminación de emergencia con una fuente de alimentación independiente de la general, que cumpla con las siguientes características:

12.9.7.3.1. Debe ponerse en servicio en forma automática e instantánea, en caso de falla de la energía principal.

12.9.7.3.2. Debe cubrir escaleras, puertas de salida, cambios bruscos de dirección, sótanos, etc., asegurando un nivel mínimo de 30 lux en dichos lugares y 5 lux en las demás zonas (medidos a nivel del piso).

12.9.7.4. Los valores necesarios de iluminación se deben regir por la Ley N.º 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, debiendo respetar los niveles lumínicos mínimos, medidos a nivel del plano de trabajo, indicados en la Tabla 12.9.7.4.

Tabla 12.9.7.4 Niveles lumínicos mínimos según zonas de la planta

Zona de la planta	Nivel lumínico mínimo [lux]
Perímetro de la planta.	5
Perímetro de cerramientos protectores.	5
Zonas operativas exteriores (<i>manifold</i> de válvulas, equipos).	100
Otras zonas operativas exteriores: 50 lux.	50
Talleres, usinas.	200
Zonas de circulación peatonal.	10
Zonas de circulación de vehículos.	5
Sala de control.	300
Oficinas.	400
Servicios auxiliares del personal (baños, cocinas, vestuarios).	100
Depósitos.	100
Máquinas, herramientas.	500
Surtidores de combustibles.	250
Subestaciones transformadoras.	50

CAPÍTULO 13. REQUISITOS PARA PLANTAS SATÉLITES E INSTALACIONES DE PEQUEÑA ESCALA DE GNL

13.1. Plantas Satélite de GNL de hasta 1500 m³ de capacidad

13.1.1. Alcance

Este apartado proporciona un conjunto alternativo de requisitos para plantas de GNL que cumplan con las siguientes limitaciones:

- (1) Plantas Satélite de gas natural licuado (GNL) con depósitos criogénicos fijos y sus equipos con volúmenes de capacidad geométrica, simple o conjunta, inferior o igual a 1 500 m³.
- (2) Presión de trabajo máxima permitida superior a 1 bar.

13.1.2. Requisitos generales

13.1.2.1. En todo aquello relativo al diseño, construcción, pruebas, instalación, utilización, mantenimiento y revisiones periódicas de las Plantas Satélite, que cumplen con el apartado 13.1.1, se podrán utilizar las especificaciones contenidas en la Norma Europea UNE 60210, "Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)".

13.1.2.2. En el caso de las Plantas Satélite diseñadas bajo la Norma Europea UNE 60210, se deben cumplir, además, los siguientes aspectos:

- (1) El diseño de los equipos a presión debe cumplir con lo establecido en normas o códigos internacionalmente reconocidos, tales como ASME BPVC, AD-Merkblatt, BS o CODAP. Los recipientes a presión destinados al almacenamiento utilizados en estas plantas deben contar con marca de conformidad ASME, de acuerdo con los procedimientos establecidos para este efecto por la *American Society of Mechanical Engineers*, o con marca de conformidad CE, o equivalente.
- (2) La determinación de los riesgos, provenientes de la potencial liberación de GNL y de otras sustancias peligrosas almacenadas, transportadas o manipuladas en la planta, debe cumplir con lo estipulado en el Capítulo 15 — Procedimiento basado en el desempeño (análisis de riesgo) para el emplazamiento de la planta.
- (3) Las instalaciones eléctricas y de instrumentación, y control deben cumplir los requisitos establecidos en las normas IRAM de aplicación. La clasificación de zonas de riesgo y distancias de seguridad será la señalada en el Capítulo 10.
- (4) Las tareas de proyecto, instalación, puesta en marcha y funcionamiento a través del tiempo deben quedar bajo la responsabilidad de un representante técnico ingeniero con las incumbencias profesionales pertinentes. Las tareas deben estar respaldadas mediante los correspondientes informes de conformidad de la etapa de diseño, y los informes de inspección, y/o de ensayos emitidos por los Organismos de Inspección, y/o Laboratorios de Ensayos durante la etapa de construcción.

- (5) Para su diseño sísmico, se debe cumplir con los apartados 5.6.1 Edificios y estructuras; 7.4.4 Diseño antisísmico de tanques terrestres fabricados en campo; 7.5.2 Diseño antisísmico de recipientes fabricados en taller; 9.2.2 Requisitos para el diseño sísmico de cañerías.
- (6) Las instalaciones y/o sistemas abastecidos por la planta satélite de GNL no forman parte del alcance de esta norma y deben cumplir con lo establecido en la normativa local de aplicación.
- (7) La protección contra incendios y seguridad integral debe cumplir con el Capítulo 12: Protección contra incendios y seguridad Integral.
- (8) La operación, el mantenimiento y la capacitación del personal deben cumplir con el Capítulo 14: Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal.

13.2. Aplicaciones estacionarias para instalaciones de GNL de pequeña escala

13.2.1. Alcance

Este apartado proporciona un conjunto alternativo de requisitos para plantas de GNL que cumplan con todas las siguientes limitaciones:

- (1) La capacidad de almacenamiento de GNL cumple con una de las siguientes:
 - (a) Capacidad de agua del contenedor de GNL individual no superior a 1 000 m³, con una capacidad total de almacenamiento de GNL de 3 997 m³, construida de acuerdo con el Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión.
 - (b) Sistemas de tanques de GNL con una capacidad total de almacenamiento no superior a 3 997 m³.
- (2) Masa total de fluidos inflamables, excluyendo metano y GNL, no superior a 11,340 kg y tanques individuales con una capacidad de almacenamiento no superior a 4 536 kg.
- (3) Fluidos tóxicos con un AEGL-2 de 60 minutos de 10.000 ppm o menor, y una masa total de fluidos tóxicos no superior a 11,340 kg y tanques individuales con una capacidad de almacenamiento no superior a 4 536 kg.
- (4) Penetraciones de la línea de líquido del contenedor de GNL no superior a 15,24 cm.
- (5) Máxima presión admisible de trabajo del contenedor de GNL no superior a 2068 kPa.

13.2.2. Salas de Control

Las plantas de GNL de pequeña escala con menos de 1 000 m³ de capacidad de agua que utilizan contenedores construidos de acuerdo con el Código ASME BPVC y sin capacidad de licuefacción no están obligadas a cumplir con los requisitos del centro de control establecidos en la Sección 4.3.

13.2.3. **Emplazamiento de la Planta**

13.2.3.1. Provisiones del Sitio de la Planta

13.2.3.1.1. Se debe realizar una evaluación escrita de la planta y del sitio que identifique y analice incidentes potenciales que puedan afectar la seguridad del personal de la planta y del público circundante.

13.2.3.1.2. La evaluación de la planta y del sitio también debe identificar medidas de seguridad y protección para ser incorporadas en el diseño y en la operación de la planta, considerando lo siguiente, según sea aplicable:

- (i) Análisis de peligros del proceso.
- (ii) Actividades de transporte que puedan afectar la planta propuesta.
- (iii) Peligros de instalaciones adyacentes.
- (iv) Condiciones meteorológicas y geológicas.
- (v) Análisis de amenazas y vulnerabilidades de seguridad.

13.2.3.1.3. Se debe evaluar por escrito las consecuencias asociadas con los incidentes potenciales de los peligros identificados.

13.2.3.1.4. Se debe proporcionar accesibilidad a la planta bajo todas las condiciones climáticas para la seguridad del personal y la protección contra incendios.

13.2.3.1.5. Se deben realizar investigaciones del suelo y generales del sitio para determinar la base de diseño de la instalación.

13.2.3.2. Previsiones del Sitio para Control de Derrames y Filtraciones.

13.2.3.2.1. General

13.2.3.2.1.1. Se deben tomar las previsiones necesarias para minimizar el potencial de descarga de GNL u otros líquidos peligrosos en contenedores, cañerías y otros equipos, de manera que una descarga de cualquiera de estos no ponga en peligro la propiedad adyacente, los edificios ocupados o los equipos y las estructuras de proceso importantes, o bien, alcance cursos de agua navegables.

13.2.3.2.1.1.1. Se debe realizar un análisis que determine los límites prácticos de derrames de líquidos no contenidos.

13.2.3.2.1.1.2. Si el análisis determina que el líquido no permanece dentro de la propiedad o puede ingresar en conductos subterráneos, los contenedores de GNL y de otros líquidos peligrosos deben ser provistos con uno de los siguientes métodos para contener una eventual liberación del producto:

- (1) Un área de contención alrededor del(os) contenedor(es) que esté compuesta por una barrera natural, dique, pared de contención, o una combinación de estos que cumpla con los apartados 5.4 y 5.5.
- (2) Un área de contención formada por una barrera natural, dique, excavación, pared de contención, o una combinación de estos que cumpla con el apartado 5.4 y 5.5, más un sistema de drenaje natural o artificial que rodee el(os) contenedor(es), y cumpla con los apartados 5.4 y 5.5.
- (3) Cuando el contenedor esté construido por debajo o parcialmente por debajo del nivel del terreno circundante, un área de contención formada por excavación que cumpla con los apartados 5.4 y 5.5.
- (4) Contención secundaria, según lo requerido para sistemas de tanques de doble, completa o de membrana que cumplan con los apartados 5.4 y 5.5.

13.2.3.2.1.2. Donde exista la posibilidad de que los líquidos peligrosos se acumulen y pongan en peligro propiedades adyacentes, edificios ocupados o equipos y estructuras de proceso importantes, o bien, alcancen cursos de agua navegables, las siguientes áreas deben ser niveladas, drenadas o dotadas de contención:

- (1) Áreas de proceso.
- (2) Áreas de vaporización.
- (3) Áreas de licuefacción.
- (4) Áreas de transferencia.
- (5) Áreas de almacenamiento.

13.2.3.2.1.3. Se permitirá que los sistemas de contención secundaria diseñados de acuerdo con 9.11.3.2 sirvan como un área de contención.

13.2.3.2.1.4. Si se requieren áreas de contención para cumplir con 13.2.3.2.1.6, las áreas deben cumplir con los apartados 5.4 y 5.5.

13.2.3.2.1.5. Las disposiciones de 13.2.3.2.1.1, 13.2.3.2.1.1.1, 13.2.3.2.1.2 y 13.2.3.2.1.6 que se aplican a propiedades adyacentes o cursos de agua navegables podrán ser eximidas, o modificadas a discreción de la autoridad competente donde el cambio no constituya un riesgo distinto para la vida o la propiedad, o no entre en conflicto con regulaciones federales, estatales y locales (nacionales, provinciales y locales) aplicables.

13.2.3.2.1.6. La preparación del sitio debe incluir disposiciones para la retención de GNL derramado y otros líquidos peligrosos, donde los líquidos puedan acumularse en el suelo dentro de los límites de la propiedad de la planta y para el drenaje de aguas superficiales.

13.2.3.2.2. Análisis de retiro. El retiro para el equipamiento tiene en cuenta el uso de válvulas de retención de productos, de acuerdo con 13.2.3.2.2.1 a 13.2.3.2.2.4.

13.2.3.2.2.1. Válvulas Automáticas de Retención de Productos.

- 13.2.3.2.2.1.1. Todas las conexiones de líquido y vapor, con la excepción de las conexiones de válvula de alivio, líneas líquidas de 12.5 mm (1/2") o menos, y líneas de vapor de 50 mm (2") o menos, deben estar equipadas con válvulas automáticas de retención de productos de falla segura.
 - 13.2.3.2.2.1.2. Será posible utilizar una válvula manual remota de retención de productos en lugar de una válvula automática de retención cuando haya, al menos, una persona presente mientras el equipo esté en operación.
 - 13.2.3.2.2.1.3. Las válvulas automáticas de retención de productos de falla segura deben ser diseñadas para cerrarse ante la ocurrencia de cualquiera de las siguientes condiciones: (1) Detección de incendio o exposición al fuego; (2) Flujo descontrolado de GNL desde el contenedor; (3) Operación manual desde una ubicación local y remota.
 - 13.2.3.2.2.1.4. Las conexiones utilizadas solo para el flujo hacia el contenedor deben estar equipadas con dos válvulas de retención en serie, o bien, con una válvula automática de retención de productos de falla segura.
- 13.2.3.2.2.2. La distancia de retiro hasta la línea de propiedad debe ser la mayor de la Tabla 13.2.3.2.2.3 (o la Tabla 13.2.3.2.2.4 para cada contenedor subterráneo) o de la Ecuación 13.2.3.2.2.2.

$$\text{Retiro} = \text{Coef} \cdot d^{0,86} \cdot (P + 15)^{0,215}$$

(13.2.3.2.2.2)

Donde:

Retiro = distancia mínima desde la válvula de retención de productos, de la línea líquida más grande de cada contenedor hacia edificios fuera del sitio y límite de propiedad sobre el que se pueda construir.

d = diámetro interno de la línea líquida más grande del contenedor.

P = presión de diseño del contenedor, más la presión atmosférica, más la columna de líquido.

Coef = ver Tabla 13.2.3.2.2.2

Tabla 13.2.3.2.2.2 Coeficiente para la fórmula de retiro

Área A [mm ²] (*)	Coeficiente Sistema Internacional
A < 29 000 mm ²	0,48
29 000 mm ² < A < 77 000 mm ²	$0,745 - \left(\frac{75000 - A}{46875} \right) \cdot 0,265$
A > 77 000 mm ²	0,745

(*) Sumatoria de las Áreas interiores de todas las perforaciones para líquido en los contenedores de GNL en el sitio (incluyendo perforaciones para líquido por la parte superior)

- 13.2.3.2.2.1. Se permitirán dispositivos de retención manual remotos en lugar de dispositivos de retención totalmente automáticos si el retiro calculado de 13.2.3.2.2.2 se multiplica por 4.
- 13.2.3.2.2.2. El retiro calculado en 13.2.3.2.2.2 debe ser multiplicado por 0.9 si los dispositivos de retención automáticos en las líneas líquidas más grandes pueden demostrar un tiempo de cierre de 30 segundos o menos.
- 13.2.3.2.2.3. La distancia mínima desde el borde del embalse o del sistema de drenaje de contenedores que sirva a contenedores sobre el suelo y protegidos con montículo que sean mayores que 3.8 m³ debe cumplir con la Tabla 13.2.3.2.2.3 para cada uno de los siguientes casos:
- I. Edificio más cercano fuera del sitio.
 - II. Límite de propiedad sobre el que se puede construir.
 - III. Espaciado entre contenedores.
- 13.2.3.2.2.4. Los contenedores de GNL subterráneos deben instalarse de acuerdo con la Tabla 13.2.3.2.2.4.

Tabla 13.2.3.2.2.3 Distancias desde tanques contenedores y materiales expuestos

Capacidad de agua del tanque contenedor	Distancia mínima desde el extremo del embalse o sistema de drenaje del tanque contenedor hasta edificaciones fuera del sitio y límite de la propiedad sobre el que se puede construir	Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento
m ³	m	M
3,8-7,6	4,6	1,5
≥7,6-68,1	7,6	1,5
≥68,1-114	15	1,5
≥114-265	23	CSD
≥265-379	30,5	CSD
≥379-454	38,0	CSD
≥454-757	61,0	CSD
≥747-4000	91,4	CSD

* CSD = $\frac{1}{4}$ de la suma de los diámetros de dos tanques adyacentes (mín. 1,5 m)

Tabla 13.2.3.2.2.4 Distancias desde tanques contenedores subterráneos y materiales expuestos

Capacidad de agua del tanque contenedor	Distancia mínima a edificaciones y límite de la propiedad sobre el que se puede construir	Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento
m ³	m	M
<68,1	4,6	4,6
68,1-114	7,6	4,6
≥114-379	12,2	4,6
≥379-454	20,0	4,6
≥454-757	30,5	4,6
≥757-4000	45,7	4,6

13.2.4. Disposición de la Planta

13.2.4.1. El apartado 5.5 se aplicará a este capítulo, excepto las secciones 5.5.3.1, 5.5.4.5, 5.5.8.1 y 5.5.8.2.

13.2.4.2. Los tanques de GNL subterráneos deben instalarse de acuerdo con la Tabla 13.2.3.2.2.4 con respecto a la distancia entre contenedores.

13.2.5. **Equipos de Proceso**

13.2.5.1. Los equipos de proceso deben cumplir con el Capítulo 6, Equipos de Proceso.

13.2.6. **Almacenamiento Estacionario de GNL**

13.2.6.1. El almacenamiento de GNL debe cumplir con el Capítulo 7, TANQUES ESTACIONARIOS PARA ALMACENAMIENTO DE GNL, excepto según lo modificado en este capítulo.

13.2.6.2. No se requerirá instrumentación de movimiento del suelo (7.5.2.4) para contenedores ASME aislados al vacío.

13.2.6.3. Los sistemas de tanques de contención doble o total no deben tener penetraciones de cañería por debajo del nivel del líquido, excepto para sistemas de tanques clasificados como de contención doble o total con penetraciones según API Std. 625, Sistemas de Tanques para Almacenamiento de Gas Licuado Refrigerado.

13.2.6.4. Todas las conexiones de líquido y vapor, con excepción de las conexiones de válvulas de alivio, de líneas líquidas de 12.7 mm (1/2") o menos, y líneas de vapor de 50.8 mm (2") o menos, deben estar equipadas con válvulas automáticas de retención de productos de falla segura.

13.2.7. **Instalaciones de Vaporización**

Las instalaciones de vaporización deben cumplir con el Capítulo 8, Instalaciones de vaporización.

13.2.8. **Sistemas y Componentes de Cañerías**

13.2.8.1. Todo sistema de cañería que forme parte de un contenedor de GNL debe cumplir con los requisitos de almacenamiento estacionario en el Capítulo 7 — Tanques estacionarios para almacenamiento de GNL, para el tipo de contenedor de almacenamiento aplicable.

13.2.8.2. Todo otro sistema de cañerías de proceso en servicio de líquidos peligrosos debe cumplir con el Capítulo 9 — Sistemas de cañerías y sus componentes y ASME B31.3.

13.2.9. **Instrumentación y Servicios Eléctricos**

13.2.9.1. La instrumentación y los servicios eléctricos deben cumplir con el Capítulo 10 — Instrumentación y servicios eléctricos.

13.2.10. **Diseño de Instalaciones de la Planta**

13.2.10.1. El diseño de las instalaciones de la planta debe cumplir con las Sección 5.6 Diseño de las instalaciones de la Planta.

13.2.11. Capacidad de Diseño del Área de Contención y del Sistema de Drenaje

13.2.11.1. La capacidad de diseño del área de contención y del sistema de drenaje debe cumplir con la Sección 5.4, Diseño y capacidad del área de contención y del sistema de drenaje, cuando sea requerido por 13.2.3.2.1.1.1 y 13.2.3.2.1.1.2.

13.2.12. Sistemas de Transferencia para GNL y Otros Líquidos Peligrosos

13.2.12.1. Los sistemas de transferencia para GNL y otros líquidos peligrosos deben cumplir con el Capítulo 11 — Transferencia de GNL, refrigerantes y otros fluidos inflamables.

13.2.13. Protección contra Incendios, Seguridad y Protección

13.2.13.1. La protección contra incendios, la seguridad y la protección deben cumplir con el Capítulo 12 — Protección contra incendios y seguridad integral

13.2.14. Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal

13.2.14.1. La operación, el mantenimiento y la capacitación del personal deben cumplir con el Capítulo 18, Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal y el Capítulo 14 — Operación, mantenimiento y capacitación del personal, con las siguientes diferencias:

- (1) Se requerirá la identificación positiva de todas las personas que ingresen y estén en la planta, en lugar de los requisitos en 18.5.1 (6).
- (2) Se prohibirá el tráfico de vehículos en el muelle o embarcadero dentro de 30 m de las operaciones de carga y descarga —o distancias más cortas, según se apruebe—, mientras las operaciones de transferencia estén en curso, en lugar de los requisitos en 18.8.7.4.1.
- (3) No se manejarán cargas generales, aparte de los suministros para el buque tanque de GNL, sobre un muelle o embarcadero dentro de los 30 m —o distancias más cortas, según se apruebe—, del punto donde se realizan las conexiones para la transferencia fluidos inflamables, mientras dichos fluidos están siendo transferidos a través de sistemas de cañerías, en lugar de los requisitos en 18.8.7.4.6

CAPÍTULO 14. OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y CAPACITACIÓN DEL PERSONAL

14.1. Alcance

Este capítulo incluye las normas y los requisitos básicos relacionados con los aspectos de seguridad de la operación y el mantenimiento de plantas de GNL, y la capacitación del personal.

14.2. Requisitos generales

14.2.1. Cada compañía operadora debe elaborar procedimientos documentados operativos, de mantenimiento y de entrenamiento, basados en la experiencia y condiciones bajo las cuales opera la planta de GNL.

14.2.2. La compañía operadora debe cumplir los siguientes requisitos:

- (1) Documentar los procedimientos que abarquen la operación, el mantenimiento y el entrenamiento.
- (2) Mantener actualizados los diagramas, gráficos y registros de los equipos de la planta.
- (3) Modificar los planes y procedimientos, cuando cambien las condiciones operativas o los equipos de la planta.
- (4) Asegurar el enfriamiento de los componentes, de acuerdo con lo establecido en el apartado 14.3.5
- (5) Establecer un plan de emergencia documentado.
- (6) Establecer vínculos con las autoridades locales, como el departamento de policía, el cuerpo de bomberos, las instalaciones sanitarias de atención primaria y de alta complejidad, y organismos de defensa civil para informarles sobre sus planes de emergencia y su rol en situaciones de emergencia.
- (7) Analizar y documentar todas las condiciones relacionadas con la seguridad, con el fin de determinar sus causas y evitar la posibilidad de recurrencia.

14.3. Manual de Procedimientos Operativos

14.3.1. Todos los componentes de una planta de GNL deben ser puestos en funcionamiento, de acuerdo con lo establecido en el Manual de Procedimientos Operativos.

14.3.2. El Manual de Procedimientos Operativos debe estar a disposición de todo el personal de la planta y debe mantenerse disponible en todo momento, en el centro de control de operaciones.

14.3.3. El manual de operaciones debe ser actualizado cuando se efectúen cambios en los equipos o en los procedimientos.

- 14.3.4. El manual de operaciones debe incluir procedimientos para la puesta en marcha y el cierre de todos los componentes de la planta, incluidos aquellos requeridos para la puesta en marcha inicial de la planta de GNL, a fin de garantizar que todos los componentes funcionen satisfactoriamente.
- 14.3.5. El manual de operaciones debe incluir procedimientos para la purga de los componentes, para hacerlos inertes y para su enfriamiento.
- 14.3.5.1. Los procedimientos deben garantizar que el enfriamiento de cada sistema de componentes bajo el control de una compañía operadora, y que esté sujeto a temperaturas criogénicas, se limite a una tasa y a un patrón de distribución que mantengan las tensiones térmicas dentro de los límites de diseño del sistema durante el período de enfriamiento, tomando en consideración el desempeño de los dispositivos de expansión y contracción.
- 14.3.6. El manual de operaciones debe incluir procedimientos que garanticen que cada sistema de control sea ajustado para que el proceso se lleve a cabo dentro de sus límites de diseño.
- 14.3.7. El manual de operaciones de plantas de GNL con instalaciones de licuefacción debe incluir procedimientos para mantener las temperaturas, los niveles, las presiones, las presiones diferenciales y las tasas de flujo, dentro de sus límites de diseño, para lo siguiente:
- (1) Calderas y/o calentadores.
 - (2) Turbinas y otros dispositivos motores primarios.
 - (3) Bombas, compresores y expansores.
 - (4) Equipos de purificación y regeneración.
 - (5) Equipos de enfriamiento.
 - (6) Intercambiadores de calor.
- 14.3.8. El manual de operaciones debe incluir procedimientos para lo siguiente:
- (1) Mantener la tasa de vaporización, la temperatura y la presión, de manera que el gas resultante se encuentre dentro de la tolerancia de diseño del vaporizador y de las cañerías aguas abajo.
 - (2) Determinar la existencia de cualquiera de las condiciones anormales y la respuesta a dichas condiciones en la planta.
 - (3) La transferencia segura de GNL y fluidos peligrosos, incluida la prevención del llenado en exceso de los tanques.
 - (4) La seguridad patrimonial.
- 14.3.9. El manual de operaciones debe incluir procedimientos para monitorear las operaciones.
- 14.3.10. Los procedimientos escritos estarán disponibles para cubrir todas las operaciones de transferencia y cubrirán tanto los procedimientos de emergencia como los procedimientos normales de operación.

14.3.11. Los procedimientos escritos deben mantenerse actualizados y a disposición de todo el personal involucrado en las operaciones de transferencia.

14.4. Procedimientos de emergencia

14.4.1. Cada manual de operaciones debe incluir los procedimientos de emergencia.

14.4.2. Los procedimientos de emergencia deben incluir, básicamente, las emergencias que hayan sido previstas, provocadas por una deficiencia de funcionamiento operativa; el colapso estructural de parte de la planta de GNL; los errores del personal; las fuerzas de la naturaleza; y las actividades que se lleven a cabo en las adyacencias de la planta.

14.4.3. Los procedimientos de emergencia deben incluir, aunque no limitarse, a los procedimientos de respuesta a emergencias controlables, incluidos las siguientes:

- (1) Notificación del personal.
- (2) Uso de equipos adecuados para el manejo de la emergencia
- (3) El cierre o aislamiento de diversas partes de los equipos y de las instalaciones.
- (4) Otros pasos que garanticen que la fuga de gas o líquido debe ser prontamente eliminada o reducida en la mayor medida posible.

14.4.4. Los procedimientos de emergencia deben incluir procedimientos para el reconocimiento de una emergencia incontrolable y para la implementación de acciones, para los siguientes fines:

- (1) Minimización de los daños al personal de la planta de GNL y al público.
- (2) Pronta notificación de la emergencia a los funcionarios locales correspondientes, incluida la posible necesidad de evacuar a personas de los alrededores de la planta de GNL.

14.4.5. Los procedimientos de emergencia deben incluir procedimientos para la coordinación con los funcionarios locales de la preparación de un plan de evacuación de emergencia, en el que se establezcan los pasos necesarios para proteger al público en el caso de una emergencia, incluidos los siguientes:

- (1) Cantidad y ubicación de los equipos contra incendio en toda la extensión de la planta de GNL.
- (2) Potenciales riesgos para la planta de GNL.
- (3) Capacidades de comunicación y control de emergencias de la planta de GNL.
- (4) Estado de cada emergencia.

14.4.6. Los procedimientos de emergencia deben incluir procedimientos relacionados con las fugas de gases no encendidos.

14.4.7. Cada una de las instalaciones en las que se manipule GNL debe elaborar un plan de contingencia para abordar los potenciales incidentes que pueden ocurrir en o cerca del área de transferencia, incluyendo lo siguiente:

- (1) Una descripción de los equipos y sistemas contra incendios, y sus procedimientos operativos, incluyendo un plano en el que se muestre la ubicación de todos los equipos para emergencias.
- (2) Procedimiento de respuesta a liberaciones de GNL, incluyendo información de contacto de organizaciones de respuesta local.
- (3) Procedimientos de emergencia para el desatraque de una embarcación, incluyendo el uso de cables de remolque de emergencia.
- (4) Requisitos de remolcadores para situaciones de emergencia y para incidentes previsibles específicos del atraque.
- (5) Números de teléfono de autoridades competentes, hospitales, cuerpos de bomberos y otras agencias de respuesta a emergencias.

14.4.8. Los procedimientos de emergencia y los planes de contingencia deben ser revisados anualmente y modificarse según sea necesario.

14.5. Monitoreo de las operaciones

14.5.1. Sala de control. El monitoreo de las operaciones debe ser llevado a cabo desde una sala de control con presencia de personal entrenado y capacitado, que vigile y atienda las alarmas de advertencia del sistema de control. Estas advertencias deben ser atendidas en forma inmediata por el personal entrenado y capacitado. Asimismo, las inspecciones de las instalaciones y de los equipos deben ser realizadas de acuerdo con lo indicado en el Manual de Procedimientos Operativos (apartado 14.3).

14.5.2. Fundación del tanque de GNL

14.5.2.1. Cuando el fondo del tanque externo esté en contacto con el suelo, el sistema de calentamiento debe ser monitoreado en forma constante, a fin de garantizar que la isoterma de 0 °C no penetre en el suelo.

14.5.2.2. Cualquier asentamiento del tanque que exceda lo previsto en el diseño original debe ser investigado, y las acciones correctivas deben diseñarse e implementarse posteriormente de acuerdo con lo requerido.

14.5.2.3. Se debe efectuar un control de nivel de las bases de tanques al momento de la instalación, antes y después de la prueba de carga, cuyos valores se conservarán en el legajo del tanque. Los asentamientos se verificarán periódicamente, según se establezca en el Manual de Mantenimiento apartado 14.8.3 (Fundaciones) de la presente Norma.

14.5.3. Enfriamiento. Para cada sistema de cañerías criogénico que está bajo el control de la empresa operadora, debe comprobarse durante y después de la estabilización de enfriamiento que no haya fugas en las zonas donde hay bridadas, válvulas y sellos.

14.5.4. Despresurización

14.5.4.1. Se deben desarrollar procedimientos de despresurización para el mantenimiento.

14.5.4.2. La descarga de despresurización debe ser direccionada a un lugar seguro al aire libre, alejado del personal, áreas congestionadas y fuentes de ignición.

14.5.5. Purga

14.5.5.1. Se debe desarrollar un procedimiento escrito, detallado y específico de purga, en forma previa a purgar las cañerías y los equipos para su puesta inicial en servicio y para su retiro de servicio, una vez en operación.

14.5.5.2. Los procedimientos de purga deben incluir, como mínimo, lo siguiente:

- (1) Puntos de aislamiento.
- (2) Puntos de ingreso y venteo de medios inertes que estén de acuerdo con los requerimientos de la Sección 9.8.
- (3) Medio de purga.
- (4) Extremo de purga.
- (5) Secuencias de salida de servicio y puesta en servicio.
- (6) Instrumentación utilizada para evaluar el estado de la purga.

14.5.5.3. Los sistemas de cañerías y equipos deben limpiarse, secarse, purgarse y ensayarse para verificar estanqueidad de manera segura.

14.5.5.4. La limpieza, secado, purgado y verificación de estanqueidad deben ser realizados utilizando un medio inerte o no inflamable y no tóxico, o utilizando medios mecánicos, a menos que los procedimientos cumplan con los requerimientos de NPFA 56 o estén aprobados.

14.5.5.5. La temperatura de los medios de limpieza, secado, purga y verificación de estanqueidad debe estar dentro de los límites de temperatura de diseño del tanque contenedor o de otros equipos.

14.5.5.6. La presión del tanque contenedor o de otros equipos durante la limpieza, secado, purga y verificación de la estanqueidad deben estar dentro de los límites de presión de diseño del tanque contenedor.

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

14.5.5.6.2. Las actividades de 14.5.5 requieren la preparación de procedimientos detallados.

14.5.5.6.3. Los tanques contenedores de GNL deben ser secados, purgados o enfriados únicamente por personal experimentado y entrenado.

14.5.5.6.4. En forma previa a que un tanque contenedor de GNL sea puesto en servicio, el aire debe ser desplazado por un gas inerte, en todo de acuerdo con un procedimiento escrito de purga.

14.5.5.6.5. En forma previa a que un tanque contenedor de GNL sea sacado de servicio, el gas natural dentro del contenedor debe ser purgado con un gas inerte, en todo de acuerdo con un procedimiento escrito de purga.

14.5.5.7. Extremos de purga

14.5.5.7.1. Los extremos de purga definidos en el procedimiento deben ser verificados por instrumentos calibrados de análisis de gases combustibles, en todos los puntos identificados de venteo de purga.

14.5.5.7.2. Los extremos de purga deben ser determinados teniendo en cuenta las concentraciones remanentes de los gases inertes y el oxígeno, la presión y la temperatura del sistema, y el potencial de autoignición.

14.5.5.8. Durante las operaciones de purga, el contenido de oxígeno del tanque contenedor o de otro equipo debe ser monitoreado mediante el uso de un analizador de oxígeno.

14.6. Transferencia de GNL e inflamables

14.6.1. Cuando se efectúen transferencias a granel, a tanques para almacenamiento estacionarios, el GNL que está siendo transferido debe ser compatible en su composición o en temperatura y densidad con el GNL que ya se encuentra dentro del tanque.

14.6.2. Deben tomarse las medidas adecuadas para evitar la estratificación y la vaporización brusca masiva (*rollover*), cuando la composición o temperatura y densidad sean incompatibles.

14.6.3. Cuando se provea una boquilla de mezcla o un sistema de agitación, debe estar diseñado para evitar la vaporización brusca masiva.

14.6.4. Debe haber, como mínimo, una persona capacitada y entrenada con presencia permanente durante la realización de una transferencia de GNL.

14.6.5. No deben permitirse fuentes de ignición en las áreas de carga o descarga mientras la transferencia esté en curso.

14.6.6. Carga y descarga de un vehículo cisterna y de un vagón cisterna

14.6.6.1. No deben permitirse fuentes de ignición en las áreas de carga o descarga mientras la transferencia esté en curso.

14.6.6.2. Las áreas de carga y descarga deberán contar con la cartelería de seguridad adecuada al área operativa, indicando —como mínimo— la prohibición de fumar.

- 14.6.6.3. Cuando se carguen o descarguen múltiples productos en el mismo lugar, los brazos de carga, las mangueras o los distribuidores deben estar identificados o marcados para indicar el o los productos que se van a manejar en cada sistema.
- 14.6.6.4. Antes de la transferencia, deben obtenerse las lecturas de las mediciones o debe establecerse un inventario para garantizar que el tanque receptor no pueda ser llenado en exceso y deben verificarse los niveles durante las operaciones de transferencia.
- 14.6.6.5. El sistema de transferencia debe ser verificado antes de su uso, a fin de garantizar que las válvulas están en la posición correcta.
- 14.6.6.6. Las operaciones de transferencia deben ser comenzadas lentamente y, si se produce una varianza inusual en la presión o en la temperatura, la transferencia debe ser detenida hasta que la causa haya sido determinada y corregida.
- 14.6.6.7. Deben monitorearse las condiciones de presión y temperatura durante la operación de transferencia.
- 14.6.6.8. Mientras las operaciones de carga o descarga del vagón cisterna o del vehículo cisterna estén en curso, debe prohibirse el tránsito ferroviario y vehicular dentro de una distancia de 7,5 m de las instalaciones de GNL, o dentro de una distancia de 15 m del almacenamiento de fluidos refrigerantes, cuyos vapores sean más pesados que el aire. Antes de comenzar las operaciones de transferencia, los vehículos deben vincularse a tierra mediante un sistema adecuado para operaciones en áreas clasificadas, de acuerdo con los apartados 10.8.1. y 10.8.3 de la presente norma.
 - 14.6.6.8.1. Antes de conectar un vagón cisterna, debe controlarse el vagón y colocar los frenos; el dispositivo de cambio o la conmutación de rieles deben estar correctamente posicionados, y deben colocarse señales o luces de advertencia, según lo requerido.
 - 14.6.6.8.2. Las señales o luces de advertencia no deben ser quitadas ni reconfiguradas hasta que la transferencia haya finalizado y el vagón haya sido desconectado.
 - 14.6.6.8.3. Los motores de los camiones deben ser apagados, si no son requeridos para las operaciones de transferencia.
 - 14.6.6.8.4. Deben colocarse los frenos y las cuñas en las ruedas antes de la conexión para descarga o carga.
 - 14.6.6.8.5. El motor no debe ser encendido hasta que el camión haya sido desconectado y se hayan disipado todos los vapores liberados.

14.6.6.9. Contenido de Oxígeno

- 14.6.6.9.1. Antes de la carga de GNL o del fluido inflamable, o combustible en un vagón cisterna, en un vehículo cisterna o en un ISO contenedor que no sea utilizado exclusivamente para el servicio de ese fluido, debe llevarse a cabo una prueba para determinar el contenido de oxígeno en el tanque.
- 14.6.6.9.2. Si el contenido de oxígeno excede el 2 % en volumen, el tanque no debe ser cargado hasta que haya sido purgado por debajo del 2 % de oxígeno en volumen.
- 14.6.6.9.3. Si un vagón cisterna, un vehículo cisterna o un ISO contenedor utilizado exclusivamente para el servicio de GNL no contiene presión positiva, debe ser ensayado para determinar el contenido de oxígeno.
- 14.6.6.10. Antes de la carga o descarga, el vehículo cisterna debe estar posicionado de manera que pueda salir del área de carga sin dar marcha atrás, una vez que la operación de transferencia haya finalizado.
- 14.6.6.11. Los vagones cisterna y los vehículos cisterna que se carguen hasta el borde superior a través de un domo abierto deben estar interconectados eléctricamente a la cañería de llenado o conectados a tierra antes de abrir el domo.
- 14.6.6.12. Deben proveerse sistemas de comunicación en los lugares de carga y descarga, con el fin de permitir que el operador esté en contacto con el resto del personal remotamente ubicado, involucrado en la operación de carga o descarga.

14.6.7. Envío y recepción marítimos

14.6.7.1. Arribo del buque

- 14.6.7.1.1. Los requerimientos de 14.6.7 deben ser comunicados al operador del buque para facilitar operaciones seguras de atraque y desatraque.
- 14.6.7.1.2. Se deben utilizar señales de advertencia o barreras para indicar que las operaciones de transferencia están en curso.
- 14.6.7.1.3. Se debe desarrollar un plan de amarre específico que utilice el criterio definido en 11.5.1 para cada buque que arribe a una instalación costera.
- 14.6.7.1.4. El buque debe ser atracado en forma segura y efectiva.
- 14.6.7.1.5. El operador de la terminal debe certificar en forma escrita que se cumplen las previsiones de 14.9.5.1 y 14.9.5.3.
- 14.6.7.1.6. Esta certificación debe estar disponible para ser inspeccionada en la instalación costera que manipula GNL.

14.6.7.2. Antes de la transferencia

14.6.7.2.1. Antes de la transferencia de GNL, la instalación debe realizar las siguientes acciones:

- (1) Inspeccionar la cañería y el equipo de transferencia a ser utilizados durante la transferencia, y reemplazar las partes desgastadas y no operables.
- (2) Registrar la presión, la temperatura y el volumen para asegurar que son valores seguros para la transferencia, para cada uno de los tanques del buque desde donde la carga será transferida.
- (3) Revisar y acordar con el operador del buque la secuencia de operaciones de transferencia.
- (4) Revisar y acordar con el operador del buque la velocidad de transferencia.
- (5) Revisar y acordar con el operador del buque, las tareas, ubicación y guardias de cada persona asignada a las operaciones de transferencia.
- (6) Revisar los procedimientos de emergencia del manual de emergencia.
- (7) Revisar y acordar con el operador del buque los medios para mantener un vínculo de comunicación directa entre las guardias sobre el buque y en la instalación costera durante la transferencia de la carga.
- (8) Asegurar que las conexiones de transferencia permitan al barco moverse dentro de los límites de su amarre sin exceder el rango normal de operación de la envolvente, de alcance de los brazos de carga.
- (9) Asegurar que cada parte del sistema de transferencia esté alineado para permitir el flujo de GNL a la ubicación deseada.
- (10) Verificar que las líneas de líquido y vapor sobre el buque, los brazos de carga y los sistemas de cañerías en tierra hayan sido purgadas de oxígeno.
- (11) Asegurar que estén exhibidas las señales de alarma que alertan que el GNL está siendo transferido.
- (12) Verificar que no exista una fuente de ignición en el área marítima de transferencia de GNL.
- (13) Asegurar que el personal se encuentra en servicio de acuerdo con lo establecido en el manual de operaciones.
- (14) Testear los sistemas de sensores y alarmas, el sistema de cierre de emergencia (ESD) y los sistemas de comunicación para determinar que se encuentran operables.

14.6.7.2.2. Antes de la transferencia del GNL, el oficial a cargo de la transferencia de la carga del buque y la persona a cargo de la terminal costera deben inspeccionar sus instalaciones respectivas para asegurar que el equipo de transferencia se encuentra en condiciones de operación.

- 14.6.7.2.3. Luego de la inspección descripta en 14.6.7.2.2, el oficial a cargo de la transferencia de la carga del buque y la persona a cargo de la terminal costera se deben encontrar y determinar el procedimiento de transferencia, verificar que existan las comunicaciones buque a tierra y revisar los procedimientos de emergencia.
- 14.6.7.2.4. Luego que la preinspección requerida por 14.6.7.2.1 haya sido completada en forma satisfactoria, no debe haber transferencia de GNL hasta que se haya llevado a cabo y firmado una declaración de inspección que demuestre total cumplimiento con 14.6.7.2.2.
- 14.6.7.2.4.1. Una copia firmada de la declaración de inspección debe ser entregada a la persona en el buque a cargo de las operaciones de transferencia, y una copia firmada debe ser retenida en la instalación costera que manipula GNL durante los 30 días posteriores al completamiento de la transferencia.
- 14.6.7.2.4.2. Cada declaración de inspección debe contener lo siguiente:
- (1) El nombre del buque y de la instalación costera que manipula GNL.
 - (2) Las fechas y los horarios en los que comenzaron y finalizaron las operaciones.
 - (3) La firma de la persona a cargo de las operaciones costeras de transferencia, y la fecha y hora en la que firmó, e indicar que esta persona se encuentra lista para comenzar las operaciones.
 - (4) La firma de cada personal de relevo a cargo y la fecha y hora de cada relevo.
 - (5) La firma de la persona a cargo de las operaciones costeras de transferencia y la fecha y hora en la que firmó, e indicar que la transferencia marítima ha sido completada.
- 14.6.7.2.5. El sistema de comunicación requerido en 11.9.3 debe ser monitoreado en forma continua, tanto a bordo del buque como en la terminal.
- 14.6.7.3. Conexiones marítimas
- 14.6.7.3.1. Cuando las conexiones de carga estén conectadas para operaciones de carga y descarga marítimas, todos los orificios de lasbridas deben ser utilizados para la conexión.
- 14.6.7.3.2. Se deben utilizarbridas ciegas en aquellos brazos no involucrados en operaciones de carga o descarga.
- 14.6.7.3.3. Todas las conexiones deben ser estancas y testeadas antes de la operación.
- 14.6.7.3.4. Los brazos de carga o descarga marítimos deben ser purgados antes de su uso, y deben ser purgados y drenados por completo luego de completada la transferencia.

14.6.7.3.5. Las operaciones de carga o descarga marítima deben realizarse a presión atmosférica cuando los brazos sean conectados o desconectados.

14.6.7.4. Operaciones de transferencia en curso

14.6.7.4.1. El tránsito de vehículos debe estar prohibido en el muelle o atracadero dentro de los 30 m del *manifold* de carga o descarga cuando las operaciones de transferencia estén en curso.

14.6.7.4.2. Se deben utilizar señales de advertencia o barreras para indicar que las operaciones de transferencia están en curso.

14.6.7.4.3. El buque debe disponer de dos medios independientes de egreso, incluyendo la salida de emergencia.

14.6.7.4.4. Durante la transferencia de las provisiones de un buque, incluido el nitrógeno, el personal involucrado en dicha transferencia no debe tener responsabilidad simultánea en la transferencia de GNL.

14.6.7.4.5. No se debe permitir la presencia de fuentes de ignición en el área de transferencia marítima cuando la transferencia de GNL esté en curso.

14.6.7.4.6. No se debe manipular carga general, que no sea provisión de un buque de GNL, en un muelle o embarcadero dentro de los 30 m del punto donde se realizan las conexiones para la transferencia de fluidos inflamables o combustibles, mientras dichos fluidos estén siendo transferidos por sistemas de cañerías.

14.7. Manual de mantenimiento

14.7.1. Cada compañía operadora debe contar con un plan documentado en el que se describan los requisitos del programa de inspecciones y mantenimiento para cada uno de los componentes que se utilicen en su planta de GNL y que hayan sido identificados como sujetos a inspección y mantenimiento.

14.7.2. Cada programa de mantenimiento debe ser implementado conforme al plan documentado para los componentes de la planta de GNL, que hayan sido identificados como sujetos a inspección y mantenimiento.

14.7.3. Cada compañía operadora debe llevar a cabo inspecciones periódicas, pruebas o ambas, según una programación incluida en el plan de mantenimiento de los componentes identificados y de su sistema de soporte identificado que requiera inspección y mantenimiento, que esté en servicio, en su planta de GNL.

14.7.4. El Manual de Mantenimiento debe hacer referencia a los procedimientos de mantenimiento, incluidos aquellos para la seguridad del personal y de las instalaciones, mientras se llevan a cabo reparaciones, sin tomar en consideración si los equipos están o no en funcionamiento.

14.7.5. El Manual de Mantenimiento debe incluir lo siguiente respecto de los componentes de la planta de GNL:

- (1) El modo de llevar a cabo y la frecuencia de las inspecciones y pruebas.
- (2) Una descripción de todas las otras acciones, además de aquellas a las que se hace referencia en el apartado 14.7.5, requeridas para mantener la planta de GNL conforme a lo establecido en la presente norma.
- (3) Todos los procedimientos que seguir durante las tareas de reparación llevadas a cabo en un componente que está en funcionamiento mientras se está reparando, a fin de garantizar la seguridad de las personas e instalaciones de la planta de GNL.

14.7.6. Los procedimientos para la inspección de todos los componentes del sistema de cañerías aisladas del tipo caño en caño (pipe in pipe), incluidos los niveles de vacío, deben estar especificados, y debe demostrarse que son apropiados para las condiciones de diseño de la instalación.

14.7.7. Los procedimientos para la reparación y el mantenimiento de todos los componentes del sistema de cañerías aisladas del tipo caño en caño (pipe in pipe), incluidos los niveles de vacío, deben estar especificados, y debe demostrarse que son apropiados para las condiciones en las que fueron instalados.

14.8. Mantenimiento

14.8.1. Cada compañía operadora debe garantizar que los componentes de su planta de GNL que pudieran acumular mezclas combustibles sean purgados luego de haberse puesto fuera de servicio y antes de que el servicio se reanude.

14.8.2. Cuando el funcionamiento de un componente que se pone fuera de servicio pudiera causar una condición peligrosa, debe colocarse en los controles del componente una etiqueta con la inscripción No poner en funcionamiento, o un texto equivalente, o debe bloquearse el componente.

14.8.3. Fundaciones

14.8.3.1. El sistema de soporte o los cimientos de cada componente deben ser inspeccionados con una frecuencia mínima anual.

14.8.3.2. Si se detecta que los cimientos no tienen capacidad para sostener al componente, deben ser reparados.

14.8.4. Energía de emergencia

Cada fuente de energía de emergencia de la planta de GNL debe ser sometida a prueba mensualmente, a fin de garantizar que esté en condiciones operativas.

Deben, además, llevarse a cabo pruebas anuales de la fuente de energía de emergencia, a fin de garantizar que es capaz de desempeñarse a su capacidad documentada prevista, tomando en cuenta la energía requerida para encender algunos equipos y, simultáneamente, hacer funcionar otros equipos que pudieran ser alimentados por la fuente de energía ante una emergencia en la planta.

14.8.5. Los sistemas de aislamiento para superficies de embalse deben ser inspeccionados anualmente.

14.8.6. Las mangueras para transferencia de GNL y refrigerantes deben ser sometidas a prueba con una frecuencia mínima anual, a la configuración de la presión máxima de la bomba o de la válvula de alivio, y deben ser inspeccionadas visualmente antes de cada uso, a fin de detectar si presentan daños o defectos.

14.8.7. **Reparaciones.** Las reparaciones en los componentes de una planta de GNL deben llevarse a cabo de manera que se garantice lo siguiente:

- (1) Que se mantenga la integridad de los componentes, conforme a lo establecido en la presente norma.
- (2) Que los componentes funcionen de un modo seguro.
- (3) Que se preserve la seguridad del personal y de las instalaciones durante las actividades de reparación.

14.8.8. **Orden y limpieza del sitio.** Cada compañía operadora debe hacer lo siguiente:

- (1) Mantener los recintos de su planta de GNL libres de basura, restos y otros materiales que pudieran presentar un riesgo de incendio.
- (2) Garantizar que se evite o que se controle la presencia de materiales contaminantes extraños, o de hielo, a fin de mantener la seguridad operativa de cada uno de los componentes de la planta de GNL.
- (3) Mantener debidamente el área de césped de su planta de GNL, de modo que no genere un riesgo de incendio.
- (4) Garantizar que las rutas de acceso para el control de incendios dentro de su planta de GNL no estén obstruidas y sean razonablemente mantenidas bajo todas las condiciones climáticas.

14.8.9. **Sistemas de control, inspección y prueba**

Cada compañía operadora debe garantizar que un sistema de control que esté fuera de servicio durante 30 días o más sea sometido a prueba antes de que se reanude su funcionamiento, a fin de garantizar que se encuentra en perfectas condiciones.

14.8.9.1. Cada compañía operadora debe garantizar que las inspecciones y pruebas que se describen en la presente sección se lleven a cabo en los plazos especificados.

14.8.9.2. Los sistemas de control que se usen de manera estacional deben ser inspeccionados y sometidos a prueba antes de ser utilizados en cada temporada.

14.8.9.3. Los sistemas de control que se utilicen como parte del sistema de protección contra incendios en la planta de GNL deben ser inspeccionados y sometidos a prueba, conforme a los códigos de incendio y normas aplicables, y deben cumplir con lo siguiente:

- (1) El monitoreo de los equipos debe mantenerse conforme a lo establecido en la NFPA 72 y en la NFPA 1221.
- (2) Los sistemas de agua para protección contra incendios deben mantenerse conforme a lo establecido en la NFPA 13; en la NFPA 14; en la NFPA 15; en la NFPA 20; en la NFPA 22, en NFPA 24, y en la NFPA 25.
- (3) Los extintores de incendio portátiles o con ruedas, adecuados para incendios provocados por gas, deben estar disponibles en lugares estratégicos, según lo determinado conforme al Capítulo 12, dentro de instalaciones de GNL y en vehículos cisterna, y deben mantenerse de acuerdo con lo especificado en la NFPA 10.
- (4) Los extintores de incendio fijos y otros sistemas de control de incendios deben mantenerse conforme a lo establecido en la NFPA 11; en la NFPA 12; en la NFPA 12A, en la NFPA 16; en la NFPA 17 y la NFPA 2001.

14.8.9.4. Los sistemas de control, excepto aquellos a los que se hace referencia en los apartados 14.8.9.3 y 14.8.9.4, deben ser inspeccionados y sometidos a prueba una vez cada año calendario, a intervalos que no superen los 15 meses.

14.8.9.5. Las válvulas de alivio de tanques de GNL estacionarios deben ser inspeccionadas y sometidas a prueba en su presión de disparo, configurado con una frecuencia mínima de 2 años calendario, con intervalos que no superen los 30 meses, a fin de garantizar que cada una de las válvulas efectúe el alivio a la presión establecida.

14.8.9.6. Todas las otras válvulas de alivio que protejan componentes para fluidos peligrosos deben ser aleatoriamente inspeccionadas y sometidas a prueba en su presión de disparo establecida, a intervalos que no superen los 5 años más 3 meses.

14.8.9.7. Las válvulas de bloqueo manual para el aislamiento de las válvulas de alivio de presión o vacío deben estar aseguradas o enclavadas mecánicamente en posición de abiertas.

14.8.9.8. 14.8.9.8 Las válvulas de bloqueo deben ser puestas en funcionamiento solo por una persona autorizada.

14.8.9.9. En un tanque de GNL, no debe salir de servicio más de una válvula de alivio en forma simultánea. Consecuentemente, no debe cerrarse más de una válvula de bloqueo, asociada a la válvula de alivio, a la vez.

14.8.9.10. Cuando un componente se utilice para un único dispositivo de seguridad, y el dispositivo de seguridad sea puesto fuera de servicio para su mantenimiento o reparación, el componente debe también ser puesto fuera de servicio, excepto cuando la función de seguridad sea cubierta por un medio alternativo.

14.8.10. **Tanques de Almacenamiento de GNL.**

Las superficies externas de los tanques para almacenamiento de GNL deben ser inspeccionadas y sometidas a prueba según lo indicado en el Manual de Mantenimiento, con el fin de determinar lo siguiente:

- (1) Las fugas del tanque interno.
- (2) La solidez del aislamiento.
- (3) El calentamiento de los cimientos del tanque, a fin de garantizar que la integridad estructural o la seguridad de los tanques no se vea afectada.

14.8.11. **Eventos meteorológicos y geofísicos**

14.8.11.1. Las plantas de almacenamiento de GNL y, en particular, el tanque para almacenamiento y sus fundaciones deben ser inspeccionados en su parte externa luego de cada alteración meteorológica importante, a fin de garantizar que la integridad estructural de la planta se mantenga intacta.

14.8.11.2. Si se produce un evento geofísico o meteorológico potencialmente perjudicial, debe implementarse lo siguiente:

- (1) La planta debe cerrarse tan pronto como fuera factible.
- (2) La naturaleza y extensión del daño, si lo hubiera, deben ser determinadas.
- (3) La planta no debe reanudar sus operaciones hasta que se restablezca la seguridad operativa.

14.8.12. **Control de la corrosión**

14.8.12.1. Cada compañía operadora debe garantizar lo siguiente para los componentes metálicos de su planta de GNL, que pudieran verse negativamente afectados en su integridad o confiabilidad por la corrosión, durante su vida útil:

- (1) Protección contra la corrosión, conforme a lo establecido en el apartado 9.10.
- (2) Inspección y reemplazo, o reparación bajo un programa de mantenimiento planificado, de acuerdo con lo establecido en el Manual al que se hace referencia en el apartado 14.3.

14.8.12.2. Cada compañía operadora debe garantizar que cada uno de los componentes de su planta de GNL sujeto a interferencias provenientes de una corriente eléctrica sea protegido, de manera que se minimice la interferencia eléctrica.

- 14.8.12.3. Cada fuente de energía de corriente impresa debe ser instalada y mantenida, de manera que no interfiera con ningún sistema de comunicación o de control de la planta de GNL.
- 14.8.12.4. Cada compañía operadora debe monitorear el control de la corrosión, conforme a lo previsto en el apartado 9.10.
- 14.8.12.5. Cada componente enterrado o sumergido que esté catódicamente protegido debe ser evaluado, al menos, una vez cada año calendario, a intervalos que no superen los 15 meses, a fin de garantizar que el sistema cumple con los requisitos para el control de la corrosión establecidos en las normas aplicables.
- 14.8.12.6. Cada rectificador de protección catódica o sistema de corriente impresa debe ser inspeccionado, al menos, seis veces cada año calendario, a intervalos que no superen los 2 meses y medio, a fin de garantizar que funciona adecuadamente.
- 14.8.12.7. Las conexiones con interferencias deben ser inspeccionados, al menos, una vez cada año calendario, a intervalos que no superen los 15 meses.
- 14.8.12.8. Cada componente expuesto que esté sujeto a la corrosión proveniente de la atmósfera debe ser inspeccionado a intervalos que no superen los 3 años.
- 14.8.12.9. Cuando un componente esté protegido contra la corrosión interna por un revestimiento o por inhibidores, los dispositivos de monitoreo diseñados para detectar la corrosión interna, tales como muestras experimentales o sondas, deben ser colocados donde haya mayor probabilidad de corrosión.
- 14.8.12.10. Los dispositivos de monitoreo de control de la corrosión interna deben ser verificados, al menos, dos veces cada año calendario, a intervalos que no superen los 7 meses y medio.
- 14.8.12.11. Los componentes que no se ven negativamente afectados por la corrosión interna durante el tiempo en que están en uso, en la planta de GNL deben estar exentos de los requisitos establecidos en el apartado 14.8.12.
- 14.8.12.12. Si se detecta, mediante inspección o por algún otro medio, que la corrosión no está siendo controlada en la planta de GNL, deben implementarse las acciones necesarias para su control o monitoreo.

14.8.13. Operaciones marítimas.

Las operaciones de carga y descarga marítimas deben ser ensayadas en forma periódica, según sea requerido por la autoridad con jurisdicción.

14.9. Capacitación y entrenamiento del personal

- 14.9.1. Cada planta operadora debe contar con un plan escrito de capacitación y entrenamiento para instruir a todo el personal de la planta de GNL.
- 14.9.2. El plan de capacitación y entrenamiento debe incluir la capacitación y el entrenamiento del personal permanente de mantenimiento, operación y supervisión, con respecto a lo siguiente:
 - (1) Las operaciones básicas llevadas a cabo en la instalación de GNL.
 - (2) Las características y los peligros potenciales de los fluidos peligrosos involucrados en la operación y el mantenimiento de la planta de GNL, los cuales consisten en el serio peligro de quemaduras por congelación que pueden resultar del contacto con el GNL o los refrigerantes fríos; los asfixiantes; la inflamabilidad de mezclas con aire; los vapores inodoros, las características del *boil-off*; las reacciones con agua; la corrosividad para la piel y exposición a fluidos tóxicos.
 - (3) Los métodos para llevar a cabo las tareas de mantenimiento y operación de la planta de GNL, según se describe en el Manual de Procedimientos Operativos y de Mantenimiento, a los que se hace referencia en los apartados 14.3 y 14.7.
 - (4) Los métodos para llevar a cabo los procedimientos de emergencia requeridos en el apartado 14.4, según se relacione con las funciones asignadas al personal.
 - (5) El entrenamiento relativo a seguridad del personal y a seguridad general aplicable a la industria de la construcción, según se relacione con las funciones asignadas al personal.
- 14.9.2.1. Todo el personal operativo y de supervisión debe ser entrenado en lo siguiente:
 - (1) Instrucciones sobre las operaciones de la instalación, incluyendo controles, funciones y procedimientos de operación.
 - (2) Procedimientos de transferencia de GNL.
 - (3) Prácticas y principios de purga.
- 14.9.2.2. Todo personal involucrado en la operación y el mantenimiento de las plantas de GNL, incluyendo supervisores directos, deben estar entrenados en los siguientes aspectos de protección contra incendio y simulacros de incendio.
 - (1) Potenciales causas y zonas de incendio.
 - (2) Tipos, magnitudes y consecuencias previsibles de un incendio.
 - (3) Funciones asignadas de control de incendios, de acuerdo con los procedimientos de emergencia de la sección 14.4, lo que incluye el uso adecuado de los equipamientos de protección contra incendio y de respuesta ante emergencias.
 - (4) Experiencia práctica en la ejecución de las tareas listadas en los procedimientos de emergencia de la sección 14.4.

14.9.2.3. El personal responsable por la seguridad, según se relacione con las funciones asignadas y sea descripto en los procedimientos de seguridad requeridos, debe ser entrenado para realizar lo siguiente:

- (1) Reconocer las brechas de seguridad.
- (2) Llevar a cabo procedimientos de seguridad, según se relacione con las funciones asignadas.
- (3) Estar familiarizados con los procedimientos básicos de operación y emergencia de la planta, según sea necesario para desempeñar las funciones asignadas.
- (4) Identificar situaciones en las que sea necesario obtener asistencia para mantener la seguridad de la planta de GNL.

14.9.3. Todo el personal de la planta debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- (1) Debe recibir el entrenamiento detallado en 14.9.2.
- (2) Debe contar con experiencia en relación con las funciones asignadas.

14.9.4. Cualquier persona que no haya completado el entrenamiento o recibido la capacitación detallada en 14.9.2 debe estar bajo el control de personal entrenado.

14.9.5. Entrenamiento para transferencia marítima. Todas las personas involucradas en la transferencia marítima de GNL deben estar plenamente familiarizadas con todos los aspectos del procedimiento de transferencia, incluyendo los peligros potenciales y los procedimientos de emergencia.

14.9.5.1. El entrenamiento del personal involucrado en la transferencia marítima de GNL debe incluir lo siguiente:

- (1) Procedimientos de transferencia de GNL, incluyendo capacitación práctica bajo la supervisión de una persona con la experiencia que determine el operador de la terminal.
- (2) Previsiones del plan de contingencia.

14.9.5.2. El tiempo empleado asistiendo en la transferencia cuenta como cumplimiento del requisito de capacitación práctica.

14.9.5.3. Cada persona involucrada en las operaciones costeras de transferencia debe haber sido entrenada de acuerdo con los requerimientos de 14.9.2 y debe cumplir con lo siguiente.

- (1) Tener al menos 48 h de experiencia en la transferencia de GNL.
- (2) Tener conocimiento de los peligros del GNL.
- (3) Estar familiarizada con las previsiones del Capítulo 11.
- (4) Tener conocimiento de los procedimientos del manual operativo de la terminal y del manual de emergencia.

14.9.6. Entrenamiento de actualización

14.9.6.1. Las personas que deban recibir la capacitación y el entrenamiento detallado en 14.9.2 o 14.9.5 deben recibir un entrenamiento de actualización en los mismos temas con una frecuencia mínima de una vez cada 2 años.

14.9.6.2. La realización de operaciones reales de carga y descarga, bajo la supervisión de una persona calificada, cuenta como cumplimiento del requisito de actualización de la capacitación práctica.

CAPÍTULO 15. PROCEDIMIENTO BASADO EN EL DESEMPEÑO (ANÁLISIS DE RIESGO) PARA EL EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

15.1. Alcance

- 15.1.1. Este capítulo está referido a la determinación de los riesgos individuales y sociales provenientes de la potencial liberación de GNL y de otras sustancias peligrosas almacenadas, transportadas o manipuladas en la planta.
- 15.1.2. En caso de ser aprobados, los requisitos de este capítulo podrán reemplazar la Sección 5.3 de esta norma. Los requisitos de la Sección 5.3 y del Capítulo 15 no deben combinarse.
- 15.1.3. Las disposiciones de este capítulo se deben aplicar a instalaciones nuevas propuestas y a instalaciones existentes donde se propongan modificaciones y mejoras significativas. Los requisitos de este capítulo se deben aplicar a toda la planta.
- 15.1.4. Se deben cuantificar los riesgos de accidentes de transporte fuera de los límites de la planta que puedan afectar la seguridad de la planta.
- 15.1.5. Se deben cuantificar los riesgos de accidentes de transporte dentro de los límites de la planta que puedan afectar la seguridad de la planta.

15.2. Requisitos generales

- 15.2.1. Todos los datos de entrada, supuestos, metodologías y evaluaciones de riesgo que se utilicen en el Análisis Cuantitativo de Riesgo (ACR) deben estar completamente documentados y aprobados.
- 15.2.2. Las plantas de GNL deben estar diseñadas y ubicadas en aquellas áreas que no planteen riesgos intolerables para las poblaciones, instalaciones o propiedades adyacentes.
- 15.2.3. Los requisitos incluidos en el presente capítulo deben aplicarse para la evaluación de los riesgos, para las poblaciones adyacentes, a fin de garantizar que los riesgos individuales y los riesgos sociales cumplen con los criterios de tolerabilidad establecidos en el apartado 15.9.
- 15.2.4. Si se modifica la planta de GNL o se producen cambios en otras condiciones, los riesgos pueden cambiar. Por lo tanto, el análisis de riesgo debe ser realizado nuevamente, como mínimo:
 - (1) Cuando las condiciones hayan cambiado como consecuencia directa de acciones y modificaciones significativas realizadas en la planta.
 - (2) Cada 5 años.
 - (3) Cuando sea requerido por la Autoridad de Aplicación para coordinar los procedimientos de respuesta a emergencias, conforme a la Sección 14.4.

15.3. Definiciones

Las definiciones siguientes se aplican exclusivamente para su uso en el Capítulo 15.

- 15.3.1. **ALARP** (Por sus siglas en inglés). Tan bajo como sea razonablemente practicable. El nivel de riesgo correspondiente al valor, determinado en forma objetiva, a partir del cual el tiempo, la dificultad y el costo de mayores medidas de reducción se vuelven irrazonablemente desproporcionados en relación con la reducción del riesgo obtenido.
- 15.3.2. **Evento.** Liberación de GNL, fluidos inflamables, refrigerantes inflamables o material tóxico, y el peligro subsiguiente para las personas expuestas.
- 15.3.3. **Riesgo individual.** La frecuencia, expresada en número de ocurrencias por año, para la cual un individuo, con una exposición potencial continua, podría sufrir una herida seria o mortal.
- 15.3.4. **Riesgo social.** La exposición al riesgo acumulado de todas las personas que sufren heridas serias o mortales, como consecuencia de un evento en la planta de GNL.

15.4. Cálculos del riesgo y base para el análisis

- 15.4.1. Los riesgos individuales deben presentarse en forma de contornos de valores constantes de riesgo individual.
- 15.4.2. El riesgo social debe presentarse en forma de un diagrama de frecuencia anual acumulada y el número de personas expuestas.
- 15.4.3. Los riesgos calculados deben compararse con los valores de riesgo a los que puede estar sujeta la población en las proximidades de la planta propuesta o existente, debido a causas naturales o de otras actividades humanas.

15.5. Escenarios de liberaciones de GNL y otros materiales peligrosos

- 15.5.1. Se debe desarrollar un conjunto integral de escenarios de liberación de GNL y otros materiales peligrosos desde contenedores de almacenamiento, sistemas de proceso y áreas de transferencia.
- 15.5.2. El espectro de escenarios de peligro debe elaborarse a partir de un Análisis de Peligros del Proceso (PHA), HAZOP u otros estudios sistemáticos de identificación de riesgos, y evaluación de escenarios que deben ser conservados durante la vida útil del sistema por el operador de las instalaciones.
- 15.5.3. Deben también incluirse como escenario las grandes liberaciones que puedan plantear riesgos particulares fuera de los límites de la propiedad junto con su probabilidad de ocurrencia.

15.5.4. Especificaciones de liberaciones

15.5.4.1. Para cada escenario de liberación de GNL y fluido peligroso, se debe especificar lo siguiente, según corresponda:

- (1) Composición de la corriente.
- (2) Presión y temperatura nominal de la corriente.
- (3) Estado de agregación del fluido.
- (4) Inventario por secciones.
- (5) Tamaño de los orificios.
- (6) Ubicación y dirección de la liberación.
- (7) Duración de la liberación para inventarios aislados exitosos o fallidos.

15.5.4.2. La tasa de flujo de liberación para cada escenario debe considerar el punto de sobreflujo de la bomba (*pump runout*), la fase del fluido y otros fenómenos aplicables.

15.5.4.3. La probabilidad anual de ocurrencia debe ser especificada para cada escenario, de acuerdo con los requisitos de la Sección 15.6.

15.5.4.4. Se deben especificar las características térmicas y físicas del sustrato expuesto a la liberación de líquido, y estos factores deben ser considerados en la modelización de las consecuencias del escenario.

15.5.4.5. El espectro de los posibles riesgos originados por el fluido liberado, debido a su interacción con el sustrato, el medio ambiente y las tendencias naturales deben ser considerados y documentados.

15.5.4.6. Los modos de comportamiento que deben considerarse incluyen los siguientes, pero no están limitados a estos:

- Vaporización instantánea (flashing).
- Formación de aerosoles.
- Propulsión de chorro líquido.
- Formación y flujo de charcos.
- Dispersión de vapores.
- Fuegos en chorro.
- Incendios repentinos.
- Explosiones de nubes de vapor.
- Bolas de fuego.
- Fuegos en charco.
- Exposición de recipientes a presión.
- Explosiones por expansión de líquidos en ebullición (BLEVEs).

15.6. Probabilidades de liberaciones y probabilidades condicionales

15.6.1. Las probabilidades anuales de liberaciones de fluidos peligrosos desde distintos equipos y para los escenarios identificados en el apartado 15.5 deben estar basadas en las tasas de falla que se especifican a continuación:

- (1) Para tanques de almacenamiento y sistemas de tanques, utilice la Tabla 15.6.1(a).
- (2) Para dispositivos de transferencia que incluyan brazos y mangueras, utilice la Tabla 15.6.1(b).
- (3) Para equipos de proceso, utilice la Tabla 15.6.1(c) donde se presentan las tasas de falla para cinco rangos de tamaño de orificio nominal, y el tamaño de orificio aplicado más grande está limitado por el diámetro máximo de la cañería en la parte del proceso que está siendo evaluado:
 - Orificios muy pequeños, de 0,001 a 0,003 m (0,04 a 0,1 pulgadas)
 - Orificios pequeños de 0,003 a 0,01 m (0,1 a 0,4 pulgadas)
 - Orificios medianos de 0,01–0,05 m (0,4 a 2 pulgadas)
 - Orificios grandes de 0,05–0,15 m (2 a 6 pulgadas)
 - Orificios extra grandes, de 0,15 m (6 pulgadas) y mayores, representados por un orificio equivalente al diámetro de la cañería.

Tabla 15.6.1 (a) — Tasas de falla para Tanques de almacenamiento

Tipo de Tanque de Almacenamiento	Tipo de Falla	Tasa de Falla por Año de Operación, por Tanque o Sistema de Tanque
Tanque de GNL de contención simple.	Falla catastrófica.	1.00E-6*
	Falla catastrófica del techo (techo de acero solamente).	1.00E-04
Tanque de GNL de contención doble.	Falla catastrófica.	1.25 E-8*
	Falla catastrófica del techo (techo de acero solamente).	1.00E-04
Taque de GNL de contención total o membrana (contención externa de hormigón).	Falla catastrófica.	1.00E-8*
	Falla catastrófica del techo (techo de acero solamente).	4.00E-05
Tanques atmosféricos.	Falla catastrófica.	3.00E-06
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 12 in. (0,3 m).	2.50E-03
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 36 in. (1 m).	1.00E-04
	Falla catastrófica del techo.	2.00E-03

Tabla 15.6.1 (a) — Tasas de falla para Tanques de almacenamiento

Tipo de Tanque de Almacenamiento	Tipo de Falla	Tasa de Falla por Año de Operación, por Tanque o Sistema de Tanque
Tanques presurizados o almacenamiento de refrigerantes.	Falla catastrófica.	4.70E-07
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 4 in. (0,1 m).	4.30E-06
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 1 in. (0,025 m).	7.10E-06
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 0.2 in. (0,05 m).	2.30E-05

* Considerar los efectos de amenazas externas al determinar la frecuencia de falla.

Tabla 15.6.1(b) — Tasas de Falla de Dispositivos de Transferencia

Tipo de Transferencia	Tipo de Falla	Tasa de Falla por Hora de Operación, por Brazo o Manguera
Camión.	Ruptura del brazo de transferencia.	3.00E-08
	Liberación por un orificio en brazo de transferencia con un diámetro efectivo del 10 % del diámetro del brazo (máx. 2 pulgadas).	3.00E-07
	Ruptura de la manguera de transferencia.	4.00E-06
	Liberación por un orificio en la manguera de transferencia con un diámetro efectivo del 10 % del diámetro de la manguera (máx. 2 pulgadas).	4.00E-05
Buque.	Ruptura del brazo de transferencia.	2.00E-9*
	Liberación por un orificio en brazo de transferencia con un diámetro efectivo del 10 % del diámetro del brazo (máx. 2 pulgadas).	2.00E-8*

*Asume sistema de ESD con acoplamiento por liberación de emergencia instalado, PERC

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
Cañería de proceso de acero, tasa de falla por metro.	hasta 2	1.49E-05	6.40E-06	2.79E-06	1.02E-06		2.51E-05
	3	1.36E-05	5.77E-06	2.47E-06	8.80E-07		2.27E-05
	4	1.23E-05	5.14E-06	2.17E-06	7.54E-07		2.03E-05
	6	9.54E-06	3.89E-06	1.60E-06	3.24E-07	2.05E-07	1.56E-05
	8	8.62E-06	3.64E-06	1.56E-06	3.30E-07	2.27E-07	1.44E-05
	10	8.65E-06	3.91E-06	1.81E-06	4.17E-07	3.27E-07	1.51E-05
	12	8.62E-06	4.16E-06	2.08E-06	5.22E-07	4.63E-07	1.58E-05
	14	8.51E-06	4.39E-06	2.37E-06	6.49E-07	6.49E-07	1.66E-05
	16	8.32E-06	4.59E-06	2.69E-06	7.98E-07	9.04E-07	1.73E-05
	18	8.05E-06	4.75E-06	3.01E-06	9.71E-07	1.25E-06	1.80E-05
Cañería flexible, tasa de falla por metro.	>20	7.69E-06	4.85E-06	3.33E-06	1.17E-06	1.74E-06	1.88E-05
	hasta 2	5.81E-04	3.04E-04	1.67E-04	9.16E-05		1.14E-03
	3	4.41E-04	2.45E-04	1.44E-04	9.01E-05		9.21E-04
	4	3.13E-04	1.84E-04	1.16E-04	8.34E-05		6.98E-04
	6	9.65E-05	6.38E-05	4.63E-05	1.72E-05	2.77E-05	2.52E-04
	8	3.06E-05	2.16E-05	1.70E-05	6.86E-06	1.31E-05	8.93E-05
	10	2.46E-05	1.81E-05	1.49E-05	6.30E-06	1.35E-05	7.74E-05
	12	1.91E-05	1.46E-05	1.26E-05	5.60E-06	1.36E-05	6.56E-05
	14	1.42E-05	1.13E-05	1.02E-05	4.76E-06	1.33E-05	5.37E-05
	16	9.88E-06	8.17E-06	7.76E-06	3.79E-06	1.23E-05	4.19E-05
Uniones bridadas †.	18	6.20E-06	5.34E-06	5.32E-06	2.72E-06	1.05E-05	3.00E-05
	>20	3.20E-06	2.86E-06	2.99E-06	1.61E-06	7.53E-06	1.82E-05
	hasta 2	4.39E-06	1.97E-06	9.06E-07	3.79E-07		7.64E-06
	3	5.05E-06	2.26E-06	1.04E-06	5.08E-07		8.85E-06
	4	5.71E-06	2.55E-06	1.17E-06	6.36E-07		1.01E-05
	6	7.03E-06	3.13E-06	1.42E-06	3.22E-07	5.67E-07	1.25E-05
	8	8.67E-06	3.75E-06	1.64E-06	3.58E-07	7.92E-07	1.52E-05
Uniones bridadas †.	10	1.06E-05	4.36E-06	1.81E-06	3.71E-07	1.03E-06	1.82E-05
	12	1.26E-05	4.95E-06	1.94E-06	3.73E-07	1.27E-06	2.12E-05

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
	14	1.47E-05	5.50E-06	2.03E-06	3.68E-07	1.50E-06	2.41E-05
	16	1.69E-05	6.01E-06	2.10E-06	3.58E-07	1.73E-06	2.71E-05
	18	1.91E-05	6.49E-06	2.14E-06	3.43E-07	1.96E-06	3.01E-05
	>20	2.14E-05	6.93E-06	2.16E-06	3.25E-07	2.19E-06	3.31E-05
Válvulas manuales.	hasta 2	1.50E-05	8.05E-06	4.58E-06	2.66E-06		3.03E-05
	3	1.55E-05	8.06E-06	4.39E-06	2.36E-06		3.03E-05
	4	1.61E-05	8.05E-06	4.19E-06	2.08E-06		3.04E-05
	6	1.71E-05	7.97E-06	3.81E-06	9.15E-07	7.16E-07	3.06E-05
	8	2.09E-05	9.85E-06	4.78E-06	1.16E-06	9.81E-07	3.77E-05
	10	2.53E-05	1.24E-05	6.31E-06	1.62E-06	1.51E-06	4.71E-05
	12	2.93E-05	1.50E-05	7.99E-06	2.16E-06	2.18E-06	5.65E-05
	14	3.29E-05	1.75E-05	9.80E-06	2.78E-06	3.03E-06	6.60E-05
	16	3.60E-05	2.00E-05	1.17E-05	3.51E-06	4.11E-06	7.54E-05
	18	3.88E-05	2.24E-05	1.38E-05	4.34E-06	5.49E-06	8.48E-05
Válvulas actuadas.	>20	4.11E-05	2.47E-05	1.60E-05	5.29E-06	7.23E-06	9.42E-05
	hasta 2	1.45E-04	5.77E-05	2.30E-05	7.28E-06		2.33E-04
	3	1.27E-04	5.28E-05	2.21E-05	7.59E-06		2.10E-04
	4	1.11E-04	4.77E-05	2.09E-05	7.81E-06		1.87E-04
	6	7.87E-05	3.68E-05	1.77E-05	4.26E-06	3.61E-06	1.41E-04
	8	6.89E-05	3.25E-05	1.58E-05	3.87E-06	3.37E-06	1.25E-04
	10	7.19E-05	3.28E-05	1.54E-05	3.60E-06	2.95E-06	1.27E-04
	12	7.48E-05	3.31E-05	1.49E-05	3.34E-06	2.57E-06	1.29E-04
	14	7.78E-05	3.32E-05	1.44E-05	3.10E-06	2.24E-06	1.31E-04
	16	8.08E-05	3.34E-05	1.39E-05	2.87E-06	1.93E-06	1.33E-04
Conexiones de instrumentos.	18	8.37E-05	3.35E-05	1.34E-05	2.65E-06	1.66E-06	1.35E-04
	>20	8.67E-05	3.35E-05	1.29E-05	2.45E-06	1.42E-06	1.37E-04
Conexiones de instrumentos.		todos	1.20E-04	5.00E-05	2.70E-05		1.97E-04

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
Recipientes a presión de procesos.	Entradas < 2	3.30E-04	1.70E-04	1.40E-04			6.42E-04
	2 ≤ Entradas < 6	3.30E-04	1.70E-04	9.30E-05	4.90E-05		6.42E-04
	Entradas ≥ 6	3.30E-04	1.70E-04	9.30E-05	2.50E-05	2.40E-05	6.42E-04
Bombas centrífugas.	Entradas < 2	2.70E-03	6.40E-04	1.60E-04			3.50E-03
	2 ≤ Entradas < 6	2.70E-03	6.40E-04	1.40E-04	1.80E-05		3.50E-03
	Entradas ≥ 6	2.70E-03	6.40E-04	1.40E-04	1.40E-05	4.00E-06	3.50E-03
Bombas reciprocatantes.	Entradas < 2	8.10E-04	5.50E-04	8.60E-04			2.22E-03
	2 ≤ Entradas < 6	8.10E-04	5.50E-04	4.20E-04	4.40E-04		2.22E-03
	Entradas ≥ 6	8.10E-04	5.50E-04	4.20E-04	1.60E-04	2.80E-04	2.22E-03
Compresores centrífugos.	Entradas < 2	3.40E-03	1.50E-03	9.20E-04			5.82E-03
	2 ≤ Entradas < 6	3.40E-03	1.50E-03	6.70E-04	2.50E-04		5.82E-03
	Entradas ≥ 6	3.40E-03	1.50E-03	6.70E-04	1.50E-04	1.10E-04	5.83E-03
Compresores alternativos.	Entradas < 2	6.80E-03	3.10E-03	2.00E-03			1.19E-02
	2 ≤ Entradas < 6	6.80E-03	3.10E-03	1.40E-03	5.60E-04		1.19E-02
	Entradas ≥ 6	6.80E-03	3.10E-03	1.40E-03	3.20E-04	2.40E-04	1.19E-02
Intercambiadores de calor de casco y tubo; lado casco (con hidrocarburos).	Entradas < 2	9.00E-04	4.30E-04	3.10E-04			1.64E-03
	2 ≤ Entradas < 6	9.00E-04	4.30E-04	2.10E-04	9.70E-05		1.64E-03
	Entradas ≥ 6	9.00E-04	4.30E-04	2.10E-04	5.30E-05	4.40E-05	1.64E-03
Intercambiadores de calor de casco y tubo; lado tubo (con hidrocarburos).	Entradas < 2	3.90E-04	2.30E-04	2.60E-04			8.80E-04
	2 ≤ Entradas < 6	3.90E-04	2.30E-04	1.50E-04	1.10E-04		8.80E-04
	Entradas ≥ 6	3.90E-04	2.30E-04	1.50E-04	4.90E-05	6.20E-05	8.81E-04
Intercambiadores de placa.	Entradas < 2	5.60E-03	2.00E-03	8.50E-04			8.45E-03
	2 ≤ Entradas < 6	5.60E-03	2.00E-03	6.80E-04	1.70E-04		8.45E-03
	Entradas ≥ 6	5.60E-03	2.00E-03	6.80E-04	1.10E-04	5.80E-05	8.45E-03
Aeroenfriadores.	Entradas < 2	8.90E-04	3.10E-04	1.40E-04			1.34E-03
	2 ≤ Entradas < 6	8.90E-04	3.10E-04	1.10E-04	2.80E-05		1.34E-03
	Entradas ≥ 6	8.90E-04	3.10E-04	1.10E-04	1.80E-05	9.30E-06	1.34E-03

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
Filtros.	Entradas < 2	1.20E-03	4.40E-04	1.90E-04			1.83E-03
	2 ≤ Entradas < 6	1.20E-03	4.40E-04	1.50E-04	3.90E-05		1.83E-03
	Entradas ≥ 6	1.20E-03	4.40E-04	1.50E-04	2.60E-05	1.30E-05	1.83E-03
Trampas de Scraper.	Entradas < 2	1.40E-03	7.40E-04	6.30E-04			2.77E-03
	2 ≤ Entradas < 6	1.40E-03	7.40E-04	4.10E-04	2.20E-04		2.77E-03
	Entradas ≥ 6	1.40E-03	7.40E-04	4.10E-04	1.10E-04	1.10E-04	2.77E-03
Desgasificadores.	Entradas < 2	8.70E-04	5.50E-04	7.20E-04			2.14E-03
	2 ≤ Entradas < 6	8.70E-04	5.50E-04	3.80E-04	3.40E-04		2.14E-03
	Entradas ≥ 6	8.70E-04	5.50E-04	3.80E-04	1.40E-04	2.00E-04	2.14E-03
Expansores.	Entradas < 2	2.30E-03	1.00E-03	6.20E-04			3.92E-03
	2 ≤ Entradas < 6	2.30E-03	1.00E-03	4.50E-04	1.70E-04		3.92E-03
	Entradas ≥ 6	2.30E-03	1.00E-03	4.50E-04	9.90E-05	7.00E-05	3.92E-03
Turbinas.	Entradas < 2	6.90E-03	2.40E-03	1.10E-03			1.04E-02
	2 ≤ Entradas < 6	6.90E-03	2.40E-03	7.90E-04	3.40E-04		1.04E-02
	Entradas ≥ 6	6.90E-03	2.40E-03	7.90E-04	1.30E-04	2.10E-04	1.04E-02

Para unidades SI, 1 in. = 0.0254 m.

* Si el límite superior del rango de tamaño de orificio excede el diámetro de la cañería, utilizar el diámetro de la cañería como tamaño de orificio representativo para el modelado de las consecuencias.

† Estas tasas de falla no necesariamente representan fallas de juntas en instalaciones de GNL. En todos los sistemas, las cañerías que incluyan cañerías bridadas deben considerar liberaciones de producto debido a fallas en las juntas.

15.6.2. Las cañerías en todos los sistemas que incluyan uniones bridadas deben considerar liberaciones debido a fallas en las juntas.

15.6.3. Las probabilidades condicionales aplicadas al análisis deben ser justificadas y documentadas.

15.6.4. En caso de que hubiese más de un componente trabajando en simultáneo, esto debe ser considerado adecuadamente en la probabilidad de falla inicial, de acuerdo con la configuración del sistema.

15.7. Condiciones de Modelado y Probabilidades de Ocurrencia

15.7.1. Las estadísticas de las condiciones ambientales específicas del sitio deben ser obtenidas por mediciones directas en el sitio durante períodos de tiempo aceptables, que permitan obtener datos estadísticamente significativos, o a partir de datos de la estación meteorológica más representativa.

15.7.1.1. Los intervalos de recolección y promedio de datos deben tener una duración tal que permitan garantizar resultados adecuados del modelo.

15.7.1.2. Los datos meteorológicos deben incluir lo siguiente:

- (1) Dirección del viento.
- (2) Velocidad del viento.
- (3) Temperatura ambiente.
- (4) Humedad relativa.

15.7.1.3. Si no se dispone de datos meteorológicos representativos del sitio, se debe utilizar un conjunto aprobado de premisas conservadoras.

15.7.2. Las probabilidades condicionales para las condiciones ambientales deben obtenerse a partir de la información meteorológica especificada en 15.7.1.

15.7.3. Deben considerarse en los análisis de riesgo las características estructurales y topográficas, dentro y en las proximidades del sitio de emplazamiento de la planta, que pudieran aumentar las consecuencias de los escenarios de liberación.

15.7.4. Para explosiones de nubes de vapor, se debe considerar el confinamiento y la congestión debido a cañerías, equipos y vegetación.

15.7.5. La ubicación y las características de las fuentes de ignición del vapor en la planta y sus alrededores deben ser relevadas y documentadas.

15.7.6. Se deben evaluar y documentar las probabilidades de que haya fuentes de ignición activas durante la dispersión de una nube de vapor.

15.8. Evaluación de Peligros y Consecuencias

15.8.1. Se deben calcular las áreas de impacto potencial (*hazard footprints*) para los escenarios de liberaciones identificados, conforme a los requisitos establecidos en 15.5.

15.8.2. Se deben cuantificar las áreas de impacto potencial para cada combinación de escenario de liberaciones; tipo de peligro; y condición ambiental y operativa de la planta, identificadas conforme a los requisitos de las Secciones 15.5, 15.6 y 15.7.

15.8.3. Se deben evaluar los siguientes tipos de áreas de impacto potencial para cuantificar efectos potencialmente fatales o daños irreversibles:

- (1) Límites de concentración derivados de la dispersión de gas o vapor inflamable.
- (2) Límites de concentración derivados de la dispersión de gases o vapores tóxicos.
- (3) Límites de sobrepresión derivados de explosiones de nubes de vapor, explosiones de recipientes a presión y BLEVEs (Explosiones por Expansión de Líquidos en Ebullición).
- (4) Límites de flujo térmico o dosis térmica derivados de fuegos en charco, fuegos en chorro y bolas de fuego.
- (5) Gas asfixiante, si así lo requiere la autoridad competente.

15.8.3.1. Se deben evaluar los daños potenciales en cascada, a partir de los escenarios de liberación primarios identificados en 15.5, dentro de los límites de la planta.

15.8.3.2. Si la evaluación identifica una exacerbación de los peligros iniciales, los cálculos de riesgo deben incluir los efectos en cascada.

15.8.4. Se deben calcular las áreas de impacto potencial para los tipos de peligros especificados en 15.8.3 utilizando modelos aprobados conforme a 15.8.4.1 a 15.8.4.3.

15.8.5. Se deben calcular las áreas de impacto potencial para las nubes de dispersión de vapor, utilizando modelos que cumplan con los criterios especificados en el apartado 5.3.2.6. u otro modelo que sea aceptado por la Autoridad de Aplicación.

15.8.5.1. Los valores umbral de peligro para la dispersión de nubes de vapor deben ser los especificados en la Tabla 15.8.4.1.1.

Tabla 15.8.4.1.1 — Puntos finales de consecuencias de dispersión de vapor

Concentración del material liberado en aire	Duración	Consecuencia
LFL	N/A	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de una nube encendida de gas o vapor inflamable.
AEGL-3	Basado en la duración de la exposición, pero no más de 1 hora.	Fallecimiento de personas dentro de una nube de gas tóxico.
AEGL-2	Basado en la duración de la exposición, pero no más de 1 hora.	Daño irreversible a personas dentro de una nube de gas tóxico.
40%	N/A	Fallecimiento de personas dentro de una nube de gas que desplaza el aire a menos del 12,5 % de oxígeno.
23%	N/A	Daño irreversible a personas dentro de una nube de gas que desplaza el aire a menos del 16 % de oxígeno.

N/A: No aplica.

15.8.5.2. Se debe calcular las áreas de impacto potencial para flujo térmico radiante y dosis térmica, utilizando modelos que cumplan con los criterios especificados en el apartado 5.3.2.6. u otro modelo que sea aceptado por la Autoridad de Aplicación

15.8.5.2.1. Los valores umbral de peligro para el flujo térmico radiante deben ser los especificados en la Tabla 15.8.4.2.1.

15.8.5.2.2. Para bolas de fuego (*fireballs*), la extensión de la exposición debe calcularse utilizando una dosis equivalente a $(9 \text{ kW/m}^2)^{(4/3)} \cdot S$.

Tabla 15.8.4.2.1 — Puntos finales de Consecuencia por Flujo de Calor Radiante

Nivel Máximo de Flujo de Calor	Consecuencias
(kW/m²)	
9	Fallecimiento de personas al aire libre sin equipo de protección personal (EPP).
5	Daño irreversible a personas al aire libre sin EPP.
25	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de un edificio con revestimiento exterior combustible.*
30	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de un edificio con revestimiento exterior no combustible.

*Ejemplos de exteriores combustibles incluyen estructuras con armazón de madera, techos de tejas asfálticas, vegetación, etc.

15.8.5.3. Se deben calcular las áreas de impacto potencial por sobrepresión utilizando modelos que cumplan los criterios especificados en el apartado 5.3.2.6. u otro modelo que sea aceptado por la Autoridad de Aplicación.

15.8.5.3.1. Los valores umbral de peligro por sobrepresión deben ser los especificados en la Tabla 15.8.4.3.1.

15.8.5.3.2. Para BLEVEs o explosiones de recipientes a presión, se debe considerar la exposición al impacto de proyectiles utilizando un umbral de energía cinética de 15 joule para personas al aire libre y de 15 joule, o un valor superior aprobado, para personas en interiores.

Tabla 15.8.4.3.1 — Puntos finales de Consecuencia por Sobrepresión

Consecuencias por Sobrepresión Lateral [kPa]	Consecuencia
20.7	Fallecimiento de personas al aire libre.
6.9	Daño irreversible a personas al aire libre.
6.9	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de un edificio no resistente a explosiones.

15.8.6. Para cada escenario de liberación y tipo de riesgo, identificado en el apartado 15.5, y distancias de riesgo o áreas evaluadas en el apartado 15.8, el número total de personas ubicadas dentro de cada única área de impacto potencial deben ser enumeradas y determinadas por medio de un relevamiento directo, o utilizando datos demográficos públicos, datos censales del INDEC u otras metodologías adecuadamente justificadas y documentadas, y aprobadas por la Autoridad de Aplicación. Deben incluirse los transeúntes y la cantidad de personas en las carreteras y calles aledañas, tomando la cantidad probable de personas durante el horario de mayor tránsito vehicular o peatonal.

15.9. Presentación de los resultados del análisis de riesgo

15.9.1. Riesgo Individual Específico de la Ubicación.

- 15.9.1.1. Las áreas de impacto potencial de cada evento deben combinarse con su probabilidad de ocurrencia y las probabilidades condicionales asociadas para calcular el riesgo para un individuo a partir de ese evento único.
- 15.9.1.2. El riesgo de cada evento en el Análisis Cuantitativo de Riesgo (ACR) debe combinarse para cuantificar el riesgo general para un individuo.
- 15.9.1.3. Los riesgos individuales deben presentarse gráficamente utilizando contornos de riesgos individuales constantes.
- 15.9.1.4. Se deben analizar las incertidumbres y superposiciones en el cálculo de los riesgos individuales.

15.9.2. Riesgos Sociales.

- 15.9.2.1. El número potencial de personas afectadas debe ser determinado utilizando la información demográfica local aprobada y las áreas de impacto potencial aprobadas.
- 15.9.2.2. Los valores de riesgo social deben presentarse en forma de una curva F-N, que representa la frecuencia acumulativa anual (F) de superación en función del número de personas afectadas (N).
- 15.9.2.3. Se deben analizar las incertidumbres y suposiciones en el cálculo de los riesgos sociales. Los detalles de la estimación de los errores deben ser documentados.
- 15.9.2.4. La curva F-N debe construirse considerando todos los eventos únicos evaluados en el ACR y sus respectivas frecuencias de ocurrencia.

15.10. Criterios de tolerabilidad de riesgos

- 15.10.1. Se deben utilizar los criterios de aceptabilidad del riesgo individual especificados en la Tabla 15.10.1(a) y la Tabla 15.10.1(b).

Tabla 15.10.1(a) — Criterios de Tolerabilidad del Riesgo Individual (IR) de Fallecimiento

Frecuencia Anual del Criterio	Desarrollos Permitidos
Zona 1 $IR > 5 \times 10^{-5}$	Todos los usos del suelo bajo control del operador de la planta o sujetos a un acuerdo legal aprobado.
Zona 2 $3 \times 10^{-7} \leq IR \leq 5 \times 10^{-5}$	Áreas públicas generales, excluyendo establecimientos sensibles.*
Zona 3 $IR < 3 \times 10^{-7}$	Sin restricciones.

* Los establecimientos sensibles son instalaciones de instituciones que podrían ser difíciles de evacuar. Se incluyen, entre otros: escuelas, guarderías, hospitales, hogares de ancianos, cárceles y prisiones.

Tabla 15.10.1(b) — Criterios de Tolerabilidad del Riesgo Individual (IR) de Daño Irreversible

Frecuencia Anual del Criterio	Desarrollos Permitidos
Zona 1 $IR > 5 \times 10^{-4}$	Todos los usos del suelo bajo control del operador de la planta o sujetos a un acuerdo legal aprobado.
Zona 2 $3 \times 10^{-6} \leq IR \leq 5 \times 10^{-4}$	Áreas públicas generales, excluyendo establecimientos sensibles.*
Zona 3 $IR < 3 \times 10^{-6}$	Sin restricciones.

* Los establecimientos sensibles son instalaciones de instituciones que podrían ser difíciles de evacuar. Se incluyen, entre otros: escuelas, guarderías, hospitales, hogares de ancianos, cárceles y prisiones.

En relación con la Tabla 15.10.1, se aclara lo siguiente: a) lo que no está permitido en la Zona 2 no está permitido en la zona 1, y lo que no está permitido en la Zona 3 no está permitido ni en la Zona 2 ni en la Zona 1; b) el concepto de áreas de congregaciones públicas numerosas incluye avenidas y calles transitadas.

15.10.2. Se deben utilizar los criterios de aceptabilidad de riesgos sociales indicados en la Figura 15.10.2(a) y en la Figura 15.10.2(b).

15.10.3. Los criterios de tolerabilidad utilizados en 15.10.1 y 15.10.2 solo podrán modificarse con la aprobación de la Autoridad competente.

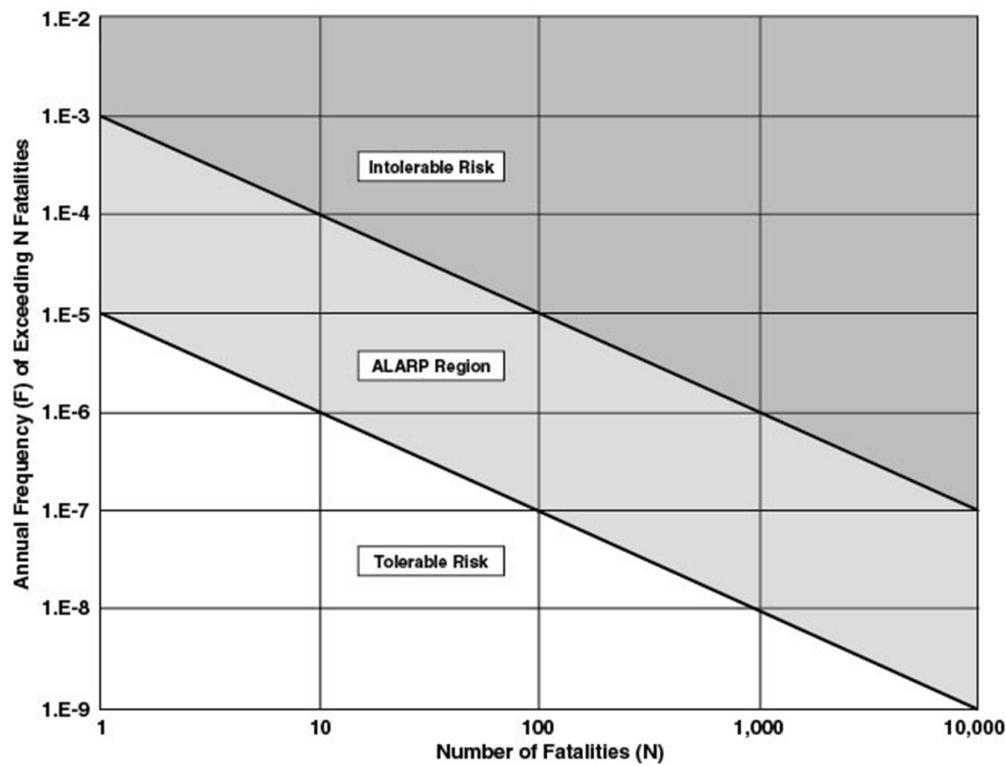


Figura 15.10.2(a) — Regiones de tolerabilidad del riesgo de fatalidad social en el dominio F-N

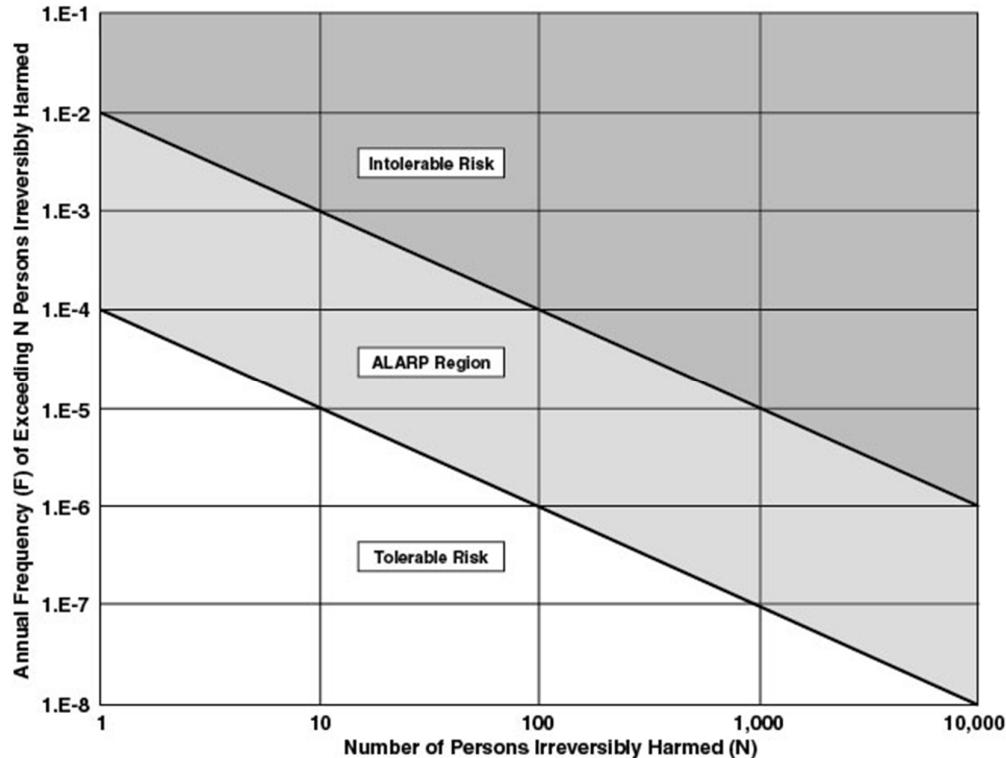


Figura 15.10.2(b) — Regiones de tolerabilidad del riesgo de daño social irreversible en el dominio F-N

15.11. Metodologías para la mitigación de riesgos

- 15.11.1. Los riesgos individuales calculados que estén en la región de riesgo intolerable deben reducirse a niveles tolerables mediante la implementación de medidas de mitigación adicionales.
- 15.11.2. Los riesgos sociales calculados que se encuentren en la región intolerable deben reducirse a niveles tolerables o a niveles ALARP mediante la implementación de medidas de mitigación adicionales aprobadas.
- 15.11.3. En el caso de que los riesgos sociales calculados se ubiquen en la región ALARP, se debe considerar la reducción del riesgo mediante la implementación de medidas de mitigación adicionales aprobadas.

ANEXO A (Informativo) MATERIAL EXPLICATIVO

(El Anexo A no forma parte de los requisitos de la presente, aunque ha sido incluido solo para fines informativos. El presente anexo contiene material explicativo, enumerado de manera que coincida con los párrafos del texto aplicables.)

A.1.1 La presente norma establece los requisitos esenciales y las normas para el diseño, instalación y operación segura de instalaciones de gas natural licuado (GNL). Incluye lineamientos para todas las personas involucradas en la construcción y operación de equipos para la producción, el almacenamiento y el manejo de GNL. No es un manual de diseño, y se requiere de un criterio de ingeniería competente para su adecuado uso.

A temperaturas suficientemente bajas, el gas natural se licua. A la presión atmosférica, el gas natural puede licuarse mediante la reducción de su temperatura a aproximadamente -162 °C.

Al ser liberado desde el tanque a la atmósfera, el GNL se vaporizará y liberará gas que, a temperatura ambiente, tiene alrededor de 600 veces el volumen del líquido. Generalmente, a temperaturas inferiores a aproximadamente -112 °C, el gas es más pesado que el aire ambiente a 15,6 °C. Sin embargo, a medida que asciende su temperatura, se hace más liviano que el aire. Tome en cuenta que el valor de temperatura de -162 °C corresponde al metano. Si hay presencia de componentes, ver el apartado 3.3.15. Para obtener información sobre el uso de GNL como combustible para vehículos, ver la NFPA 52.

A.1.5 Si el valor de una medida, como se indica en esta norma, es seguido por un valor equivalente en otras unidades, el primer valor indicado debe ser considerado como el requerido. Un valor equivalente dado debe ser considerado aproximado.

A.2.1 Es intención adoptar la última edición de las publicaciones de referencia, excepto cuando se establezca lo contrario.

A.3.3.5.3.1 Sistema de tanque de doble contención. Un sistema de tanque de doble contención consiste en un sistema primario de tanque hermético a los líquidos y al vapor, que es en sí mismo un solo sistema de tanque de contención, construido dentro de un recipiente secundario hermético a los líquidos.

El recipiente primario de líquidos es de metal de baja temperatura o de hormigón pretensado. El recipiente de líquido secundario está diseñado para contener todos los contenidos líquidos del recipiente principal, ante el caso de fugas en el recipiente principal, pero no está destinado a contener o controlar cualquier vapor resultante de la fuga del producto desde el tanque principal. El espacio anular entre el recipiente primario y el recipiente secundario no debe ser más de 6 m. El recipiente secundario se construye ya sea de metal o de hormigón pretensado.

Consulte la API 625, para mayor definición.

A.3.3.5.3.2 Sistema de tanque de contención total. Un sistema de tanque de contención total consta de un recipiente primario hermético a los líquidos y un

recipiente secundario hermético a los líquidos y al vapor. Ambos son capaces de contener de forma independiente el producto almacenado.

El recipiente de líquido primario es de metal de baja temperatura o de hormigón pretensado.

El recipiente secundario debe ser capaz tanto de contener el producto líquido como de controlar el vapor resultante de la evaporación en el caso de fugas de producto desde el recipiente primario.

El recipiente secundario y el techo están construidos ya sea de metal o de hormigón pretensado.

Cuando se seleccionan tanques exteriores de hormigón, la hermeticidad del vapor durante el servicio normal debe garantizarse a través de la incorporación de una barrera de vapor de temperatura cálida.

Bajo condiciones de fugas internas del tanque interno (condición de emergencia), el material de hormigón del tanque secundario estará expuesto a condiciones criogénicas. No se espera que los revestimientos de barrera al vapor permanezcan herméticos en esta condición, sin embargo, el hormigón debe ser diseñado para seguir siendo impermeable a los líquidos y para retener su capacidad de contención de líquidos. Las pérdidas de producto debido a la permeabilidad del hormigón son aceptables en este caso.

Para ciertos productos de baja temperatura, surgen problemas de diseño significativos en la vinculación monolítica entre la base y la pared externa debido a la restricción mecánica ofrecida por la base. Para mitigar estos problemas, es una práctica normal incluir un fondo de contención de líquido secundario y una protección térmica en esquina para proteger y aislar térmicamente esta zona monolítica del líquido frío y proporcionar la estanqueidad.

Consulte la API 625 para mayor definición.

A.3.3.5.3.4 Sistema de tanque de contención simple

Un sistema de tanque de contención simple solo presenta un recipiente estanco al líquido y un recipiente estanco al vapor. Puede ser un tanque de pared única hermético a los líquidos y al vapor, o un sistema de tanques que comprende un recipiente interior y un recipiente exterior, diseñado y construido de modo que solo el recipiente interior requiere que sea hermético a los líquidos y que contenga el producto líquido. El tanque exterior, si existe, es, principalmente, para la retención y la protección del sistema de aislamiento de la humedad y puede mantener la presión de vapor del producto, pero no está diseñado para contener el líquido refrigerado, en el caso de fuga del recipiente interior.

El recipiente de líquido principal está construido en metal para bajas temperaturas o en hormigón pretensado. El tanque exterior (en su caso) debe ser hermético al vapor. Normalmente está hecho de acero al carbono, y se le hace referencia en esta norma, en varios contextos como el recipiente de vapor caliente o el tanque de gas de purga.

Un sistema de tanque de contención simple solo está rodeado por un recinto de contención secundaria (normalmente una pared de dique) que está diseñado para retener líquido en el evento de fugas.

Consulte la API 625 para mayor definición.

A.3.3.11 Protección contra incendios. La protección contra incendios comprende medidas dirigidas a evitar el inicio del incendio o la escalada de un incidente, después de la liberación accidental o inadvertida de GNL y de otros productos inflamables

A.3.3.26 Área de transferencia. Las áreas de transferencia no incluyen los dispositivos de toma de muestras de productos o las cañerías permanentes de la planta.

A.3.3.28 Encamisado al vacío. Esta es una alternativa de aislante para cañerías y tanques criogénicos. Si se diseñan adecuadamente, esta característica puede satisfacer la necesidad de la contención secundaria de la cañería interior.

A.3.3.30 Vaporizador. Una serpentina de regulación de presión integral al tanque no se considera un vaporizador en el contexto de la presente norma.

A.4.6 Las disposiciones de 4.6 no requieren materiales inherentemente no combustibles a ser ensayados para ser clasificados como materiales no combustibles.

A.4.6.1 (1) Los ejemplos de tales materiales incluyen el acero, el hormigón, la mampostería, y el vidrio.

A.5.2 Los siguientes factores deberían considerarse en la selección de la ubicación del sitio de la planta:

- (1) Previsiones para espacios libres mínimos, según se establece en la presente norma, entre tanques de GNL; tanques para almacenamiento de refrigerantes inflamables; tanques para almacenamiento de líquidos inflamables; estructuras y equipos de la planta, respecto tanto a los límites de la propiedad de la planta como entre sí.
- (2) El grado en que la planta puede, dentro de los límites de factibilidad, estar protegida contra las fuerzas de la naturaleza.
- (3) Otros factores aplicables al sitio específico que incidan en la seguridad del personal de la planta y del público de los alrededores.

La revisión de dichos factores debería incluir una evaluación de los potenciales incidentes y las medidas de seguridad incorporadas en el diseño u operación de las instalaciones.

A.5.2.4 Las nuevas ubicaciones para el sitio de la planta deberían evitar áreas con riesgo de inundación.

La accesibilidad a la planta puede verse limitada durante una inundación.

Cuando fuera inevitable la intrusión en un área con riesgo de inundaciones, deberían investigarse las medidas para minimizar la exposición a la inundación y el daño al sitio y a las instalaciones.

Las cargas de inundación se describen en ASCE 7, Cargas de diseño mínimas para edificios y otras estructuras. Las estructuras, incluidos los tanques, deben estar diseñadas y construidas de modo de evitar la flotación, el colapso, el movimiento lateral permanente y la pérdida de los contenidos en situaciones de inundación.

A.5.3.2.5 El apartado 7.2.1.1 requiere cumplir con la norma API 625, *"Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage"*. El apartado 5.6 de la norma API 625 requiere que la selección del concepto de almacenamiento esté basada en un análisis de riesgo. El Anexo C de la norma API 625 trata sobre las implicancias de una liberación de líquido de la contención primaria y proporciona un tratamiento específico para cada tipo de contención. El Anexo D de la norma API 625 proporciona una guía para la selección de los conceptos de almacenamiento como parte de un análisis de riesgo, incluyendo los eventos externos e internos y los peligros para ser evaluados. El apartado D.3.2.2 trata sobre la posibilidad de una falla súbita del tanque interior y aconseja que “si se desea una protección extra contra la fractura frágil, la práctica habitual es incrementar la tenacidad de la contención primaria”. Se considera que los materiales disponibles que reúnen las condiciones especificadas en el Apéndice Q de la norma API 620 (y en la presente norma) tienen las propiedades suficientes para el arresto de fisuras a las temperaturas y tensiones de servicio de los tanques de GNL. Por lo tanto, una falla súbita de un tanque de contención de acero primario que cumple con la norma no es considerado creíble.

A.5.3.3.3 Los métodos que pueden aplicarse para mitigar los efectos de la radiación térmica incluyen:

- (1) Modificar la tasa de combustión del GNL.
- (2) Reducir la dimensión de un incendio provocado por GNL.
- (3) Reducir las características de emisión de calor radiante de un incendio.
- (4) Impedir la transmisión de calor radiante desde un incendio hacia los objetos expuestos.
- (5) Otros métodos aprobados por la Autoridad de Aplicación.

A.5.3.3.4 Se dispone de diversos modelos para determinar la distancia de la radiación térmica requerida en el apartado 5.3.3.4. Estos incluyen, pero no están limitados, a los siguientes:

- (1) Informe GRI 0176 del Gas Research Institute (Instituto de Investigación del Gas), “LNGFIRE: A Thermal Radiation Model for LNG Fires” (“Modelo de radiación térmica para incendios provocados por GNL”), también disponible como el modelo computarizado “LNGFIRE III” elaborado por el GRI.
- (2) “Large Size LNG Pool Fire Model” (Modelo de incendio de pileta de GNL de grandes dimensiones), descripto en el informe del US DOT (Departamento de Transporte de los Estados Unidos), “Spectrum of Fires in an LNG Facility Assessments, Models and Consideration in Risk Evaluations” (“Espectro de incendios en evaluaciones de instalaciones de GNL, modelos y consideración

en evaluaciones de riesgos”), desarrollado bajo el Contrato DTRS56-04-T-005 del US DOT, diciembre 2006, y el código computarizado asociado, “Pool Fire Model Including Smoke Effects — (PoFMISE)” (Modelo de incendio de pileta que incluye los efectos del humo).

Dichas referencias son para fines informativos únicamente. La información sobre estos modelos de *software* no ha sido verificada de manera independiente ni el software ha sido aprobado ni certificado por la NFPA ni por ninguno de sus Comités Técnicos.

A.5.3.3.6 El 50 % del nivel del límite de inflamabilidad inferior (LFL, por sus siglas en inglés) refleja la incertidumbre asociada con los programas de modelado corrientes.

Un modelo que se ha utilizado para calcular las concentraciones de metano en aire se describe en el Informe GRI 0242, “LNG Vapor Dispersion Prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model” (“Predicción de la dispersión de vapores de GNL con el modelo de dispersión del gas denso — DEGADIS”).

A.5.4.1 (1) Ejemplos de edificios y estructuras incluidas en la Clasificación I son las salas de control; las fundaciones del sistema de tanques; las estructuras de apoyo del tanque de almacenamiento; las estructuras de soporte de cañería en el tanque de almacenamiento; y las estructuras de soporte cañerías hasta la válvula de aislación del tanque.

A.5.5 Los términos “competencia” y “competente” que se emplean en la presente norma se determinan en función de uno de los siguientes criterios:

- (1) Entrenamiento documentado o certificación de instituciones o grupos que pongan a prueba los conocimientos, las habilidades y capacidades relacionadas con la ciencia, tecnología o disciplina de ingeniería de las instalaciones o componentes.
- (2) Evidencia de un diseño, construcción u operación satisfactorios, o uso de instalaciones o componentes similares.

La evidencia para ser considerada debería incluir, aunque no de manera limitada, lo siguiente:

- (1) Trabajo en instalaciones o componentes similares.
- (2) Fecha/s en la/s que se ha llevado a cabo o finalizado el trabajo.
- (3) Información de contacto del propietario/operador.
- (4) La cantidad de tiempo en que las instalaciones o el componente han estado operativos.
- (5) Toda modificación sustancial en las instalaciones o componentes originales.
- (6) Desempeño satisfactorio de las instalaciones o componentes.

Los términos “competencia” y “competente” que se emplean en la presente norma también deberían determinarse en función de la evidencia de conocimientos, habilidades y capacidades para:

- (1) Reconocer una condición anormal o defectuosa.
- (2) Responder de manera acorde para evitar que se produzca una situación insegura o peligrosa, o para corregir dicha situación en cualquiera de las etapas de la construcción u operación de las instalaciones, o de los componentes.

A.5.5.2 Ver la API 620, Apéndice C, para mayor información.

A.5.6 El movimiento del suelo debido a la congelación del agua se produce, en general, por los siguientes dos motivos:

- (1) La congelación del agua in situ provoca la expansión volumétrica de un suelo húmedo.
- (2) El levantamiento del suelo por la escarcha es provocado por la migración de agua hacia una zona de congelación y por un crecimiento continuo de los cristales de hielo.

A.5.8.5 Ejemplos de losas de cimentación no estructurales (o losas a nivel) son placas utilizadas para la protección de taludes, área de embalse pavimentada, cubiertas de hormigón bajo las zonas de cañerías y áreas de transferencia; plataformas de carga y descarga de camiones ligeros y vehículos; placas de base para equipos mecánicos o eléctricos al aire libre; placas de base para tanques de metal construidos en taller u otros tanques de GNL; losas en planta baja que no transmiten carga al suelo para salas mecánicas/eléctricas; losas en planta baja que no transmiten carga al suelo para salas de control y edificios de oficinas; zonas de estacionamiento pavimentadas de hormigón; pisos de garajes; planta baja de los edificios de almacenamiento para equipos livianos y suministros; aceras; y pavimentos.

A.6.5.6 Para obtener información sobre motores de combustión interna o turbinas de gas de más de 7 500 HP por unidad, ver NFPA 850.

A.7.3.1.3 Los requisitos operativos para la prevención de la estratificación se describen en el apartado 14.6.

A.7.3.1.7 El ACI 376 contiene información adicional respecto a la puesta fuera de servicio de tanques de contención de hormigón. En los procedimientos para puesta fuera de servicio, debe tenerse en cuenta la consideración adicional para la desgasificación continua del hormigón.

A.7.3.6.5.3 Para tanques de doble pared, aislados con pelita, la capacidad mínima de alivio de presión puede ser el criterio que determine el tamaño de la válvula de alivio de presión.

A.7.3.6.7.3 Es responsabilidad del usuario determinar si el aislamiento resistirá el desplazamiento de los equipos de combate de incendio disponibles y determinar la tasa de transferencia de calor a través del aislamiento, cuando está expuesto al fuego.

A.7.3.7.1 Los diseños de fundación y de instalaciones de tanques deben satisfacer las condiciones específicas aplicables, tales como las cargas de inundación, cargas de viento y cargas sísmicas. El Manual de Ingeniería de la Fundación Canadiense, publicado por la Sociedad Geotécnica Canadiense, y el Apéndice C de la API 620, pueden ser utilizados como guías para la investigación del subsuelo.

A.7.3.7.5 (3) Podría no ser factible incorporar un sistema de protección catódica en el fondo del tanque externo de un tanque existente, debido a la conductividad eléctrica integral del fondo hacia el tanque o terreno de la planta y al sistema de protección contra rayos. La conexión a tierra puede hacer inefectivo un sistema de protección catódica.

A.7.3.7.6 (D) La acumulación de humedad en el conducto puede provocar corrosión galvánica u otras formas de deterioro dentro del conducto o elemento de calefacción.

A.7.4.1.1 La API 625, figura 11.2, proporciona información aceptable y el formato de un documento para certificación. Este formulario se puede utilizar para asegurar su cumplimiento.

A.7.4.2.2 La API 620 define 'examen' como o examen radiográfico o examen ultrasónico.

A.7.4.4.4 El espectro de respuesta de aceleraciones del terremoto base de operación (OBE) no necesita ser superior al espectro de respuesta con una probabilidad de excedencia del 10 % en un período de 50 años y un amortiguamiento del 5 %.

A.8.3.1 Debido a que los vaporizadores funcionan en un rango de temperatura de -162 °C a +100 °C, no son aplicables las disposiciones del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección I, Parte PVG.

A.8.4.5.2 Las válvulas que cumplen con este requisito deben cumplir con los requisitos de prueba de la API 607 o con prueba similar.

A.9.1 Referirse a 7.3.1.2 y al apartado 13.14 para las cañerías que forman parte de un tanque de GNL.

A.9.2.1 Las cañerías que son "parte de o están dentro del tanque de GNL" es toda aquella cañería que está dentro del sistema de tanque de almacenamiento o tanque, e incluyen las cañerías externas conectadas al tanque o al recipiente hasta la primera brida; las cañerías externas hasta la primera conexión si es roscada; y las cañerías externas hasta la primera soldadura circumferencial donde no haya brida. La cañería en el espacio anular se considera que está dentro del sistema de tanque de almacenamiento.

A.9.2.3 Deben tomarse particularmente en consideración los cambios que se produzcan en el tamaño del espesor de pared entre cañerías, accesorios, válvulas y componentes.

A.9.3.1.4 El conjunto de aislaciones de cañerías, ensayadas mediante un aparato de seguimiento de cañerías NFPA 274, se considera aceptable, si los siguientes objetivos se alcanzan durante la prueba de 10 minutos:

- (1) La tasa de liberación de calor, pico máximo de 300 kW.
- (2) La liberación de calor, total máxima de 83 MJ.
- (3) La liberación de humo, total máxima de 500 m².

- (4) Cualquier llama generada que no se extiende a 0,3 m o más por encima de la porción superior de la parte vertical del aparato, en cualquier momento.
- (5) La temperatura de cualquiera de las tres termocuplas especificadas que no exceda de 538 °C.

A.9.3.3.3 La norma PFI ES-24, “Métodos de doblado de cañerías, tolerancias, proceso y requerimientos de materiales”, se puede utilizar como guía para todo doblado de cañería.

A.9.4.2 La Tabla 5.3.3.7 describe el tamaño del derrame de diseño, que debería tomarse en consideración, cuando se especifique el tiempo para el cierre de un operador de válvulas accionado con energía eléctrica.

A.9.4.2.6 (1) Las válvulas que cumplan este requisito deben ser diseñadas para cubrir los requisitos de ensayo de la API 607 o una prueba similar.

A.9.4.2.9 Si las indicaciones muestran tensiones excesivas, puede aplicarse un aumento en el tiempo de cierre de la válvula u otros métodos para reducir las tensiones hasta un nivel seguro.

A.9.4.4 (2) Bajo determinadas condiciones, los materiales de marcación que contienen carbono o los metales pesados pueden corroer el aluminio. Los materiales de marcación que contienen compuestos de cloruro o azufre pueden corroer algunos aceros inoxidables.

A.9.6 Para obtener información sobre la identificación de los sistemas de cañerías, ver ASME A 13.1, “Esquema para la identificación de sistemas de cañerías”.

A.9.7.3.4 Todas las conexiones de derivación deben estar vinculadas a la cañería mediante soldaduras con ranura de penetración completa. Véase el párrafo 328.5.4 (d) en ASME B 31.3.

A.9.8.1 La publicación de la AGA, “Purgado, principios y prácticas”, puede utilizarse como guía.

A.9.10.1 49 CFR 193, “Gas Natural Licuado”, Subparte G, incluye los requisitos para la protección contra la corrosión, aplicables a instalaciones de GNL.

A.9.11.8 Debe tomarse en consideración la instalación de piezas “testigo” para monitorear la condición de instalación de los materiales asociados con cañerías enterradas.

A.10.7.2 En la clasificación de la extensión del área peligrosa, deben tomarse en consideración las posibles variaciones en el posicionamiento de los vagones cisterna o de los vehículos cisterna en los puntos de descarga, y los efectos que dichas variaciones podrían tener en el punto de conexión.

A.10.8.1 Para obtener información sobre interconexión y conexión a tierra, ver NFPA 77 y NFPA 70.

A.10.8.3 Para obtener información sobre corrientes erráticas, ver API RP 2003, "Protección contra igniciones provocadas por corrientes estáticas, rayos y corrientes erráticas".

A.10.8.4 Para información sobre protección contra rayos, ver NFPA 780, y API RP 2003.

A.11.5.3 El sistema de cierre de emergencia requerido en el apartado 11.5.3 puede ser parte del sistema de cierre de emergencia (ESD) de la instalación o puede ser un sistema ESD independiente, específico para operaciones de transferencia.

A.12.2 Para obtener información sobre sistemas extintores de incendio, ver las normas NFPA 10, 11, 12, 12A, 13, 14, 15, 16, 17, 20, 22, 24, 25, 68, 69, 72, 750, 1961, 1962, 1963 y 2001.

Asimismo, ver las siguientes normas:

- (1) IRAM 3509, Matafuegos Manuales de Dióxido de Carbono.
- (2) IRAM 3512, Matafuegos de Espuma Química sobre ruedas.
- (3) IRAM 3517-1, Matafuegos manuales y sobre ruedas. Elección, instalación y uso.
- (4) IRAM 3517-2, Extintores (matafuegos) manuales y sobre ruedas. Parte 2: Dotación, control, mantenimiento y recarga.
- (5) IRAM 3523, Matafuegos de Polvo Bajo Presión — Manuales.
- (6) IRAM 3525, Matafuegos de Agua Presión — Manuales.
- (7) IRAM 3527, Matafuegos de Polvo Bajo Presión, con líquido espumígeno de baja expansión, formador de película acuosa (AFFF) — Manuales.
- (8) IRAM 3540, Matafuegos de Bromoclorodifluoro-metano (BCF) bajo presión — Manuales.
- (9) IRAM 3550, Matafuegos de Polvo Bajo Presión — Sobre ruedas.
- (10) IRAM 3565, Matafuegos de Dióxido de Carbono — Sobre ruedas.

A.12.2.1 El amplio rango de tamaño, diseño y ubicación de las instalaciones de GNL cubiertas por la presente norma impide la inclusión de disposiciones detalladas sobre protección contra incendios que se apliquen a todas las instalaciones de manera global.

La información para la evaluación puede obtenerse de diversas fuentes, entre ellas los códigos de la NFPA, el Código de Regulaciones Federales de los Estados Unidos, los códigos de edificación aplicables al área prospectiva y la información suministrada por los fabricantes de los equipos.

A.12.2.2 La evaluación debería hacer referencia a todos los potenciales riesgos de incendio, incluidos, al menos, lo siguiente:

- (1) Válvulas de alivio de tanques para almacenamiento.
- (2) Áreas de embalse.

- (3) Zanjas y fosas de contención para GNL.
- (4) Áreas de transferencia de cargas.
- (5) Áreas de proceso, licuefacción y vaporización.
- (6) Salas de control y estaciones de control.

A.12.2.2 (5) Las áreas que podrían requerir un sistema fijo para productos químicos secos con cañerías o boquillas para la protección contra incendios serían aquellas áreas como las áreas de proceso, de vaporización, de transferencia y chimeneas de ventilación de tanques. Se recomienda un agente de productos químicos secos con bicarbonato de potasio, debido a la efectividad del agente en incendios provocados por el gas natural.

A.12.2.2 (9) La presente norma no requiere brigadas de incendio en la planta. Si en las instalaciones se opta por contar con una brigada de incendio, deben aplicarse los requisitos establecidos en NFPA 600.

A.12.4.4 Los siguientes componentes del sistema de detección, instalados según lo determinado por la evaluación requerida, deben ser diseñados, instalados, documentados, probados y mantenidos de acuerdo con la norma NFPA 72:

- (1) Dispositivos de iniciación (detectores de humo, llama, calor, etc.)
- (2) Controladores de sistemas contra incendios y paneles de monitoreo.
- (3) Dispositivos de notificación (estrobos, sirenas, etc.).
- (4) Dispositivos de activación del sistema contra incendio en los sistemas de extinción/supresión instalados (inundación con agua, sistemas fijos de polvo químico seco, etc.).
- (5) El cableado de campo entre los iniciadores; los componentes de notificación del sistema de activación/supresión; los controladores y paneles de monitoreo.
- (6) Fuente de alimentación y equipos de energía de respaldo para el sistema de alarma de incendio.
- (7) Cualquier otro dispositivo adicional cubierto por la norma NFPA 72, que se consideren necesarios en la evaluación requerida por 12.2.1

A.12.6.1 Se prefiere el uso de extintores de productos químicos secos. Si estos se utilizan, se recomienda un agente de productos químicos secos con bicarbonato de potasio, debido a su efectividad en incendios provocados por gas natural. Los sistemas fijos de extinción de incendios y los otros sistemas de control de incendios pueden ser apropiados para la protección de riesgos específicos, según se determine conforme a lo establecido en el apartado 12.2.1.

A.12.8.1 La vestimenta protectora para operaciones de transferencia de líquidos normales debe incluir guantes criogénicos, gafas de seguridad, máscaras faciales y overoles, o camisas de manga larga.

A.12.8.3 La información sobre prácticas y procedimientos sobre ingreso en espacios confinados puede consultarse en la Resolución SRT N.º 953/2010, “Criterios de seguridad respecto de las tareas ejecutadas en espacios confinados”, la cual establece que “se considerarán satisfechos en el marco de la Ley N.º 24.557, en tanto

se cumpla con las exigencias que, a tal fin, fija la norma del Instituto Argentino de Normalización y Certificación IRAM N.º 3625/2003 en los requisitos y las normas locales, estatales o provinciales aplicables.

A.12.8.4 El gas natural, el GNL y los refrigerantes de hidrocarbono que están dentro de los equipos de proceso generalmente son inodoros y no puede confiarse en el sentido del olfato para detectar su presencia. Debe disponerse de dos detectores portátiles para el monitoreo, cuando fuera requerido, y se debe contar con un tercer detector de respaldo. Ello permite contar con un detector de recambio, en caso de fallas en uno de los detectores primarios y, también, posibilita la verificación, cuando los dos detectores primarios muestran lecturas diferentes.

A.13.6.6 Para obtener información sobre protección contra la corrosión, ver NACE SP 0169, "Control de la corrosión externa de sistemas de cañerías metálicas subterráneas o sumergidas".

A.13.7.2 Las válvulas que cumplen este requerimiento están diseñadas para cumplir los requerimientos de las pruebas de API 607 o prueba similar.

A.13.14.2 Las instalaciones de GNL deben, como mínimo, adherir a la sección 9.7 "Requerimientos para examen y prueba de cañerías".

A.13.18.3.2 La extinción de incendios gaseosos puede causar una acumulación de vapores inflamables que pueden derivar en una reignección de los gases o en una explosión, y provocar daños mayores a los causados por el propio incendio. Normalmente, el mejor método para la supresión de un incendio con combustibles gaseosos es el cierre del suministro de combustible, lo que lleva a la extinción del incendio, gracias a la falta de suministro de combustible.

En los casos en los que se vean involucrados equipos de control en el incendio o cuando los daños a equipos o estructuras derivaran en la pérdida del control o en la pérdida de vidas, es necesario que el incendio sea extinguido. En esos casos, debe implementarse inmediatamente un control de los vapores, a fin de evitar una acumulación de vapores que podría derivar en una explosión.

A.14.1 Debido a diversas variables, no es posible describir en una norma nacional un conjunto de los procedimientos operativos y de mantenimiento que serían adecuados desde el punto de vista de la seguridad en todos los casos, sin que ello sea demasiado complicado o, en ciertos casos, poco factible.

A.14.5.1 Si las instalaciones de GNL han sido diseñadas para operar sin presencia de personas, se recomienda contar con circuitos de alarma que puedan transmitir una alarma a la compañía más próxima en la que hubiera personas presentes, para indicar una anormalidad en la presión o temperatura, u otros síntomas que indiquen un problema.

A.14.5.5.4 Pueden utilizarse diversos métodos para la purga de grandes tanques que estén o no en servicio.

Diversas referencias describen la purga de grandes tanques.

Consulte “Purga, principios y práctica”, publicación del AGA.

A.14.5.5.4.5 Diversos materiales de aislamiento que han estado expuestos durante un largo plazo al gas natural o al metano retienen considerables cantidades de gas dentro de sus poros o espacios intersticiales y pueden requerir un mayor tiempo de purga, o la implementación de actividades de purga por difusión. Consulte “Purga, principios y práctica”, publicación del AGA.

A.14.6.7.4 Para obtener información sobre operaciones en muelles, dársenas y embarcaderos, consulte la NFPA 30.

A.14.6.7.4.3 Los implementos para salvar vidas, disponibles en el buque (como botes salvavidas), permiten cumplir con el requisito de egreso de emergencia.

A.14.8.10.4 (3) Generalmente, se recomienda el uso de extintores de incendio de productos químicos secos para incendios provocados por gas.

A.14.8.13.4 El API RP 651 incluye una guía para el uso de la protección catódica.

A.15.2.2 En este capítulo, se utiliza el concepto de “tolerancia al riesgo” en reemplazo del de “aceptación del riesgo” adoptando la filosofía del UK Health and Safety Executive (HSE). En relación con la tolerancia al riesgo, el UK HSE ha escrito que “tolerable” no significa “aceptable”. Se refiere, por el contrario, a la disposición de la sociedad en su conjunto a vivir con un riesgo que asegura ciertos beneficios siempre que se considere que es un riesgo que vale la pena ser tomado y que se encuentra apropiadamente controlado. Sin embargo, esto no implica que todos aceptarían tomar este riesgo o que les sea impuesto (HSE 2001). De allí que hay varios criterios de tolerancia al riesgo alrededor del mundo, tal como se muestra en la Figura 15.10.2.

A.15.3.1 Se refiere a la publicación “Reducing Risks, Protecting People” de la United Kingdom Health and Safety Executive, disponible para descarga gratuita desde <http://www.hse.gov.uk/risk/theory/r2p2.pdf>.

A.15.3.3 Una herida seria es cualquier efecto perjudicial a una persona expuesta o afectada por el GNL, o por la liberación de cualquier otro material peligroso de la planta, el cual resulta en la necesidad de la persona de requerir primeros auxilios (para preservar la vida) o ser tratado y mantenido en una instalación médica por, al menos, 24 horas.

A.15.4.1 El listado de las metodologías que aquí se presenta no tiene la intención de anular la cláusula de Equivalencia del apartado 1.3.

A.15.6.1 Debajo son listadas algunas referencias adicionales de datos de la tasa de falla de ítems de equipos:

- (1) OREDA: Contiene datos para usar en estudios de confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento — tasas de falla, distribución de modos de falla y tiempos de reparación de equipos (Referencia: OREDA, Offshore Reliability Data Handbook 4th Edition, SINTEF, 2002).
- (2) “Reliability Data for Control and Safety Systems”, 1998, SINTEF Industrial Management, Trondheim, Norway.

- (3) CCPS Base de datos de confiabilidad de equipos de proceso. La base de datos es abierta únicamente a CCPS miembros, pero algunos datos están disponibles en el libro con lineamientos para los datos de confiabilidad de equipos de proceso (CCPS 1989). *Guidelines for Process Equipment Reliability Data*, CCPS, 1989.
- (4) FMD-97, Failure mode / Mechanism Distributions, 1997, Reliability Analysis Center, Rome, NY.
- (5) NRPD-95, Nonelectronic Parts Reliability Data, 1995, Reliability Analysis Center, Rome, NY.
- (6) IEEE Std. 500, IEEE Guide To The Collection and Presentation Of Electrical, Electronic, Sensing Component, And Mechanical Equipment Reliability Data For Nuclear-Power Generating Stations, 1984, IEEE, New York, NY.
- (7) Johnson, E.M. and Welker, J. R., "Development of an Improved LNG Plant Failure Rate Data Base", GRI-80/0093, Gas Research Institute, Chicago, IL, USA, 1980.

Algunas referencias para datos de frecuencia de pérdidas son listados a continuación:

- (1) Hydrocarbon Releases (HCR) Database, UK Health and Safety Executive, con los siguientes documentos asociados:
- (2) Offshore hydrocarbon releases statistics and analysis, 2002, HID statistics report, HSR 2002 002, February 2003, HSE.
- (3) Revised guidance on reporting of offshore hydrocarbon releases, OTO 96 956, November 1996, HSE.
- (4) Supplementary Guidance for Reporting Hydrocarbon Releases, September 2002, UKOOA.
- (5) MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service): database maintained by AEA Technology, Warrington.
- (6) Purple Book, Guidelines for quantitative risk assessment — CPR 18E, RVIM, 1999.
- (7) E & P Forum Hydrocarbon Leak Database (Referencia: Quantitative risk assessment datasheet directory, E Forum Report N0 11.8/250, October 1996).
- (8) Lees "Loss Prevention in the Process Industry." Loss Prevention in the Process Industry, Frank P Lees, 2nd edition, 1996, ISBN 0750615478 (Note: 3rd edition published in 2005).

A.15.8.4.2 La distancia al LFL debería considerar la validación de los resultados en el protocolo de evaluación del modelo (MEP), pero las distancias al LFL no deberían ser ajustadas a distancias menores que las predichas por el modelo.

A.15.9.2.2 Las víctimas aludidas en esta sección son únicamente aquellas causadas como consecuencia directa (y dentro de un corto período de tiempo después) de la exposición a los peligros asociados al GNL o a otros materiales peligrosos liberados en una planta de GNL.

A.15.10.2 Los criterios de aceptabilidad del riesgo social utilizados en varias jurisdicciones, en diferentes partes del mundo se indican en la forma de un diagrama F vs N como se muestra en la Figura A.15.10.2.

A.15.11.1 Cuando se eligen medidas de mitigación, ha sido probado que la manera más efectiva de reducir el riesgo a las personas que se encuentran fuera de los límites de la instalación es la aplicación de los principios de seguridad inherente. La seguridad inherente es la utilización de medidas de mitigación que evitan los peligros, antes de que se intente controlar los eventos o procesos peligrosos. Kletz en *Plant Design for Safety: A User friendly Approach* (New York: Hemisphere Publishing, 1991) establece los principios básicos de la seguridad inherente.

Estos principios están basados sobre una jerarquía que comienza con intensificación y termina con controles y procedimientos administrativos. Esta jerarquía es explicada a continuación:

- (1) Intensificación. Los inventarios pequeños de sustancias peligrosas reducen las consecuencias de eventos peligrosos asociados con dichas sustancias.
- (2) Sustitución. La utilización de materiales más seguros en lugar de materiales peligrosos disminuye la necesidad de sumar equipos de protección.
- (3) Atenuación. Desarrollar las reacciones peligrosas o procesos en condiciones menos peligrosas.
- (4) Limitación de efectos. Los efectos de las fallas deberían ser disminuidos mediante la reducción del tamaño de los inventarios y el mejoramiento de las condiciones del proceso. Esto debería satisfacerse por medio del diseño de los equipos antes que por la adición de elementos de protección.
- (5) Simplificación. Las complejidades son fuente potencial de errores. La simplificación del diseño de las instalaciones reduce la propensión a la falla.
- (6) Cambio temprano. La identificación temprana de los peligros y escenarios peligrosos en el proceso de diseño minimiza la necesidad de cambios, después de que el diseño está completo, y el potencial de complicar la integración de los cambios tardíos en el ciclo de diseño.
- (7) Evitar efectos en cadena. Se debería ser cuidadoso para asegurar que, tanto como sea razonablemente práctico, una falla no dispare escenarios peligrosos adicionales y la subsiguiente escalada de efectos.
- (8) Claridad en el estado de los equipos. Los equipos en la instalación deberían estar localizados de tal modo que su observación sea fácil y conveniente; además, el diseño de los equipos debería admitir que su estado sea fácilmente observado, por ejemplo, válvulas abiertas o cerradas, bombas funcionando o bloqueadas.
- (9) Haciendo imposible el ensamble incorrecto. Tanto como sea posible, los componentes deberían seleccionarse de tal modo que una instalación o construcción inapropiada no pueda ocurrir.
- (10) Tolerancia. El diseño del proceso debería ser tal que sea capaz de tolerar cierta cantidad de operaciones o instalaciones inapropiadas o trastornos en los procesos.

- (11) Facilidad de control. Debería evitarse la utilización de equipos de protección adicionales para manejar riesgos.
- (12) Procedimientos/controles administrativos. El error humano es uno de los más comunes disparadores de eventos peligrosos; por lo tanto, el uso de control de procedimientos para manejar riesgos debería ser la última opción y utilizarse solamente cuando las otras opciones no son posibles.

A.15.11.2 En relación con la reducción del riesgo a las personas fuera de los límites de la instalación, los principios básicos ilustrados en A.15.11.1 se pueden simplificar en una jerarquía de tres niveles como se detalla a continuación:

- (1) Nivel 1: Remover los riesgos. El primer nivel de mitigación debería focalizarse en proporcionar distancias adicionales de separación entre las partes de la instalación que contienen GNL o gas. La revisión del *lay-out* de la planta y la orientación deberían considerar incrementar la distancia de separación. En la consideración de estos cambios de *lay-out*, deberían evaluarse los efectos potenciales de los vientos prevalecientes y de la topografía. Se debería tener cuidado en evitar que, en caso de producirse la potencial formación de nubes densas en valles y depresiones, estas nubes permanezcan en el lugar por largos períodos de tiempo incrementando los riesgos de ignición.
- (2) Nivel 2: Reducir la cantidad de sustancias peligrosas/prevenir su liberación. Se debería considerar la reducción de la cantidad de GNL o de gas que puede ser liberado durante un evento. El efecto de reducir los volúmenes es que el tamaño de la pileta de líquido o la longitud y duración de la fuga se verán disminuidas, y los efectos de la ignición de la pileta o la fuga, reducidas. En este aspecto, el uso de múltiples trenes de proceso y tanques más pequeños son una manera efectiva de reducir el impacto de la instalación al público en general.
- (3) Nivel 3: Procedimientos o controles adicionales para mitigar el riesgo. Donde no es posible remover los peligros o prevenir, o reducir los efectos peligrosos de una fuga, se pueden usar procedimientos o controles adicionales para mitigar el riesgo. Los errores humanos y las fallas de los mecanismos de control son los iniciadores de la mayoría de los escenarios peligrosos; por lo tanto, estos elementos deberían ser la última opción cuando se seleccionan medidas de mitigación para reducir los riesgos.

A.15.11.3 Algunos ejemplos de medidas de mitigación se proveen más abajo:

- (1) Nivel 1: Remover el riesgo.
 - (a) Espaciamiento de la planta y *lay-out*.
 - (b) Tanque para derrame.
- (2) Nivel 2: Reducir la cantidad de sustancias peligrosas/prevenir las fugas.
 - (a) Diseño de equipos, que incluye el diseño de las válvulas de alivio, la redundancia, etc.
 - (b) Organización de las válvulas.
 - (c) Sistemas instrumentados de seguridad, que incluye cambios a los niveles de integridad de seguridad, lógica ESD, manejo de alarmas, etc.

- (d) Sistemas de gas y fuego, que incluye la confiabilidad de sistemas, lógica F & G, respuesta en el tiempo, detectores y manejo de alarmas.
 - (e) Equipo de protección antiincendios, que incluye técnicas de mitigación activas y pasivas.
- (3) Nivel 3: Procedimientos o controles adicionales para mitigar el riesgo
- (a) Procedimientos operativos y de mantenimiento.
 - (b) Procedimientos de seguridad y equipamientos.
 - (c) Respuesta ante emergencias.

ANEXO B (Informativo)

DISEÑO ANTISÍSMICO DE LAS PLANTAS DE GNL

(El Anexo B no forma parte de los requisitos de la presente norma, aunque ha sido incluido solo para fines informativos. El presente anexo contiene material explicativo, enumerado de manera que coincida con los párrafos del texto aplicables.)

B.1 Introducción. El propósito del Anexo B es suministrar información sobre la selección y el uso de los niveles sísmicos de un terremoto base de operación (OBE), de un terremoto de parada segura (SSE) y de un terremoto réplica (ALE). Estos tres niveles sísmicos forman parte de los requisitos de la presente norma para el diseño de tanques de GNL, de los componentes del sistema requeridos para aislar el tanque y mantenerlo en una condición de cierre seguro y de cualquier estructura o sistema, cuya falla podría afectar la integridad de los elementos mencionados.

B.2 Terremoto base de operación (OBE). El OBE es un terremoto probable al que las instalaciones podrían estar sujetas durante su vida útil de diseño. Todos los elementos de las instalaciones definidos en 7.4.4.6 están diseñados para resistir este evento, de acuerdo con los procedimientos y criterios de ingeniería convencionales, y, por lo tanto, se prevé que las instalaciones se mantendrán operativas. El OBE se define como un movimiento del suelo con un 10 % de probabilidad de excedencia dentro de un período de 50 años (período de retorno de 475 años). Para el diseño, este movimiento está generalmente representado por los espectros de respuesta de diseño que abarcan los rangos apropiados de períodos naturales y relación de amortiguamiento. Los espectros de diseño del OBE no se ajustan por el factor de importancia. Luego de la ocurrencia de cualquier evento sísmico con una magnitud mayor al OBE, se espera que la instalación sea evaluada para detectar cualquier daño permanente y sea reparada, en caso de que resulte necesario.

B.3 Terremoto de parada segura (SSE)

B.3.1 El SSE es el “movimiento del suelo en un terremoto considerado máximo ajustado por riesgo (MCEg)”, según la definición incluida en ASCE 7, “Cargas de diseño mínimas para edificios y otras estructuras”. En la mayoría de los lugares, exceptuando posiblemente aquellos sitios cerca de fallas activas, el MCEg es determinado mediante el ajuste del movimiento del suelo con un 2 % de probabilidad de excedencia en un período de 50 años a un movimiento del terreno que alcance ciertos requerimientos de riesgo especificados. El ajuste del ASCE 7 establece un criterio de probabilidad de falla uniforme (1 % de probabilidad de colapso en 50 años) para estructuras diseñadas, de acuerdo con las provisiones sísmicas de ASCE 7. En la NAG-501, las instalaciones de GNL son diseñadas para contener el GNL y prevenir fallas catastróficas de instalaciones críticas ante un evento SSE. Este criterio de diseño más oneroso es logrado mediante la satisfacción de los requerimientos de diseño API 625, API 620 (Apéndice L) y ACI 376, los cuales establecen factores de reducción de la respuesta para prevenir el colapso a los niveles de movimientos de suelo de diseño.

El ASCE 7 requiere que el nivel del sismo de diseño base sea 2/3 del MCEg. Por lo tanto, el criterio SSE=MCEg, tal cual se requiere en esta norma, es consistente con las provisiones del ASCE7 para los movimientos sísmicos de diseño. El diseño de instalaciones críticas, de acuerdo con esta norma, excede los requerimientos de

performance del ASCE 7. No se requiere que la instalación permanezca operativa luego del evento SSE.

B.3.2 El objetivo de la selección y del uso del SSE es proveer un nivel mínimo de seguridad pública, en el caso de un evento sísmico de muy baja probabilidad. Se reconoce que el nivel de probabilidad requerido para lograr una seguridad pública aceptable varía según cada proyecto, dependiendo de factores tales como la ubicación y la densidad de población. Es aconsejable conceder al propietario flexibilidad para el logro del nivel de seguridad pública requerido.

B.3.3 El nivel de carga sísmica del SSE se debe aplicar para una verificación del estado límite en componentes especificados. El SSE especificado es el nivel mínimo de movimiento del suelo que debe aplicarse para el análisis. El nivel real debe ser especificado por el propietario, y cuando se lo aplique en conjunto con otros aspectos de consideración, como ubicación, emplazamiento, tipo de sistema de embalse, control de riesgos, condiciones climáticas locales y características físicas, debe ser suficiente para garantizar una seguridad pública aprobada por la Autoridad de Aplicación. Se recomienda un estudio del análisis de riesgos. En el nivel de carga sísmica del SSE, se permite que los componentes primarios del tanque de GNL alcancen los límites de tensión especificados en API 620 y ACI 376. Un tanque de GNL sujeto a este nivel de carga debe ser capaz de continuar conteniendo el volumen total de GNL luego del terremoto.

B.3.4 El sistema de embalse debe, como mínimo, estar diseñado para soportar el nivel de carga del SSE, mientras está vacío, y el nivel de carga del ALE, mientras contiene al volumen, V , según se especifica en 7.4.4.7. La justificación es que, si el tanque de GNL presenta fallas luego de un SSE, el sistema de embalse debe mantenerse intacto y debe ser capaz de dar contención al volumen total del tanque de GNL, cuando está sujeto a las réplicas de un sismo.

B.3.5 Los sistemas o componentes, cuya falla podría afectar la integridad del tanque de GNL, del sistema de embalse o de los componentes del sistema requeridos para aislar el tanque de GNL y mantenerlo en una condición de parada segura, deben estar diseñados para soportar un SSE.

B.3.6 Se requiere que el operador instale instrumentos con capacidad para medir el movimiento del suelo en el sitio de la planta. Luego de un terremoto que provoque un movimiento del suelo equivalente o superior al movimiento del suelo de diseño de un OBE, se recomienda que el operador de las instalaciones ponga al tanque de GNL fuera de servicio y que lo someta a una inspección, o que compruebe que los componentes del tanque de GNL no han estado sujetos a cargas que excedan el nivel de tensión del OBE ni los criterios de diseño. Por ejemplo, si el contenedor de GNL estaba parcialmente lleno durante el evento sísmico, mediante cálculos puede demostrarse que no se han excedido los niveles de tensión del OBE utilizados para el diseño del tanque.

B.4 Terremoto réplica (ALE). El movimiento de suelo del ALE es definido como el 50 % del movimiento de suelo del SSE.

B.5 Espectros de respuesta de diseño. Aplicando los movimientos del suelo de un OBE y un SSE, según se define en las Secciones B.2 y B.3.1, respectivamente, deben construirse los espectros de respuesta de diseño verticales y horizontales que abarquen el rango completo de las relaciones de amortiguamiento y los períodos naturales de vibración anticipados, incluyendo el período fundamental y la relación de amortiguamiento para el modo de vibración del oleaje (convectivo) del contenido de GNL. Para tanques de GNL abastecidos por barco, habitualmente el período del modo de vibración del oleaje es mucho mayor y el factor de amortiguamiento mucho menor que los habitualmente considerados por los reglamentos sísmicos para estructuras convencionales.

B.6 Otras cargas sísmicas

B.6.1 Las plantas de GNL pequeñas, compuestas por tanques de GNL construidos en taller y con equipos de procesamiento limitado, deberían estar diseñadas para cargas sísmicas que apliquen el movimiento del suelo especificado en INPRES-CIRSOC 103. Debería llevarse a cabo un análisis de la respuesta estructural o aplicarse un factor de amplificación de 0,60 a la aceleración espectral máxima de diseño (2.5 Ca), según se define en 7.5.2.1, con el fin de determinar las cargas en los recipientes o en las cañerías.

B.6.2 Todas las restantes estructuras, los edificios y equipos de proceso deben estar diseñados para las cargas sísmicas obtenidas, de acuerdo con la clasificación y las categorías de ocupación establecidas en 5.4.1, 5.4.2 y el reglamento INPRES-CIRSOC 103.

ANEXO C (Informativo) SEGURIDAD

(El Anexo C no forma parte de los requisitos de la presente norma, aunque ha sido incluido solo para fines informativos. El presente anexo contiene material explicativo, enumerado de manera que coincida con los párrafos del texto aplicables.)

C.1 Generalidades. El presente anexo es una reimpresión del Título 49 del Código de Regulaciones Federales, Apartado 193, Subapartado J, Apéndice J. Las referencias incluidas en el presente se describen en 49 CFR 193 “Transporte”. Dichos requisitos federales se aplican a las plantas de GNL de los Estados Unidos que estén bajo la jurisdicción del Departamento de Transporte.

Sec. 193.2901 Alcance. Este subapartado prescribe los requisitos para la seguridad en plantas de GNL. Sin embargo, los requisitos no se aplican a plantas de GNL existentes que no contengan GNL.

Sec. 193.2903 Procedimientos de seguridad. Cada operador debe preparar y cumplir uno o más manuales de procedimientos establecidos por escrito, con el fin de brindar seguridad en cada una de las plantas de GNL. Los procedimientos deben estar disponibles en la planta, de acuerdo con lo establecido en la Sec. 193.2017, e incluir básicamente lo siguiente:

- (1) Una descripción y programación de las inspecciones de seguridad y patrullajes que se lleven a cabo conforme a lo establecido en la Sec. 193.2913.
- (2) Una lista de los puestos y de las responsabilidades del personal de seguridad que se desempeñe en la planta de GNL.
- (3) Una breve descripción de las tareas relacionadas con cada puesto o con las responsabilidades del personal de seguridad.
- (4) Instrucciones para las acciones que van a implementarse, incluida la notificación a otros miembros del personal de la planta, según corresponda, y a los oficiales de las fuerzas de seguridad, cuando hubiera algún indicio de violación de la seguridad real o tentativa.
- (5) Métodos para determinar cuáles son las personas que tienen permitido el acceso a la planta de GNL.
- (6) Identificación positiva de todas las personas que ingresan o están en la planta, incluidos métodos, básicamente tan efectivos como las tarjetas de identificación con foto.
- (7) Contacto con los oficiales de las fuerzas de seguridad locales, a fin de mantenerlos informados sobre los procedimientos de seguridad vigentes, descriptos en esta sección.

Sec. 193.2905 Cerramientos protectores

- (1) Las siguientes instalaciones deben estar rodeadas por cerramientos protectores:
 - (a) Tanques para almacenamiento;
 - (b) Sistemas de embalse;

- (c) Barreras contra vapores;
- (d) Sistemas de transferencia de cargas;
- (e) Equipos de proceso, licuefacción y vaporización;
- (f) Salas y estaciones de control;
- (g) Sistemas de control;
- (h) Equipos para control de incendios;
- (i) Sistemas de comunicación de seguridad; y
- (j) Fuentes de energía alternativas.

El cerramiento protector podrá estar conformado por uno o más cerramientos separados que rodeen instalaciones únicas o múltiples.

- (2) Las elevaciones del terreno fuera de un cerramiento protector deben ser niveladas de manera que no reduzcan la efectividad del cerramiento.
- (3) Los cerramientos protectores no pueden estar ubicados cerca de elementos que se encuentren fuera de las instalaciones, como árboles, postes o edificios, que podrían ser empleados para la violación de la seguridad.
- (4) Deben proveerse, al menos, dos accesos en cada cerramiento protector y deben estar ubicados de manera que la distancia de escape sea mínima, ante una emergencia.
- (5) Cada uno de los accesos debe mantenerse cerrado, excepto si estuviera continuamente vigilado. Durante el desarrollo de las operaciones habituales, el acceso podrá ser abierto solo por las personas designadas por escrito, por el operador.

Durante una emergencia, todo el personal de las instalaciones debe disponer inmediatamente de algún medio, dentro del cerramiento protector, para abrir cada uno de los accesos.

Sec. 193.2907 Construcción de los cerramientos protectores

- (1) Cada cerramiento protector debe tener una resistencia suficiente y debe estar configurado de manera que se obstruya el acceso no autorizado a las instalaciones encerradas.
- (2) Las aberturas situadas en o debajo de los cerramientos protectores deben estar aseguradas por rejas, puertas o cubiertas de una construcción y ajuste suficientemente resistentes, de manera que la integridad del cerramiento protector no se vea reducida por ninguna abertura.

Sec. 193.2909 Sistemas de comunicación de seguridad

Debe proveerse un medio para:

- (1) La pronta comunicación entre el personal que desempeña tareas de seguridad de supervisión y los oficiales de las fuerzas de seguridad.
- (2) La comunicación directa entre todo el personal en funciones que desempeñe tareas de seguridad y todas las salas de control, y estaciones de control.

Sec. 193.2911 Iluminación de seguridad. Cuando no se provean sistemas de advertencia de seguridad para el monitoreo de la seguridad, según se establece en la Sec. 193.2913, el área de los alrededores de las instalaciones enumeradas en la Sec. 193.2905(a) y cada cerramiento protector deben estar iluminados con una intensidad mínima de luces encendidas no inferior a 2.2 lux entre la salida y la puesta del sol.

Sec. 193.2913 Monitoreo de la seguridad. Cada cerramiento protector y el área de los alrededores de cada una de las instalaciones mencionadas en la Sec. 193.2905(a) deben ser monitoreados con el fin de detectar la presencia de personas no autorizadas.

El monitoreo debe hacerse mediante observación visual, de acuerdo con la programación descripta en los procedimientos de seguridad mencionados en la Sec. 193.2903(a), o mediante sistemas de advertencia de seguridad que transmitan continuamente datos a una ubicación en la que haya presencia de personas.

En una planta de GNL con una capacidad de almacenamiento inferior a 40 000 m³, solo el cerramiento protector debe ser monitoreado.

Sec. 193.2915 Fuentes de energía alternativas. Debe proveerse una fuente de energía alternativa que cumpla los requisitos establecidos en la Sec. 193.2445 para la iluminación de seguridad y el monitoreo, y los sistemas de advertencia de seguridad requeridos en las Secciones. 193.2911 y 193.2913.

Sec. 193.2917 Señales de advertencia

- (1) Deben colocarse señales de advertencia en lugares visibles, a lo largo de cada cerramiento protector, a intervalos que permitan que, al menos, una señal pueda ser reconocida durante la noche desde una distancia de 30 m de cualquier vía que razonablemente pudiera ser utilizada para aproximarse al cerramiento.
- (2) Las señales deben incluir básicamente el siguiente texto, sobre un fondo de un color que contraste nítidamente:
La frase “**PROHIBIDO PASAR**”, o un texto de significado similar.

Anexo D (Informativo) Entrenamiento

(El Anexo D no forma parte de los requisitos de la presente norma, aunque ha sido incluido solo para fines informativos. El presente anexo contiene material explicativo, enumerado de manera que coincida con los párrafos del texto aplicables.)

D.1 Generalidades. El presente anexo es una reimpresión del Título 49 del Código de Regulaciones Federales, Apartado 193, Subapartado H. Las referencias incluidas en el presente se describen en 49 CFR 193 "Transporte". Se aplica a las plantas de GNL de los Estados Unidos que estén bajo la jurisdicción del Departamento de Transporte.

Sec. 193.2701 Alcance. Este subapartado prescribe los requisitos para las calificaciones y el entrenamiento del personal.

Sec. 193.2703 Diseño y fabricación. Para el diseño y la fabricación de los componentes, cada operador debe emplear:

- (1) Con respecto al diseño, personas que hayan demostrado su competencia mediante entrenamiento o experiencia en el diseño de componentes similares.
- (2) Con respecto a la fabricación, personas que hayan demostrado su competencia mediante entrenamiento o experiencia en la fabricación de componentes similares.

Sec. 193.2705 Construcción, instalación, inspección y prueba

- (1) Los supervisores y otros miembros del personal empleados para la construcción, instalación, inspección o prueba deben haber demostrado su capacidad para llevar a cabo de manera satisfactoria la función asignada, mediante un entrenamiento adecuado en los métodos y equipos que van a usarse, o mediante experiencia y logros relacionados con ello.
- (2) Cada operador debe periódicamente determinar si los inspectores que desempeñen las tareas mencionadas en la Sec. 193.2307 están llevando a cabo satisfactoriamente las funciones que se les han asignado.

Sec. 193.2707 Operaciones y mantenimiento

- (1) Cada operador debe emplear para la operación o el mantenimiento de los componentes solo al personal que haya demostrado tener capacidad para desempeñar las funciones asignadas mediante lo siguiente:
 - (a) Haber completado satisfactoriamente el entrenamiento requerido en las Secs. 193.2713 y 193.2717.
 - (b) Experiencia relacionada con las funciones de operación o mantenimiento.
 - (c) Desempeño aceptable en una prueba de competencias relacionadas con la función asignada.
- (2) Una persona que no cumpla con los requisitos del párrafo (a) de esta sección puede operar o mantener un componente cuando esté acompañada y dirigida por una persona que cumpla con los requisitos.

- (3) Los procedimientos contra la corrosión establecidos en la Sec. 193.2605(b), incluidos aquellos para el diseño, la instalación, la operación y el mantenimiento de los sistemas de protección catódica, deben ser llevados a cabo por, o bajo la dirección de, una persona calificada mediante experiencia y entrenamiento en la tecnología de control de la corrosión.

Sec. 193.2709 Seguridad. El personal que deba cumplir tareas de seguridad debe estar calificado para llevar a cabo las tareas asignadas por haber completado satisfactoriamente el entrenamiento requerido en la Sec. 193.2715.

Sec. 193.2711 Salud del personal. Cada operador debe cumplir un plan establecido por escrito, a fin de verificar que el personal asignado a tareas operativas, de mantenimiento, de seguridad o de protección contra incendios en la planta de GNL no presente ningún impedimento físico que dificulte el desempeño de las tareas que se le han asignado. El plan debe estar diseñado para detectar tanto los trastornos claramente observables, como las discapacidades físicas o lesiones, y las condiciones que requieran el examen de un profesional para su detección.

Sec. 193.2713 Entrenamiento: operaciones y mantenimiento

- (1) Cada operador debe suministrar e implementar un plan establecido por escrito de entrenamiento inicial para instruir a:

- (a) Todo el personal permanente de mantenimiento, operativo y de supervisión:
- Sobre las características y los riesgos del GNL, y otros fluidos inflamables que se utilicen o manipulen en las instalaciones, incluidas, con respecto al GNL, las bajas temperaturas; la inflamabilidad de las mezclas con aire; los vapores inodoros; las características de evaporación durante el almacenamiento; y la reacción al agua y a la pulverización de agua.
 - Sobre los potenciales riesgos involucrados en las actividades operativas y de mantenimiento.
 - Para cumplir con los aspectos incluidos en los procedimientos operativos y de mantenimiento descriptos en las Secs. 193.2503 y 193.2605, relacionados con las funciones asignadas.

- (b) Todo el personal:

- Para llevar a cabo los procedimientos de emergencia descriptos en la Sec. 193.2509, relacionados con las funciones asignadas.
- Brindar primeros auxilios.

- (c) Todo el personal operativo y de supervisión correspondiente:

- Para comprender las instrucciones detalladas sobre las operaciones de las instalaciones, incluidos los controles, las funciones y los procedimientos operativos.
- Para comprender los procedimientos de transferencia de GNL, descriptos en la Sec. 193.2513.

- (2) Un plan, establecido por escrito, sobre instrucción continua debe ser implementado a intervalos que no superen los dos años, a fin de mantener al personal actualizado en los conocimientos y las habilidades que han adquirido en el programa de instrucción inicial.

Sec. 193.2715 Entrenamiento: seguridad

- (1) El personal responsable de la seguridad de una planta de GNL debe estar entrenado, conforme a un plan establecido por escrito, de instrucción inicial para:
- (a) Reconocer las violaciones a la seguridad.
 - (b) Implementar los procedimientos de seguridad, descriptos en la Sec. 193.2903, relacionados con las tareas asignadas.
 - (c) Estar familiarizado con las operaciones básicas de la planta y los procedimientos de emergencia, según fuera necesario para desempeñar efectivamente las tareas asignadas, y
 - (d) Reconocer las condiciones en las que se requiere asistencia del personal de seguridad.
- (2) Un plan, establecido por escrito, sobre instrucción continua debe ser implementado a intervalos que no superen los dos años, a fin de mantener a todo el personal que desempeñe tareas de seguridad actualizado en los conocimientos y las habilidades que han adquirido en el programa de instrucción inicial.

Sec. 193.2717 Entrenamiento: protección contra incendios

- (1) Todo el personal involucrado en el mantenimiento y las operaciones de una planta de GNL, incluidos sus supervisores inmediatos, debe estar entrenado conforme a un plan establecido por escrito de instrucción inicial, que incluya simulacros de incendio en la planta, para:
- (a) Conocer y cumplir los procedimientos de prevención de incendios descriptos en la Sec. 193.2805(b).
 - (b) Conocer las potenciales causas y áreas de incendio determinadas en la Sec. 193.2805(a).
 - (c) Conocer los tipos, las dimensiones y consecuencias predecibles de un incendio, según se determina en la Sec. 193.2817(A).
 - (d) Conocer y tener capacidad para llevar a cabo las tareas para control de incendios asignadas, conforme a los procedimientos establecidos en la Sec. 193.2509 y mediante el uso apropiado de los equipos, que se describe en la Sec. 193.2817.
- (2) Un plan, establecido por escrito, sobre instrucción continua, incluidos simulacros de incendio en la planta, debe ser implementado a intervalos que no superen los dos años, a fin de mantener al personal actualizado en los conocimientos y las habilidades que han adquirido la instrucción mencionada bajo el párrafo (a) de la sección.

(3) Los simulacros de incendio en la planta deben dar al personal experiencia práctica para desempeñar sus tareas, conforme a lo establecido en los procedimientos de emergencias de incendio requeridos en la Sec. 193.2509.

Sec. 193.2719 Entrenamiento: registros

- (1) Cada operador debe llevar un sistema de registro que:
 - (a) Demuestre que los programas de entrenamiento requeridos en este subapartado han sido implementados.
 - (b) Demuestre que el personal ha recibido y completado satisfactoriamente los programas de entrenamiento requeridos.
 - (c) Los registros deben conservarse durante un año, transcurrido a partir de la fecha en que el personal cesa de desempeñar las tareas asignadas en la planta de GNL.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2025-97871876- -APN-GIYN#ENARGAS - NAG-501 (2025) Norma minima de seguridad para plantas de almacenamiento de gas natural licuado

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 184 pagina/s.