

DIN EN 1473

ICS 75.200

Ersatz für
DIN EN 1473:2007-06**Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas –
Auslegung von landseitigen Anlagen;
Deutsche Fassung EN 1473:2016**

Installation and equipment for liquefied natural gas –
Design of onshore installations;
German version EN 1473:2016

Installations et équipements de gaz naturel liquéfié –
Conception des installations terrestres;
Version allemande EN 1473:2016

Gesamtumfang 147 Seiten

DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas)

Nationales Vorwort

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

Dieses Dokument (EN 1473:2016) 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 Arbeitsausschuss NA 032-02-10 AA „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas - 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 der Sicherheit betrachtet.

Soweit in dieser europäischen Norm Belange des Arbeitsschutzes berührt werden, wird darauf hingewiesen, dass diesbezügliche nationale Vorschriften Vorrang vor den in dieser Norm festgelegten Anforderungen haben. Wenn strengere örtliche oder nationale Anforderungen bestehen, ersetzen diese die in dieser europäischen Norm genannten Mindestanforderungen.

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 14.3.2.1 wurden die Anforderungen an die Auslösung der Notabschaltung präzisiert; eine 4. ESD-Stufe — Herunterfahren der gesamten Anlage — wurde neu eingeführt;
- g) 14.3.2.2 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) in Anhang H wurde die Anzahl der Beispiele für Tankbauformen reduziert;
- k) darüber hinaus wurden einige redaktionelle Änderungen vorgenommen.

Frühere Ausgaben

DIN EN 1473: 1997-11, 2007-06

Deutsche Fassung

Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung von landseitigen Anlagen

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

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

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 4. März 2016 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Management-Zentrum des CEN-CENELEC oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG
EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION

CEN-CENELEC Management-Zentrum: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	9
Einleitung	10
1 Anwendungsbereich	11
2 Normative Verweisungen	11
3 Begriffe	15
4 Sicherheit und Umwelt	21
4.1 Allgemeines	21
4.2 Umweltverträglichkeit	21
4.2.1 Umweltverträglichkeitsbewertung	21
4.2.2 Anlagenemissionen	22
4.2.3 Emissionsüberwachung	22
4.2.4 Philosophie für Abfackeln/Abblasen	23
4.2.5 Schallschutz	23
4.2.6 Externe Verkehrsinfrastruktur	23
4.2.7 Wasserentsorgung	23
4.3 Allgemeine Sicherheitsanforderungen	23
4.3.1 Sicherheitsphilosophie	23
4.3.2 Die Anlage und ihre Umgebung	23
4.4 Gefährdungsbeurteilung	26
4.4.1 Allgemeines	26
4.4.2 Beurteilung	27
4.4.3 Verbesserung der Sicherheit	33
4.5 Sicherheitstechnische Auslegung und Konstruktion	33
4.5.1 Einleitung	33
4.5.2 Auslegung	33
4.5.3 Überprüfungen	37
4.6 Sicherheit während des Betriebs	38
4.6.1 Allgemeines	38
4.6.2 Vorbereitung des Anlagenbetriebs	38
4.6.3 Sicherheit während des Anlagenbetriebs	38
5 Anleger und Hafenanlagen	38
5.1 Allgemeines	38
5.2 Lage	38
5.3 Technische Auslegung	39
5.4 Sicherheit	39
6 Lager- und Auffangsysteme	40
6.1 Allgemeines	40
6.2 Tankbauarten	40
6.3 Tankbehälterbauarten	40
6.4 Auslegungsgrundsätze	41
6.4.1 Allgemeine Anforderungen	41
6.4.2 Fluiddichtheit	42
6.4.3 Tankanschlüsse	43
6.4.4 Wärmedämmung	43
6.4.5 Betriebseinwirkungen	44

6.5	Allgemeine Auslegungsanforderungen	44
6.6	Fundamente.....	45
6.7	Instrumentierung.....	45
6.7.1	Allgemeines	45
6.7.2	Flüssigkeitsfüllstand	46
6.7.3	Druck.....	46
6.7.4	Temperatur	46
6.7.5	Dichte	47
6.8	Über- und Unterdrucksicherung.....	47
6.8.1	Allgemeines	47
6.8.2	Quelle von Boil-off-Gas im Gasraum des Tanks.....	47
6.8.3	Druckentlastungsventile	47
6.8.4	Berstscheibe.....	48
6.8.5	Unterdruck.....	48
6.9	Tankumwallungen und Auffangbereich für Einzel- und Doppel-Containments.....	49
6.9.1	Allgemeines	49
6.9.2	Auffangbereich für Einzel-Containments	49
6.9.3	Auffangbereich für Doppel-Containments	49
6.9.4	Werkstoffe.....	49
6.9.5	Ableitung von Wasser	49
6.9.6	Auffangkapazität.....	49
6.10	Sicherheitstechnische Einrichtungen	50
6.10.1	Einrichtungen zur Verhinderung von Rollover.....	50
6.10.2	Blitzschutz.....	50
6.10.3	Zuverlässigkeit und Überwachung des Bauwerks	50
6.11	Tankrohrleitungen	52
6.11.1	Leitungen zur Abkühlung des Tanks.....	52
6.11.2	Leitungen zum Füllen.....	52
6.12	Abstände zwischen Tanks	52
6.13	Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme	52
6.14	Prüfungen.....	52
7	LNG-Pumpen.....	52
7.1	Allgemeines	52
7.2	Werkstoffe.....	53
7.3	Besondere Anforderungen.....	53
7.4	Inspektion und Prüfungen	53
8	Verdampfung von LNG.....	54
8.1	Allgemeine Anforderungen	54
8.1.1	Funktion.....	54
8.1.2	Werkstoffe.....	54
8.1.3	Schutzschicht.....	54
8.1.4	Erdgasleitungen	54
8.1.5	Stabilität/Schwingungen	55
8.1.6	Sicherheitsabblaseventile	55
8.1.7	Betriebsdaten	55
8.2	Auslegungsbedingungen.....	55
8.3	Verdampferanforderungen	56
9	Rohrleitungen.....	56
9.1	Allgemeines	56
9.2	Rohrleitungssysteme	56
9.2.1	Anwendungsbereich für Rohrleitungssysteme	56
9.2.2	Hauptprozesssysteme.....	56
9.2.3	Prozessnebenleitungen.....	57
9.2.4	Versorgungsleitungen	57

9.2.5	Brandschutzsysteme	58
9.3	Regeln für die Auslegung	58
9.3.1	Allgemeine Anforderungen.....	58
9.3.2	Durchflusseigenschaften	58
9.4	Druckprüfungen.....	58
9.5	Rohrleitungsteile	59
9.5.1	Allgemeines	59
9.5.2	Rohre	60
9.5.3	Flexible Schläuche	62
9.6	Armaturen	62
9.7	Abblasearmaturen	63
9.8	Wärme- und Kälte­dämmung	63
9.8.1	Allgemeines	63
9.8.2	Rohrleitungs­dämmung.....	64
9.8.3	Brandverhalten	64
9.8.4	Gasabsorption.....	65
9.8.5	Schutz vor Feuchtigkeit	65
9.8.6	Lageveränderungen.....	65
9.8.7	Dickenbestimmung.....	65
9.8.8	Wärmeleitfähigkeit.....	66
9.9	Rohrbrücken/Rohrleitungstrassen	68
9.10	Korrosion.....	68
10	Aufnahme und Abgabe von Erdgas.....	68
10.1	Gasmessung	68
10.1.1	Hintergrund.....	68
10.1.2	Durchflussmessung.....	68
10.2	Gasqualität	68
10.2.1	Hintergrund.....	68
10.2.2	Anpassung der Erdgasqualität.....	69
10.3	Odorierung.....	69
11	Boil-off-Gas-Rückgewinnungs- und -Behandlungsanlagen.....	69
11.1	Allgemeines	69
11.2	Boil-off-Gas-Sammelsystem.....	70
11.3	Gasrückleitungssystem zu dem/den LNG-Tanker(n) oder zum Exportterminal.....	70
11.4	Boil-off-Gasrückgewinnung	71
11.5	Gasverdichter.....	71
11.6	Fackel-/Abblasesystem	71
11.6.1	Allgemeines	71
11.6.2	Für Importterminals	72
11.6.3	Für Exportterminals	73
12	Nebenanlagen und Gebäude	73
12.1	Elektrische Ausrüstung	73
12.1.1	Allgemeine Anforderungen.....	73
12.1.2	Hauptstromversorgung.....	73
12.1.3	Notstromversorgung (EPS, en: Emergency Power Supply)	74
12.1.4	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	74
12.1.5	Beleuchtung.....	75
12.2	Blitzschutz und Erdung	75
12.2.1	Blitzschutz	75
12.2.2	Erdung	75
12.3	Kathodischer Korrosionsschutz.....	75
12.4	Warnleuchten	75
12.5	Seewasserversorgung	76
12.5.1	Werkstoffe.....	76

12.5.2	Wasserpumpen	76
12.6	Einrichtungen zur Abscheidung von Gasverunreinigungen.....	76
12.7	Instrumentenluft	76
12.8	Brenngas.....	77
12.9	Stickstoffsysteem	77
12.10	Gebäude	78
13	Gefährdungsmanagement	78
13.1	Eigensicherheit.....	78
13.1.1	Berücksichtigung von Mindestsicherheitsabständen.....	78
13.1.2	Anordnung der LNG-Anlage.....	78
13.1.3	Fluchtwege	79
13.1.4	Eingeschlossene Bereiche	79
13.1.5	Direkte Zugänglichkeit von Ventilen und Ausrüstung	80
13.1.6	Auswahl der geeigneten elektrischen Bauteile entsprechend der Bereichsklasse	80
13.1.7	Sammlung von ausgetretenem LNG und Straßenbelag in explosionsgefährdeten Bereichen.....	80
13.1.8	Rückhaltesysteme in Prozess- und Übergabebereichen.....	80
13.2	Passiver Schutz.....	81
13.2.1	Feuerbeständigkeit.....	81
13.2.2	Schutz vor Versprödung.....	81
13.3	Werkschutz.....	82
13.4	Störungserkennung und -meldung	82
13.5	Notabschaltsystem (ESD, en: Emergency Shut Down)	84
13.6	Brandbekämpfung	84
13.6.1	Definition der Brandbekämpfung	84
13.6.2	Löschwassersystem	85
13.6.3	Sprinkleranlagen	85
13.6.4	Wasservorhänge	86
13.6.5	Schaummittelerzeugung	87
13.6.6	Tragbare Schaumausrüstung.....	87
13.6.7	LNG-Feuerlöschung mit Löschpulver	88
13.6.8	Tragbare/fahrbare Feuerlöscher	88
13.6.9	Löschfahrzeug.....	89
13.7	Weitere Anforderungen	89
13.7.1	Vorkehrungen zur Gefährdungsminimierung in Gebäuden.....	89
13.7.2	Löschmittelschränke/Schlauchbehälter.....	89
13.7.3	Instandhaltung der Ausrüstung und Ausbildung für die Brandbekämpfung in Terminals.....	90
14	Steuer- und Überwachungssysteme	90
14.1	Allgemeine Beschreibung.....	90
14.2	Prozessleitsystem.....	91
14.2.1	Kurzbeschreibung	91
14.2.2	Auslegung des Prozessleitsystems.....	91
14.3	Sicherheitsleitsystem.....	92
14.3.1	Kurzbeschreibung	92
14.3.2	Notabschaltung (ESD) und Sicherheitsmaßnahmen	92
14.3.3	Systemanforderungen	93
14.4	Zugangskontrollsystem.....	94
14.5	System gegen unbefugtes Eindringen	94
14.6	Videoüberwachungssystem (CCTV).....	94
14.7	Überwachung und Kontrolle von Hafen und Landungsbrücke	94
14.8	Kommunikationsmittel	94
14.9	Überwachung und Kontrolle der Umwelt.....	95
15	Montage, Inbetriebnahme und Überholung	95
15.1	Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle	95

15.2	Abnahmeprüfungen.....	95
15.3	Vorbereitung für Inbetriebnahme und Abschaltung.....	95
16	Konservierung und Korrosionsschutz.....	96
16.1	Anstrich	96
16.2	Kathodischer Korrosionsschutz.....	97
17	Training für Bedientätigkeiten.....	97
18	Schulung vor Inbetriebnahme eines Hafenterminals	97
Anhang A (normativ) Grenzwerte für die Wärmestrahlung.....		98
A.1	Wärmestrahlung von LNG-Bränden	98
A.2	Wärmestrahlung von einer Fackel oder einem gezündeten Abblasemast.....	99
Anhang B (normativ) Definitionen der Referenzdurchflüsse		101
B.1	Allgemeines	101
B.2	V_T (Wärmeeintrag)	101
B.3	V_L (Füllen)	101
B.4	V_O (Überfüllung)	101
B.5	V_F (Flash beim Füllen)	101
B.6	V_R (LNG-Umwälzung mittels Tauchpumpe)	102
B.7	V_A (Schwankung des atmosphärischen Drucks).....	103
B.8	V_V (Ausfall der Regelarmatur)	103
B.9	V_I (Wärmeeintrag durch Brandeinwirkung)	103
B.10	V_D (angesaugte Fluidmenge)	104
B.11	V_C (Verdichteransaugmenge)	104
B.12	V_B (Rollover)	104
Anhang C (informativ) Klassifizierung von Erdbeben		105
C.1	Einleitung	105
C.2	Einige Grundprinzipien	105
C.3	Beispiel einer Sicherheitsbetrachtung nach einem SSE	105
C.4	Beispiel einer Klassifizierung für SSE	106
Anhang D (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Pumpen		107
D.1	Einleitung	107
D.2	Auslegung	107
D.3	Inspektion	107
D.3.1	Allgemeines	107
D.3.2	Inspektion von Druck- oder Rotationsbelasteten Bauteilen.....	108
D.3.3	Röntgenprüfung	108
D.3.4	Ultraschallprüfung.....	108
D.3.5	Risserkennung (Farbeindringprüfung)	108
D.3.6	Sichtprüfung	108
D.3.7	Maßkontrolle	108
D.3.8	Elektrische Inspektionen.....	108
D.4	Prüfungen	108
D.4.1	Prüfbedingungen	108
D.4.2	Typprüfungen und Abnahmeprüfungen	109
D.4.3	Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen	109
D.4.4	Leistungsprüfungen.....	109
D.4.5	NPSH-Prüfungen	110
D.5	Anzugebende Werte	110
D.6	Kennzeichnung	111
D.7	Spezifische Anforderungen für Tauchpumpen und zugehörige Kabel	111

D.7.1	Topfmontierte Pumpen.....	111
D.7.2	Tauchrohrpumpen (In-Tank-Pumpen)	111
D.8	Vertikale Pumpen mit externem Motor	112
Anhang E (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Verdampfer.....		113
E.1	Betriebsparameter/deklarierte Leistungsmerkmale	113
E.2	Wasserverdampfer mit offenem Kreislauf (ORV)	113
E.2.1	Spezifische Anforderungen an die Auslegung.....	113
E.2.2	Wasserverteilung	113
E.2.3	LNG- und Erdgasleitungen.....	115
E.2.4	LNG-Verteilung.....	115
E.2.5	Reinigung der LNG- und Erdgaskreisläufe	115
E.2.6	Regelung und Sicherheit	115
E.2.7	Einhausung des Verdampfers	115
E.2.8	Wasserkreislauf	115
E.2.9	Wasserqualität	116
E.3	Wasserverdampfer mit geschlossenem Kreislauf (STV)	116
E.4	Indirekte Verdampfer (IFV)	116
E.4.1	Offene Wasserbadverdampfer.....	116
E.4.2	Zwangsumlaufverdampfer.....	116
E.4.3	Kondensator/Verdampfer-Typ	117
E.5	Tauchflammenverdampfer (SCV).....	117
E.5.1	Korrosion.....	117
E.5.2	Regelung und Sicherheit.....	117
E.5.3	Wasserbad.....	118
E.5.4	Schwingungen.....	118
E.5.5	Maßnahmen für kalte Perioden	118
E.5.6	Legionellen.....	118
E.6	Umgebungsluftverdampfer (AAV, en: Ambient Air Vaporizer)	119
Anhang F (normativ) Kriterien für die Auslegung von Rohrleitungen.....		120
Anhang G (informativ) Beschreibung verschiedener Arten landseitiger LNG-Anlagen.....		121
G.1	LNG-Verflüssigungsanlage	121
G.2	LNG-Anlandeterminals.....	121
G.3	LNG-Peakshaving-Anlagen	122
G.4	LNG-Satellitenanlagen	122
G.5	LNG-Bunkerstationen	122
Anhang H (informativ) Definition der verschiedenen LNG-Tankbauarten		123
H.1	Allgemeines	123
H.2	Kugeltank	123
H.3	Tiefkalter-Betontank	123
Anhang I (informativ) Häufigkeitsbereiche.....		126
Anhang J (informativ) Schadensklassen		127
Anhang K (informativ) Risikograde		128
K.1	Allgemeines	128
K.2	Akzeptanzkriterien.....	128
Anhang L (informativ) Typische Verfahrensschritte bei der Verflüssigung		130
L.1	Einleitung	130
L.2	Erdgasaufbereitung/Abscheidung von Sauergasbestandteilen.....	130
L.2.1	Allgemeines	130
L.2.2	Absorptionsprozesse	130
L.2.3	Adsorption mit Molekularsieben	132
L.2.4	Entfernung von anderen Schwefelverbindungen als H ₂ S	132

L.3	Erdgasbehandlung/Trocknung	132
L.3.1	Allgemeines	132
L.3.2	Verfahrensprinzip	132
L.3.3	Betriebsparameter/Leistungsdaten.....	133
L.3.4	Besonderheiten	133
L.4	Erdgasaufbereitung/Entfernung von Quecksilber	134
L.5	Erdgasverflüssigungsanlage	134
L.5.1	Allgemeines	134
L.5.2	Verfahrensprinzip	134
L.5.3	Betriebsparameter/Leistungsdaten.....	135
L.5.4	Tiefe Temperaturen	136
L.5.5	Besondere Ausrüstungsteile	136
Anhang M (informativ)	Odoriersysteme.....	139
M.1	Allgemeines zur Odoriermitteln	139
M.2	Anforderungen an Odoriersysteme	139
M.2.1	Allgemeines	139
M.2.2	Lagerung	139
M.2.3	Odoriermittelpumpen und -armaturen	140
M.3	Umgang mit Odoriermitteln	140
M.3.1	Allgemeines	140
M.3.2	Anlieferung	140
M.3.3	Spülen und Lüften.....	140
M.4	Odorierung.....	141
M.5	Austritt von Odoriermittel.....	141
M.6	Sicherheit des Personals	142
Literaturhinweise.....		143

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (EN 1473:2016) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat vom AFNOR gehalten wird.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis November 2016, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis November 2016 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN [und/oder CENELEC] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Dieses Dokument ersetzt EN 1473:2007.

Gegenüber EN 1473:2007 wurden die folgenden Änderungen vorgenommen:

- die Grenzen des Anwendungsbereichs wurden angepasst, um Schnittstellen und Grenzen zu schwimmenden Lösungen, sowie die Erneuerung, Modernisierung und Erweiterung von Anlagen abzudecken und eine bessere Ergänzung zur EN 14620 zu erreichen;
- einige Anforderungen wurden überarbeitet, wie z. B. die Bauformen der Einschließungen von Tanks, neue Luftverdampfer und Abschnitte der Ausgabe 2007, die Gegenstand von Rückfragen waren;
- die Begriffe und Definitionen wurden an die neue Marktentwicklung angepasst;
- die normativen Referenzen wurden aktualisiert.

Entsprechend der CEN-CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

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 Beseitigung von Kapazitätsengpässen, die Modernisierung und die Lebensdauerverlängerung von Anlagen innerhalb der von örtlichen Behörden festgelegten Grenzen. Die Anwendung von EU-Richtlinien auf bereits bestehende Anlagen ist Teil dieser Grenzen, 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 Anlage 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 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 barg 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 Erdgasfeld, Erdölbegleitgas aus einer Erdöllagerstätte, Pipelinegas aus einem Gasleitungsnetz oder aus erneuerbaren Quellen sein;
- LNG-Wiederverdampfungsanlage, zwischen der Schiffsübergabestelle und dem Übergabepunkt am Gasaustritt;
- Peakshaving-Anlagen (Spitzenlast-Anlagen), zwischen dem Übergabepunkt am Gaseintritt und den Übergabepunkten am Gasaustritt;
- der feststehende Teil einer LNG-Bunkerstation.

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

Schwimmende Lösungen (FPSO, FSRU, SRV), ob auf See oder in Küstennähe, werden in dieser Europäischen Norm nicht behandelt, auch wenn einige Begriffe, Grundsätze oder Empfehlungen auf sie angewendet werden könnten. Bei schwimmenden LNG-Wiederverdampfungsanlagen (FSRU) mit LNG-Transfer über einen Schiffsanleger gelten die nachfolgenden Empfehlungen für den Schiffsanleger (inklusive der Einrichtungen auf dem Schiffsanleger), sofern der Schiffsanleger nicht weiter als 3 000 m von der Küstenlinie entfernt ist.

Bei Lösungen in Form von schwimmenden Lagern (FSU) wird der landseitige Teil durch die Empfehlungen dieser Norm abgedeckt.

Diese Norm gilt nicht für Anlagen, die spezifisch durch andere Normen abgedeckt werden, z. B. LNG-Tankstellen, LNG-Straßentankfahrzeuge, LNG-Eisenbahnkesselwagen und LNG-Bunkerschiffe.

Die Anlagen mit einer Gesamtlagerkapazität von 50 t bis zu 200 t einschließlich Tanks mit einem Druck von mehr als 0,5 barg werden in EN 13645 behandelt.

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

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 1474 (alle Teile), *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 1591 (alle Teile), *Flansche und ihre Verbindungen — Regeln für die Auslegung von Flanschverbindungen mit runden Flanschen und Dichtung*

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 1997 (alle Teile), *Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik*

EN 1998-1, *Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben — Teil 1: Grundlagen, Erdbebenwirkungen 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 60079-0, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 0: Betriebsmittel — Allgemeine Anforderungen (IEC 60079-0)*

EN 60079-1, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 1: Geräteschutz durch druckfeste Kapselung „d“ (IEC 60079-1)*

EN 60079-2, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 2: Geräteschutz durch Überdruckkapselung „p“ (IEC 60079-2)*

EN 60079-5, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 5: Geräteschutz durch Sandkapselung „q“ (IEC 60079-5)*

EN 60079-6, *Explosionsfähige Bereiche — Teil 6: Geräteschutz durch Flüssigkeitskapselung „o“ (IEC 60079-6)*

EN 60079-7, *Explosionsfähige Bereiche — Teil 7: Geräteschutz durch erhöhte Sicherheit „e“ (IEC 60079-7)*

EN 60079-10-1, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 10-1: Einteilung der Bereiche — Gasexplosionsgefährdete Bereiche (IEC 60079-10-1)*

EN 60079-10-2, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 10-2: Einteilung der Bereiche — Staubexplosionsgefährdete Bereiche (IEC 60079-10-2)*

EN 60079-11, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 11: Geräteschutz durch Eigensicherheit „i“ (IEC 60079-11)*

EN 60079-13, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 13: Schutz von Einrichtungen durch einen überdruckgekapselten Raum „p“ und einen fremdbelüfteten Raum „v“ (IEC 60079-13)*

EN 60079-14, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 14: Projektierung, Auswahl und Errichtung elektrischer Anlagen (IEC 60079-14)*

EN 60079-15, *Explosionsfähige Atmosphäre — Teil 15: Geräteschutz durch Zündschutzart „n“ (IEC 60079-15)*

EN 60079-17, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 17: Prüfung und Instandhaltung elektrischer Anlagen (IEC 60079-17)*

EN 60079-18, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 18: Geräteschutz durch Vergusskapselung „m“ (IEC 60079-18)*

EN 60079-19, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 19: Gerätereparatur, Überholung und Regenerierung (IEC 60079-19)*

EN 60079-20-1, *Explosionsfähige Atmosphären — Teil 20-1: Stoffliche Eigenschaften zur Klassifizierung von Gasen und Dämpfen — Prüfmethode und Daten (IEC 60079-20-1)*

EN 60079-25, *Explosionsfähige Atmosphäre — Teil 25: Eigensichere Systeme (IEC 60079-25)*

EN 60079-26, *Explosionsfähige Bereiche — Teil 26: Betriebsmittel mit Geräteschutzniveau (EPL) Ga (IEC 60079-26)*

EN 60079-27, *Explosionsfähige Atmosphäre — Teil 27: Konzept für eigensichere Feldbussysteme (FISCO) (IEC 60079-27)*

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

EN 62305 (alle Teile), *Blitzschutz (IEC 62305)*

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

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

EN ISO 3452-1, *Zerstörungsfreie Prüfung — Eindringprüfung — Teil 1: Allgemeine Grundlagen (ISO 3452-1)*

EN ISO 9606-1, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 1: Stähle (ISO 9606-1)*

EN ISO 9712, *Zerstörungsfreie Prüfung — Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung (ISO 9712)*

EN ISO 10456, *Baustoffe und -produkte — Wärme- und feuchtetechnische Eigenschaften — Tabellierte Bemessungswerte und 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 12944 (alle Teile), *Beschichtungsstoffe — Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme (ISO 12944)*

EN ISO 13709, *Kreiselpumpen für den Einsatz in der Erdöl-, petrochemischen und Erdgasindustrie (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)*

EN ISO 16903, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Eigenschaften von Flüssigerdgas mit Einfluss auf die Auslegung und die Materialauswahl (ISO 16903)*

EN ISO 17636-1, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Durchstrahlungsprüfung — Teil 1: Röntgen- und Gammastrahlungstechniken mit Filmen (ISO 17636-1)*

EN ISO 17636-2, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Durchstrahlungsprüfung — Teil 2: Röntgen- und Gammastrahlungstechniken mit digitalen Detektoren (ISO 17636-2)*

EN ISO 17637, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Sichtprüfung von Schmelzschweißverbindungen (ISO 17637)*

EN ISO 17640, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Ultraschallprüfung — Techniken, Prüfklassen und Bewertung (ISO 17640)*

EN ISO 28460, *Erdöl- und Erdgasindustrien — Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Schnittstelle zwischen Schiff und Land und Hafenbetrieb (ISO 28460)*

HD 60364-5-54, *Low-voltage electrical installations — Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment — Earthing arrangements and protective conductors (IEC 60364-5-54)*

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

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1

abnormaler Betrieb

Betriebszustände wie Anlagesicherheitsabschaltung, Produktion und Entsorgung nicht spezifikationsgemäßer Produkte, aber auch ein Equipment-Ausfall oder die Equipment-Wartung 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

Primärer Container

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

- der kryogene Container des Einzel-Containment-tanks;
- der kryogene Container des Kugeltanks;
- der kryogene Container des Doppel-Containment-tanks;

- der selbsttragende Container aus 9 % Ni-Stahl;
- der selbsttragende Container aus Beton;
- die kryogene Membran der Membrantanks

3.7

Sekundärer Container

Container, der nur mit LNG in Kontakt ist, wenn der primäre Container versagt, d. h.:

- die Tankumwüllungen der Einzel-Containment- und Doppel-Containment-tanks und der Kugeltanks;
- das Außenbehältnis von Vollbehälter tanks aus 9 % Ni-Stahl oder Membrantanks oder kaltfesten Betontanks

3.8

konventionelles landseitiges LNG-Terminal

LNG-Export- oder Anlandeterminale, das auf dem Land liegt und das Marine-Übergabeeinrichtungen 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. Der Schiffsanleger ist mit dem Land durch eine Struktur, einen Tunnel oder andere Einrichtungen verbunden, die den LNG-Transfer und Hilfsdienste erleichtern und die den sicheren Zugang und das sichere Verlassen für Personal ermöglichen, das Wartungs- oder Betriebsarbeiten durchführt.

3.9

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

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.

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei mehreren Teilanlagen innerhalb einer großen Anlage stellt jede einzelne einen Brandabschnitt dar. Verschiedene verfahrenstechnische Anlagenteile, die jeweils durch Anlagenstraßen voneinander getrennt sind, stellen eigenständige Brandabschnitte dar. Ein Brandabschnitt ist oftmals selbstdefinierend, indem er eine einzelne Anlageneinheit, ein Lager- oder Versorgungsbereich oder ein separater Betriebsbereich sein kann, wie z. B. eine Tankwagen-Befüllstation.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der typische Verlauf des Löschwasserrings schließt oftmals jeden der Brandabschnitte ein.

Anmerkung 3 zum Begriff: Es wird nicht davon ausgegangen, dass Rohrbrücken, die mit Anlagenbereichen verbunden sind, die Betrachtungen des Brandabschnitts nicht 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 einer Prozessstörung oder Fehlfunktion 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, zur Gasreinigung, , zur LNG-Produktion (Hauptprozess), zur Lagerung sowie zur LNG-Schiffsverladung

3.16**FPSO**

(en: Floating Production Storage and Offloading unit)

im Flüssigerdgasgeschäft ein alternativer Begriff für FLNG

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 aus Lagerbehältern für flüssige Kohlenwasserstoffe gesammelt oder kontrolliert werden können

3.23

Auffangbecken

Behältnis 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

3.24.1

SLS

Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit (SLS, en: Serviceability Limit State), bestimmt auf der Grundlage von Kriterien der Funktionsfähigkeit oder der Dauerhaftigkeitseigenschaften unter normalen Einwirkungen

3.24.2

ULS

Grenzzustand der Tragfähigkeit (ULS, en: Ultimate Limit State), bestimmt auf der Grundlage des Risikos von Versagen, erheblichen plastischen Verformungen oder Beanspruchungen, die mit Versagen unter erhöhten Einwirkungen vergleichbar sind

3.25

Flüssigerdgas

LNG

(en: Liquefied Natural Gas)

LNG ist in EN ISO 16903 definiert

3.26

LNG-Bunkerstation

LNG-Station, 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

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Übergabe des LNG kann auf dem Land- oder Seeweg oder über eine feststehende Zapfsäule an der Landungsbrücke erfolgen.

3.27

LNG-Verflüssigungsanlage

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

Anmerkung 1 zum Begriff: Sie verfügt über Marine-Einrichtungen für den Transfer von LNG und kann Verladestationen für den Transport auf der Straße, Schiene, auf Binnenschiffen oder kleinen LNG-Tankern haben.

1) Siehe Europäische Richtlinie [Richtlinie des Rates 2012/18/EG zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen].

3.28

LNG-Peakshaving-Anlagen

LNG-Spitzenlast-Anlagen

Anlagen, die in das Erdgasnetz eingebunden sind und zum Ausgleich des Gasbedarfs eingesetzt werden

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 verfügt über Marine-Einrichtungen für den LNG-Transfer und kann Beladestationen für den Transport auf der Straße, Schiene, auf Binnenschiffen oder kleinen LNG-Tankern haben.

3.30

LNG-Satellitenanlage

kleine LNG-Anlagen, die von Straßentankfahrzeugen, Eisenbahnkesselwagen, Binnenschiffen oder kleinen LNG-Tankern mit LNG versorgt werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Das LNG wird in wärmegeprägten 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, Anfahrvorgänge, Wartung, planmäßige Abschaltung und Inbetriebnahme

3.33

Betreiber

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

Faktoren, die bestimmt werden als Funktion von der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung (siehe [1])

Anmerkung 1 zum Begriff: 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 EN 14620 beschrieben oder in Anhang H angegeben.

2) Siehe Europäische Richtlinie [Richtlinie des Rates 2012/18/EG zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen].

3.44

Transferbereich

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

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

Abblasemast

erhöht angeordnetes Gasableitungssystem für den sicheren Auslass von Gas aus der Anlage

Anmerkung 1 zum Begriff: Im Literaturhinweis [3] wird gefordert, dass bei Auslegung des Abblasemastes zu berücksichtigen ist, dass diese sich durch Wärmestrahlung entzünden und Schäden oder Verletzungen herbeiführen könnte.

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 implementiert werden.

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

Im Fall von Anlagenerweiterungen oder Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung (debottlenecking) 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 Modernisierungen 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 Modernisierungen 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 berücksichtigt werden.

Nach Auswahl des Standorts muss eine EIA 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 oder Sachgegenstände durch diese Emissionen nicht gefährdet werden. Hierbei sind nicht nur Emissionen im Normalbetrieb, sondern auch Emissionen im Störfall zu berücksichtigen.

Während oder vor Beginn des Betriebs 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, 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 Nacharbeit, 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 Inbetriebnahmetests, des Betriebs und der Wartung zu verhindern, zu minimieren oder unschädlich zu machen; für Schadstoffemissionen sind Zielwerte für absolute Mengen und Konzentrationen festzulegen.

4.2.3 Emissionsüberwachung

Folgendes muss sicher überwacht werden:

- Verbrennungsprodukte;
- übliches oder störungsbedingtes Abblasen von Gas;
- übliches oder störungsbedingtes Abfackeln von Gas;
- Entsorgung von Lösemitteln aus der Abtrennung von sauren Gasbestandteilen;
- Entsorgung verbrauchter Reaktanten aus der Quecksilberentfernung (da der Prozess der Quecksilberentfernung nicht regenerierbar ist, muss die verbrauchte Menge an Absorptionsmittel gelagert und behandelt oder von einem zugelassenen Abfallentsorgungsunternehmen entsorgt werden);
- ölhaltiges Wasser aus der Trocknerregenerierung oder aus Maschinen;
- mit Kohlenwasserstoffen verunreinigtes Wasser aus Leckagen an Wärmeübertragerrohren von wassergekühltem Equipment;
- Entsorgung von Abfallprodukten (einschließlich Altöl und chlorierte organische Komponenten);
- Wasser von Verdampfern;
- Odoriermittel.

4.2.4 Philosophie für Abfackeln/Abblasen

Anlagen sind grundsätzlich so auszulegen, dass Gas nicht kontinuierlich abgefackelt oder abgeblasen werden muss. Bei Auslegung und Betrieb der Anlage sollten Maßnahmen ergriffen werden, die sicherstellen, dass im Normalbetrieb potenzielle Abgasströme, wo immer praktisch möglich, zurückgewonnen und nicht abgefackelt oder abgeblasen werden.

4.2.5 Schallschutz

Bei der Auslegung 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 darzustellen, in der Menge und Art des gegenwärtigen Verkehrs und die voraussichtliche anlagenbedingte Entwicklung des Verkehrsaufkommens zu berücksichtigen sind. Hierbei ist insbesondere Folgendes zu untersuchen:

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

4.2.7 Wasserentsorgung

Die Auswirkungen von Abwassereinleitungen müssen untersucht werden (Temperatur, Strömungen, Winde usw.).

4.3 Allgemeine Sicherheitsanforderungen

4.3.1 Sicherheitsphilosophie

LNG-Anlagen sind so auszulegen, dass ein allgemein anerkannter Risikograd (siehe Anhang K) 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 zu beachten: Auslegung, Konstruktion, Inbetriebnahme, Betrieb und Außerbetriebnahme. Insbesondere sind Gefährdungsbeurteilungen nach 4.4 durchzuführen und die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen umzusetzen, um einen zulässigen Risikograd sicherzustellen.

ISO/TS 16901 enthält die Punkte, die bei der quantitativen Risikobewertung (QRA, en: Quantitative Risk Assessment) zu berücksichtigen sind (ergänzend zu den Punkten in 4.3), sowie einen Ansatz zur Behandlung der möglichen 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 schriftliche Funktionsbeschreibung für die Anlage nach Anlagenbereichen und/oder Prozessfunktionen anzufertigen.

4.3.2.2 Standortanalyse

Die Standortanalyse muss folgendes enthalten:

- eine Bodenuntersuchung;
- eine Untersuchung des Geländes zur Beurteilung der Ausbreitung von Flüssigkeit und Gaswolken;
- eine Untersuchung des Pflanzenbewuchses insbesondere zur Erkennung von Brandrisiken;
- eine Untersuchung der Grundwasserspiegel;
- eine Untersuchung zur Identifikation elektrischer Streuspannungsquellen (z. B. ausgehend von Hochspannungsleitungen, Eisenbahnen);
- eine Untersuchung der Meeresbiosphäre und der seeseitigen Zufahrt zum Standort;
- eine Untersuchung der Seewasserqualität und -temperatur;
- eine Untersuchung der Tidenverhältnisse;
- eine Untersuchung von Stoßwellen und Überflutung (Tsunami, Dammbrüche usw.);
- eine 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:

- das geotechnische Gutachten, mit dem die geomechanischen Eigenschaften des Untergrundes definiert werden können;
- die geologische und tektonische Untersuchung.

Die geologischen Eigenschaften der Region müssen mit ausreichender Genauigkeit untersucht werden, um ein klares Verständnis des physikalischen Entstehungsprozesses des Gebiets sowie des Potenzials zukünftiger seismischer Aktivitäten zu erhalten.

Eine detailliertere Analyse des Standorts und seiner Umgebung ist durchzuführen, um das Vorhandensein von Karst, Gips, aufquellenden Lehm- und Tonböden, löslichen Salzablagerungen, Bodenverflüssigung, Massenbewegung usw. aufzudecken und die jeweiligen Auswirkungen auszuwerten.

Diese Phänomene sind unter dem Tank und/oder unter Anlagenfundamenten unzulässig, es sei denn, es kann nachgewiesen werden, dass geeignete Maßnahmen zur Überwindung der potenziellen Probleme ergriffen wurden.

4.3.2.3 Klimatische Gegebenheiten

Die Klimastudie muss die nachstehenden Punkte enthalten:

- Windstärke und -richtung, einschließlich Häufigkeit und Stärke von starken Stürmen;
- Temperaturen;

- atmosphärische Stabilität;
- Bereich und Änderungsrate des Atmosphärendrucks;
- Regen, Schnee, Eisbildung;
- Korrosivität der Luft;
- Überschwemmungsrisiken;
- Häufigkeit von Blitzeinschlägen;
- relative Luftfeuchte.

Klimaveränderungen werden als Teil anderer Untersuchungen analysiert, welche möglicherweise aufgrund der örtlichen Bedingungen erforderlich sein können.

4.3.2.4 Seismologie

Ein Erdbeben wird durch die Horizontal- und Vertikalbeschleunigungen des Bodens bestimmt. Beschrieben werden diese Beschleunigungen nach EN 1997 (alle Teile) und EN 1998 durch:

- ihr Frequenzspektrum;
- ihre Amplitude.

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

Die Größe der zu untersuchenden Region hängt von der Charakteristik des den Standort umgebenden Bereichs sowie den geologischen und tektonischen Bedingungen aus dem Bodengutachten, siehe 4.3.2.2, ab. Im Allgemeinen ist dieses auf einen Abstand von unter 320 km zum Standort begrenzt, aber in einigen Fällen kann eine ganze tektonische Provinz eingeschlossen sein, die größer ist als vorstehend angegeben (siehe [22] zur Kurzbeschreibung). In diesem Zusammenhang sind die Untersuchungen in eine Tiefe auszudehnen, die mindestens dem zweifachen Durchmesser des Bauwerks oder eines flächengleichen kreisförmigen Fundaments entspricht, welches dieselbe Fläche wie das Bauwerk bedeckt.

Eine zweite Analysestufe 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, Überprüfung 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 Fall von seismischen Störungen in der unmittelbaren Umgebung des Standorts müssen weitere Untersuchungen zur Abschätzung ihrer möglichen Aktivitäten durchgeführt werden. Störungen, deren Inaktivität nicht nachgewiesen werden kann, sind innerhalb des Standorts oder innerhalb einer durch die Bodenmorphologie zu bestimmenden Distanz unzulässig.

Einzelheiten der seismischen Untersuchungen, Studien und Analysen sowie des Formats der Antwortspektren sind EN 1997 (alle Teile), EN 1998-1 und EN 1998-5 zu entnehmen.

Die geologischen, tektonischen und seismischen Untersuchungen unterstützen die Bestimmung:

- des Auslegungserdbebens für die sichere Abschaltung (SSE);
- des Auslegungserdbebens für den Betriebszustand (OBE).

Diese sind festzulegen:

- probabilistisch, als Erdbeben, die Erdbewegungen auslösen mit einem minimalen Intervall von 5 000 Jahren für SSE und von 475 Jahren beim OBE; und/oder
- deterministisch, unter der Annahme, 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 spezifische Grenzen für Erdbebenereignisse mit ansteigender Schwere für Systeme wie in 4.5.2.2 festgelegt.

4.3.2.5 Standort

Während der Phase der Machbarkeitsstudie für den Standort sind Standortbewertungen durchzuführen, um die Eignung des vorgesehenen Standorts im Hinblick auf die Entwicklung benachbarter Standorte sicherzustellen. Die Bewertung muss mindestens Folgendes berücksichtigen:

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

Nach der Auswahl des Standorts ist eine detaillierte Standortbewertung durchzuführen. Methodik und Umfang der Standortbewertung richten sich nach dem vorgesehenen Bestand an Gefahrstoffen in der Anlage sowie dem Vorhandensein und dem Ausmaß der vorhandenen und künftig zu erwarteten Entwicklung benachbarter Standorte in Übereinstimmung mit örtlichen und nationalen gesetzlichen 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.

Empfehlungen für die Akzeptanzkriterien einer probabilistischen Bewertung eines Anlagenstandorts sind in Tabelle K.2 angegeben. Diese Mindest-Akzeptanzkriterien sind anwendbar, falls für das Land, in dem die Anlage errichtet werden soll, keine derartigen Kriterien vorhanden sind.

4.4 Gefährdungsbeurteilung

4.4.1 Allgemeines

Eine Gefährdungsbeurteilung muss während der Auslegung der Anlage durchgeführt werden und wird auch bei wesentlichen Modifikationen oder Änderungen empfohlen.

Die folgende(n) Methodik und Anforderungen beziehen sich auf Anhänge, die Beispiele für Häufigkeitsbereiche, Schadensklassen und Risikograde enthalten. Es gibt jedoch Unterschiede bei den nationalen oder firmenseitigen Akzeptanzkriterien, und die in den informativen Anhängen I, J und K angegebenen Beispiele 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 potenziellen Gefährdungen mit externer oder interner Ursache;
- Feststellung anzunehmender Gefährdungen;
- Bestimmung der Auswirkungen;
- Begründung der erforderlichen Maßnahmen für die Erhöhung der Sicherheit zur Begrenzung der Auswirkungen.

Der probabilistische Ansatz besteht aus:

- Auflistung der potenziellen Gefährdungen mit externer oder interner Ursache;
- Bestimmung der Auswirkungen jeder Gefährdung und Zuordnung zu Schadensklassen (siehe Beispiel in Anhang J);
- Sammlung/Eingabe von Daten zu Fehlerhäufigkeiten;
- Bestimmung der Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit jeder Gefährdung;
- Zusammenfassung der Häufigkeit für alle Gefährdungen innerhalb der jeweiligen Schadensklasse und Angabe des Häufigkeitsbereichs für diese Schadensklasse (siehe Beispiel in Anhang I);
- Einordnung der Gefährdungen nach Schadensklasse und Häufigkeitsbereich (siehe Beispiel in Anhang K).

Für den Fall, dass die Risikobestimmung ein „unzulässiger Risikograd“ (z. B. Risikoklasse 3 nach Anhang K) ergibt, muss das Anlagenkonzept oder die Betriebsweise geändert und die Bewertung wiederholt werden, bis kein unzulässiger Risikograd mehr besteht. Falls die Risikobestimmung übliche, zulässige Risikograde (z. B. Risikoklasse 1 nach Anhang K) ergibt, sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Werden Risikograde ermittelt, die eine weitere Verringerung erfordern (z. B. Risikoklasse 2 nach Anhang K), 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);
- Ereignisbaumverfahren (ETM, en: Event Tree Method);

— Fehlerbaumverfahren (FTM, en: Fault Tree Method).

Die Prozedur der Gefährdungsbeurteilung sollte während aller Auslegungsphasen durchgeführt werden. Eine Anwendung bereits während der frühen Auslegungsphasen eines Projektes wird empfohlen und ermöglicht, dass ein unzulässiges Auslegungskonzept in der kostengünstigsten Weise überarbeitet werden kann.

Die in Tabelle K.1 angegebenen Mindest-Akzeptanzkriterien der probabilistischen Bewertung beruhen auf dem Risiko für Personal innerhalb der Anlagengrenzen. Vergleichbare Kategorien für freigesetzte Mengen von Kohlenwasserstoffen sind ebenfalls als Richtwerte in Anhang J angegeben. Alternative Risikobewertungsverfahren können verwendet werden, um die Eignung der Anlagenauslegung zu bewerten; dies sind typischerweise Risikobewertungen von Betriebs- und gefährlichen Störfällen. Jedoch sollte mindestens bewertet und verifiziert werden, dass das Risiko für das Personal akzeptabel ist. Diese Untersuchungen sollten sowohl während der Anlagenauslegung als auch nach wesentlichen Anlagenmodifikationen durchgeführt werden.

Risikoanalysen und deren Schlussfolgerungen sollten gute Ingenieurpraxis nicht beeinträchtigen.

4.4.2.2 Identifikation von Gefährdungen externen Ursprungs

Untersuchungen sollten durchgeführt werden, um Gefährdungen der Anlage von außen festzustellen. Derartige 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 von Kollisionen (Schiffe, Lastkraftwagen, Flugzeuge usw.);
- Naturereignisse (Blitzschlag, Überschwemmung, Erdbeben, Gezeitenwellen, Eisberge, Tsunamis usw.);
- Zündung durch energiereiche Funkwellen (siehe [25]);
- die Nähe von Flughäfen und/oder Flugrouten;
- einen „Dominoeffekt“, verursacht durch Brände und/oder Explosionen auf angrenzenden Betriebsgeländen;
- brennbare, toxische oder erstickend wirkende, vorbeiziehende Gaswolken;
- ständige Zündquellen, wie z. B. Hochspannungsleitungen (Koronaeffekt);
- die Nähe des Betriebsgeländes zu jeder unkontrollierten externen Zündquelle.

4.4.2.3 Identifikation von Gefährdungen internen Ursprungs

4.4.2.3.1 LNG-bedingte Gefährdungen

Ein Containment-Versagen mit der Freisetzung von LNG und Erdgas ist für jedes Equipment einschließlich der Be- und Entladeeinrichtungen für Straßentankfahrzeuge und LNG-Tanker zu berücksichtigen. Zur Vereinfachung der Untersuchung dürfen Szenarien erstellt werden.

Diese Szenarien sind zu definieren bezüglich:

- der Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit der Gefährdung;
- des Orts der Leckage;
- der Art des Fluids (LNG oder Gas bei festgelegter Temperatur);
- des Volumenstroms und der Dauer der Leckage;
- der Witterungsbedingungen (Windgeschwindigkeit und -richtung, atmosphärische Stabilität, Umgebungstemperatur, relative Luftfeuchte);
- der thermischen Eigenschaften und der Topographie des Bodens (einschließlich aller Auffangbereiche);
- der Nähe tragender Stahlbauteile, bei denen Spröbruchgefahr aufgrund von tiefen oder kryogenen Temperaturen vermutet werden kann. Unter bestimmten Bedingungen, wenn Mengen von LNG in Wasser eingebracht wurden, wurde das Auftreten von Druckerhöhungen ohne Verbrennung bekannt. Dieses Phänomen wird als schneller Phasenübergang (RPT, en: Rapid Phase Transition) bezeichnet. Siehe EN ISO 16903 sowie [33] und [34].

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

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

Tank- Containment Typ^d	Vollständig metallisch oder nur mit metallischem Dach	Vorgespannter Beton (einschließlich bewehrtes Betondach)
Einzel-Containment	a	
Doppel-Containment	b	
Vollständiges Containment	b	c
Im Boden eingelassener Tank	b	c
Zu berücksichtigende Szenarien: a Bei Zusammenbruch des primären Containers eines Tanks entspricht die Größe des Lachenbrandes der Fläche des Auffangbereichs. b Bei Zusammenbruch des Tankdaches entspricht die Brandgröße der Größe des sekundären Containers. c Für diese Tanktypen ist kein Zusammenbruch des Daches anzunehmen, sofern nicht in der Risikoanalyse festgelegt. d Zur Definition siehe 6.3.		

4.4.2.3.2 Nicht LNG-spezifische Gefährdungen

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

- Lagerung von LPG und schwereren Kohlenwasserstoffen;
- gleichzeitige Ladevorgänge an Mehrproduktschiffsanleger;

- mangelhafte Kommunikation zwischen Schiff und Landseite;
- Verkehr innerhalb der Anlage sowohl während des Baus als auch während des Betriebs;
- Austritt anderer Gefahrstoffe, insbesondere brennbarer Kältemittel;
- Projektile aufgrund von Explosionen;
- druck- und dampfbeaufschlagtes Equipment;
- befeuerte Heater und Dampferzeuger;
- rotierende Maschinen;
- Betriebsmittel, Katalysatoren und Chemikalien (Brennstoff, Schmieröl, Methanol usw.);
- Schadstoffe aus dem zugeführten Gas von Verflüssigungsanlagen;
- elektrische Anlagen;
- Hafeneinrichtungen in Verbindung mit der LNG-Anlage;
- Sicherheitsprobleme (z. B. Eindringen, Sabotage);
- Störfälle während Bau und Instandhaltung;
- Eskalation von Störfällen.

4.4.2.4 Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten

Bei der Abschätzung der Wahrscheinlichkeit einer gegebenen 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 Häufigkeitsbereichs für diese Gefährdung (siehe Anhang I) vorzugehen. Der menschliche Faktor muss dabei berücksichtigt werden.

4.4.2.5 Abschätzung der Auswirkungen

4.4.2.5.1 Allgemeines

Die Auswirkungen jedes der vorstehend erwähnten Szenarien sind abhängig von den LNG-Eigenschaften und anderen Phänomenen entsprechend der Beschreibung nach EN ISO 16903. Die Gefährdungseigenschaften von anderen Fluiden als LNG sind deren Sicherheitsdatenblättern zu entnehmen.

4.4.2.5.2 Verdampfung von freigesetztem LNG

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

Die Verdampfung aufgrund von Wärmeübertragung ist mittels geeigneter validierter Modelle zu berechnen.

Das Modell muss die nachstehenden Parameter berücksichtigen:

- LNG-Durchflussrate und Dauer der Leckage;
- LNG-Zusammensetzung;

- Art des Bodens (Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Dichte usw.);
- Temperatur des Bodens oder des Wassers;
- atmosphärische Bedingungen (Umgebungstemperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient.

Mit dem Modell muss sich Folgendes bestimmen 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 insbesondere maximale Verdampfungsrate.

4.4.2.5.3 Ausbreitung von LNG-Dämpfen 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 ist mindestens Folgendes zu berücksichtigen:

- Durchmesser der LNG-Lache;
- Verdampfungsrate;
- Eigenschaften des Gases;
- Art des Bodens (Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Dichte usw.);
- Temperatur des Bodens oder des Wassers;
- atmosphärische Bedingungen (Umgebungstemperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient;
- topographische Einflussgrößen am Standort (Bodenrauheit, usw.).

Die atmosphärische Ausbreitungssimulation muss auf der Kombination von möglicherweise gleichzeitig auftretender Windgeschwindigkeit und Stabilität der Atmosphäre beruhen 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 einer relativen Luftfeuchte von 50 %.

Mit dem Modell muss sich folgendes bestimmen lassen:

- Linien gleicher Gaskonzentration;
- Abstand zur unteren Zündgrenze.

4.4.2.5.4 Strahlartige Freisetzung von Erdgas oder LNG

Die Ausbreitung des Strahls in der Atmosphäre bei strahlartiger Freisetzung ist mittels geeigneter validierter Modelle 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 aus atmosphärischen Sicherheitsventilen, ungezündeten Fackeln und Abblasemaste berücksichtigt werden. Gegebenenfalls ist die Möglichkeit der Aerosolbildung zu berücksichtigen.

4.4.2.5.5 Überdruck

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

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, sofern zutreffend, für die Ausrüstung, Gebäude und Tragwerke festgelegt werden.

Wo Überdruck auf den Tank, Equipment, ein Gebäude oder eine Struktur spezifiziert ist, muss dies immer auf die eingehenden Wellencharakteristiken bezogen sein. In diesem Fall darf angenommen werden, dass eine Verpuffung in der Nähe des Tanks zu einer Druckwelle führt, die im ungünstigsten Fall auf den halben Tankumfang einwirkt. Die Spannungen im Tank durch Überdruck müssen durch eine dynamische Berechnung bestimmt werden. Für die übrigen Tragwerke dürfen Spannungen durch statische Berechnungen bestimmt werden.

Die Auswirkung eines potenziellen Überdrucks unter einer erhöhten Tankbasis aufgrund der Zündung eines zündfähigen Gemisches unter dem Tank muss berücksichtigt werden.

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

4.4.2.5.6 Wärmestrahlung

Die Wärmestrahlung, die bei Zündung von aus einer Lache generiertem Gas oder einem Strahl von LNG oder ausgetretenem Erdgas entsteht, ist mittels geeigneter und validierter Modelle zu berechnen.

Das Modell muss Folgendes berücksichtigen:

- Fläche der brennenden LNG-Lache oder die Ausmaße der Flamme;
- Oberflächen-Wärmestrahlung des Lachenbrandes oder der Flamme (siehe EN ISO 16903);
- Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und relative Luftfeuchte.

Die Berechnung der Strahlung muss auf der Kombination von möglicherweise gleichzeitig auftretender Windgeschwindigkeit und atmosphärischen Bedingungen beruhen, 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 Luftfeuchte von 50 %.

Mit dem Modell muss die auftreffende Strahlung in verschiedenen Entfernungen und Höhen bestimmt werden können.

4.4.3 Verbesserung der Sicherheit

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

- Installation eines Sicherheitssystems zur frühzeitigen Erkennung von Undichtigkeiten sowie zur Begrenzung der Auswirkungen von Zündungen (siehe 4.5 und Abschnitt 13);
- Beschleunigung der Verdünnung der brennbaren Wolke;
- Eliminierung potenzieller Zündquellen innerhalb einer brennbaren Gaswolke;
- Verringerung der Verdampfungsraten durch Minimierung der Wärmeübertragung;
- Verringerung der Wärmestrahlung durch Kühlung mittels Wasservorhängen, Sprinkleranlagen, Schaum oder Wärmedämmung;
- Verringerung der Ausbreitungsdistanz des Gases durch Erwärmung der Wolke mit Hilfe von Schaum oder Sprühen;
- Vergrößerung der Abstände zwischen Equipment;
- Schutz der Anlagen vor Explosion;
- Alarmanlagen, wie z. B. Geräte mit Einschlagscheibe, Telefone, Funkrufanlagen, Videoüberwachungssystem (CCTV, en: Closed Circuit Television) und Sirenen.

4.5 Sicherheitstechnische 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 bzw. 4.5.3 beschriebenen Auslegungsbetrachtungen und ständigen Überprüfungen einschließen.

4.5.2 Auslegung

4.5.2.1 Allgemeine Merkmale für die sicherheitstechnische Auslegung

4.5.2.1.1 Auslegung von Anlagenteilen und Rohrleitungen für tiefe Temperaturen

Die Auslegungsdrücke und -temperaturen von Rohrleitungen und Equipment sind so auszuwählen, dass alle anzunehmenden Betriebs- und Störungszustände abgedeckt werden. Geeignete Werkstoffe sind in EN ISO 16903 angegeben.

Die Spannungen in Rohrleitungen und Equipment werden durch Schrumpfung/Ausdehnung aufgrund von Temperaturänderungen, die Möglichkeit des Temperaturschocks und die Methode der Wärmedämmung beeinflusst. Physikalische Phänomene wie Flüssigkeitsschlag, Kavitation, Entspannungsverdampfung und Zweiphasenströmung sind zu berücksichtigen. Die Empfehlungen nach Abschnitt 9 sind anzuwenden. Die Kalthaltung der Hauptrohrleitungen wird empfohlen, z. B. durch zirkulierendes LNG.

4.5.2.1.2 Einteilung von explosionsgefährdeten Bereichen

Für alle Anlagenteile sind die explosionsgefährdeten Bereiche zu analysieren (siehe [12] und [13]). Die Referenzangaben für eine derartige Analyse sind nach EN 1127-1 sowie EN 60079-10-1 und EN 60079-10-2 festzulegen.

Form und Ausdehnung jeder Zone können sich in Abhängigkeit der angewendeten nationalen oder fachlichen Richtlinien geringfügig unterscheiden, müssen aber mit der in EN 60079-10-1 und EN 60079-10-2 festgelegten Methodik in Einklang stehen. Bezüglich des Schiffsanlegers ist EN ISO 28460 zu berücksichtigen, insbesondere für die Gefährdungsbereiche, die entstehen, wenn ein LNG-Schiff am Schiffsanleger liegt.

Die Equipment-Auswahl in bestimmten 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.

4.5.2.1.3 Absicherung gegen inneren Überdruck

Sicherheitseinrichtungen sind vorzusehen, um alle Risiken durch inneren Überdruck, einschließlich Überdruck durch Brandeinwirkung, abzudecken.

Es wird empfohlen, dass die Auslässe von herkömmlichen Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsventile, Abblasearmaturen) in das Fackel- oder Abblasesystem eingebunden oder zum Lagertank geleitet werden. Die Ausgänge der Sicherheitsventile auf den Tanks und den Verdampfern sollten, sofern sie nicht in das Fackel- oder Abblasesystem eingebunden oder zum Lagertank geleitet werden, in einen sicheren Bereich entsprechend der 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.

4.5.2.1.4 Notentspannung

Es wird empfohlen, ein Notentspannungssystem vorzusehen.

Zweck dieser Maßnahme ist:

- die Verringerung des Innendrucks;
- die Verringerung der Folgen einer Leckage;
- die Vermeidung eines Versagens der mit LNG, Kohlenwasserstoff-Kältemitteln oder Gas gefüllten Druckbehälter und Rohrleitungen aufgrund externer Wärmestrahlung.

Systeme zum Entspannen von Hochdruck-Equipment müssen die schnelle Druckentlastung von einem oder mehreren Equipments ermöglichen (siehe [3]). Diese Gase sind zum Fackelsystem abzuführen, das für die beim Entspannen entstehenden niedrigen Temperaturen ausgelegt sein muss.

Es sind von vom Kontrollraum oder einem anderen Standort außerhalb des Anlagenbereichs gesteuerte oder automatische Absperrarmaturen vorzusehen, mit denen die Anlage in einzelne Anlagenteile unterteilt, und gegebenenfalls empfindliches Equipment abgesperrt werden kann. Dies ermöglicht, dass nur Teilbereiche der Anlage entspannt werden müssen, während die Zufuhr von Kohlenwasserstoffen in einen Brandherd begrenzt wird.

4.5.2.1.5 Sicherheitsleitsystem

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

4.5.2.1.6 Eigensicherheit

Die Eigensicherheit muss sichergestellt werden, um

- freigesetztes LNG innerhalb der Umzäunung zu halten und die anzunehmenden Szenarien zu minimieren, bei denen das Risiko bestehen könnte, dass sich Gaswolken über die Umzäunung der Anlage ausbreiten;
- die Möglichkeit der Ausbreitung eines Brandes in einem einzelnen Bereich der Anlage in einen anderen Bereich zu minimieren;
- Beschädigungen im unmittelbaren Brandabschnitt zu minimieren durch den Einsatz von Trennabständen, durch Minimierung der Brandunterstützung durch Kohlenwasserstoffbestände (indem die Anlage mittels Absperrventilen in verschiedene Brandbereiche unterteilt wird).

Die Eigensicherheit ist durch die Anwendung komplexer Systeme zu unterstützen.

Maßnahmen für die Eigensicherheit sind in 13.1 aufgeführt.

4.5.2.1.7 Passiver Brandschutz und Schutz gegen Sprödbbruch

Passiver Brandschutz und Schutz gegen Sprödbbruch sind vorzusehen, um:

- Equipment und Haupttragkonstruktionen vor örtlicher Beschädigung durch Brand zu schützen, um eine Eskalation und eine Gefährdung von Notfalleinsatzkräften zu minimieren;
- tragende Hauptbauteile vor Versagen und daraus resultierendem Einsturz durch Versprödung aufgrund von Kälteangriff zu schützen.

Passive Schutzmaßnahmen sind in 13.2 ausgeführt.

4.5.2.1.8 Aktiver Brandschutz

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

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

4.5.2.1.9 Zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen in LNG-Anlagen

Bei Freisetzung von LNG und anderen flüssigen Kohlenwasserstoffen wie Erdgaskondensat (NGL) und Kältemitteln entstehen zündfähige Wolken, die schwerer als Luft sind. Die Anlage ist daher so auszulegen, dass die Wahrscheinlichkeit und Freisetzungsmenge von unbeabsichtigten und geplanten Emissionen dieser Fluide verhindert oder minimiert wird.

Dies ist dadurch zu erreichen, dass bei Auslegung, Beschaffung, Herstellung, Bau und Betrieb der Anlage ein Sicherheitsmanagementsystem angewendet wird, um sicherzustellen, dass die besten verfügbaren Regeln der Technik umgesetzt werden. Hierbei ist insbesondere Folgendes zu berücksichtigen:

- sofern möglich sind Anlagen und Equipment, die brennbare Fluide führen, im Freien anzuordnen. Diese Entscheidung ist aber auch von der Instandhaltung und den klimatischen Bedingungen abhängig;
- eine gedrängte Anordnung der einzelnen Anlagenteile ist zu vermeiden;
- eine geeignete Flexibilität der Rohrleitungen für die Anpassung an alle Betriebsbedingungen;
- die Anzahl der Rohrleitungsflansche ist so gering wie möglich zu halten. Sofern möglich, sind Einschweißarmaturen einzusetzen unter Berücksichtigung von Inbetriebnahme, Abtrennung und Wartung. Bei Verwendung von Flanschen müssen qualifizierte Dichtungen nach EN 12308 ausgewählt werden, die für die Verbindung und den Betrieb geeignet sind und die Flansche sind nach Möglichkeit so anzuordnen, dass bei einer Undichtigkeit der Strahl des austretenden Mediums nicht auf angrenzendes Equipment trifft;
- die Abblaseleitungen von Sicherheitsabblasearmaturen sind so anzuordnen, dass Gefährdungen minimiert werden;
- Anlagen sind für so hohe Drücke auszulegen, dass eine ausreichend große Differenz zum Betriebsdruck vorhanden ist, um die Häufigkeit des Ansprechens der Sicherheitsabblasearmaturen 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 Equipment kontaminieren kann, da das im Brandfall zu Sprödbruch 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 Einkerbungen oder Löcher durch Legierung im späteren Betrieb ausbilden. Dieses Phänomen tritt nicht sofort auf, aber es kann die Festigkeit der Anlage im künftigen Betrieb beeinflussen (siehe [14]);
- Bei Druckbehältern, die brennbare Flüssigkeiten, enthalten müssen Absperrarmaturenarmaturen möglichst nah am Behälteranschluss aber außerhalb der Standzarge angeordnet werden. Diese Absperrarmaturen müssen, von einem sicheren Ort aus, über einen Notastaster fernbedient werden können oder automatisch über ein ESD-System (siehe Abschnitt 14) ausgerüstet sein.

4.5.2.1.10 Auffangbecken

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

Erforderlichenfalls muss es so ausgelegt sein, dass es potenzielle Leckagen, die bei der Gefährdungsbeurteilung festgestellt wurden, aufnehmen kann.

Möglicherweise ausgetretene(s) LNG und Kohlenwasserstoffe sollte(n) 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 Betriebs nach einem OBE-Erdbeben ermöglicht (siehe OBE-Definition in Abschnitt 3).

Die folgenden 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 ein Mindestmaß an Sicherheit aufrechtzuerhalten.

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

- **Klasse A:** Systeme, die vital für die Anlagensicherheit sind, oder Schutzsysteme, die in Betrieb bleiben müssen, um ein Mindestmaß an Sicherheit aufrechtzuerhalten. Diese müssen sowohl bei OBE als auch bei SSE betriebsbereit bleiben. Das ESD-System und die Tragfähigkeit der sekundäre Container für die LNG-Lagerung müssen Klasse A entsprechen.
- **Klasse B:** Systeme, die vitale Funktionen für den Anlagenbetrieb erfüllen, oder Systeme, deren Bruch zu einer Gefährdung der Anlage führen kann, für die ein Zusammenbruch zu größeren Auswirkungen auf die Umwelt oder zu weiterer Gefährdung führen könnte. Diese Systeme müssen nach OBE betriebsbereit bleiben und ihre Funktionsfähigkeit bei SSE beibehalten. Der primärere Container aller LNG-Tanks muss Klasse B entsprechen.
- **Klasse C:** Andere Systeme. Diese Systeme müssen nach OBE betriebsbereit bleiben und dürfen nach SSE keine Auswirkungen auf andersklassige Systeme oder Komponenten haben.

Die Systeme umfassen die zugehörige(n) 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 Fall von SSE unversehrt bleiben. Heizung, Lüftung und Klimatisierung sind so auszuliegen, 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 müssen mindestens Folgendes umfassen:

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

4.6 Sicherheit während des Betriebs

4.6.1 Allgemeines

Die örtlichen Rechtsvorschriften haben Vorrang, ihre Anwendung muss jedoch sicherstellen, dass die unter 4.6.2 und 4.6.3 aufgeführten Punkte erfüllt sind.

4.6.2 Vorbereitung des Anlagenbetriebs

Die Vorbereitung des Anlagenbetriebs muss umfassen:

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

4.6.3 Sicherheit während des Anlagenbetriebs

Sicherheit während der Betriebsphase muss durch folgende Ausstattungen und Maßnahmen erreicht werden:

- betriebstechnische Steuerungs-, Überwachungs- und Sicherheitssysteme, einschließlich Betriebsgenehmigungen;
- Verminderung unkontrollierter Zündquellen;
- örtliche und zentrale (fernbedienbare) Steuerung des Brandbekämpfungssystems.

5 Anleger und Hafenanlagen

5.1 Allgemeines

Dieser Abschnitt behandelt Lage, technische Auslegung, Training vor Inbetriebnahme und Sicherheitsanforderungen von Anleger und Hafenanlagen.

5.2 Lage

Die Lage des Anlegers in einer LNG-Hafenanlage ist ein Hauptfaktor bei der Bestimmung des Gesamtrisikos hinsichtlich der Übergabesysteme und Schnittstellen vom Schiff zum Land. Deshalb muss eine detaillierte Studie zur Bestimmung der geeignetsten Position während der Planungsphase des Projektes durchgeführt werden. Eine Feststellung, was unter den speziellen Gegebenheiten zulässig ist, muss durch eine Beurteilung der gegenwärtigen Risiken durch den Betrieb auf angrenzenden Grundstücken und durch den Verkehr im Hafen folgen.

Vorkehrungen, wie in der 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 maßgebend sein können (wie [23] und [16]).

5.3 Technische Auslegung

Eine geeignete Norm für Marineanlagen (siehe [22]) muss zur Bestimmung der Auswahl maßgebender Konstruktionsparameter und der Berechnungsverfahren zur Ableitung der Reaktionskräfte auf den Anleger angewendet werden. Dabei sollten die Einflüsse von Bodenbeschaffenheit und zusätzlich die Belastungen, die aufgrund natürlicher Gegebenheiten auf den LNG-Anleger einwirken, wie Wind, Gezeiten, Wellen, Strömungen, Temperaturänderungen, Eis und Erdbeben, sowie vom Betrieb der Anlage, wie Anlegen und Festmachen, Be- und Entladung und Straßenverkehr während der Bauphase, Betrieb und Wartung berücksichtigt werden.

Eine Verträglichkeitsstudie sollte durchgeführt werden, so dass die Sicherheit für die Schiffsgröße, die erwartungsgemäß am Terminal anlegen wird, sichergestellt ist (siehe EN ISO 28460).

Während der Planungsphase sollte die Möglichkeit der Freisetzung von LNG berücksichtigt werden, insbesondere in der Umgebung der Ladearme. Dazu können Vorkehrungen zum Auffangen von ausgetretenem LNG und zum Schutz gegen Versprödung von tragenden Bauteilen aus Kohlenstoffstahl oder andere geeignete Maßnahmen dienen.

Ein Brückenkontrollraum zur Kommunikation sowohl mit dem Schiff als auch mit den Kontrollräumen des Terminals sollte vorgesehen werden. Er sollte Bedieneinrichtungen für die Notabschaltung, die Entspannungseinrichtung des LNG-Übergabesystems, für die Fernbedienung der Brandbekämpfungseinrichtungen und die Einrichtungen zur Dampfüberwachung auf dem Anleger haben. Ebenso sollte zur Überwachung der See- und Wetterbedingungen, der Schiffsposition sowie der Spannung in den Festmacherleinen eine entsprechende Ausrüstung vorhanden sein.

Ein Überwachungssystem muss vorhanden sein, das bei jeglichem LNG- oder Erdgasleck sowie im Brandfall warnt. Ein Ansprechen dieses Systems muss automatisch eine Notabschaltung (ESD) des Schiff-/Land-Transfersystems auslösen und Alarm geben. Dieser Alarm muss zum Brückenkontrollraum, zum Hauptkontrollraum, und über in EN ISO 28460 empfohlene Vorrichtungen zum Schiff übermittelt werden. Zum Transfer von LNG zwischen Schiff und Land müssen Hafenladearme verwendet werden. Diese müssen mit motorisch betriebenen Notfalltrennkupplungen nach EN 1474 (alle Teile) ausgerüstet sein.

Schnelltrennsysteme zum schnellen Lösen von Festmachern sind vorzusehen, wobei das Lösesystem so ausgelegt 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 durch Fahrzeuge angewiesen sind, kann es erforderlich sein, Ausweichstellen vorzusehen.

Darüber hinaus sind Vorkehrungen für Fluchtwege für den Brandfall oder das Austreten von Flüssigkeiten vorzusehen. Es sollte von jeder Stelle des Liegeplatzes möglich sein, einen sicheren Ort zu erreichen. Dies wird am einfachsten durch zwei unabhängige Fluchtwege vom Liegeplatz erreicht. Diese können umfassen:

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

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

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

Für unbefugte Personen sollte es zu keiner Zeit möglich sein, Zugang zum Anlegerbereich zu erlangen, ohne überprüft worden zu sein (siehe [30]). Werden Sicherheitszäune dafür eingesetzt, sollten die allgemeinen Vorsichtsmaßnahmen für den Brandfall und die Notausgänge berücksichtigt werden (siehe [24]).

6 Lager- und Auffangsysteme

6.1 Allgemeines

Auslegung und Konstruktion von stehenden, zylindrischen Flachboden-LNG-Tanks sind durch EN 14620 abgedeckt.

6.2 Tankbauarten

Die Tankbauarten werden anhand ihrer Technologien, ihrer sekundären Container (Tankbehälter) und ihrer Fundamente charakterisiert.

Die Haupttechnologien sind:

- der freistehende Tank aus 9 % Ni-Stahl;
- die Membrantanks;
- die Betontanks.

Die Tankbehälterbauarten sind in 6.3 beschrieben.

Andere Bauarten könnten ebenfalls zulässig sein, sofern nachweisbar wäre, dass ihr Konzept und ihre Sicherheit den in 6.4.2 festgelegten Funktionen und den in 6.4.1 festgelegten Anforderungen angemessen sind.

Tanks können oberirdisch aufgestellt oder teilweise oder ganz in den Boden oder in Gruben eingelassen werden. Die Bodenplatte des Tanks kann aufgeständert sein. Die Art des Tankfundaments ist vom Ergebnis des Baugrundgutachtens und der seismologischen Untersuchung abhängig.

Die unterschiedlichen Tankbauarten sind in EN 14620 beschrieben oder in Anhang H dargestellt.

6.3 Tankbehälterbauarten

EINZEL-CONTAINMENT

Ein Einzel-Containment ist für folgende Funktionen auszulegen:

- Der primäre Container oder innere Tank muss die tiefkalte Flüssigkeit aufnehmen.
- Dieser innere Container kann die Produkt- oder Stickstoffdämpfe auffangen oder durch eine Außenhülle dupliziert werden, welche die Produkt- oder Stickstoffdämpfe auffängt.

Bei Undichtigkeit des inneren Tanks müssen die folgenden Szenarien betrachtet werden:

- Freisetzung tiefkalten Produkts;
- Freisetzung von Produktdämpfen (auch bei Undichtigkeit der Außenhülle).

Bei Einzel-Containments muss der innere Tank mit einer Tankumwallung zum Auffangen von möglicherweise ausgetretenem Produkt umgeben werden.

DOPPEL-CONTAINMENT

Ein Doppel-Containment ist für folgende Funktionen auszulegen:

- Der primäre Container oder innere Tank muss die tiefkalte Flüssigkeit aufnehmen.
- Die Außenhülle muss die Produkt- oder Stickstoffdämpfe auffangen.
- Der sekundäre Container oder die Tankumwallung muss das ausgetretene LNG bei Undichtigkeit des primären Containers auffangen.

Bei Undichtigkeit des inneren Tanks muss die Freisetzung von tiefkaltem Produkt betrachtet werden.

Bei Undichtigkeit der Außenhülle muss die unkontrollierte Freisetzung von Produktdämpfen betrachtet werden.

VOLLBEHÄLTERTANK

Ein Vollbehältertank ist für die Erfüllung der folgenden Funktionen auszulegen:

- Der primäre Container oder innere Tank muss die tiefkalte Flüssigkeit aufnehmen.
- Der sekundäre Container oder der äußere Tank muss die Produktdämpfe auffangen und das ausgetretene LNG bei Undichtigkeit des primären Containers auffangen können.

Das während der Undichtigkeit des primären Containers erzeugte Boil-off-Gas muss innerhalb des sekundären Containers aufgefangen und mit einer Möglichkeit kontrollierter Entlüftung durch ein Druckentlastungssystem ausgerüstet werden. Es ist jedoch zulässig, dass im Fall eines derartigen unbeabsichtigten Ereignisses Gasleckagen durch den sekundären Container auftreten könnten.

6.4 Auslegungsgrundsätze

6.4.1 Allgemeine Anforderungen

EN 14620 gilt nicht für Lagertanks mit einem Auslegungsüberdruck über 500 mbarg. Tanks mit höherem Druck müssen den Anforderungen der maßgebenden Normen oder Vorschriften für die Auslegung der jeweiligen Druckbehälterbauarten entsprechen³⁾.

Stehende, zylindrische LNG-Flachbodentanks aus Stahl müssen die Anforderungen nach EN 14620 erfüllen.

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

LNG-Tanks sind so auszulegen, dass sie:

- Die Flüssigkeit bei tiefkalter Temperatur sicher lagern;
- die Gasdichtheit sicherstellen;

3) Beispielsweise EN 13445.

- sicher mit LNG gefüllt und geleert werden können;
- eine sichere Ableitung des Boil-off-Gases ermöglichen;
- das Eindringen von Luft und Feuchtigkeit sicher verhindern, ausgenommen als letztes Mittel zur Vermeidung unzulässiger Unterdruckbedingungen im Dampfraum;
- das Eindringen von Wärme entsprechend den betrieblichen Anforderungen auf ein Mindestmaß begrenzen und Frosthebung verhindern;
- bei den in Abschnitt 4 festgelegten inneren und äußeren Lastfällen einer Beschädigung widerstehen, die zu einer Undichtigkeit 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.

6.4.2 Fluiddichtheit

Der Tank muss im Normalbetrieb gas- und flüssigkeitsdicht sein.

Die erforderliche Widerstandsfähigkeit gegen Undichtigkeit im Fall von externen Überbeanspruchungen wie z. B. Beschädigung durch Aufprall, Wärmestrahlung und Explosionen, muss im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung (siehe Abschnitt 4) festgelegt werden.

Die LNG-Dichtheit des primären Containers ist durch ein endlos geschweißtes Blech, eine Membran oder einen mit kaltzähem Spannstahl vorgespannten kaltzähen Beton sicherzustellen.

LNG-Dichtheit des sekundären Containers ist sicherzustellen durch

- endlos geschweißtes Blech;
- Beton;
- verdichtete Erde oder Sand, sofern LNG-Dichtheit sichergestellt werden kann;
- andere nachweislich geeignete Materialien.

Die Außenhülle des Tanks, die der Atmosphäre ausgesetzt ist (Metall oder Beton), ist so auszulegen, dass jegliches Eindringen von Wasser minimiert wird, unabhängig davon, ob es sich dabei um Oberflächenwasser, Löschwasser, Regenwasser oder Luftfeuchte handelt. Die Feuchtigkeit kann Korrosionsprobleme sowie eine Schädigung der Dämmung und des Betons hervorrufen.

Für das Auffangen der Flüssigkeit im Fall von LNG-Leckagen bei Doppel- oder Vollbehälter tanks (wie in 6.3 entsprechend ihren Funktionen festgelegt) gelten die folgenden Anforderungen für den sekundären Container:

- bei Fertigung aus Metall, muss dieses kaltzäh sein;
- bei Fertigung aus vorgespanntem Beton müssen die Spannstähle der maximalen hydrostatischen Last bei der dann vorherrschenden Temperatur standhalten. Für Berechnungszwecke ist davon auszugehen, dass die LNG-Temperatur unmittelbar auf die Innenseite, einschließlich der Dämmung, einwirkt;

- er muss allen betriebsbezogenen und unbeabsichtigten Lastbedingungen nach EN 14620 und allen während der QRA (siehe 4.4) festgestellten Gefährdungsbedingungen widerstehen. Bei Beschädigungen des sekundären Containers ist deren Ausmaß zu begrenzen, um einen Dominoeffekt und den Verlust der Tragfähigkeit des primären Containers zu verhindern.

Bei einem sekundären Container aus Beton mit einem festen Wand/Boden-Übergang muss ein Kälteschutzsystem vorhanden sein, das unkontrollierte Rissbildung in diesem Übergangsbereich verhindert. Dieses Kälteschutzsystem muss nach EN 14620-1:2006, 7.1.11, ausgelegt sein.

6.4.3 Tankanschlüsse

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

Die Fluid- und Gasleitungen, die durch den Tankbehälter hindurchgeführt werden, müssen die folgenden 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 erforderlichenfalls verstärkt auszuführen und auf der Außenseite so auszulegen, dass die Kräfte der externen Rohrleitungen über Dehnungskompensatoren aufgenommen werden;
- Rohrleitungen dürfen nicht durch die Seitenwände oder den Boden des primären oder sekundären Containers geführt werden;
- erforderlichenfalls sind für den Ringraum zwischen dem primären und dem sekundären Container Stickstoffanschlüsse vorzusehen, über die vor der Inbetriebnahme Luft und nach einer Außerbetriebnahme zu Wartungszwecken LNG aus dem Ringraum herausgespült werden kann.

Die Abwesenheit von Wand- und Bodendurchführungen erfordert den Einsatz von Tauchpumpen. Auf dem Tankdach sind eine Bühne und geeignetes Hebezeug vorzusehen, von der aus die Pumpen zur Instandhaltung ausgebaut werden können.

Siphoneffekte (hochdrücken von LNG in Leitungen) sind durch die Konstruktion auszuschließen.

6.4.4 Wärmedämmung

Für die Wärmedämmung sollten Werkstoffe nach EN ISO 16903 gewählt werden.

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

Unter dem Boden des primären Containers ist eine Wärmedämmung anzuordnen, um die Wärmeübertragung vom Fundament in den Behälter zu verringern, 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 standhalten kann.

4) Dennoch werden Dämmstoffe, die im Ringraum oder über einem erhöhten Deck (siehe Definition nach EN 14620) von selbsttragenden und Betontanks verwendet werden, dem Boil-off-Gas ausgesetzt.