

DIN EN 1473

ICS 75.200

Einsprüche bis 2014-08-27
Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN 1473:2007-06

Entwurf**Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas –
Auslegung von landseitigen Anlagen;
Deutsche Fassung prEN 1473:2014**

Installation and equipment for liquefied natural gas –
Design of onshore installations;
German version prEN 1473:2014

Installations et équipements de gaz naturel liquéfié –
Conception des installations terrestres;
Version allemande prEN 1473:2014

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2014-06-27 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und
Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses
Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.entwuerfe.din.de bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an nagas@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/stellungnahme oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN, 53058 Bonn, Postfach 14 03 62 (Hausanschrift: Josef-Wirmer-Str. 1 - 3, 53123 Bonn).

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten
Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 145 Seiten

Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält in den Abschnitten 4 bis 16 sicherheitstechnische Festlegungen.

Dieses Dokument (prEN 1473:2014) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat vom AFNOR (Frankreich) gehalten wird.

Das zuständige nationale Normungsgremium ist der Arbeitskreis NA 032-02-04-03 AK „Spiegelausschuss CEN/TC 282“ im Normenausschusses Gastechnik (NAGas) im DIN Deutsches Institut für Normung e.V.

Die Norm behandelt die Auslegung und Errichtung von landseitigen Anlagen für Flüssigerdgas. Der Betrieb dieser Anlagen wird unter dem besonderen Aspekt von Sicherheit betrachtet.

Diese Norm wird in das DVGW-Regelwerk „Gas“ einbezogen.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 1473:2007-06 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) der Anwendungsbereich wurde — unter Berücksichtigung neuer Technologien und Normungsprojekte — neu gefasst;
- b) neue Begriffe wurden aufgenommen;
- c) die normativen Verweisungen wurden, wo erforderlich, aktualisiert;
- d) der Aspekt der Anlagenerweiterung, des Anlagenumbaus und der Umgestaltung zur Verlängerung der Nutzungsdauer von Anlagen wurde in die Norm aufgenommen;
- e) die Möglichkeit des Einsatzes von synthetischem Gas und Biogas wurde in 10.2.1 aufgenommen und entsprechende Empfehlungen zur Gasqualität formuliert;
- f) in 14.3.1 wurden die Anforderungen an die Auslösung der Notabschaltung präzisiert; eine 4. ESD-Stufe — Herunterfahren der gesamten Anlage — wurde neu eingeführt;
- g) 14.3.2.1 zum ESD für den Hafenbetrieb zum Be- und Entladen wurde neu eingefügt;
- h) in Anhang E.6 wurden Umgebungsluftverdampfer als weitere mögliche Bauform aufgenommen;
- i) in Anhang G.5 wurden LNG-Bunkerstationen als landseitige Anlagen aufgenommen;
- j) darüber hinaus wurden einige redaktionelle Änderungen vorgenommen.

Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung von landseitigen Anlagen

Installations et équipements de gaz naturel liquéfié — Conception des installations terrestres

Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of onshore installations

ICS:

Deskriptoren

Dokument-Typ: Europäische Norm
Dokument-Untertyp:
Dokument-Stage: CEN-Umfrage
Dokument-Sprache: D

STD Version 2.5a

Inhalt

	Seite
Vorwort	9
Einleitung.....	10
1 Anwendungsbereich	11
2 Normative Verweisungen	11
3 Begriffe	14
4 Sicherheit und Umwelt	20
4.1 Allgemeines	20
4.2 Umweltverträglichkeit	20
4.2.1 Umweltverträglichkeitsbewertung	20
4.2.2 Anlagenemissionen	21
4.2.3 Emissionsregelung	21
4.2.4 Philosophie für Abfackeln/Abblasen	21
4.2.5 Schallschutz	22
4.2.6 Externe Verkehrsinfrastruktur	22
4.2.7 Wasserentsorgung	22
4.3 Allgemeine Sicherheitsanforderungen	22
4.3.1 Sicherheitsphilosophie	22
4.3.2 Die Anlage und ihre Umgebung	22
4.4 Gefährdungsbeurteilung	25
4.4.1 Allgemeines	25
4.4.2 Beurteilung	25
4.4.3 Verbesserung der Sicherheit	31
4.5 Sicherheitstechnik bei Auslegung und Konstruktion	31
4.5.1 Einleitung	31
4.5.2 Auslegung	31
4.5.3 Überprüfungen	35
4.6 Sicherheit während des Betriebs	35
4.6.1 Vorbereitung des Anlagenbetriebs	35
4.6.2 Sicherheit während des Anlagenbetriebs	35
5 Anleger und Hafenanlagen	36
5.1 Allgemeines	36
5.2 Lage	36
5.3 Konstruktiver Entwurf	36
5.4 Sicherheit	37
6 Lager- und Auffangsysteme	37
6.1 Allgemeines	37
6.2 Tankbauarten	37
6.3 Auslegungsgrundsätze	38
6.3.1 Allgemeine Anforderungen	38
6.3.2 Fluiddichtheit	38
6.3.3 Tankanschlüsse	39
6.3.4 Wärmedämmung	39
6.3.5 Betriebseinwirkungen	40
6.4 Allgemeine Auslegungsanforderungen	40
6.5 Fundamente	41
6.6 Instrumentierung	41

6.6.1	Allgemeines	41
6.6.2	Füllstand von Flüssigkeiten	42
6.6.3	Druck.....	42
6.6.4	Temperatur	42
6.6.5	Dichte	42
6.7	Über- und Unterdruckabsicherung	43
6.7.1	Allgemeines	43
6.7.2	Quelle von Boil-off-Gas im Gasraum des Tanks	43
6.7.3	Druckentlastungsventile	43
6.7.4	Berstscheibe	44
6.7.5	Unterdruck	44
6.8	Tankumwallungen und Auffangbereiche für Einzel- und Doppelbehälter tanks	45
6.8.1	Auffangbereiche für Einzelbehälter tanks	45
6.8.2	Auffangbereich für Doppelbehälter tanks	45
6.8.3	Werkstoffe	45
6.8.4	Ableitung von Wasser	45
6.8.5	Auffangkapazität	45
6.9	Sicherheitstechnische Einrichtungen	46
6.9.1	Einrichtungen zur Verhinderung von Roll-over	46
6.9.2	Blitzschutz	46
6.9.3	Zuverlässigkeit und Überwachung des Bauwerks	46
6.10	Tankrohrleitungen	47
6.10.1	Leitungen zur Abkühlung des Tanks	47
6.10.2	Leitungssystem zum Füllen des Tanks	47
6.11	Abstände zwischen Tanks	47
6.12	Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme	48
6.13	Prüfungen	48
7	LNG-Pumpen	48
7.1	Allgemeines	48
7.2	Werkstoffe	49
7.3	Besondere Anforderungen	49
7.4	Inspektion und Prüfungen	49
8	Verdampfung von LNG	49
8.1	Allgemeine Anforderungen	49
8.1.1	Funktion	49
8.1.2	Werkstoffe	49
8.1.3	Schutzschicht	50
8.1.4	Erdgasleitungen	50
8.1.5	Stabilität/Schwingungen	50
8.1.6	Sicherheitsabblaseventile	50
8.1.7	Betriebsdaten	51
8.2	Auslegungsbedingungen	51
8.3	Verdampferanforderungen	51
9	Rohrleitungen	51
9.1	Allgemeines	51
9.2	Rohrleitungssysteme	52
9.2.1	Anwendungsbereich für Rohrleitungssysteme	52
9.2.2	Hauptprozessleitungen	52
9.2.3	Prozessnebenleitungen	52
9.2.4	Versorgungsleitungen	52
9.2.5	Brandschutzsysteme	53
9.3	Regeln für die Auslegung	53
9.3.1	Allgemeine Anforderungen	53
9.3.2	Durchflusseigenschaften	53
9.4	Druckprüfungen	54
9.5	Rohre und Formstücke	55
9.5.1	Allgemeines	55
9.5.2	Rohre	55

9.5.3	Flexible Schläuche.....	57
9.6	Armaturen.....	57
9.7	Abblasearmaturen	58
9.8	Wärmedämmung.....	58
9.8.1	Allgemeines	58
9.8.2	Rohrleitungsdämmung	59
9.8.3	Brandverhalten.....	59
9.8.4	Gasabsorption.....	59
9.8.5	Schutz vor Feuchtigkeit	59
9.8.6	Lageveränderungen	60
9.8.7	Ermittlung der Dicke der Wärmedämmung.....	60
9.8.8	Wärmeleitfähigkeit.....	61
9.9	Rohrbrücken/Leitungstrassen.....	62
9.10	Korrosion.....	62
10	Empfang und Abgabe von Erdgas	63
10.1	Gasmessung	63
10.1.1	Hintergrund	63
10.1.2	Durchflussmessung	63
10.2	Gasqualität	63
10.2.1	Hintergrund	63
10.2.2	Anpassung der Erdgasqualität.....	63
10.3	Odorierung	64
11	Boil-off-Gasrückgewinnungs- und -Behandlungsanlagen	64
11.1	Allgemeines	64
11.2	Boil-off-Gasleitungssystem	64
11.3	Gasrückleitung zum LNG-Tanker(n) oder zum Exportterminal	65
11.4	Boil-off-Gasrückgewinnung.....	65
11.5	Gasverdichter.....	65
11.6	Fackel-/Abblasesystem	66
11.6.1	Allgemeines	66
11.6.2	Für Importterminals	66
11.6.3	Für Exportterminals.....	67
12	Nebenanlagen und Gebäude	67
12.1	Elektrische Ausrüstung	67
12.1.1	Allgemeine Anforderungen.....	67
12.1.2	Hauptstromversorgung	68
12.1.3	Notstromversorgung (EPS, en: Emergency Power Supply)	68
12.1.4	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	69
12.1.5	Beleuchtung	69
12.2	Blitzschutz und Erdung.....	69
12.2.1	Blitzschutz	69
12.2.2	Erdung	69
12.3	Kathodischer Korrosionsschutz	70
12.4	Warnleuchten	70
12.5	Seewasserversorgung	70
12.5.1	Werkstoffe	70
12.5.2	Wasserpumpen	70
12.6	Einrichtungen zur Abscheidung von Gasverunreinigungen	70
12.7	Instrumentenluft.....	71
12.8	Brenngas	71
12.9	Stickstoffsystem	71
12.10	Gebäude.....	72
13	Gefährdungsmanagement	72
13.1	Eigensicherheit	72
13.1.1	Vorkehrungen für Mindestsicherheitsabstände	72
13.1.2	Anordnung der LNG-Anlage	72
13.1.3	Fluchtwege	73

13.1.4	Einengung	73
13.1.5	Direkte Zugänglichkeit von Ventilen und Ausrüstung	74
13.1.6	Auswahl der geeigneten elektrischen Komponenten entsprechend der Gefahrenzone	74
13.1.7	Sammlung von ausgelaufenem LNG und Straßenbelag in Gefährdungsbereichen	74
13.1.8	Rückhaltesysteme in Betriebs- und Übergabebereichen	74
13.2	Passiver Schutz	75
13.2.1	Feuerbeständigkeit	75
13.2.2	Schutz vor Versprödung	75
13.3	Objektschutz	76
13.4	Störungserkennungs- und Störungsmeldesystem	76
13.5	Notabschaltsystem (ESD, en: Emergency Shut Down)	77
13.6	Brandbekämpfung	78
13.6.1	Definition der Brandbekämpfung	78
13.6.2	Löschwassersystem	78
13.6.3	Sprinkleranlagen	79
13.6.4	Wasservorhänge	79
13.6.5	Schaummittelerzeugung	80
13.6.6	Tragbare Schaumausrüstung	81
13.6.7	LNG-Feuerlöschung mit Löschpulver	81
13.6.8	Tragbare/fahrbare Feuerlöscher	82
13.6.9	Feuerlöschfahrzeug	82
13.7	Weitere Anforderungen	82
13.7.1	Vorkehrungen zur Gefährdungsminimierung in Gebäuden	82
13.7.2	Löschmittelschränke/Schlauchbehälter	82
13.7.3	Pflege der Löschausrüstung und Training	83
14	Kontroll- und Überwachungssysteme	83
14.1	Allgemeine Beschreibung	83
14.2	Prozessleitsystem	84
14.2.1	Prinzip	84
14.2.2	Auslegung des Prozessleitsystems	84
14.3	Sicherheitsleitsystem	85
14.3.1	Prinzip	85
14.3.2	Notabschaltung (ESD) und Sicherheitsmaßnahmen	85
14.3.3	Systemanforderungen	86
14.4	Zugangskontrollsystem	87
14.5	Objektschutzeinrichtung	87
14.6	Fernsehüberwachungsanlage (CCTV)	87
14.7	Überwachung und Kontrolle des Hafens und der Landungsbrücke	87
14.8	Kommunikationsmittel	88
14.9	Überwachung und Kontrolle der Umwelt	88
15	Montage, Inbetriebnahme und Überholung	88
15.1	Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle	88
15.2	Abnahmeprüfungen	88
15.3	Vorbereitung für die Inbetriebnahme und Abschaltung	89
16	Konservierung und Korrosionsschutz	89
16.1	Anstrich	89
16.2	Kathodischer Schutz	90
17	Schulung für den Betrieb	90
18	Trockentraining vor Inbetriebnahme eines Hafenterminals	91
Anhang A (normativ)	Grenzwerte für die Wärmestrahlung	92
A.1	Wärmestrahlung von LNG-Bränden	92
A.1.1	Allgemeines	92
A.2	Wärmestrahlung von einer Fackel oder einem gezündeten Abblasekamin	94
Anhang B (normativ)	Definitionen der Referenzdurchflüsse	95
B.1	Allgemeines	95

B.2	V_T (Wärmeeintrag)	95
B.3	V_L (Füllen)	95
B.4	V_O (Überfüllung)	95
B.5	V_F (Flash beim Füllen)	95
B.6	V_R (LNG-Zirkulation durch eine Tauchpumpe)	96
B.7	V_A (Änderung des Luftdrucks).....	97
B.8	V_V (Ausfall der Befüllarmatur)	97
B.9	V_I (Wärmeeintrag durch Brand).....	97
B.10	V_D (in den Behälter eingesaugte Gasmenge).....	97
B.11	V_C (Verdichteransaugmenge)	98
B.12	V_B (Roll-over)	98
Anhang C (informativ) Klassifizierung von Erdbeben		99
C.1	Einleitung.....	99
C.2	Einige Grundprinzipien	99
C.3	Beispiel einer Sicherheitsbetrachtung nach einem SSE	99
C.4	Beispiel einer Klassifizierung für SSE.....	100
Anhang D (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Pumpen		101
D.1	Einführung	101
D.2	Auslegung	101
D.3	Inspektion	101
D.3.1	Allgemeines	101
D.3.2	Inspektion von Druck- oder Rotationskomponenten	102
D.3.3	Röntgenprüfung.....	102
D.3.4	Ultraschallprüfung	102
D.3.5	Risserkennung (Farbeindringprüfung).....	102
D.3.6	Sichtprüfung.....	102
D.3.7	Inspektion der Maße	102
D.3.8	Elektrische Inspektion.....	102
D.4	Prüfungen	102
D.4.1	Prüfbedingungen	102
D.4.2	Typprüfungen und Abnahmeprüfungen.....	103
D.4.3	Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen	103
D.4.4	Leistungsprüfungen	103
D.4.5	NPSH-Prüfungen.....	104
D.5	Anzugebende Werte	104
D.6	Kennzeichnung	105
D.7	Besondere Anforderungen für Tauchpumpen und zugehörige Leitungen	105
D.7.1	Topfmontierte Pumpen	105
D.7.2	Tauchrohrpumpen (In-Tank-Pumpen)	105
D.8	Vertikale außen liegende Motorpumpen	106
Anhang E (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Verdampfer		107
E.1	Betriebsdaten/ausgewiesene Leistungsmerkmale	107
E.2	Wasserverdampfer mit offenem Kreislauf (ORV)	107
E.2.1	Spezifische Anforderungen an die Konstruktion	107
E.2.2	Wasserverteilung	107
E.2.3	LNG- und Erdgasleitungen	109
E.2.4	LNG-Verteilung.....	109
E.2.5	Reinigung der LNG- und Erdgaspassagen	109
E.2.6	Regelung und Sicherheit	109
E.2.7	Verdampferbauwerk	109
E.2.8	Wassersystem.....	109
E.2.9	Wasserqualität	109
E.3	Wasserverdampfer mit geschlossenem Kreislauf (STV)	110
E.4	Indirekte Verdampfer (IFV).....	110
E.4.1	Offene Wasserbadverdampfer.....	110

E.4.2	Zwangsumlaufverdampfer	110
E.4.3	Kondensator-/Verdampfer-Typ	110
E.5	Tauchflammenverdampfer (SCV)	111
E.5.1	Korrosion	111
E.5.2	Regelung und Sicherheit	111
E.5.3	Wasserbad	112
E.5.4	Schwingungen	112
E.5.5	Maßnahmen für kalte Perioden	112
E.5.6	Legionellen	112
E.6	Umgebungsluftverdampfer (AAV)	112
Anhang F (normativ) Kriterien für die Auslegung von Rohrleitungen		114
Anhang G (informativ) Beschreibung verschiedener Landanlagen für LNG		115
G.1	LNG-Verflüssigungsanlage	115
G.2	LNG-Anlandeterminals	115
G.3	LNG-Peakshaving-Anlagen	116
G.4	LNG-Satellitenanlagen	116
G.5	LNG-Bunkerstationen	116
Anhang H (informativ) Definition der verschiedenen LNG-Tanktypen		117
H.1	Allgemeines	117
H.2	Kugeltank	117
H.3	Kaltzäher Betontank	117
Anhang J (informativ) Häufigkeitsbereiche		124
Anhang K (informativ) Schadensklassen		125
Anhang L (informativ) Risikohöhen		126
L.1	Allgemeines	126
L.2	Akzeptanzkriterien	126
Anhang M (informativ) Typische Verfahrensschritte bei der Verflüssigung		128
M.1	Einleitung	128
M.2	Gasaufbereitung/Abscheidung von Sauer gasbestandteilen	128
M.2.1	Allgemeines	128
M.2.2	Absorptionsverfahren	128
M.2.3	Adsorption mit Molekularsieben	130
M.2.4	Entfernung von anderen Schwefelverbindungen als H ₂ S	130
M.3	Erdgasbehandlung/Trocknung	130
M.3.1	Allgemeines	130
M.3.2	Verfahrensprinzip	130
M.3.3	Betriebsparameter/Leistungsdaten	131
M.3.4	Besonderheiten	131
M.4	Erdgasaufbereitung/Entfernung von Quecksilber	132
M.5	Erdgasverflüssigungsanlage	132
M.5.1	Allgemeines	132
M.5.2	Verfahrensprinzip	132
M.5.3	Betriebsparameter/Leistungsdaten	133
M.5.4	Tiefe Temperaturen	134
M.5.5	Besondere Ausrüstungsteile	134
Anhang N (informativ) Odoriersysteme		137
N.1	Allgemeines zur Odoriermitteln	137
N.2	Anforderungen an Odoriersysteme	137
N.2.1	Allgemeines	137
N.2.2	Lagerung	137
N.2.3	Odoriermittelpumpen und -armaturen	138
N.3	Umgang mit Odoriermitteln	138
N.3.1	Allgemeines	138
N.3.2	Anlieferung	138
N.3.3	Spülen und Lüften	138

N.4 Odorierung 139
N.5 Austritt von Odoriermittel 139
N.6 Sicherheit des Personals 140
Literaturhinweise 141

Vorwort

Dieses Dokument (prEN 1473:2014) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat vom AFNOR gehalten wird.

Dieses Dokument ist derzeit zur CEN-Umfrage vorgelegt.

Dieses Dokument wird EN 1473:2007 ersetzen.

Einleitung

Zweck dieser Europäischen Norm ist es, funktionelle Leitlinien für landseitige LNG-Anlagen zu geben. Sie empfiehlt Vorgehensweisen und Praktiken für die Planung, den Bau und den Betrieb von sicheren und umweltverträglichen LNG-Anlagen.

Sie braucht nicht rückwirkend angewendet zu werden, aber die Anwendung wird empfohlen, wenn größere Modifikationen für bestehende Anlagen in Betracht gezogen werden.

Diese Norm wird auch empfohlen für die Kapazitätserweiterung (Debottlenecking), die Umgestaltung und die Lebensdauerverlängerung von Anlagen innerhalb der von örtlichen Behörden festgelegten Grenzen. Die Anwendung von EU-Richtlinien auf bereits bestehende Anlagen muss Teil dieser Grenzen sein, die in Zusammenarbeit mit den örtlichen Behörden festzulegen sind.

Bei Erweiterung von Anlagen gilt diese Europäische Norm für die neuen Anlagenteile. Die Anwendung dieser Empfehlungen für Verbindungen mit und Anschlüsse an bestehende(n) Anlagenteile(n) wird von örtlichen Behörden festgelegt. Die Grenzen dieser Anwendung sollten die Zweckmäßigkeit dieser Anwendung betrachten. Auf die gleiche Weise werden die Grenzen der Anwendung von EU-Richtlinien gemeinsam mit den örtlichen Behörden exakt definiert.

1 Anwendungsbereich

Diese Europäische Norm enthält Leitlinien für die Planung, den Bau und den Betrieb von allen landseitigen Flüssigerdgasanlagen, einschließlich der Anlagen für die Verflüssigung von Erdgas sowie für die Lagerung, die Verdampfung, die Weiterleitung und den Umgang mit LNG.

Diese Europäische Norm gilt für Anlagen mit LNG-Lagerung bei einem Druck von weniger als 0,5 bar und einer Gesamtkapazität von mehr als 200 t sowie für folgende Anlagentypen:

- LNG-Verflüssigungsanlagen, zwischen der Anlagengrenze Gaseintritt und der Anlagengrenze Gasaustritt, die in der Regel die Schiffsübergabestelle und/oder die Tankwagenabgabestation, sofern zutreffend, darstellt; zugeführtes Gas kann aus einem Naturgasfeld, Erdölgas aus einer Erdöllagerstätte, Pipelinegas aus einem Gasleitungsnetz oder aus erneuerbaren Quellen sein;
- LNG-Wiederverdampfungsanlage, zwischen der Schiffsübergabestelle und der Anlagengrenze Gasaustritt;
- Peakshaving-Anlagen (Spitzenlast-Anlagen), zwischen den Anlagengrenzen Gaseintritt und Gasaustritt;
- der feststehende Teil einer LNG-Bunkerstation.

Eine kurze Beschreibung jeder dieser Anlagen ist in Anhang G enthalten.

Anlagen mit einer Gesamtlagerkapazität zwischen 5 t und 200 t werden in EN 13645 behandelt und Anlagen mit einer Gesamtlagerkapazität von mehr als 200 t werden in prEN xxxx behandelt.

Schwimmende Lösungen (FPSO, FSRU, SRV), egal ob auf See oder in Küstennähe, werden von dieser Europäischen Norm nicht behandelt, auch wenn einige Begriffe, Grundsätze oder Empfehlungen auf sie angewendet werden könnten. Bei verankerten Rückverflüssigungsanlagen (FSRU) mit LNG-Weiterleitung über die Landungsbrücke gelten die folgenden Empfehlungen für die Landungsbrücke und die oberliegenden Anlagen, sofern die Landungsbrücke sich innerhalb von 3 000 m von der Küstenlinie entfernt befindet.

Bei Lösungen in Form von schwimmenden Lagern (FSU) muss die in Abschnitt 6 definierte Sicherheitsfunktion des Tanks überprüft und umgesetzt werden. Der landseitige Teil wird durch diese Standardempfehlungen abgedeckt.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

EN 287-1, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 1: Stähle*

EN 473, *Zerstörungsfreie Prüfung — Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung — Allgemeine Grundlagen*

EN 571-1, *Zerstörungsfreie Prüfung — Eindringprüfung — Teil 1: Allgemeine Grundlagen*

EN 809, *Pumpen und Pumpengeräte für Flüssigkeiten — Allgemeine sicherheitstechnische Anforderungen*

EN 970, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schmelzschweißnähten — Sichtprüfung*

EN 1092-1, *Flansche und ihre Verbindungen — Runde Flansche für Rohre, Armaturen, Formstücke und Zubehörteile, nach PN bezeichnet — Teil 1: Stahlflansche*

EN 1127-1, *Explosionsfähige Atmosphären — Explosionsschutz — Teil 1: Grundlagen und Methodik*

EN ISO 16903, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Allgemeine Eigenschaften von Flüssigerdgas*

EN 1435, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Durchstrahlungsprüfung von Schmelzschweißverbindungen*

EN 1474, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung und Prüfung von Ladearmen*

EN 1514-1, *Flansche und ihre Verbindungen — Maße für Dichtungen für Flansche mit PN-Bezeichnung — Teil 1: Flachdichtungen aus nichtmetallischem Werkstoff mit oder ohne Einlagen*

EN ISO 28460, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Schnittstelle zwischen Schiff und Land*

EN 1714, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Ultraschallprüfung von Schweißverbindungen*

EN 1776, *Gasversorgung — Erdgasmessanlagen — Funktionale Anforderungen*

EN 1991-1-2, *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke — Teil 1-2: Allgemeine Einwirkungen; Brandeinwirkungen auf Tragwerke*

EN 1992-1-1, *Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken — Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau*

EN 1992-1-2, *Eurocode 2: Planung von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken — Teil 1-2: Allgemeine Regeln — Tragwerksbemessung für den Brandfall*

EN 1993-1-1, *Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten — Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau*

EN 1993-1-2, *Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten — Teil 1-2: Allgemeine Regeln — Tragwerksbemessung für den Brandfall*

EN 1994-1-1, *Eurocode 4: Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton — Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Anwendungsregeln für den Hochbau*

EN 1994-1-2, *Eurocode 4: Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton — Teil 1-2: Allgemeine Regeln — Tragwerksbemessung im Brandfall*

EN 1998-1, *Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben — Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten*

EN 1998-5, *Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben — Teil 5: Gründungen, Stützbauwerke und geotechnische Aspekte*

EN 10204, *Metallische Erzeugnisse — Arten von Prüfbescheinigungen*

EN 12065, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Eignungsprüfung von Schaummitteln für das Aufschäumen von Mittelschaum und Hochschaum sowie Löschpulvern zur Bekämpfung von Flüssigerdgasbränden (LNG-Bränden)*

EN 12066, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Prüfung von Wärmedämmbeschichtungen für Flüssigerdgas-Auffangbecken*

EN 12162, *Flüssigkeitspumpen — Sicherheitstechnische Anforderungen — Prozessverfahren für hydrostatische Druckprüfung*

EN 12308, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Eignungsprüfung von Flachdichtungen für Flanschverbindungen in Flüssigerdgas-Rohrleitungen*

EN 12434, *Kryo-Behälter — Kryo-Schlauchleitungen*

EN 12567, *Industriearmaturen — Absperrarmaturen für Flüssigerdgas — Anforderungen an die Gebrauchstauglichkeit und deren Prüfungen*

EN 13445 (alle Teile), *Unbefeuerte Druckbehälter*

EN 13480 (alle Teile), *Metallische industrielle Rohrleitungen*

EN 14620-1:2006, *Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und –165 °C — Teil 1: Allgemeines*

EN 14620 (alle Teile), *Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und –165 °C*

EN 60034-5, *Drehende elektrische Maschinen — Teil 5: Schutzarten aufgrund der Gesamtkonstruktion von drehenden elektrischen Maschinen (IP-Code) — Einteilung (IEC 60034-5)*

EN 60079-0, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 0: Allgemeine Anforderungen (IEC 60079-0)*

EN 60079-1, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 1: Druckfeste Kapselung „d“ (IEC 60079-1)*

EN 60079-2, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 2: Überdruckkapselung „p“ (IEC 60079-2)*

EN 60079-7, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 7: Erhöhte Sicherheit „e“ (IEC 60079-7)*

EN 60079-10, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 10: Einteilung der explosionsgefährdeten Bereiche (IEC 60079-10)*

EN 60079-14, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 14: Errichtung elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (ausgenommen Grubenbaue) (IEC 60079-14)*

EN 60079-17, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 17: Prüfung und Instandhaltung elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (ausgenommen Grubenbaue) (IEC 60079-17)*

EN 60079-18, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 18: Konstruktion, Prüfung und Kennzeichnung elektrischer Betriebsmittel mit der Schutzart Vergusskapselung „m“ (IEC 60079-18)*

EN 60079-25, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 25: Eigensichere Systeme (IEC 60079-25)*

EN 60079-26, *Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche — Teil 26: Konstruktion, Prüfung und Kennzeichnung elektrischer Betriebsmittel für Gruppe II Kategorie 1 G*

EN 60529, *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code) (IEC 60529)*

EN 61508-1, *Funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer/elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme — Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 61508-1:1998 + Corrigendum 1999)*

EN ISO 1460, *Metallische Überzüge — Feuerverzinken auf Eisenwerkstoffen — Gravimetrisches Verfahren zur Bestimmung der flächenbezogenen Masse (ISO 1460)*

EN ISO 1461, *Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgetragene Zinküberzüge (Stückverzinken) — Anforderungen und Prüfungen (ISO 1461)*

EN ISO 9001, *Qualitätsmanagementsysteme — Anforderungen (ISO 9001)*

EN ISO 10456, *Baustoffe und -produkte — Verfahren zur Bestimmung der wärmeschutztechnischen Nenn- und Bemessungswerte (ISO 10456)*

EN ISO 10497, *Prüfung von Armaturen — Anforderungen an die Typprüfung auf Feuersicherheit (ISO 10497)*

EN ISO 12241, *Wärmedämmung an haus- und betriebstechnischen Anlagen — Berechnungsregeln (ISO 12241)*

EN ISO 12944 (alle Teile), *Beschichtungsstoffe — Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme (ISO 12944)*

EN ISO 13709, *Kreiselpumpen für die Erdöl-, Chemie-Hochleistungs- und Gasversorgungsindustrie (ISO 13709)*

EN ISO 15607, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Allgemeine Regeln (ISO 15607)*

EN ISO 15609-1, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 1: Lichtbogenschweißen (ISO 15609-1)*

EN ISO 15614-1, *Anforderungen und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 1: Lichtbogen- und Gasschweißen von Stählen und Lichtbogenschweißen von Nickel und Nickellegierungen (ISO 15614-1)*

IEC 60079-4, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 4: Method of test for ignition temperature*

IEC 60079-5, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 5: Powder filling “q”*

IEC 60079-6, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 6: Oil-immersion “o”*

IEC 60079-11, *Explosive atmospheres — Part 11: Equipment protection by intrinsic safety “i”*

IEC 60079-13, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 13: Construction and use of rooms or buildings protected by pressurization*

IEC 60079-15, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 15: Construction, test and marking of type of protection “n” electrical apparatus*

IEC/TR 60079-16, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 16: Artificial ventilation for the protection of analyzer(s) houses*

IEC 60079-19, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 19: Repair and overhaul for apparatus used in explosive atmospheres (other than mines or explosives)*

IEC/TR3 60079-20, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 20: Data for flammable gases and vapours, relating to the use of electrical apparatus*

IEC 60079-27, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 27: Fieldbus intrinsically safe concept (FISCO) and Fieldbus non-incendive concept (FNICO)*

IEC 60364-5-54, *Electrical installations of buildings — Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment — Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1

abnormaler Betrieb

Betriebszustände wie Schnellschluss, Produktion und Entsorgung nicht spezifikationsgemäßer Produkte, aber auch Betrieb mit ausgefallenen oder in Wartung befindlichen Produktionseinrichtungen sind Zustände abnormalen Betriebs und kein Störfall

3.2

Störfall

Ereignis, das aus einer unkontrollierten oder ungeplanten Situation entsteht, mit Auswirkungen auf Sicherheit und/oder Umwelt

3.3

Grenze

Eigentumsgrenze an Land oder auf dem Wasser, innerhalb derer der Betreiber/Eigentümer die vollständige Kontrolle und Autorität oder die ausschließliche Nutzung ausübt

3.4

Tankumwallung

errichtetes dichtes Bauteil, das dem statischen Druck und der Temperatur der verschütteten Flüssigkeit widerstehen kann, angeordnet um die äußere Begrenzung eines Auffangbereichs zum Auffangen von verschütteten Kohlenwasserstoffen, üblicherweise im Zusammenhang mit Lagerbereichen

3.5

Kondensat

flüssige Kohlenwasserstoffe (flüssiger Zustand unter Standardbedingungen), die bei der ersten Trennung des Erdgases von einem Reservoir entstehen

Anmerkung 1 zum Begriff: Erdgaskondensate bestehen vorwiegend aus Pentanen und schwereren Komponenten, wobei auch Propan und Butan in dem Gemisch gelöst sein können.

3.6

Behälter — Primärbehälter

Behälter in kontinuierlichem Kontakt mit LNG, d. h.:

- der kaltzähe Behälter des Einzelbehälter tanks;
- der kaltzähe Behälter des Kugeltanks;
- der innere kaltzähe Behälter des Doppelbehälter tanks, des Volltanks oder des Betontanks;
- die kaltzähe Membrane des Membrantanks

3.7

Behälter — Sekundärbehälter

Behälter, der nur mit LNG in Kontakt ist, wenn der Primärbehälter versagt, d. h.:

- die Tankumwallungen der Einzelbehälter tanks, der Doppelbehälter tanks und der Kugeltanks;
- der Außenbehälter des Vollbehälter tanks oder des kaltesten Betontanks;
- der Betonaußenbehälter des Membrantanks

3.8

konventionelles landseitiges LNG-Terminal

LNG-Export- oder Anlandeterminale, das auf dem Land liegt und das Hafenanlagen zum Be- oder Entladen von LNG-Tankern hat

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Übergabeeinrichtung liegt in einem Hafen oder einer anderen Küstenstelle und enthält eine feste Struktur oder einen Kai, um die Anlegekräfte eines voll beladenen LNG-Tankers einer gegebenen Spezifikation aufzunehmen und um das Schiff sicher längsseits festzumachen. Die Struktur ist mit dem Land durch ein Gestell, Tunnel oder andere Einrichtungen verbunden, die den LNG-Transport und Hilfsdienste erleichtern und die sicheren Zugang und Verlassen für Personal ermöglichen, das Wartungs- oder Betriebsarbeiten durchführt.

3.9

Erdbeben — Auslegungserdbeben für den Betriebszustand

OBE

(en: Operating Basis Earthquake)

Erdbeben mit der größten Stärke, bei dem kein Schaden eintritt, und die Anlage sicher wieder in Betrieb genommen oder weiter betrieben werden kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei diesem Erdbeben mit höherer Wahrscheinlichkeit treten keine wirtschaftlichen Verluste durch Ausfall der Anlage auf und die Sicherheit der Öffentlichkeit ist sichergestellt.

3.10

Erdbeben — Auslegungserdbeben für die sichere Abschaltung

SSE

(en: Safe Shut-Down Earthquake)

Erdbeben mit der größten Stärke, bei dem die wesentlichen Sicherheitsfunktionen der Anlage noch betriebsfähig sind

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei diesem Erdbeben, für das eine geringere Wahrscheinlichkeit anzusetzen ist, sind Schäden zu erwarten, ohne dass es jedoch zu einem vollständigen Versagen der Anlage und dem Verlust von Anlageninhalt kommt. Die Anlage darf in diesem Fall nicht in Betrieb bleiben, ohne eine detaillierte Prüfung und Begutachtung der Struktur entsprechend dem Grenzzustand für die Funktionsfähigkeit durchzuführen.

3.11

Notabschaltsystem

ESD-System

(en: Emergency Shut-Down System)

System zur sicheren und wirksamen Abschaltung der ganzen Anlage oder von einzelnen Teilen der Anlage, um eine Eskalation von Ereignissen zu minimieren

3.12

Brandabschnitt

Abschnitt auf der Anlage, der durch physische Grenzen oder Trennungen, wie z. B. Baustraßen, von anderen Brandabschnitten abgegrenzt ist. Bei mehreren Teilanlagen innerhalb einer großen Anlage stellt jede einzelne einen Brandabschnitt dar. Verschiedene Aufbereitungsanlagen, die jeweils durch Anlagenstraßen voneinander getrennt sind, stellen eigenständige Brandabschnitte dar. Ein Brandabschnitt ist oftmals selbst-definierend, indem er eine einzelne Anlageneinheit, ein Lager- oder Versorgungsbereich oder ein separater Betriebsbereich sein kann, wie z. B. eine Tankwagen-Befüllstation.

Der wesentliche Verlauf des Löschwasserrings schließt oftmals jeden der Brandabschnitte ein.

Es wird nicht davon ausgegangen, dass Rohrbrücken, die mit Anlagenbereichen verbunden sind, die Betrachtungen des Brandabschnitts beeinflussen.

3.13

Brandbereich

Bereich der Anlage oder Prozesssysteme innerhalb eines Brandabschnitts, der im Brandfall durch Notabschaltarmaturen (ESDV, en: Emergency Shut-Down Valve) zu isolieren ist, um das Feuerereignis einzuschränken und auf ein Mindestmaß zu verringern, oder im Fall von Prozessstörung oder Ausfall, um das Ausmaß der Prozessstörung auf ein Mindestmaß zu verringern

3.14

brennbare Gase

Gase oder Dämpfe, die eine explosive Gasatmosphäre bilden, wenn sie in bestimmten Verhältnissen mit Luft gemischt werden

3.15

FLNG

(en: Floating Liquefied Natural Gas)

schwimmende Verflüssigungsanlage zur Herstellung von Flüssigerdgas. Diese Anlage dient der Behandlung von Gas, der Verarbeitung zu LNG an erster Stelle, der Lagerung sowie der Verladung von LNG auf einen LNG-Tanker

3.16

FLNG (oder FPSO)

(en: Floating Production Storage and Offloading unit)

schwimmende Anlage zur Produktion, Lagerung und Verladung von LNG

3.17

Frequenz

Anzahl von Ereignissen je Zeiteinheit

3.18

FSRU

(en: Floating Storage and Regasification Unit)
Schwimmende Lager- und Wiederverdampfungseinheit

3.19

FSU

(en: Floating Storage Unit)
schwimmendes Lager

3.20

Garantie-Schweißnaht

Schweißung, die wegen ihrer Beschaffenheit oder ihrer Lage nicht druckgeprüft werden kann und die deshalb zu einem hohen Grad zerstörungsfrei geprüft wird, um nachzuweisen, dass sie sicher ist

3.21

Gefährdung

Eigenschaft eines gefährlichen Stoffes oder einer physikalischen Situation mit dem Potential von Personen-, Sach- und/oder Umweltschäden¹⁾

3.22

Auffangbereich

Bereich in der Nähe der Leckquelle, in dem freigesetzte Flüssigkeiten von Lagerbehältern für flüssige Kohlenwasserstoffe gesammelt oder kontrolliert werden können

3.23

Auffangbecken

Behälter innerhalb eines oder verbunden mit einem Auffangbereich(s) oder Sammelbereich(s) für Leckagen, in dem freigesetzte flüssige Kohlenwasserstoffe gesammelt und sicher eingeschlossen und kontrolliert werden können

3.24

Grenzzustände

bei der Auslegung von lastaufnehmenden Bauwerken sind zwei unterschiedliche Grenzzustände zu berücksichtigen:

- Grenzzustand für den Weiterbetrieb (SLS, en: Serviceability Limit State), der sich aus der Funktionsfähigkeit oder der langfristigen Betriebssicherheit bei den auftretenden Regeleinwirkungen ergibt;
- Grenzzustand für die Funktionsfähigkeit (ULS, en: Ultimate Limit State), der sich bei Versagen oder bei sehr großen plastischen Verformungen oder Dehnungen bei erhöhten Einwirkungen ergibt

3.25

Flüssigerdgas

LNG

(en: Liquefied Natural Gas)

LNG ist in prEN ISO 16903 definiert

3.26

LNG-Bunkerstation

LNG-Lager, zu dem das LNG aus einem benachbarten Terminal auf dem Land-, Schienen-, Seeweg oder über tiefkalte Rohrleitungen gebracht wird und das LNG an Schiffe abgibt, die LNG als Schiffsbrennstoff nutzen. Die Übergabe des LNG kann auf dem Land- oder Seeweg oder über eine feststehende Zapfsäule an der Landungsbrücke erfolgen

¹⁾ Siehe Europäische Richtlinie [Richtlinie des Rates 96/82/EG vom 9. Dezember 1996 zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen]

3.27

LNG-Verflüssigungsanlage

Gelände, auf dem Erdgas über Leitungen aus einer oder mehreren Lagerstätten oder anderen Quellen kommt und das verflüssigt und gelagert wird, bevor es, üblicherweise auf dem Seeweg, zu anderen Bestimmungs-orten weitertransportiert wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Sie verfügt über Hafenanlagen für die Übertragung von LNG und kann Stationen zum Beladen für den Transport auf der Straße, Schiene, auf Frachtkähnen oder kleinen LNG-Tankern haben.

3.28

LNG-Peakshaving-Anlagen

LNG-Spitzenlast-Anlagen

LNG-Peakshaving-Anlagen sind in das Erdgasleitungssystem eingebunden

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Perioden im Jahr mit niedrigem Erdgasbedarf wird Erdgas verflüssigt und gespeichert. Zur Deckung von kurzen Bedarfsspitzen kann das LNG wieder verdampft werden.

3.29

LNG-Anlandeterminal

Anlage zum Entladen von LNG-Tankern, Lagern von LNG in Tanks, Verdampfen von LNG und Einspeisen von Erdgas in das Leitungsnetz oder in Leitungen zu Abnehmern

Anmerkung 1 zum Begriff: Es hat Hafenanlagen für die Übertragung von LNG und kann Stationen zum Beladen für den Transport auf der Straße, Schiene, auf Frachtkähnen oder kleinen LNG-Tankern haben.

3.30

LNG-Satellitenanlagen

LNG-Satellitenanlagen sind über Leitungen mit dem Erdgasleitungssystem oder den Gasabnehmern verbunden. Sie werden von Straßentankfahrzeugen, Eisenbahnkesselwagen, Frachtkähnen oder kleinen LNG-Tankern mit LNG versorgt. Das LNG wird in wärmeisolierten Drucktanks gelagert, verdampft und in das Netz eingespeist

3.31

Erdgaskondensat

NGL

(en: Natural Gas Liquid)

Flüssigkeit, bestehend aus leichten Kohlenwasserstoffen (üblicherweise Ethan bis Hexan und höhere Kohlenwasserstoffe), die vor der Verflüssigung aus dem Erdgas auskondensieren

3.32

Normalbetrieb

Betrieb, einschließlich intermittierender Betrieb wie Schiffsbeladung und -entladung, Start, Wartung, planmäßige Abschaltung und Inbetriebnahme

3.33

Betreiber

ist das Unternehmen, das für den Betrieb der Anlagen verantwortlich ist

3.34

Eigentümer

Unternehmen, das für die sichere Auslegung und Errichtung der Anlagen verantwortlich ist

3.35

PASQUILL-Stabilitätsfaktoren für die Atmosphäre

PASQUILL-Stabilitätsfaktoren für die Atmosphäre werden bestimmt als Funktion von der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung (siehe [1]). Die sechs Stabilitätsfaktoren sind:

- A: extrem instabil;
- B: mäßig instabil;
- C: leicht instabil;

- D: neutral;
- E: leicht stabil;
- F: mäßig stabil.

3.36

Wahrscheinlichkeit

Zahl auf einer Skala von 0 bis 1, die die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses ausdrückt

3.37

Prozessabschaltsystem

PSD-System

(en: Process Shut-Down System)

System zur sicheren und wirksamen Abschaltung von Teilen der Anlage aus Prozessgründen

3.38

Risiko

Kombination der Folgen und der Häufigkeit eines Gefährdungsereignisses in einer vorgegebenen Zeitspanne unter vorgegebenen Umständen

3.39

Sicherheitsmanagementsystem

Managementprozess, der die Organisationsstruktur, die Verantwortlichkeiten sowie die Methoden, Verfahren, Prozesse und Ressourcen zur Festlegung und Umsetzung einer übergeordneten Unfallverhütungsstrategie umfasst²⁾

3.40

SIL

(en: Safety Integrity Level)

Sicherheitsintegritätslevel, das von einem sicherheitsbasierten System nach EN 61508 gefordert wird

3.41

Sammelbereich für Leckagen

Bereich in Zonen für LNG-Produktion oder Übergabe, in dem Leckagen aufgefangen oder kontrolliert werden können, häufig durch die Anwendung von Randsteinen und/oder gepflasterten Bereichen mit definiertem Gefälle

3.42

SRV

(en: Shuttle Regasification Vessel)

Schiff mit Wiederverdampfungsanlage

3.43

Tank

gesamte Einrichtungen zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG

Anmerkung 1 zum Begriff: Die verschiedenen Tanktypen mit einem Druck < 0,5 bar werden in Anhang H beschrieben.

3.44

Transferbereich

Bereich, der ein Leitungssystem enthält, mit dem brennbare Flüssigkeiten oder Gase dem Werk zu- oder abgeführt werden oder wo Rohranschlüsse routinemäßig verbunden oder getrennt werden

2) Siehe Europäische Richtlinie [Richtlinie des Rates 96/82/EG vom 9. Dezember 1996 zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen]

3.45

validiertes Modell

mathematisches Modell, dessen wissenschaftliche Basis geprüft und anerkannt ist, dessen mathematische Ergebnisse nachgewiesenermaßen eine Lösung des mathematischen Problems über den gesamten Anwendungsbereich des Modells darstellen, und das anhand realer Prüfdaten kalibriert/überprüft wurde

3.46

Abblasekamin

erhöht angeordnetes Gasableitungssystem für den sicheren Auslass von Gas aus der Anlage. Im Literaturhinweis [3] wird gefordert, dass bei Auslegung der Lüftung zu berücksichtigen ist, dass die Gaswolke sich durch Wärmestrahlung entzünden könnten und Schäden oder Verletzungen herbeiführen könnten

4 Sicherheit und Umwelt

4.1 Allgemeines

Die Planungs-, Beschaffungs-, Bau- und Betriebsphasen sollten alle unter Berücksichtigung der Anforderungen der Qualitäts-, Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltmanagementsysteme nach EN ISO 9000 und EN ISO 14000 implementiert werden.

Darüber hinaus ist jede Phase mit einem angemessenen Sicherheitsmanagementsystem zu überwachen.

Im Fall von Anlagenerweiterungen oder Kapazitätserweiterungen müssen die umweltbezogenen und sicherheitsbezogenen Einflüsse in Übereinstimmung mit den folgenden Empfehlungen bewertet werden. Die möglichen Konsequenzen müssen im Hinblick auf bestehende örtliche Vorschriften analysiert werden.

Im Fall von Umgestaltung zur Lebensdauerverlängerung müssen die umweltbezogenen und sicherheitsbezogenen Einflüsse in Übereinstimmung mit den folgenden Empfehlungen bewertet werden. Die Anwendung bestehender örtlicher Vorschriften und der Umfang hinsichtlich deren Anwendung müssen mit den örtlichen Behörden vereinbart werden.

Im Fall von Umgestaltung ohne Lebensdauerverlängerung und ohne Kapazitätserweiterung gilt das Rückwirkungsverbot.

4.2 Umweltverträglichkeit

4.2.1 Umweltverträglichkeitsbewertung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie des Projekts ist für den vorgesehenen Standort eine vorläufige Umweltverträglichkeitsbewertung (EIA, en: Environmental Impact Assessment) nach den örtlichen Vorschriften zu erstellen. Die formelle Aufzeichnung der grundlegenden Umweltcharakteristiken des Aufstellungsorts sollte erwogen werden.

Nach Auswahl des Standortes für die Anlage muss eine detaillierte Umweltverträglichkeitsbewertung durchgeführt werden.

Alle Emissionen der Anlage wie Feststoffe, Flüssigkeiten (einschließlich Wasser) und Gase (einschließlich schädlicher Geruchsemissionen) sind festzustellen und es sind Maßnahmen zu ergreifen, damit Menschen, Tiere, Pflanzen und Sachgegenstände durch diese Emissionen nicht gefährdet werden. Hierbei sind nicht nur Emissionen im Normalbetrieb, sondern auch Emissionen im Falle einer Störung zu berücksichtigen.

Während oder vor Beginn des Betriebes ist ein Abwassermanagementplan zu erstellen. Die Vorsichtsmaßnahmen zur Handhabung toxischer Stoffe sind durch den Betreiber anzugeben und regelmäßig zu aktualisieren.

Zu bewerten ist auch der Einfluss auf die Umwelt durch Bau und Betrieb der LNG-Anlage und ein unerwünschtes Ausmaß an Aktivitäten ist zu vermeiden oder zu begrenzen und zu verbieten. Die folgende Prüfliste enthält die Hauptpunkte:

- Zunahme der Bevölkerung, dauerhaft und zeitweise;
- Erhöhung des Straßen-, Schienen- und Schiffsverkehrs;
- Erhöhung der Geräuschpegel, plötzlicher oder diskontinuierlicher Lärm;
- Erhöhung der Schwingungsbelastung, plötzlich oder diskontinuierlich;
- Anstieg der Nachtarbeit, Auswirkungen der Beleuchtung und diskontinuierliche Verwendung von Licht;
- Abfackelung (diskontinuierlich und/oder kontinuierlich);
- Erwärmung oder Abkühlung von Wasser.

4.2.2 Anlagenemissionen

Im Rahmen der Planung ist festzulegen, welche Maßnahmen zu ergreifen sind, um Emissionen während der Inbetriebnahme, des Betriebes und der Wartung zu verhindern, zu minimieren oder unschädlich zu machen; für Schadstoffemissionen sind Zielwerte für absolute Mengen und Konzentrationen festzulegen.

4.2.3 Emissionsregelung

Folgendes muss sicher geregelt werden:

- Verbrennungsprodukte;
- übliches oder störungsbedingtes Abblasen von Gas;
- übliches oder störungsbedingtes Abfackeln von Gas;
- Entsorgung von Lösungsmitteln aus der Abtrennung von sauren Gasbestandteilen;
- Entsorgung verbrauchter Reaktanten aus der Quecksilberabscheidung (da der Prozess der Quecksilberabscheidung nicht regenerierbar ist, müssen die Rückstände zwischengelagert und gereinigt oder von einem zugelassenen Unternehmen entsorgt werden);
- ölhaltiges Wasser kondensiert bei der Trocknerregenerierung oder aus Maschinen;
- aufgrund von Undichtigkeiten in Wärmetauschern mit Kohlenwasserstoff verschmutztes Wasser bei wassergekühlten Anlagenteilen;
- Entsorgung von Abfallprodukten (einschließlich Altöl und chlorierte organische Komponenten);
- Wasser der Verdampfer;
- Odoriermittel.

4.2.4 Philosophie für Abfackeln/Abblasen

Anlagen sind so auszulegen, dass Gas nicht kontinuierlich abgefackelt oder abgeblasen werden muss. Bei der Planung und im Betrieb der Anlage sind Maßnahmen zu ergreifen, die sicherstellen, dass im Normalbetrieb potentielle Abgasströme, wo immer praktisch möglich, zurückgewonnen und nicht abgefackelt oder abgeblasen werden.

4.2.5 Schallschutz

Bei der Gestaltung der Anlage ist die Auswirkung von Schall auf Menschen in der Anlage und auf die Wohnbebauung in der Umgebung der Anlage zu berücksichtigen.

Es wird empfohlen, die schallschutztechnische Auslegung der Anlage in Übereinstimmung mit ISO 15664 durchzuführen.

4.2.6 Externe Verkehrsinfrastruktur

Die externe Verkehrsinfrastruktur in der Nähe der LNG-Anlage ist in einer EIA unter Angabe von Menge und Art des gegenwärtigen Verkehrs mit der wahrscheinlichen Entwicklung des Verkehrsaufkommens durch das Werk darzustellen. Hierbei ist insbesondere Folgendes zu berücksichtigen:

- Landwege (Straßen, Eisenbahnstrecken);
- Schifffahrtswege (Seeschifffahrtswege, Binnenschifffahrtswege und Kanäle);
- Luftverkehrsrouten und die Nähe von Flughäfen und Flugplätzen.

4.2.7 Wasserentsorgung

Die Auswirkungen der Abwassereinleitung müssen untersucht werden (Temperatur, Strömungen, Winde usw.).

4.3 Allgemeine Sicherheitsanforderungen

4.3.1 Sicherheitsphilosophie

LNG-Anlagen sind so zu gestalten, dass eine allgemein akzeptierte Risikohöhe für Leben und Eigentum innerhalb und außerhalb der Anlage erreicht wird. Um dieses hohe Maß an Sicherheit in der LNG-Anlage und ihrer Umgebung zu sichern, ist die Sicherheit während aller Phasen der Projektentwicklung — Auslegung, Konstruktion, Inbetriebnahme, Betrieb und Außerbetriebnahme — zu beachten. Insbesondere sind Gefährdungsbeurteilungen nach 4.4 durchzuführen und die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen umzusetzen, um eine akzeptable Risikohöhe sicherzustellen.

ISO/DTS 16901 enthält die Punkte, die bei der quantitativen Risikobewertung (QRA, en: Quantitative Risk Assessment) zu berücksichtigen sind (ergänzend zu den Punkten von 4.3), sowie einen Ansatz zur Behandlung möglicher Szenarien, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und die Konsequenzanalyse.

4.3.2 Die Anlage und ihre Umgebung

4.3.2.1 Anlagenbeschreibung

Zum Zweck der Sicherheitsbewertung ist eine Funktionsbeschreibung für die Anlage nach Baufeldern und/oder Prozessfunktionen anzufertigen.

4.3.2.2 Standortanalyse

Die Standortanalyse, soweit erforderlich, muss Folgendes enthalten:

- Bodenuntersuchung;
- Untersuchung des Geländes zur Beurteilung der Ausbreitung von Flüssigkeit und Gaswolken;
- Untersuchung des Pflanzenbewuchses insbesondere zur Erkennung von Brandrisiken;
- Untersuchung der Grundwasserverhältnisse;
- Untersuchung zur Identifikation elektrischer Streuspannungsquellen (z. B. von Hochspannungsleitungen, Eisenbahnen);

- Untersuchung der Meeresbiosphäre und der seeseitigen Zufahrt zum Standort;
- Untersuchung der Seewasserqualität und -temperatur;
- Untersuchung der Tidenverhältnisse;
- Untersuchung von Druckwellen und Überflutung (Tsunami, Dammbrüche usw.);
- Untersuchung der umgebenden Infrastruktur (z. B. Industrieanlagen, bebautes Gelände, Verbindungsstraßen);
- Manövrierflächen und Sicherheitsabstände während der Durchfahrt eines LNG-Tankschiffes im Hafen oder am Liegeplatz (siehe Abschnitt 5 und ISO 28460).

Die Bodenuntersuchung muss enthalten:

- ein geotechnisches Gutachten, mit dem die geomechanischen Eigenschaften des Untergrundes definiert werden können;
- eine geologische und tektonische Untersuchung.

Die geologischen Eigenschaften der Region müssen mit genügender Genauigkeit untersucht werden, um ein klares Verständnis über den physikalischen Entstehungsprozess des Gebiets sowie über das Potential zukünftiger seismischer Aktivitäten zu erhalten.

Eine detailliertere Analyse des Standortes und seiner Umgebung ist durchzuführen, um das Vorhandensein von Karst, Gips, aufquellenden Lehm- und Tonböden, löslichen Salzablagerungen, Erdverflüssigung, Massenbewegung usw. aufzudecken und ihre relativen Auswirkungen auszuwerten.

Diese Phänomene sind unter dem Tank und/oder unter Anlagenfundamenten nicht erlaubt, es sei denn, es kann nachgewiesen werden, dass geeignete Maßnahmen zur Überwindung der potentiellen Probleme unternommen wurden.

4.3.2.3 Klimatische Gegebenheiten

Die Klimastudie muss die nachstehenden Punkte enthalten:

- Windverhältnisse, Stärke und Richtung, einschließlich Häufigkeit und Stärke von starken Stürmen;
- Temperaturen;
- atmosphärische Stabilität;
- Bereich und Änderungsrate des Atmosphärendruckes;
- Regen, Schnee, Eisbildung;
- Korrosivität der Luft;
- Überschwemmungsrisiken, Tsunami;
- Häufigkeit von Blitzeinschlägen;
- relative Luftfeuchtigkeit.

Örtliche Verhältnisse können andere Untersuchungen erfordern.

4.3.2.4 Seismische Verhältnisse

Ein Erdbeben ist durch Horizontal- und Vertikalbeschleunigungen des Bodens bestimmt. Beschrieben werden diese Beschleunigungen durch

- ihr Frequenzspektrum, und
- ihre Amplitude.

Eine standortspezifische Erdbebenuntersuchung muss durchgeführt werden. Diese muss eine Beurteilung der Risiken durch Erdbeben, Tsunamis, Erdrutsch und vulkanische Aktivitäten enthalten. Diese Untersuchung ist in einem Erdbebenbericht zu dokumentieren, wobei die geologischen und seismischen Verhältnisse am Standort sowie der Umgebung der LNG-Anlage und die bodenmechanischen Kennwerte für den Standort zu berücksichtigen sind. Als Ergebnis müssen in diesem Bericht alle seismischen Parameter definiert sein, die für die Auslegung notwendig sind.

Die Größe der zu untersuchenden Region hängt von der Natur des Gebietes um den Standort und den geologischen und tektonischen Bedingungen aus dem Bodengutachten, siehe 4.3.2.2, ab. Im Allgemeinen ist dieses auf eine Distanz von maximal 320 km vom Standort begrenzt, aber in einigen Fällen kann eine ganze tektonische Provinz eingeschlossen sein, die größer als die vorstehend angegebene ist (siehe [23]).

Eine zweite detailliertere Analyse ist innerhalb von 80 km vom Standort durchzuführen (regionale seismotektonische Untersuchung), um das Vorhandensein von etwaigen aktiven geologischen Störungen aufzudecken (siehe [23]).

Diese Untersuchungen enthalten gründliche Nachforschung, Durchsicht und Auswertung aller historisch berichteten Erdbeben, die sich auf den Standort ausgewirkt haben, oder von denen zu erwarten gewesen wäre, dass sie Auswirkungen auf den Standort gehabt haben könnten.

Im Falle von seismischen Störungen in der unmittelbaren Umgebung des Standortes müssen weitere Untersuchungen zur Abschätzung derer möglichen Aktivitäten durchgeführt werden. Störungen, deren Inaktivität nicht nachgewiesen werden kann, sind innerhalb des Standortes oder innerhalb einer durch die Bodenmorphologie zu bestimmenden Distanz nicht erlaubt.

Nähere Einzelheiten zu seismischen Untersuchungen und zu den Antwortspektren ergeben sich aus EN 1998-1 und EN 1998-5.

Auf der Grundlage der geologischen, tektonischen und seismischen Untersuchungen können bestimmt werden:

- das Auslegungserdbeben für die sichere Abschaltung (SSE);
- das Auslegungserdbeben für den Betriebszustand (OBE).

Die beiden Erdbeben sind festzulegen:

- probabilistisch, als Erdbeben, die Erdbewegungen auslösen mit einem Mindestabstand von 5 000 Jahren für SSE und von 475 Jahren beim OBE und/oder,
- deterministisch, dass sich ein maximales historisches Erdbeben erneut mit einem Epizentrum ereignet, das für den Standort zur größten Erdbebenstärke führt, wobei dieses Auslegungserdbeben aber mit den gegebenen geologischen und seismischen Daten vereinbar sein muss.

ANMERKUNG Sowohl OBE als auch SSE beschreiben Grenzfälle von Erdbeben mit schweren Folgen für Systeme wie in 4.5.2.2 beschrieben.

4.3.2.5 Standort

Während der Machbarkeitsstudie ist eine Bewertung des Anlagenstandortes durchzuführen, um die Eignung des vorgesehenen Standortes im Hinblick auf die benachbarte Entwicklung sicherzustellen. Die Bewertung muss mindestens Folgendes berücksichtigen:

- Entwicklung der Wohnbezirke;
- Entwicklung von Handel und Freizeiteinrichtungen;
- Entwicklung sensibler Bereiche (Schulen, Krankenhäuser, Altenwohnheime, Sportstätten usw.);
- industrielle Entwicklung;
- Transportinfrastruktur.

Nach der Auswahl des Standortes ist eine detaillierte Standortbewertung durchzuführen. Die eingesetzte Methodik und der Umfang der Standortbewertung richten sich nach dem vorgesehenen Inventar an Gefahrstoffen in der Anlage und dem Vorhandensein und dem Ausmaß der vorhandenen und in Zukunft erwarteten anliegenden Entwicklung, in Übereinstimmung mit lokalen und nationalen Anforderungen.

Es wird empfohlen, dass

- die Bewertung regelmäßig und im Fall größerer Modifikationen oder Änderungen angepasst wird,
- die Entwicklung in der Umgebung der Anlage kontrolliert wird, um eine nachfolgende unverträgliche Entwicklung zu minimieren.

Als Leitfaden für eine probabilistische Bewertung werden Akzeptanzkriterien für einen Anlagenstandort in Tabelle L.2 angegeben. Diese minimalen Akzeptanzkriterien können für den Fall angewandt werden, dass für das Land, in dem die Anlage errichtet werden soll, keine solchen Kriterien existieren.

4.4 Gefährdungsbeurteilung

4.4.1 Allgemeines

Eine Gefährdungsbeurteilung muss während der Planung der Anlage durchgeführt werden und wird auch für größere Änderungen oder Modifikationen empfohlen.

Die folgende Methodik und die Anforderungen beziehen sich auf Anhänge, die Beispiele für Wahrscheinlichkeitsbereiche, Schadensklassen und Risikohöhen enthalten. Es gibt jedoch Unterschiede bei den nationalen oder firmenseitigen Akzeptanzkriterien und die Beispiele, die in den informativen Anhängen J, K und L angegeben sind, sollten als Mindestanforderungen betrachtet werden. Wenn strengere örtliche oder nationale Anforderungen bestehen, ersetzen diese die genannten Mindestanforderungen.

4.4.2 Beurteilung

4.4.2.1 Methodik

Die Methodik der Gefährdungsbeurteilung kann deterministisch und/oder probabilistisch sein.

Der deterministische Ansatz besteht aus:

- Auflistung der potentiellen Gefährdungen mit externer oder interner Ursache;
- Festlegung von anzunehmenden Gefährdungen;
- Ermittlung der Auswirkungen;
- Begründung der notwendigen Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit zur Begrenzung der Auswirkungen.

Der probabilistische Ansatz besteht aus:

- Auflistung der potentiellen Gefährdungen mit externer oder interner Ursache;
- Ermittlung der Auswirkungen jeder Gefährdung und Zuordnung zu Schadensklassen (siehe Beispiel in Anhang K);
- Sammlung/Zusammenstellung von Daten zu Fehlerhäufigkeiten;
- Ermittlung der Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit jeder Gefährdung;
- Zusammenstellung der Häufigkeit für alle Gefährdungen innerhalb der jeweiligen Schadensklasse und Angabe der Wahrscheinlichkeitsklasse für diese Schadensklasse (siehe Beispiel in Anhang J);
- Einordnung der Gefährdungen entsprechend den Wahrscheinlichkeits-/Häufigkeits- und Schadensklassen (siehe Beispiel in Anhang L).

Für den Fall, dass die Risikoermittlung eine „unakzeptable Risikohöhe“ (z. B. Risikoklasse 3 in Anhang L) ergibt, muss das Anlagenkonzept oder die Betriebsweise geändert und die Risikobewertung wiederholt werden, bis keine unakzeptable Risikohöhe mehr existiert. Für den Fall, dass die Risikoermittlung übliche, akzeptable Risikohöhen (z. B. Risikoklasse 1 in Anhang L) ergibt, ist keine weitere Aktion erforderlich. Werden Risikohöhen ermittelt, die eine weitere Reduzierung erfordern (z. B. Risikoklasse 2 in Anhang L), sollten weitere Sicherheitsmaßnahmen erwogen werden, um das Risiko so gering wie vernünftigerweise praktikabel zu begrenzen.

Bei der Gefährdungsbeurteilung kann mit herkömmlichen Verfahren gearbeitet werden wie beispielsweise:

- Gefährdungs- und Betriebsfähigkeitsstudie (HAZOP, en: Hazard and Operability Study);
- Fehlerartauswirkungsanalyse (FMEA, en: Failure Mode Effect Analysis);
- dem Ereignisbaumverfahren (ETM, en: Event Tree Method);
- dem Fehlerbaumverfahren (FTM, en: Fault Tree Method).

Die Prozedur der Gefährdungsbeurteilung sollte während aller Schritte des Entwurfsprozesses durchgeführt werden. Eine Anwendung in den frühen Stufen eines Projektes oder einer konstruktiven Anpassung wird empfohlen und erlaubt die Überarbeitung unakzeptabler Entwürfe in der kostengünstigsten Weise.

Die minimalen Akzeptanzkriterien der probabilistischen Bewertung, die in Tabelle L.1 angegeben sind, basieren auf dem Risiko für Personal innerhalb der Anlagengrenzen. Vergleichbare Kategorien für freigesetzte Mengen von Kohlenwasserstoffen sind als Richtwerte in Anhang K angegeben. Alternative Risikobewertungsmethoden können genutzt werden, um die Eignung des Anlagenentwurfs zu bewerten; dies sind typischerweise Risikobewertungen von Betriebs- und gefährlichen Störfällen. Während des Anlagenentwurfs und nach wesentlichen Änderungen sollte jedoch mindestens das Risiko für das Personal abgeschätzt und als akzeptabel bestätigt werden.

Risikoanalysen und ihre Bewertungen sollten nicht genutzt werden, um gute Ingenieurpraxis zu missachten.

4.4.2.2 Feststellung von Gefährdungen durch externe Gefahrenquellen

Untersuchungen sollten durchgeführt werden, um Gefahrenquellen für die Anlage von außerhalb des Betriebsgeländes festzustellen. Solche Gefährdungen können verursacht werden durch:

- LNG-Tanker, die sich der Anlegestelle mit überhöhter Geschwindigkeit oder zu steilem Winkel nähern;
- die Möglichkeit einer Kollision vorbeifahrender Großschiffe mit der Landungsbrücke und/oder mit dem an der Anlegestelle liegenden LNG-Tanker (siehe [23]);
- Aufprall von Projektilen und die Auswirkungen der Kollision (Schiffe, Lastkraftwagen, Flugzeuge usw.);
- Naturereignisse (Blitzschlag, Überschwemmung, Erdbeben, Gezeiten, Eisberge, Tsunamis usw.);

- Zündung durch energiereiche Funkwellen (siehe [25]);
- die Nähe von Flughäfen und/oder Luftfahrtstraßen;
- ein „Dominoeffekt“, verursacht durch Feuer und/oder Explosion auf angrenzenden Betriebsgeländen;
- zündfähige, toxische oder erstickende treibende Gaswolken;
- ständige Zündquellen, wie z. B. Hochspannungsleitungen (Koronaeffekt);
- die Nähe des Betriebsgeländes zu jeder unkontrollierten externen Zündquelle.

4.4.2.3 Feststellung von Gefährdungen durch interne Gefahrenquellen

a) LNG-bedingte Gefährdungen

Für alle Anlagenteile einschließlich der Be- und Entladeeinrichtungen für Straßentankfahrzeuge und LNG-Tanker sind die mit einem Austritt von Flüssigerdgas oder Erdgas verbundenen Gefahren zu berücksichtigen. Zur Vereinfachung dürfen Szenarien erstellt werden.

Diese Szenarien sind durch die nachstehenden Einflussgrößen zu definieren:

- Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit der Gefährdung;
- Ort der Leckage;
- Art des Fluids (LNG oder Gas unter Berücksichtigung der Temperatur);
- Volumenstrom und Dauer der Leckage;
- Witterungsbedingungen (Windgeschwindigkeit und -richtung, atmosphärische Stabilität, Umgebungstemperatur, relative Luftfeuchtigkeit);
- die thermischen Eigenschaften und die Topographie des Bodens (einschließlich aller Auffangbereiche);
- die Nähe tragender Stahlbauteile, bei denen Sprödbruchgefahr aufgrund von tiefen oder kryogenen Temperaturen vermutet werden kann. Unter bestimmten Bedingungen, wenn Mengen von LNG in Wasser eingeleitet wurden, wurde das Auftreten von Druckerhöhung ohne Verbrennung bekannt; dieses Phänomen wird als schneller Phasenübergang (RPT, en: Rapid Phase Transition) bezeichnet. Siehe prEN ISO 16903 und siehe [32] und [33].

Insbesondere die Szenarien, die für verschiedene Typen von LNG-Tanks zu berücksichtigen sind, sind in Tabelle 1 definiert.

Tabelle 1 — Zu berücksichtigende Szenarien in der Gefährdungsbeurteilung abhängig vom Tanktyp

Tanktyp ^d	Vollständig metallisch oder nur mit metallischem Dach	Vorgespannter Beton (einschließlich bewehrtes Betondach)
Einzelbehältertank	a	
Doppelbehältertank	b	
Vollbehältertank	b	c
Membrantank	b	c
Kaltzäher Beton	b	c
	a	
Im Boden eingelassener Tank	b	c
Zu berücksichtigende Szenarien: a Im Falle eines Zusammenbruchs des Primärbehälters entspricht die Feuergröße der Fläche des Auffangbereichs. b Im Falle eines Zusammenbruchs des Tankdaches entspricht die Feuergröße der Größe des Sekundärbehälters. c Für diese Tanktypen ist kein Zusammenbruch des Daches anzunehmen, außer wenn in der Risikoanalyse angegeben. d Definition siehe EN 14620 und Anhang H.		

b) Nicht LNG-spezifische Gefährdungen

Die folgenden Ursachen für nicht LNG-spezifische Gefährdungen sind zu berücksichtigen:

- LPG-Lagerung und die Lagerung schwererer Kohlenwasserstoffe;
- simultane Ladevorgänge an Mehrproduktlandebrücken;
- schlechter Informationsaustausch zwischen Schiff und Landseite;
- Verkehr in der Anlage sowohl während der Montage als auch während des Betriebs;
- Austritt anderer Gefahrstoffe, insbesondere brennbarer Kältemittel;
- Projektile aufgrund von Explosionen;
- Druckbehälter und Dampferzeugerausrüstung;
- befeuerte Erhitzer und Boiler;
- rotierende Maschinen;
- Nebenanlagen, Katalysatoren und Chemikalien (Brennstoff, Schmieröl, Methanol usw.);
- Schadstoffe aus dem zugeführten Gas von Verflüssigungsanlagen;
- elektrische Anlagen;
- Hafeneinrichtungen in Verbindung mit der LNG-Anlage;
- Sicherheitsangelegenheiten (z. B. Eingriff, Sabotage);
- Unfälle während Errichtung und Wartung;
- Eskalation von Unfällen.

4.4.2.4 Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten

Bei der Abschätzung der Wahrscheinlichkeit einer angenommenen Gefährdung, sofern verwendet, ist mit für die LNG-Industrie geeigneten Zuverlässigkeitsdaten zu arbeiten, die der Öffentlichkeit zugänglich sind, oder es ist nach einem anerkannten Verfahren wie in 4.4.2.1 zur Bestimmung des Häufigkeitsbereiches für diese Gefährdung (siehe Anhang J) vorzugehen. Der menschliche Faktor muss dabei berücksichtigt werden.

4.4.2.5 Abschätzung der Auswirkungen

Aus den vorstehend erwähnten Szenarien ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen, die abhängig sind von den LNG-Eigenschaften und anderen Phänomenen entsprechend prEN ISO 16903. Die Gefährdungseigenschaften von anderen Fluiden außer LNG sind deren Sicherheitsdatenblättern zu entnehmen.

a) Verdampfung von freigesetztem LNG

Das Phänomen der sofortigen Verdampfung (Entspannungsverdampfung einschließlich der möglichen Entstehung von Aerosolen) ist zu berücksichtigen.

Die Verdampfung von verschüttetem LNG durch die Übertragung von Wärme ist mit geeigneten validierten Modellen zu berechnen.

Das Modell muss die nachstehenden Parameter berücksichtigen:

- LNG-Fließmenge und Dauer der Leckage;
- LNG-Zusammensetzung;
- Art des Bodens (Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärmekapazität, Dichte usw.);
- Bodentemperatur oder Temperatur des Oberflächenwassers;
- Witterungsbedingungen (Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient.

Mit dem Modell müssen sich die folgenden Größen berechnen lassen:

- Ausbreitungsgeschwindigkeit der LNG-Lache;
- benetzte Fläche in Abhängigkeit von der Zeit und insbesondere die größte benetzte Fläche;
- Verdampfungsrate in Abhängigkeit von der Zeit und maximale Verdampfungsrate.

b) Ausbreitung von verdampftem LNG in die Atmosphäre

Die Ausbreitung von ausgetretenem und entspanntem und verdampftem LNG in die Atmosphäre bei Berührung von Boden oder Wasser ist mit einem geeigneten validierten Modell zu berechnen.

Zur Bestimmung der Ausbreitung müssen mindestens die nachstehenden Parameter berücksichtigt werden:

- Ausdehnung der LNG-Lache;
- Verdampfungsrate;
- Eigenschaften des Dampfs;
- Art des Bodens (Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Dichte usw.);
- Temperatur des Bodens oder des Oberflächenwassers;
- Witterungsbedingungen (Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient;
- topographische Einflussgrößen am Standort (Bodenrauheit, usw.).

Die Ausbreitungssimulation in der Atmosphäre muss auf einer Kombination von gleichzeitig auftretender Windgeschwindigkeit und Stabilität der Atmosphäre basieren und zur größten vorhersagbaren Ausbreitungsdistanz bei nach unten gerichteter Windrichtung führen, die in weniger als 10 % der Zeit überschritten wird.

Falls keine anderen Informationen zur Verfügung stehen, müssen folgende atmosphärische Bedingungen berücksichtigt werden: F (nach Pasquill) atmosphärische Stabilität oder entsprechender Temperaturgradient bei einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s und relativer Luftfeuchtigkeit von 50 %.

Die folgenden Größen müssen mit dem Modell berechenbar sein:

- Linien gleicher Gaskonzentration;
- Abstand zu der unteren Zündgrenze.

c) Strahlartige Freisetzung von Erdgas oder LNG

Für eine strahlartige Freisetzung ist mit einem geeigneten validierten Modell die Ausbreitung des Strahls in der Atmosphäre zu berechnen, um mindestens die Höhe bzw. die Entfernung, die von dem Strahl erreicht wird, sowie die Konzentration an jeder vorgegebenen Stelle zu ermitteln.

Als Quellen einer strahlartigen Freisetzung sollten die Freisetzung von atmosphärischen Sicherheitsventilen, ungezündeten Fackeln und Ausbläsern berücksichtigt werden. Wo erforderlich, ist die Möglichkeit der Aerosolbildung zu berücksichtigen.

d) Überdruck

Durch die Zündung von Erdgas kann unter bestimmten Umständen (z. B. in Verdichtungsgebieten) eine Explosion ausgelöst werden, durch die eine Druckwelle erzeugt wird. Die Zündgrenzen für ein Erdgas/Luft-Gemisch sind angegeben in prEN ISO 16903.

Zur Berechnung des Überdrucks können anerkannte, validierte Verfahren und Modelle eingesetzt werden, z. B. die Multienergiemethode (siehe [5]) und/oder die Verpuffung bei konstanter Geschwindigkeit (siehe [6]). Dieser Überdruck sollte, wo anwendbar, für die Auslegung von Ausrüstung, Gebäuden und Strukturen spezifiziert werden.

Wo Überdruck auf den Tank, ein Ausrüstungsteil, ein Gebäude oder eine Struktur spezifiziert ist, ist dies immer die auftretende Wellencharakteristik. In diesem Fall wird angenommen, dass im schlimmsten Falle eine Verpuffung in der Nähe des Tankes zu einer Druckwelle führt, die, als Annahme des schlimmsten Falles, über dem halben Tankumfang ansteht. Die Spannungen im Tank durch Überdruck müssen durch eine dynamische Berechnung bestimmt werden. Für die übrigen Strukturen dürfen Spannungen durch statische Berechnungen bestimmt werden.

Die Auswirkungen eines potentiellen Überdrucks unter einer erhöhten Tankbasis auf Grund der Entzündung eines zündfähigen Gemisches unter dem Tank müssen berücksichtigt werden.

Die Auswirkungen der Wellenreflexion auf die Objekte müssen in der Verantwortung des Lieferanten liegen.

e) Wärmestrahlung

Die Wärmestrahlung, die bei einer Zündung von Dampf einer Lache oder einem Strahl von LNG oder dem Austritt von Erdgas entsteht, ist mit geeigneten und validierten Modellen zu berechnen.

Das Modell muss Folgendes berücksichtigen:

- Fläche der brennenden LNG-Lache oder die Dimensionen der Flamme;
- Oberflächenstrahlung des Lachenbrandes oder der Flamme (siehe prEN ISO 16903);
- Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und relative Luftfeuchtigkeit.

Die Berechnung der Strahlung muss auf einer Kombination von gleichzeitig auftretender Windgeschwindigkeit und Atmosphärenbedingungen basieren, die zur größten vorhersagbaren Strahlung führen, die in weniger als 10 % der Zeit überschritten wird.

Falls keine anderen Informationen zur Verfügung stehen, müssen folgende atmosphärische Bedingungen berücksichtigt werden: eine Windgeschwindigkeit von 10 m/s und eine relative Luftfeuchtigkeit von 50 %.

Mit dem Modell muss die zutreffende Strahlung in verschiedenen Entfernungen und Höhen berechnet werden können.

4.4.3 Verbesserung der Sicherheit

Soweit eine Gefährdungsbeurteilung zeigt, dass die Grenzwerte nach Anhang A überschritten werden oder die Risikohöhe eine Verbesserung erfordert (siehe Anhang L), sind Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit zu ergreifen wie z. B.:

- Installation eines Sicherheitssystems zur frühzeitigen Erkennung von Undichtheiten sowie zur Begrenzung der Auswirkungen einer Zündung (siehe 4.5 und Abschnitt 13);
- Beschleunigung der Verdünnung der zündfähigen Wolke;
- Ausschluss potentieller Zündquellen im Bereich von zündfähigen Gaswolken;
- Verringerung der Verdampfungsraten durch Minimierung der Wärmeübertragung;
- Verringerung der Wärmestrahlung durch Kühlung mit Wasservorhängen, Sprinkleranlagen, Schaum oder Wärmedämmung;
- Verringerung des Abstandes der Dampfverteilung durch Erwärmung der Wolke mit Hilfe von Schaum oder Spray;
- Vergrößerung der Sicherheitsabstände zwischen Anlagenteilen;
- Schutz der Anlagen vor Explosion;
- Überwachungssysteme wie Alarmmeldevorrichtungen mit Einschlagscheibe, Telefone, Personensuchsystem, Videoüberwachungssystem (CCTV, en: Closed Circuit Television) und Sirenen.

4.5 Sicherheitstechnik bei Auslegung und Konstruktion

4.5.1 Einleitung

Während der Auslegung und Konstruktion ist die Sicherheit ständig eingehend zu prüfen, um ein entsprechend der Gefährdungsbeurteilung ausreichendes Maß an Sicherheit sicherzustellen.

Das Sicherheitsmanagement während Auslegung und Konstruktion muss die in 4.5.2 und 4.5.3 festgelegten Auslegungsbetrachtungen und kontinuierlichen Überprüfungen einschließen.

4.5.2 Auslegung

4.5.2.1 Übliche Merkmale für Sicherheitsauslegungen

a) Auslegung von Leitungen und Anlagenteilen für tiefe Temperaturen

Die Auslegungsdrücke und Auslegungstemperaturen von Rohrleitungen und Ausrüstungen sind so festzulegen, dass alle anzunehmenden Betriebs- und Störungszustände abgedeckt werden. Geeignete Werkstoffe sind in prEN ISO 16903 genannt.

Die Spannungen in Rohrleitungen und Ausrüstungen werden durch Ausdehnung/Kontraktion aufgrund von Temperaturänderungen, die Möglichkeit des Thermoschocks und die Art der Wärmedämmung beeinflusst. Physikalische Phänomene wie Flüssigkeitsschlag, Kavitation, Entspannungsverdampfung und Zweiphasenströmung sind zu berücksichtigen. Die Empfehlungen in Abschnitt 9 sind anzuwenden. Die Kalthaltung der Hauptrohrleitungen, z. B. durch zirkulierende LNG-Spülung, wird empfohlen.

b) Einteilung von explosionsgefährdeten Bereichen

Für alle Anlagenteile sind die explosionsgefährdeten Bereiche zu analysieren (siehe [12] und [13]). Die Referenzangaben für eine solche Analyse sind entsprechend EN 1127-1 und EN 60079-10 festzulegen.

Die Form und Ausdehnung jeder Zone können sich in Abhängigkeit der angewandten nationalen oder fachlichen Richtlinien geringfügig unterscheiden, sie müssen aber mit der in EN 60079-10 festgelegten Methodik in Einklang stehen. Bezüglich der Landungsbrücken sind die Angaben in EN ISO 28460 zu berücksichtigen, insbesondere für die Gefährdungsbereiche, die entstehen, wenn ein LNG-Schiff an der Brücke liegt.

Die Auswahl von Ausrüstungsteilen in einzelnen Bereichen ist unter Berücksichtigung der Zoneneinteilung der explosionsgefährdeten Bereiche in Übereinstimmung mit EN 1127-1 und der EN/IEC-Normenreihe (Teil 0 bis Teil 25) vorzunehmen.

c) Absicherung gegen inneren Überdruck

Sicherheitsarmaturen müssen vorgesehen werden, um alle Risiken durch inneren Überdruck einschließlich Überdruck durch Feuer abzudecken.

Es wird empfohlen, dass die Abflüsse von herkömmlichen Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsventile, Abblasearmaturen) in das Fackel- oder Abblasesystem eingebunden oder zum Lagertank geleitet werden. Die Ausgänge der Sicherheitseinrichtungen auf den Tanks und den Verdampfern sollten, sofern sie nicht in das Fackel- oder Abblasesystem eingebunden oder zum Lagertank geleitet werden, in sichere Bereiche nach Gefährdungsbeurteilung abgeführt werden.

Wenn Druckentlastungen aus Hochdruck- und Niederdruckbereichen in das gleiche System geleitet werden, ist das Risiko der Druckrückwirkung zu unterbinden. Wenn eine übermäßige Rückwirkung in das Niederdrucksystem aufgrund von Druckentlastung aus einem Hochdrucksystem erfolgen kann, sollten separate Fackel- oder Abblasesysteme für Hoch- und Niederdruckentspannung vorgesehen werden.

d) Notentspannung

Es wird empfohlen, ein Notentspannungssystem vorzusehen.

Zweck dieser Einrichtung ist:

- den Innendruck zu reduzieren;
- die Folgen einer Undichtheit zu reduzieren;
- ein Versagen der mit LNG, Kohlenwasserstoff-Kältemitteln oder Gas gefüllten Druckbehälter und Rohrleitungen aufgrund von externer Wärmestrahlung zu verhindern.

Systeme zum Entspannen von Hochdruckausrüstung sind so auszulegen, dass der Druck innerhalb eines oder mehrerer Anlagenteile schnell abgebaut werden kann (siehe [3]). Das Entspannungsgas ist zum Fackelsystem abzuführen, das für die beim Entspannen entstehenden niedrigen Temperaturen ausgelegt sein muss.

Es sind von der Messwarte oder einem anderen Standort außerhalb des Anlagenbereichs angesteuerte oder automatisch wirkende Absperrarmaturen vorzusehen, mit denen die Anlage in einzelne Anlagenteile unterteilt, und gegebenenfalls empfindliche Bauteile abgesperrt werden können. Dies ermöglicht, dass nur Teilbereiche der Anlage entspannt werden müssen, um die Zufuhr von Kohlenwasserstoffen in einen Brandherd zu begrenzen.

e) Sicherheitsleitsystem

Ein Sicherheitsleitsystem (siehe Abschnitt 14) ist vorzusehen, um Gefährdungssituationen zu erkennen, zu melden und angemessen zu reagieren. Das Sicherheitsleitsystem muss unabhängig vom Prozessleitsystem ausgeführt werden und muss Gefährdungen erkennen und, wo erforderlich, die Anlage automatisch in einen sicheren Zustand bringen.

f) Eigensicherheit

Die Eigensicherheit muss sichergestellt werden, um

- verschüttetes LNG innerhalb der Umzäunung zu halten und die anzunehmenden Szenarien zu minimieren, bei denen das Risiko besteht, dass sich Dampf Wolken über die Umzäunung der Anlage ausbreiten,
- die Möglichkeit zu verringern, dass Feuer in einem einzelnen Bereich der Anlage sich in einen anderen Bereich ausbreitet,
- Beschädigungen im unmittelbaren Brandabschnitt zu minimieren durch den Einsatz von Trennabständen, durch Minimierung der Feuerunterstützung durch Kohlenwasserstoffbestände (indem die Anlage mit Hilfe von Trennventilen in verschiedene Brandbereiche unterteilt wird).

Maßnahmen für die Eigensicherheit werden in 13.1 aufgeführt.

g) Passiver Brandschutz und Schutz gegen Sprödbbruch

Passiver Brandschutz und Schutz gegen Sprödbbruch sind vorzusehen, um

- Ausrüstung und Hauptanlagenstützen vor lokalem Feuerschaden zu schützen, um eine Eskalation und eine Gefährdung von Notfalleinsatzkräften zu minimieren,
- tragende Hauptbauteile vor Versagen und daraus resultierendem Einsturz durch Versprödung wegen Kälteangriff zu schützen.

Passive Schutzmaßnahmen sind in 13.2 ausgeführt.

h) Aktiver Brandschutz

Zur Kontrolle und Bekämpfung von Bränden sind Ausrüstungen und/oder Systeme vorzusehen.

Diese Ausrüstungsgegenstände/-pakete und Systeme sind in 13.6 beschrieben.

i) Zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen in LNG-Anlagen

Bei einem Austritt von LNG und anderen flüssigen Kohlenwasserstoffen wie Erdgaskondensat (NGL) und Kältemitteln entstehen zündfähige Wolken, die dichter als Luft sind. LNG-Anlagen sind deshalb so auszulegen, dass die Häufigkeit und die Menge, mit der brennbare Flüssigkeiten geplant oder im Störfall frei werden, verhindert oder möglichst gering gehalten werden.

Dies wird dadurch erreicht, dass bei Planung, Beschaffung, Herstellung, Bau und Betrieb einer LNG-Anlage ein Sicherheitsmanagementsystem angewandt wird, um sicherzustellen, dass die besten verfügbaren Regeln der Technik umgesetzt werden. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen:

- Anlagen- und Ausrüstungsteile, die brennbare Medien führen, sind so weit wie möglich im Freien anzuordnen; inwieweit eine Aufstellung im Freien erfolgt, ist aber auch von der Wartung sowie von den klimatischen Verhältnissen am Standort abhängig;
- eine gedrängte Anordnung der einzelnen Anlagenteile ist zu vermeiden;
- eine geeignete flexible Rohranordnung für die Anpassung an alle Betriebsbedingungen;
- die Anzahl der Rohrleitungsflansche ist so gering wie möglich zu halten, indem unter Berücksichtigung von Inbetriebnahme, Abtrennung und Wartung Einschweißarmaturen eingesetzt werden. Wo Flansche eingesetzt werden, müssen hochwertige Dichtungen nach EN 12308 verwendet werden, die für die Verbindung und die Einsatzbedingungen geeignet sind und die Flansche sind nach Möglichkeit so anzuordnen, dass bei einer Undichtheit der Strahl des austretenden Mediums nicht auf angrenzende Anlagenteile trifft;
- die Ausblaseleitungen von Sicherheitsabblasearmaturen sind so anzuordnen, dass Gefährdungen minimiert werden;

- Anlagen sind für so hohe Drücke auszulegen, dass ein ausreichend großer Abstand zum Betriebsdruck vorhanden ist, um die Häufigkeit des Ansprechens der Sicherheitsabblaseeinrichtungen zu minimieren;
- für LNG und LPG sind Pumpen mit Spezialdichtungen oder Tauchpumpen und -motoren zu verwenden;
- galvanisierte Oberflächen sollten so angeordnet werden, dass geschmolzenes Zink keine Rohrleitungen aus nichtrostendem, austenitischem Stahl und Ausrüstungen kontaminieren kann, da das bei einem Feuer zu Versprödungsbruch oder raschem Versagen führen kann;
- Beachtung sollte der Anordnung von Zink und Aluminium über ungeschützten Stahl- und Kupfersystemen geschenkt werden. Wenn Aluminium oder Zink für längere Zeit zusammen mit einem Stahl- oder Kupferobjekt erhitzt werden, so kann dieses Objekt Narben oder Löcher durch Legierung im späteren Betrieb ausbilden. Dieses Phänomen tritt nicht sofort auf, aber es kann die Festigkeit der Anlage im zukünftigen Betrieb beeinflussen (siehe [14]);
- Absperrventile müssen so nahe wie möglich am Behälteranschluss, aber außerhalb der Ummantelung von Druckbehältern, die brennbare Flüssigkeiten enthalten, angeordnet werden. Diese Absperrventile müssen für eine Fernbedienung mit einem Not-Aus-Knopf an einem sicheren Ort oder automatisch durch das Notabschaltsystem (siehe Abschnitt 14) ausgerüstet sein.

j) Auffangbecken

Die Größe von Auffangbecken und Auffangrinnen für LNG- und Kohlenwasserstoffleitungen und Ausrüstungen muss als Teil der Gefährdungsbeurteilung (siehe 4.4) festgelegt werden. Allgemein wurde festgestellt, dass die Sammlung von ausgelaufener Flüssigkeit aus Verbindungsleitungen für LNG und Kohlenwasserstoffe ohne lösbare Verbindungsstellen, Flansche oder Instrumentenanschlüsse nicht durch eine Gefährdungsbeurteilung begründet ist.

Sofern erforderlich, muss das Auffangsystem so ausgelegt sein, dass es potentielle Leckagen, die bei der Gefährdungsbeurteilung ermittelt wurden, aufnehmen kann.

Möglicherweise ausgelaufenes LNG sollte in Auffangbecken abgeführt werden, die mit Schaumgeneratoren oder anderen Mitteln zur gesteigerten Verdampfungskontrolle ausgerüstet sind.

Vorkehrungen zur Rückgewinnung von Wasser nach 6.8.4 müssen angewendet werden.

4.5.2.2 Standortspezifisch: Erdbebenschutz

Die Anlage muss so konstruiert sein, dass sie eine einfache Wiederaufnahme des Betriebes nach einem OBE-Erdbeben ermöglicht (siehe OBE-Definition in Abschnitt 3).

Folgende Systeme müssen stärkeren Erdbebeneinwirkungen standhalten (von OBE- bis SSE-Stärke):

- Systeme, deren Bruch zu einer Gefährdung für die Anlage führen kann;
- Schutzsysteme, deren Betrieb erforderlich ist, um einen minimalen Sicherheitsstand zu halten.

Zu diesem müssen Anlagensysteme und Komponenten hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Sicherheit klassifiziert werden (siehe Anhang C). Diese Klassifizierung muss im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung vorgenommen werden:

- **Klasse A:** Systeme, die lebensnotwendig für die Anlagensicherheit sind, oder Schutzsysteme, die in Betrieb bleiben müssen, um ein Mindestmaß an Sicherheit aufrechtzuerhalten. Diese müssen sowohl bei OBE als auch SSE betriebsbereit bleiben. Das ESD-System und die Integrität der sekundären LNG-Lagerbehälter müssen Klasse A erfüllen.
- **Klasse B:** Systeme, die lebenswichtige Funktionen für den Anlagenbetrieb erfüllen, oder Systeme, deren Bruch zu einer Gefährdung der Anlage führen kann, für die ein Zusammenbruch größere Auswirkungen auf die Umwelt verursachen oder zu weiteren Gefährdungen führen könnte. Diese Systeme müssen nach OBE in Betrieb bleiben und ihre Strukturfestigkeit bei SSE noch behalten. Die Primärbehälter aller LNG-Tanks müssen Klasse B erfüllen.

- **Klasse C:** Andere Systeme. Diese Systeme müssen nach OBE in Betrieb bleiben und nach SSE dürfen sie keine Auswirkungen auf andersklassige Systeme oder Komponenten haben.

Die Systeme enthalten die zugehörigen Ausrüstungen, Verrohrungen, Armaturen, Instrumentierung, Spannungsversorgung und deren Unterstützungen. Tragwerke müssen entsprechend der strengsten Klasse für die Systemkomponente, die sie unterstützen, ausgelegt werden.

Die Gebäude, die eine Sicherheitsfunktion haben oder üblicherweise bemannt sind, müssen so ausgelegt werden, dass sie im Falle von SSE unversehrt bleiben. Heizung, Lüftung und Klimatisierung sind so auszulegen, dass sie die entsprechenden Kriterien der klassifizierten Systeme innerhalb der Gebäude erfüllen.

4.5.3 Überprüfungen

Die Überprüfungen sind durch strikte Anwendung eines allumfassenden QA-Systems (Qualitätssicherungssysteme) (siehe Abschnitt 15) zu organisieren.

Diese Überprüfungen umfassen mindestens:

- vorläufige Gefährdungsanalyse;
- Prüfung des Anlagenentwurfs;
- HAZOP;
- Wartungs- und Erreichbarkeitsüberprüfung;
- SIL-Überprüfung;
- Prüfung vor der Inbetriebnahme.

4.6 Sicherheit während des Betriebs

4.6.1 Vorbereitung des Anlagenbetriebs

Die Vorbereitung des Anlagenbetriebes muss umfassen:

- Personalschulungen wie in Abschnitt 17 beschrieben;
- Entwicklung von Betriebsanweisungen und Arbeitsablaufplänen für den Anlagenbetrieb, die Wartung und die Inspektion;
- Entwicklung von Sicherheitsverfahren, die die umfassenden Notfallmaßnahmen des Hafens und den internationalen Schiffs- und Hafeneinrichtungs-Sicherheitscode (ISPS), wo zutreffend, enthalten.

4.6.2 Sicherheit während des Anlagenbetriebs

Sicherheit während des Anlagenbetriebes muss durch folgende Merkmale und Maßnahmen erreicht werden:

- die Betriebskontroll-, Überwachungs- und Sicherheitssysteme einschließlich der Betriebserlaubnisse;
- die Verminderung von unkontrollierten Zündquellen;
- die zentrale oder örtliche Kontrolle des Brandbekämpfungssystems.

5 Anleger und Hafenanlagen

5.1 Allgemeines

Dieser Abschnitt behandelt Lage, konstruktiven Entwurf, Training vor Inbetriebnahme und Sicherheitsanforderungen von Anleger und Hafenanlagen.

5.2 Lage

Die Lage des Anlegers in einer LNG-Hafenanlage ist ein primärer Faktor bei der Bestimmung der gesamten Risiken des Schiff/Land-Übergabebetriebs und eine detaillierte Studie zur Bestimmung des geeignetsten Platzes muss während der Planungsphase des Projektes durchgeführt werden. Eine Festlegung dessen, was unter den speziellen Gegebenheiten als akzeptabel angesehen werden kann, muss einer Beurteilung der gegenwärtigen Risiken durch den Betrieb auf anliegenden Grundstücken und durch den Verkehr im Hafen folgen.

Vorkehrungen, wie in EN ISO 28460 beschrieben, sollten in der Auslegung des Anlegers und der Schnittstelle zwischen Schiff und Land enthalten sein. Siehe auch andere international anerkannte Veröffentlichungen für zusätzliche Anforderungen, die relevant sein können (wie [23] und [16]).

5.3 Konstruktiver Entwurf

Eine geeignete Norm für Marinebauten (siehe [22]) muss zur Bestimmung der anwendbaren Konstruktionsparameter und zur Auswahl von Berechnungsverfahren zur Ableitung der Reaktionskräfte auf den Anleger verwendet werden. Dabei sind die Einflüsse von Bodenbeschaffenheit und zusätzlich die Belastungen, die von natürlichen Gegebenheiten auf den LNG-Anleger einwirken, wie Wind, Tide, Wellen, Strömungen, Temperaturänderungen, Eis und Erdbeben, sowie den vom Betrieb herrührenden, wie Anlegen und Festmachen, Be- und Entladung und Fahrverkehr während der Bauphase, des Betriebs und der Wartung zu berücksichtigen.

Eine Verträglichkeitsstudie sollte durchgeführt werden, so dass die Größe der voraussichtlich vorgesehenen Schiffe, die am Terminal anlegen werden, sicher ermittelt werden kann (siehe EN ISO 28460).

Während des Entwurfes sollte die Möglichkeit des Verschüttens von LNG berücksichtigt werden, insbesondere in der Umgebung der Ladearme. Dies können Vorkehrungen zum Auffangen von verschüttetem LNG und Schutz gegen Versprödung von Bauteilen aus Kohlenstoffstahl oder andere geeignete Maßnahmen sein.

Ein Bedienerraum am Anleger sollte vorgesehen werden, der Kommunikationsverbindung mit dem Schiff wie auch mit den Kontrollräumen des Terminals hat. Er sollte Bedieneinrichtungen für die Notabschaltung und die Entspannungseinrichtung des LNG-Übergabesystems und für die Fernbedienung der Brandbekämpfungseinrichtungen und die Einrichtungen zur Dampfüberwachung auf dem Anleger haben. Ebenso sollten Anzeigen vorhanden sein zur Überwachung der See- und Wetterbedingungen, der Schiffsposition sowie der Spannung in den Festmacherleinen.

Ein Überwachungssystem muss vorhanden sein, das vor jeglichem LNG- oder Erdgasleck warnt und das auch bei einem Feuersausbruch warnt. Ein Ansprechen dieses Systems muss automatisch eine Notabschaltung (ESD) des Schiff/Land-Übergabesystems auslösen und es muss Alarm geben im Bedienerraum am Anleger, im Hauptkontrollraum und dieser muss auch über in EN ISO 28460 empfohlene Vorrichtungen zum Schiff übermittelt werden. Zur Übergabe von LNG vom Schiff an Land müssen Hafenladearme verwendet werden. Diese müssen mit elektrischen Notfalltrennkupplungen nach EN 1474 ausgerüstet sein.

Haken zum schnellen Lösen von Festmachern müssen vorgesehen werden, wobei die Konstruktion des Lösesystems so sein muss, dass die Betätigung nur eines Schalters oder der Ausfall nur einer Komponente nicht alle Festmacher zugleich lösen kann.

5.4 Sicherheit

Zum schnellen Erreichen und Verlassen des Liegeplatzes für Notfallfahrzeuge oder -schiffe zur Brandbekämpfung, zur medizinischen Rettung oder zur Kontrolle von Verunreinigungen müssen Vorkehrungen getroffen werden.

Bei Anlegern, die auf die Erreichbarkeit von Fahrzeugen angewiesen sind, kann es erforderlich sein, Ausweichplätze vorzusehen.

Ebenso müssen Vorkehrungen für Fluchtwege bei Feuer oder Verschütten von Flüssigkeiten vorgesehen werden. Es muss möglich sein, von jeder Stelle des Liegeplatzes einen sicheren Ort zu erreichen. Dies wird am einfachsten durch zwei unabhängige Fluchtwege aus dem Liegeplatz erreicht. Das kann enthalten:

- zusätzliche Gehwege;
- Möglichkeiten für (ein) bemannte(s) bereitstehende(s) Boot(e).

Fluchtwege müssen durch Wassersprüher geschützt werden, wenn dies bei der Gefährdungsbeurteilung als erforderlich erkannt wird.

Der Zugang vom Anleger zum Schiff muss den Anforderungen von EN ISO 28460 entsprechen.

Für nicht berechnete Personen sollte es zu keiner Zeit möglich sein, Zugang zum Anlegerbereich zu erlangen, ohne überprüft worden zu sein (siehe [30]). Wenn Sicherheitszäune dafür benutzt werden, müssen die allgemeinen Vorsichtsmaßnahmen bei Feuer und die Notausgänge berücksichtigt werden (siehe [24]).

6 Lager- und Auffangsysteme

6.1 Allgemeines

Auslegung und Konstruktion von LNG-Tanks ist enthalten in EN 14620.

6.2 Tankbauarten

Die Tankbauarten, die die Anforderungen von 6.3.1 erfüllen, sind nach EN 14620:

- Einzelbehältertank als zylindrischer Metalltank;
- Doppelbehältertank als zylindrischer Metallinnentank mit Metall- oder Betonaußentank;
- Vollbehältertank als zylindrischer Metallinnentank mit Metall- oder Betonaußentank;
- vorgespannter zylindrischer Betontank mit einer Innenmetallmembrane.

Auch andere Tankbauarten sind zulässig, sofern nachgewiesen wird, dass ihr Konzept und ihre Sicherheit die in 6.3.1 festgelegten Anforderungen erfüllen. Beispiele für andere Typen sind:

- kaltzäher zylindrischer Betontank: Betoninnentank und vorgespannter Betonaußentank;
- Kugeltank.

Diese abweichenden Tankbauarten werden in Anhang H beschrieben.

Tanks können oberirdisch oder teilweise oder ganz in den Boden oder in Gruben eingelassen angeordnet werden. Die Fundamentplatte des Tanks kann auf Pfählen liegen. Die Art der Tankgründung ist vom Ergebnis der Baugrund- und seismologischen Untersuchung abhängig.

6.3 Auslegungsgrundsätze

6.3.1 Allgemeine Anforderungen

Diese Norm gilt nicht für Behälter mit einem Auslegungsüberdruck von über 500 mbar; diese müssen den einschlägigen Normen und Vorschriften für die Auslegung von Druckbehältern entsprechen³⁾.

Stehende zylindrische LNG-Flachbodenstahltanks müssen die Anforderungen der EN 14620 erfüllen.

Zylindrische kaltzähe Betontanks und Kugeltanks für LNG sind nach den einschlägigen Normen und Vorschriften³⁾ sowie allen LNG betreffenden Anforderungen in dieser Europäischen Norm entsprechend auszulegen.

LNG-Tanks sind so auszulegen, dass sie

- das flüssige Medium bei tiefer Temperatur sicher lagern,
- sicher mit LNG gefüllt und geleert werden können,
- eine sichere Ableitung des Boil-off-Gases ermöglichen,
- das Eindringen von Luft und Feuchtigkeit sicher verhindern, außer als letztes Mittel zur Vermeidung unzulässigen Unterdrucks im Dampfraum,
- das Eindringen von Wärme entsprechend den betrieblichen Erfordernissen begrenzen und keine Frosthebung auftreten lassen,
- bei den nach Abschnitt 4 anzunehmenden inneren und äußeren Lastfällen einer Beschädigung widerstehen, die zu einer Undichtheit führen kann,
- sicher im Betriebsbereich zwischen dem maximalen Auslegungsüber- und -unterdruck (Vakuum) betrieben werden können,
- der für ihre Lebensdauer vorgesehenen Zahl von Füll- und Entleerungsvorgängen sowie der Anzahl von Abkühlungs- und Erwärmungsvorgängen standhalten, die während ihrer Lebensdauer vorgesehen sind.

6.3.2 Fluidtightigkeit

Der Tank muss im Normalbetrieb gas- und flüssigkeitsdicht sein.

Die erforderliche Widerstandsfähigkeit gegen Undichtheit im Fall von externen Einwirkungen wie beispielsweise Aufprall, Wärmeeinstrahlung und Explosion muss im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung (siehe Abschnitt 4) festgelegt werden.

Die LNG-Dichtheit des Primärbehälters ist durch nahtgeschweißtes Blech, eine Membran oder durch mit kaltzähem Spannstahl vorgespannten kaltzähen Beton sicherzustellen.

LNG-Dichtheit des Sekundärbehälters ist durch

- nahtgeschweißtes Blech,
- Beton,
- verdichtete Erde oder Sand, vorausgesetzt, LNG-Dichtheit kann sichergestellt werden,
- andere erprobte Materialien sicherzustellen.

³⁾ z. B. EN 13445

Die Außenhülle des Tanks, die der Atmosphäre ausgesetzt ist (metallisch oder Beton), ist so auszulegen, dass jegliches Wassereindringen minimiert wird, unabhängig davon, ob dies Oberflächenwasser, Löschwasser, Regenwasser oder Luftfeuchtigkeit ist. Die Feuchtigkeit kann Korrosionsprobleme sowie eine Schädigung der Dämmung und des Betons hervorrufen.

Um die Flüssigkeit im Fall von LNG-Leckagen von Doppel-, Vollbehälter- und Membrantanks aufzufangen, sind folgende Anforderungen an den Sekundärbehälter zu stellen:

- sofern der Sekundärbehälter aus Metall gefertigt wird, muss dieses kaltzäh sein;
- wenn der Sekundärbehälter aus vorgespanntem Beton besteht, müssen die Spannstähle der maximalen hydrostatischen Last bei der dann vorherrschenden Temperatur standhalten. Bei der Berechnung ist davon auszugehen, dass die LNG-Temperatur unmittelbar auf der Innenseite (gegebenenfalls der wärmeisolierten Verkleidung) ansteht.

Bei einem Sekundärbehälter aus Beton, bei dem eine feste Wand/Boden-Verbindung besteht, muss ein Kälteschutzsystem vorhanden sein, das unkontrollierte Rissbildung in dieser Verbindungszone verhindert. Dieses Kälteschutzsystem muss in Übereinstimmung mit EN 14620-1:2006, 7.1.11, ausgelegt sein.

6.3.3 Tankanschlüsse

Die Tankanschlüsse sind für die Aufnahme der von externen und internen Rohrleitungen eingeleiteten Lasten, sofern vorhanden, auszulegen.

Die Flüssigkeits- und Gasleitungen, die durch die Tankumhüllung hindurchgeführt werden, müssen die nachfolgenden Anforderungen erfüllen:

- an den Durchführungen darf nicht zu viel Wärme in den Behälter eindringen;
- wenn an den Durchführungen temperaturbedingt schnelle Dehnungen und Schrumpfungen auftreten, sind die Anschlüsse auf der Innenseite gegebenenfalls verstärkt auszuführen und auf der Außenseite sind die Kräfte der externen Rohrleitungen über Dehnungskompensatoren aufzunehmen;
- Rohrleitungen dürfen nicht durch die Seitenwände oder den Boden des Primär- oder Sekundärbehälters geführt werden;
- erforderlichenfalls sind für den Ringraum zwischen dem Primär- und dem Sekundärbehälter Stickstoffanschlüsse vorzusehen, über die vor der Inbetriebnahme Luft und nach einer Außerbetriebnahme zu Wartungszwecken LNG aus dem Ringraum herausgespült werden kann.

Das nicht Vorhandensein von Wand- und Bodendurchführungen erfordert die Installation von Tauchpumpen. Auf dem Tankdach sind eine Bühne und geeignetes Hebezeug zu installieren, von der aus die Pumpen zur Instandhaltung ausgebaut werden können.

Siphoneffekte sind durch die Konstruktion auszuschließen.

6.3.4 Wärmedämmung

Für die Wärmedämmung sollten Werkstoffe nach prEN ISO 16903 verwendet werden.

Die verwendeten Dämmsysteme müssen frei von Verunreinigungen sein, die zur Korrosion oder anderweitiger Beschädigungen der drucktragenden Teile führen könnten, mit denen sie in Berührung kommen⁴⁾.

⁴⁾ Trotzdem wird Dämmmaterial, das im Ringraum oder über einem erhöhten Deck (Bezug auf die Definition in EN 14620) von selbsttragenden und Betontanks verwendet wird, dem Boil-off-Gas ausgesetzt.

Unter dem Boden des Primärbehälters ist eine Wärmedämmung anzuordnen, um die Wärmeübertragung vom Fundament in den Behälter niedrig zu halten, so dass das Erwärmen des Erdbodens, sofern zur Vermeidung von Frosthebung erforderlich, minimiert werden kann.

Die Wärmedämmung des Tankbodens ist so auszulegen und festzulegen, dass sie jeder Art von Lastkombinationen nach EN 14620 standhält.

Die Wärmedehnung der Tankteile ist zu berücksichtigen; eine Verdichtung der Dämmstoffschüttung aus expandiertem Perlit im Ringraum außerhalb des Primärbehälters kann beispielsweise mit Glaswollepolstern verhindert werden, die Veränderungen des Durchmessers des Primärbehälters aufnimmt.

Die Wärmedämmung an der Wand des Membrantanks muss hydrostatischen Einwirkungen standhalten.

Kugeltanks werden lediglich von außen wärmegeklämt, so dass auf den Dämmstoff keine inneren hydraulischen oder mechanischen Einflüsse wirken.

Außen angebrachte Wärmedämmstoffe sind durch Verkleidung und Dampfsperren vor Feuchtigkeit zu schützen.

Freiliegende Wärmedämmung muss aus nicht brennbarem Material bestehen.

Die Wärmedämmung ist so auszulegen, dass die Temperatur an keiner Stelle der Tankaußenwand unter 0 °C absinkt, bei einer Lufttemperatur gleich oder höher als 5 °C. Die Umgebungsbedingungen (Witterung, Boden, Auslegung usw.) sind bei der Dämmdickenbestimmung zu berücksichtigen.

Bei oberirdischen Lagertanks beträgt die zu berücksichtigende Windgeschwindigkeit 1,5 m/s.

6.3.5 Betriebseinwirkungen

LNG-Tanks sind für die Einwirkungskombinationen entsprechend EN 14620 und für die Einwirkungen aus Temperatur- und Druckwechselbeanspruchungen auszulegen, die sich ergeben aus:

- der erstmaligen Abkühlung auf tiefe Temperatur und der Erwärmung auf Umgebungstemperatur;
- den Füll- und Entleerungszyklen.

Vom Hersteller ist die zulässige Temperaturänderungsgeschwindigkeit beim Abkühlen sowie beim Erwärmen des Tanks anzugeben.

Für selbsttragende Stahltanks ist der Innentank gegen den maximalen Differenzdruck auszulegen, der bei allen Betriebsphasen auftreten kann. Ein System gegen das Abheben des Bodens ist, sofern erforderlich, vorzusehen.

6.4 Allgemeine Auslegungsanforderungen

Die Tragwerke des Tanks müssen so ausgelegt sein, dass sie mindestens den Einwirkungskombinationen nach EN 14620 widerstehen.

Zusätzlich müssen Tragwerke und Bauteile

- ihre Eigenschaften bei normalen Bedingungen im Hinblick auf Alterungsbeständigkeit, Verschiebungen, Setzungen und Schwingungen aufrechterhalten,
- ausreichend sicher gegen Ermüdungsbruch ausgelegt sein,
- eine angemessene Zähigkeit aufweisen und auf örtlich begrenzte Schäden wenig empfindlich reagieren,
- eine einfache Lastweiterleitung mit geringen Spannungskonzentrationen sicherstellen,
- für eine einfache Zustandsüberwachung, Instandhaltung und Reparatur geeignet sein.

Die Auslegung muss jegliche Alterung des Betonrippenstahls oder des Betons minimieren, um eine Verringerung der Beständigkeit des Tanks über die Lebenszeit zu verhindern.

6.5 Fundamente

Fundamente sind so auszulegen, dass ungleichmäßige Setzungen verhindert werden, die den Grenzwert der Bodenplatte überschreiten.

Das Fundament ist sicher vor Frost zu schützen, entweder durch die Lage der Bodenplatte oder durch Heizsysteme. Die Heizung muss ausgewechselt bzw. repariert werden können, ohne dass der Tank außer Betrieb genommen werden muss. Die Heizung muss mit 100 % Reserve installiert werden.

Die Auslegung des Fundaments erfolgt auf der Grundlage einer Erdbebenrisikoanalyse und eines Bodengutachtens. Zur Minderung von Erdbebenfolgen können Dämpfungslager notwendig sein. Diese Lager müssen ausgetauscht werden können, ohne dass der Tank außer Betrieb genommen werden muss.

Die Bodenplatte kann aufgeständert, auf dem Boden aufliegend oder halb bzw. ganz im Boden versenkt sein.

Bei aufgeständerter Bodenplatte muss der Abstand zwischen dieser und dem Erdboden so groß sein, dass die unter der Bodenplatte zirkulierende Luftmenge sicherstellt, dass die Temperatur an der Unterseite der Bodenplatte nicht um mehr als 5 °C unter der Außentemperatur liegt. Gasdetektoren sind in diesem Bodenraum zu installieren, um die Anwesenheit oder eine Ansammlung von Gas im Fall eines Lecks zu überwachen. Der Effekt der Druckerhöhung aufgrund der Entzündung von brennbaren Gemischen muss ausgewertet und gemildert werden.

Auf Fels gegründete Kugeltanks brauchen nicht beheizt zu werden, wenn der Boden den Erfordernissen entsprechend entwässert wird und der Raum zwischen der Dämmung und dem Felsen ausreichend belüftet oder bespült wird.

6.6 Instrumentierung

6.6.1 Allgemeines

Ausreichende Instrumentierung ist vorzusehen, damit der Tank sicher in Betrieb genommen, betrieben und außer Betrieb genommen werden kann. Folgende Instrumentierung ist mindestens vorzusehen:

- Füllstandsanzeiger und/oder -schalter;
- Druckanzeiger und/oder -schalter;
- Temperaturanzeiger und/oder -schalter;
- Dichteanzeiger des Mediums (außer bei Peakshaving-Anlagen, wenn Roll-over-Verhütungsmaßnahmen nach prEN ISO 16903 vorgesehen sind).

Die Zuverlässigkeit der Messung ist im Allgemeinen mindestens durch die nachstehenden Maßnahmen sicherzustellen:

- eine Instrumentierung sollte vorgesehen werden, die bei Normalbetrieb des Tanks instand gehalten werden kann;
- Instrumente mit Sicherheits- und Betriebsfunktion, die zur Instandhaltung demontiert werden müssen, sind mit ausreichender Redundanz zu installieren;
- Grenzwertgeber mit Sicherheitsfunktionen (Druck- und LNG-Füllstandsmessgeräte usw.) müssen auch außerhalb des üblichen Abfragezyklus ansprechen;
- Messwerte und Alarme sind in eine Messwarte zu übertragen;
- in Erdbebengebieten sind kritische Alarme, z. B. Druck, Füllstand usw., zu duplizieren und auf mehreren Wegen in die zentrale Messwarte zu übertragen.

6.6.2 Füllstand von Flüssigkeiten

Zur Füllstandsbegrenzung werden vorzugsweise hochwertige, unabhängige Füllstandsmessgeräte empfohlen, um eine Überfüllung zu verhüten bzw. um Überlaufleitungen zu vermeiden.

Es sind Messgeräte vorzusehen, die eine LNG-Füllstandsüberwachung und Schutzmaßnahmen ermöglichen. Diese Messgeräte müssen insbesondere Folgendes ermöglichen:

- mindestens zwei getrennte Systeme mit geeigneter Zuverlässigkeit zur kontinuierlichen Messung des Tankfüllstandes, jeweils ausgestattet mit Füllstandsalarm „hoch“ und „sehr hoch“;
- ein davon unabhängiges Messsystem mit geeigneter Zuverlässigkeit zur Überwachung des Grenzwertes für den Füllstand „sehr hoch“ mit automatischer Auslösung der ESD-(Not-Aus-)Funktion für Füllpumpen und Ventilen zu den Füll- und Umlaufleitungen.

6.6.3 Druck

Der Tank ist an geeigneter Stelle mit fest installierten Druckmessgeräten auszurüsten, die eine im Folgenden dargestellte Drucküberwachung ermöglichen:

- laufende Messung des Betriebsdrucks;
- Überwachung des oberen Grenzdrucks, unabhängig von der kontinuierlichen Messung des Betriebsdrucks;
- Überwachung des unteren Grenzwertes (Unterdruck), unabhängig von der kontinuierlichen Messung des Betriebsdrucks mit automatischer Abschaltung von Boil-off-Gas-Verdichtern und Pumpen und, falls notwendig, automatisch gesteuerter Eindüsung von Gas bei Unterschreitung des Grenzwertes;
- an Tanks, bei denen der Ringraum keinen Druckausgleich mit dem Innentank aufweist, sind Differenzdruckmessaufnehmer zwischen Innentank und dem mit Dämmstoff gefüllten Ringraum oder separate Drucksensoren im Dämmraum zu installieren.

6.6.4 Temperatur

Der Tank ist an geeigneter Stelle mit fest angeordneten Messgeräten auszurüsten, die folgende Überwachungen ermöglichen:

- der Temperatur der Flüssigkeit in verschiedenen Tiefen bei einem maximalen vertikalen Abstand zwischen zwei benachbarten Temperaturmessgeräten von 2 m;
- der Temperatur der Gasphase;
- der Wand- und Bodentemperatur des Primärbehälters;
- der Wand- und Bodentemperatur des Sekundärbehälters (außer wenn dieser als Auffangwall ausgeführt ist).

6.6.5 Dichte

Die Dichte des LNG muss über die gesamte Höhe der Flüssigkeit überwacht werden.