

DIN EN 1473

ICS 75.200

Ersatz für
DIN EN 1473:2016-10**Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas –
Auslegung von landseitigen Anlagen;
Deutsche Fassung EN 1473:2021**

Installation and equipment for liquefied natural gas –
Design of onshore installations;
German version EN 1473:2021

Installation et équipements de gaz naturel liquéfié –
Conception des installation terrestres;
Version allemande EN 1473:2021

Diese Norm wurde in das DVGW-Regelwerk aufgenommen.

Gesamtumfang 158 Seiten

DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas)

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält sicherheitstechnische Festlegungen.

Dieses Dokument (EN 1473:2021) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR (Frankreich) gehalten wird.

Das zuständige nationale Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 032-02-10 AA „Anlagen und Ausrüstung von Flüssigerdgas“ im DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas).

Diese Norm enthält funktionale Leitlinien für die Planung, den Bau und den Betrieb von LNG-Anlagen an Land mit einer Speicherkapazität von mehr als 200 Tonnen LNG für die Verflüssigung von Erdgas sowie für die Lagerung, die Verdampfung, die Weiterleitung und den Umgang mit LNG und Erdgas. Als Neuerung gegenüber der vorherigen Ausgabe umfasst die neue EN 1473:2021 auch die Lagerung unter Druck: Daher war es notwendig, Anforderungen an deren Sicherheit und Leistung zu definieren. Um die Integration von Druckbehälter tanks zu erreichen, musste die Norm komplett neu strukturiert werden, um sich auf Themen zu konzentrieren, die sowohl für die Druckbehälter- als auch für Niederdrucktanks relevant sind.

Darüber hinaus wurden die Anforderungen an das Risikomanagement zunächst bei der Projektentwicklung und später beim Betrieb der Anlage umfassend aktualisiert.

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.

Die in diesem Dokument zitierten Europäischen Normen sind, mit Ausnahme von EN IEC 31010 und EN ISO 14726, als DIN EN- bzw. DIN EN ISO-Normen mit gleicher Zählernummer veröffentlicht.

Für die in diesem Dokument zitierten internationalen Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

HD 60364-5-54	siehe	DIN VDE 0100-540 (VDE 0100-540)
IEC 61511(all parts)	siehe	DIN EN 61511 (alle Teile)
EN ISO 14726	siehe	DIN ISO 14726

Dieses Dokument wurde vom DIN Deutsches Institut für Normung e. V. im Einvernehmen mit dem DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. erstellt.

Dieses Dokument ist Bestandteil des DVGW-Regelwerks „Gas“.

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 1473:2016-10 wurden die folgenden Änderungen vorgenommen:

- a) durch Einbeziehung der druckbeaufschlagten Lagerung wurde die Norm neu strukturiert und überarbeitet;
- b) Doppelungen erkannt und gelöscht;
- c) die Begriffe wurden angepasst;
- d) normative Verweisungen aktualisiert;
- e) geändertes Thema in Anhang H;
- f) Anforderungen an die Risikobeurteilung verbessert;
- g) Klassifizierung der Lagertanks verbessert.

Frühere Ausgaben

DIN EN 1473: 1997-11, 2007-06, 2016-10

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 61511, *Funktionale Sicherheit —PLT-Sicherheitseinrichtungen für die Prozessindustrie*

DIN ISO 14726, *Schiffe und Meerestechnik — Kennfarben für den Inhalt von Rohrleitungssystemen*

DIN VDE 0100-540 (VDE 0100-540), *Errichten von Niederspannungsanlagen — Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel — Erdungsanlagen und Schutzleiter*

Deutsche Fassung

Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung von landseitigen Anlagen

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

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

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 15. Februar 2021 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 CEN-CENELEC-Management-Zentrum 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, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, der Republik Nordmazedonien, Rumänien, Schweden, der Schweiz, Serbien, 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: Rue de la Science 23, B-1040 Brüssel

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	8
Einleitung	9
1 Anwendungsbereich	10
2 Normative Verweisungen	10
3 Begriffe und Abkürzungen	14
3.1 Begriffe	14
3.2 Abkürzungen	21
4 Qualitätsmanagementsystem	21
5 Standortbewertung	22
5.1 Allgemeines und Anlagenbeschreibung	22
5.2 Geotechnik	22
5.2.1 Bodeneigenschaften	22
5.2.2 Marine geotechnische Eigenschaften für die Auslegung des Anlegers und der seeseitigen Zufahrt	24
5.2.3 Hafenausbaggerung	24
5.3 Meteorologisch und meereskundlich	24
5.3.1 Allgemeines	24
5.3.2 Daten über Metocean-Auswirkungen	24
5.3.3 Auswirkungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte	24
5.3.4 Blitzeinfluss	24
5.3.5 Daten über Auswirkungen von Wind und Luftdruck	25
5.3.6 Daten über Auswirkungen von Niederschlag	25
5.3.7 Klimawandel	25
5.4 Umweltaspekte	25
5.4.1 Umweltverträglichkeitsbewertung	25
5.4.2 Anlagenemissionen/Emissionsüberwachung	26
5.4.3 Philosophie für Abfackeln/Abblasen	26
5.4.4 Schallschutz	27
5.4.5 Biologische Umgebung	27
5.5 Infrastruktur	27
5.5.1 Externe Verkehrsinfrastruktur	27
5.5.2 Umgebende Infrastruktur	27
5.5.3 Nautisch und umweltbezogen	27
5.5.4 Erdverlegte Versorgungsleitungen	27
5.6 Seismik	28
5.6.1 Allgemeines	28
5.6.2 Tsunamis	28
5.7 Hydrologie	28
5.7.1 Auswirkungen von Entwässerung	28
5.7.2 Grundwasserleiter, Erosion und Studien zu den Auswirkungen auf das Grundwasser	29
5.8 Gesellschaftlich	29
5.8.1 Öffentliche Gesundheit, Sicherheit und Gefahren	29
5.8.2 Siedlungen	29
5.8.3 Weitere Themen	29
6 Risikomanagement	30
6.1 Allgemeines	30
6.2 Methoden der Gefahren- und Risikobewertung	31

6.2.1	Allgemeines	31
6.2.2	Risikomatrix.....	33
6.2.3	HAZID (Studie zur Gefahrenerkennung)	33
6.2.4	Fehlermöglichkeits- und -Einflussanalyse (FMEA).....	33
6.2.5	Gefährdungs- und Betriebsfähigkeitsanalyse (HAZOP).....	33
6.2.6	Ereignisbaumverfahren (ETM)	34
6.2.7	Fehlerbaumverfahren (FTM)	34
6.2.8	Bow-Tie-Analyse (BTA).....	34
6.2.9	LOPA (Analyse der Schutzebenen).....	35
6.2.10	SIL-Analyse	35
6.2.11	Quantitative Risikobeurteilung (QRA).....	35
6.2.12	Brand- und Explosionsrisikoanalyse (FERA).....	36
6.3	Ermittlung der Szenarien	36
6.3.1	Ermittlung externer Risikoquellen und -ursachen.....	36
6.3.2	Ermittlung von Szenarien mit LNG als Ursache.....	37
6.3.3	Ermittlung anderer interner Gefährdungen und Szenarioursachen	37
6.4	Auswirkung und Folgenabschätzung.....	38
6.4.1	Allgemeines	38
6.4.2	Gaswolkenverbreitung.....	38
6.4.3	Feuer	40
6.4.4	Explosion	41
6.4.5	Lachenbildung.....	41
6.4.6	Sicherheitsabstände.....	42
6.5	Abschätzung von Häufigkeiten und Wahrscheinlichkeiten.....	42
6.6	Erhöhung der Sicherheit.....	42
6.7	Überprüfungen.....	43
6.8	Sicherheit im Betrieb	43
6.8.1	Betriebsabläufe.....	43
6.8.2	Instandhaltungsverfahren	43
6.8.3	Schulungen.....	44
6.8.4	Notfallantwort	45
7	Auslegung.....	45
7.1	Allgemeines	45
7.2	Betonbauwerke.....	45
7.2.1	Allgemeines	45
7.2.2	Bereichsentwässerung und Leckagekontrolle	45
7.2.3	Leitplanken.....	48
7.2.4	Brandschutz.....	48
7.2.5	Dämmung.....	54
7.2.6	Anforderungen an die räumliche Anordnung.....	56
7.2.7	Seismik	58
7.2.8	Geotechnik	58
7.2.9	Auslegung von Fundamenten.....	59
7.2.10	Rohrdurchführungen oder Umschließungen	60
7.2.11	Rohrbrücken	61
7.2.12	Zäune und Zugang zur Anlage.....	61
7.3	Elektrik.....	61
7.3.1	ATEX-Klassifizierung	61
7.3.2	IP-Klassifizierung.....	61
7.3.3	Blitzeinschlag.....	62
7.3.4	Beleuchtung.....	62
7.3.5	Einteilung von explosionsgefährdeten Bereichen	62
7.3.6	Erdung	62
7.3.7	Hochspannungsanlagen/Hauptstromversorgung	63
7.3.8	Niederspannungsanlagen.....	63

7.3.9	Notstromversorgung (EPS)	63
7.3.10	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	64
7.4	Mechanische Auslegung und Auslegung von Rohrleitungen/Materialauswahl	64
7.4.1	Werkstoffe	64
7.4.2	Korrosion	65
7.4.3	Anstrich und Beschichtung	66
7.4.4	Kathodischer Korrosionsschutz	66
7.4.5	Galvanisierte Tragwerke	66
7.4.6	Rohrleitungssysteme und Armaturen	66
7.4.7	Absperrarmaturen/ESD-Armaturen	68
7.4.8	Rohrleitungsspannung	69
7.4.9	Auslegung von Entleerung und Lüftung	70
7.4.10	Druckstoß	70
7.4.11	Sichere Absperrung	70
7.4.12	Druckentlastungseinrichtungen	71
7.4.13	Versprödung	73
7.4.14	Schweiß- und Fügeverbindungen	73
7.4.15	Prüfungen und Inspektion	73
7.4.16	Inbetriebnahme und Anfahrvorgänge	74
7.4.17	Außerbetriebnahme	75
7.5	Prozessautomatisierung und -steuerungen	76
7.5.1	Prozesssteuerungssystem (PCS) und Sicherheitsleitssystem (SIS)	76
7.5.2	Notabschaltung (ESD)	78
7.5.3	Feldmessgeräte und Armaturen	79
7.5.4	Brand-, Leckage- und Gaserkennungssysteme	80
7.5.5	Erdbebenerkennung	80
7.5.6	Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI, en: Human Machine Interface)	80
7.5.7	Alarmmanagement	81
7.5.8	Telekommunikations- und CCTV-Anforderungen	81
7.5.9	Warnlampen	82
7.6	Verfahrenstechnische Sicherheit	82
7.6.1	Schutz vor Überfüllung	82
7.6.2	Überdrucksicherung	82
7.6.3	Unterdrucksicherung für Lagertanks	83
7.6.4	Leckage	83
7.6.5	Rollover	84
7.6.6	Niedrigtemperaturschutz	84
7.6.7	Flüssigkeitsübertrag	85
7.6.8	Notentspannung	85
7.7	Schiffsübergabesysteme	85
7.7.1	Allgemeines	85
7.7.2	LNG-Schiffsübergabesysteme	85
7.7.3	Auslegung des Anlegers	86
7.7.4	Überwachung und Kontrolle von Hafen und Landungsbrücke	86
7.7.5	Sicherheit des Anlegers und Werkschutz	87
7.7.6	Unbemannte Übergabestation	87
7.8	Lagereinheit	87
7.8.1	Allgemeines	87
7.8.2	Normalbedingungen	88
7.8.3	Anormaler Betrieb	88
7.8.4	Lagerungskonzepte	89
7.8.5	Leistung von Niederdruckbehältern	90
7.8.6	Leistung von Druckbehälter tanks	91
7.8.7	Tanktypen	92
7.9	Rotierende Ausrüstung	93

7.9.1	LNG-Pumpen.....	93
7.9.2	Seewasserpumpen	94
7.9.3	Verdichter	94
7.9.4	Turbinen.....	94
7.10	Wiederverdampfungs- und Ausspeiseeinheit	94
7.10.1	Allgemeines	94
7.10.2	Anpassung der Erdgasqualität.....	95
7.10.3	Odoriermittel.....	95
7.11	Beladeeinheit für Anhänger	96
7.12	Verflüssigungsanlage	96
7.12.1	Allgemeines	96
7.12.2	Abscheidung von Gasverunreinigungen	96
7.13	Gebäude	96
7.13.1	Allgemeines	96
7.13.2	Leitwarte	97
7.14	LNG- und Erdgasqualitätsmessung	97
7.14.1	Allgemeines	97
7.14.2	Probennahme	97
7.14.3	Analyse der Zusammensetzung.....	97
7.14.4	Wärmeberechnung und Wobbe-Index	97
7.14.5	Dichteberechnung.....	98
7.14.6	Kalibrierung des Analysegeräts.....	98
7.14.7	Kalibriergas.....	98
7.15	Durchflussmessung für eichpflichtigen Verkehr	98
7.16	Boil-off Gas (BOG) Systeme	98
7.16.1	Allgemeines	98
7.16.2	Boil-off Gas Sammelsystem.....	100
7.16.3	Rückgewinnung von Boil-Off-Gas.....	101
7.17	System für Abfackeln/Abblasen.....	102
7.17.1	Allgemeines	102
7.17.2	Fackel.....	103
7.17.3	Ausbläser.....	103
7.18	Betriebsmittel.....	103
7.18.1	Allgemeines	103
7.18.2	Instrumentenluft	104
7.18.3	Stickstoff.....	104
7.18.4	Brenngas.....	105
7.18.5	Andere Betriebsmittel	105
Anhang A (normativ)	Grenzwerte für die Wärmestrahlung.....	106
A.1	Wärmestrahlung von LNG-Bränden	106
A.2	Wärmestrahlung von einer Fackel oder einem gezündeten Ausbläser	107
Anhang B (normativ)	Definitionen der Referenzdurchflüsse.....	109
B.1	Allgemeines	109
B.2	V_T (Wärmeeintrag).....	109
B.3	V_L (Befüllen)	109
B.4	V_O (Überfüllung).....	109
B.5	V_F (Flash beim Befüllen).....	109
B.6	V_R (LNG-Umwälzung mittels Tauchpumpe)	110
B.7	V_A (Veränderung des Atmosphärendrucks)	111
B.8	V_V (Ausfall der Regelarmatur)	111
B.9	V_I (Wärmeeintrag durch Brandeinwirkung)	111
B.10	V_D (angesaugte Fluidmenge)	111
B.11	V_C (Verdichteransaugmenge)	112
B.12	V_B (Rollover).....	112

Anhang C (informativ) Seismische Klassifizierung.....	113
C.1 Allgemeines	113
C.2 Einige Grundprinzipien	113
C.3 Beispiel einer Sicherheitsbetrachtung nach einem SSE	113
C.4 Beispiel einer Klassifizierung für SSE	114
Anhang D (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG Pumpen	115
D.1 Allgemeines	115
D.2 Auslegung	115
D.3 Inspektion	115
D.3.1 Allgemeines	115
D.3.2 Inspektion von druck- oder rotationsbelasteten Bauteilen	115
D.3.3 Durchstrahlprüfung.....	116
D.3.4 Ultraschallprüfung.....	116
D.3.5 Risserkennung (Farbeindringprüfung)	116
D.3.6 Sichtprüfung	116
D.3.7 Maßkontrolle	116
D.3.8 Elektrische Inspektionen.....	116
D.4 Prüfungen.....	116
D.4.1 Prüfbedingung.....	116
D.4.2 Typprüfungen und Abnahmeprüfungen	116
D.4.3 Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen	117
D.4.4 Leistungsprüfungen.....	117
D.4.5 NPSH-Prüfungen	118
D.5 Anzugebende Werte	118
D.6 Kennzeichnung.....	119
D.7 Spezifische Anforderungen für Tauchpumpen und zugehörige Kabel	119
D.7.1 Topfmontierte Pumpen.....	119
D.7.2 Tauchrohrpumpen (In-Tank-Pumpen)	119
D.8 Vertikale Pumpen mit externem Motor	120
Anhang E (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Verdampfer	121
E.1 Betriebsparameter.....	121
E.2 Wasserverdampfer mit offenem Kreislauf (ORV)	121
E.2.1 Spezifische Anforderungen an die Auslegung.....	121
E.2.2 Wasserverteilung	121
E.2.3 LNG- und Erdgasleitungen.....	123
E.2.4 LNG-Verteilung	123
E.2.5 Reinigung der LNG- und Erdgaskreisläufe	123
E.2.6 Regelung/Sicherheit.....	123
E.2.7 Einhausung des Verdampfers	123
E.2.8 Wasserkreislauf.....	123
E.2.9 Wasserqualität	124
E.3 Wasserverdampfer: Geschlossener Typ (STV)	124
E.4 Indirekte Verdampfer (IFV).....	124
E.4.1 Offene Wasserbadverdampfer.....	124
E.4.2 Zwangsumlaufverdampfer.....	124
E.4.3 Kondensator/Verdampfer-Typ	125
E.5 Tauchflammenverdampfer (SCV)	125
E.5.1 Korrosion.....	125
E.5.2 Regelung und Sicherheit	125
E.5.3 Wasserbad.....	126
E.5.4 Schwingungen	126
E.5.5 Maßnahmen für kalte Perioden	126
E.5.6 Legionellen.....	126
E.6 Umgebungsluftverdampfer (AAV, en: Ambient Air Vaporizer)	127

Anhang F (normativ) Kriterien für die Auslegung von Rohrleitungen.....	128
Anhang G (informativ) Beschreibung verschiedener Arten landseitiger LNG-Anlagen.....	129
G.1 LNG-Verflüssigungsanlage	129
G.2 LNG-Anlandeterminals.....	129
G.3 LNG-Peakshaving-Anlagen.....	130
G.4 LNG-Satellitenanlagen	130
G.5 LNG-Bunkerstationen	130
Anhang H (informativ) Beladeeinheit für Anhänger (TLU, en: Trailer Loading Unit)	131
H.1 Zusätzliche spezifische Gefährdungen der TLU	131
H.2 Empfohlene Sicherheitsmaßnahmen.....	131
H.3 Besondere prozesssicherheitstechnische Anforderungen	132
H.4 LNG-Messung.....	132
Anhang I (informativ) Häufigkeitsbereiche	133
Anhang J (informativ) Schadensklassen	134
Anhang K (informativ) Risikograde	135
K.1 Allgemeines	135
K.2 Akzeptanzkriterien.....	135
Anhang L (informativ) Typische Prozessschritte der Verflüssigung	137
L.1 Einleitung	137
L.2 Anforderungen an Erdgas/Extraktion von sauren Gasbestandteilen.....	137
L.2.1 Allgemeines	137
L.2.2 Absorptionsprozess.....	137
L.2.3 Molekularsieb-Adsorptionsprozess.....	139
L.2.4 Andere Schwefelprozesse als H ₂ S.....	139
L.3 Aufbereitung/Entwässerung von Erdgas	139
L.3.1 Allgemeines	139
L.3.2 Funktionsprinzip	139
L.3.3 Betriebsparameter/deklarierte Leistungsmerkmale	140
L.3.4 Besondere Merkmale	140
L.4 Aufbereitung von Erdgas/Quecksilberentfernung	141
L.5 Verflüssigungsanlage für Erdgas	141
L.5.1 Allgemeines	141
L.5.2 Funktionsprinzip	141
L.5.3 Betriebsparameter/deklarierte Leistungsmerkmale	142
L.5.4 Niedrige Temperaturen	143
L.5.5 Spezifische Ausrüstung	144
Anhang M (informativ) Odoriersysteme.....	147
M.1 Allgemeines zu Odoriermitteln	147
M.2 Anforderungen an Odoriersysteme.....	147
M.2.1 Allgemeines	147
M.2.2 Lagerung.....	147
M.2.3 Odoriermittelpumpen und -armaturen	148
M.3 Umgang mit Odoriermitteln	148
M.3.1 Allgemeines	148
M.3.2 Anlieferung.....	148
M.3.3 Spülen und Lüften	148
M.4 Odorierung.....	149
M.5 Austritt von Odoriermittel.....	149
M.6 Sicherheit des Betriebspersonals.....	150
Literaturhinweise.....	151

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (EN 1473:2021) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR gehalten wird.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis November 2021, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis November 2021 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Dieses Dokument ersetzt EN 1473:2016.

Aufgrund der Einbeziehung der druckbeaufschlagten Lagerung wurde die Norm neu strukturiert und überarbeitet. Gegenüber EN 1473:2016 wurden die folgenden Änderungen vorgenommen:

- Doppelungen erkannt und gelöscht;
- die Begriffe wurden angepasst;
- normative Verweisungen aktualisiert;
- geändertes Thema in Anhang H;
- Anforderungen an die Risikobeurteilung verbessert;
- Klassifizierung der Lagertanks verbessert.

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

Einleitung

Zweck dieses Dokuments 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.

Angesichts des breiten Spektrums an Einrichtungen von klein bis groß, mit hohem und niedrigem Risikoprofil usw. könnten die Akzeptanzkriterien je nach Projekt variieren und unterliegen den Schlussfolgerungen durch die normative Risikobewertung.

Es wird erwartet, dass die Seveso-, PED- und ATEX-Richtlinien befolgt werden. Wenn nationale und/oder lokale Vorschriften existieren, in denen einige der Anforderungen gleich oder höher sind als in diesem Dokument, muss im Einvernehmen mit den nationalen und/oder lokalen Regulierungsbehörden festgelegt werden, welche der Anforderungen gelten.

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

Dieses Dokument wird auch empfohlen für die Beseitigung von Kapazitätsengpässen, die Modernisierung und die Lebensdauerverlängerung von Anlagen innerhalb der von der örtlichen Behörde festgelegten Grenzen. Die Anwendung von EU-Richtlinien auf bereits bestehende Anlagen ist Teil dieser Grenzen, die in Zusammenarbeit mit der örtlichen Behörde festzulegen sind.

Bei Erweiterung von Anlagen ist dieses Dokument für die neuen Anlagenteile anzuwenden. Die Anwendung dieser Empfehlungen für Verbindungen mit und Anschlüsse an bestehende(n) Anlagenteile(n) wird von der örtlichen Behörde 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 der örtlichen Behörde exakt definiert.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument gibt 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 und Erdgas (NG, en: natural gas).

Dieses Dokument ist anzuwenden für Anlagen mit einer LNG-Lagerkapazität von mehr als 200 t.

Die vorgesehenen Anlagengrenzen sind der LNG Ein- und Austritt durch die Schiffsübergabestelle einschließlich Dampfdrucklaufanschluss, der Anschluss für die Be- und Entladung von Tankwagen einschließlich Dampfdruckführung, der Anschluss für die Be- und Entladung von Schienenfahrzeugen einschließlich Dampfdruckführung und die Ein- und Austrittsgrenze von Erdgas durch Rohrleitungssysteme.

Anlandeterminals oder Anlagentypen haben eine oder mehrere Abgrenzungen, wie in diesem Anwendungsbereich beschrieben (siehe Bild 1).

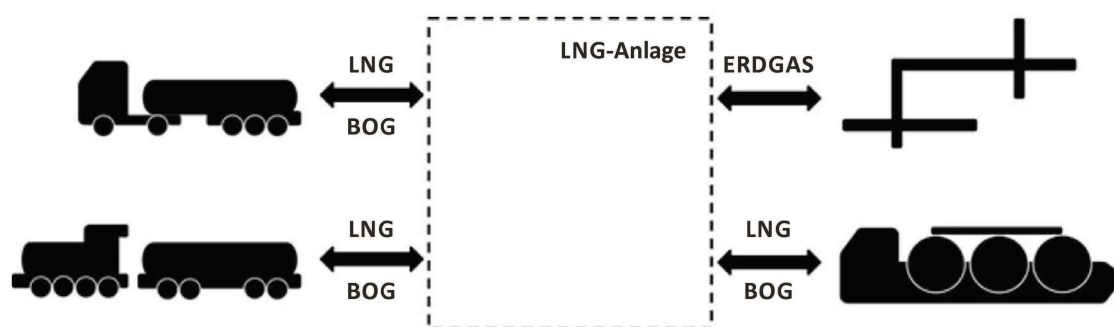


Bild 1 — Abgrenzung der landseitigen Flüssigerdgasanlage

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

Einspeisegas für LNG-Verflüssigungsanlagen kann aus einem Erdgasfeld, Erdölbegleitgas aus einer Erdöllagerstätte, Pipelinegas aus einem Gasleitungsnetz oder aus erneuerbaren Quellen sein.

Schwimmende Lösungen (z. B. FPSO, FSRU, SRV), ob auf See oder in Küstennähe, werden in diesem Dokument nicht behandelt, auch wenn einige Begriffe, Grundsätze oder Empfehlungen auf sie angewendet werden könnten. Bei fest vertäuten LNG-Wiederverdampfungsanlagen (FSRU) mit LNG-Transfer über einen Schiffsanleger gelten die nachfolgenden Empfehlungen für den Schiffsanleger (inklusive der Einrichtungen auf dem Schiffsanleger).

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

Anlagen mit einem Lagerbestand von 5 t bis zu 200 t werden in [5] behandelt.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. 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 Pumpenaggregate 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 1474-2, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung und Prüfung von Schiffsübergabesystemen — Teil 2: Auslegung und Prüfung von Übergabeschläuchen*

EN 1514-1, *Flansche und ihre Verbindungen — Maße von 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, *Gasinfrastruktur — Gasmesssysteme — Funktionale Anforderungen*

EN 1990, *Eurocode — Grundlagen der Tragwerksplanung*

EN 1991 (alle Teile), *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke*

EN 1992 (alle Teile), *Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken*

EN 1993 (alle Teile), *Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten*

EN 1994-1-1, *Eurocode 4: Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton — 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 für den Brandfall*

EN 1997-1:2004,¹*Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik — Teil 1: Allgemeine Regeln*

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

EN 1998 (alle Teile), *Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben*

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

EN 12483, *Flüssigkeitspumpen — Pumpenaggregate mit Frequenzumrichter — Garantie- und Verträglichkeitsprüfungen*

EN 13445 (alle Teile), *Unbefeuerte Druckbehälter*

EN 13458 (alle Teile), *Kryo-Behälter — Ortsfeste, vakuum-isolierte Behälter*

1 Unter Berücksichtigung von EN 1997-1:2004/AC:2009.

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

EN 13766, *Thermoplastische, mehrlagige (nicht vulkanisierte) Schläuche und Schlauchleitungen für die Förderung von Flüssiggas und verflüssigtem Erdgas — Spezifikation*

EN 14197 (alle Teile), *Kryo-Behälter — Ortsfeste, nicht vakuum-isolierte Behälter*

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

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

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

EN 60079-10-2, *Explosionsfähige Atmosphäre — 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, *Explosionsgefährdete Bereiche — 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 Atmosphäre — Teil 20-1: Stoffliche Eigenschaften zur Klassifizierung von Gasen und Dämpfen — Prüfmethoden und Daten (IEC 60079-20-1)*

EN 60079-25, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 25: Eigensichere Systeme (IEC 60079-25)*

EN 60204-1, *Sicherheit von Maschinen — Elektrische Ausrüstung von Maschinen — Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 60204-1)*

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

EN 61508 (alle Teile), *Funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer/elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme (IEC 61508, alle Teile)*

EN 61800 (alle Teile), *Elektrische Leistungsantriebssysteme mit einstellbarer Drehzahl (IEC 61800, alle Teile)*

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

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 6974 (alle Teile), *Erdgas — Bestimmung der Zusammensetzung und der zugehörigen Unsicherheit durch Gaschromatographie (ISO 6974, alle Teile)*

EN ISO 6976, *Erdgas — Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung (ISO 6976)*

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

EN ISO 9712, *Non-destructive testing — Qualification and certification of NDT personnel (ISO 9712)*

EN ISO 9906, *Kreiselpumpen — Hydraulische Abnahmeprüfungen — Klassen 1, 2 und 3 (ISO 9906)*

EN ISO 10380, *Rohrleitungen — Gewellte Metallschläuche und Metallschlauchleitungen (ISO 10380)*

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

EN ISO 10715, *Erdgas — Probenahmerichtlinien (ISO 10715)*

EN ISO 10723, *Erdgas — Bewertung der Leistungsfähigkeit von Analysensystemen (ISO 10723)*

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

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

EN ISO 13709, *Kreiselpumpen für den Einsatz in der Erdöl-, petrochemische 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, *Anforderung 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 16903:2015, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Eigenschaften von Flüssigerdgas mit Einfluss auf die Auslegung und die Materialauswahl (ISO 16903:2015)*

EN ISO 16904, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Prüfung von Schiffsverladearmen für Flüssigerdgas für konventionelle landseitige Terminals (ISO 16904)*

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 20519, *Schiffe und Meerestechnik — Spezifikation für das Bunkern flüssigerdgasbetriebener Schiffe (ISO 20519)*

EN ISO 21012, *Kryo-Behälter — Schlauchleitungen (ISO 21012)*

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

EN ISO 28921 (alle Teile), *Industriearmaturen — Absperrventile für die Anwendung im Tieftemperaturbereich (ISO 28921, alle Teile)*

IEC 60364 (alle Teile), *Low-voltage electrical installations*

IEC 61511, *Functional safety — Safety instrumented systems for the process industry sector*

ISO 6578, *Refrigerated hydrocarbon liquids — Static measurement — Calculation procedure*

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

3.1.1

abnormaler Betrieb

Betrieb der Anlage oder Teilen davon, unter den Auswirkungen interner Ausfälle oder unter den Auswirkungen vorhersehbarer Einflüsse außerhalb der festgelegten Betriebsbedingungen

[QUELLE: ISO 23552-1:2007, 3.10]

3.1.2

Störfall

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

3.1.3

Einwirkung

- a) Kräfte (Lasten), die auf ein Tragwerk wirken (direkte Einwirkung) oder
- b) aufgezwungene Verformungen oder Beschleunigungen (indirekte Einwirkung)

Anmerkung 1 zum Begriff: Aufgezwungene Verformung oder Beschleunigung könnte z. B. durch Temperaturänderungen, Feuchtigkeitsänderungen, ungleiche Setzung oder Erdbeben hervorgerufen werden.

3.1.4

Fundamentplatte

durchgehendes Betonfundament des Tanks (entweder auf dem Erdboden oder erhöht)

3.1.5

Boil-off Gas

BOG, en: boil-off gas

Erdgas, das aus der langsamen Verdampfung von LNG im Gleichgewichtszustand oder aus der schnellen Verdampfung von LNG, auch Flashing genannt, innerhalb von Anlagen entsteht

3.1.6

Grenze

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

3.1.7

Tankumwallung

erhöhte und undurchlässiges Bauteil, das dem hydrostatischen Druck und der Temperatur der auslaufenden Flüssigkeit widerstehen kann, angeordnet um die äußere Begrenzung eines Auffangbereichs zum Auffangen von auslaufenden Kohlenwasserstoffen, üblicherweise im Zusammenhang mit Lagerbereichen

3.1.8

Kondensat

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

Anmerkung 1 zum Begriff: Erdgaskondensate bestehen in erster Linie aus Pentanen und schwereren Komponenten, obwohl Mengen von Propan und Butan in der Mischung gelöst werden könnten.

3.1.9

Leitstelle

funktionelle Kerneinheit und deren zugehöriger physikalischer Aufbau, in der sich Leitstellen-Bedienpersonal aufhält, die zentralisierte Steuerungs-, Überwachungs- und Leitungsverantwortlichkeiten ausüben

[QUELLE: EN ISO 11064-5:2008, 3.9]

3.1.10

Leitstellen-Bedienpersonal

Person, die sich üblicherweise an einem Arbeitsplatz zur Prozessführung aufhält und deren primäre Aufgaben sich auf die Ausführung von Überwachungs- und Steuerungsfunktionen beziehen, entweder selbstständig oder in Verbindung mit weiterem Personal, das sich innerhalb oder außerhalb der Leitstelle aufhält

Anmerkung 1 zum Begriff: In besonderen Fällen darf das Leitstellen-Bedienpersonal aufgrund des bewerteten Risikos ihre Aufgaben für die Anlage per Fernzugriff erfüllen.

[QUELLE: EN ISO 11064-3:1999, 3.5]

3.1.11

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.

3.1.12

Notabschaltung

ESD, en: emergency shut-down

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

3.1.13

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, den Brandabschnitt beeinflussen.

3.1.14

Brandbereich

Bereich der Anlage oder Prozesssysteme innerhalb eines Brandabschnitts, der im Brandfall durch Notabschaltarmaturen zu isolieren ist, um das Brandereignis zu kontrollieren und auf ein Mindestmaß zu verringern, oder im Fall einer Prozessstörung oder Fehlfunktion das Ausmaß der Prozessstörung auf ein Mindestmaß zu verringern

3.1.15

brennbares Gas

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

3.1.16

Fackel

System zum kontrollierten Entzünden des Dampfes an einem sicheren Ort

3.1.17

Flash-Gas

Gas, welches durch plötzliche Verdampfung von LNG aufgrund einer Änderung des Gleichgewichtszustands entsteht

3.1.18

Fundament

Konstruktionselement, das zur Unterstützung der Ausrüstung erforderlich ist

3.1.19

Frequenz

Anzahl von Ereignissen je Zeiteinheit

3.1.20

Schaden

Körperverschädigung oder Gesundheitsschäden an Personen oder Schäden an Sachen oder der Umwelt

[QUELLE: ISO/TS 16901:2015, 3.13]

3.1.21

Gefährdung

potenzielle Schadensquelle

[QUELLE: ISO/TS 16901:2015, 3.14]

3.1.22

Auffangbereich

ein am Standort festgelegter Bereich, der dem Auffangen von störungsbedingt verschüttetem LNG dient

3.1.23

Auffangbecken

Behälter oder auslaufsicherer Bereich, das mit einem Auffangbereich oder Sammelbereich für Leckagen verbunden ist, in dem freigesetzte flüssige Kohlenwasserstoffe gesammelt und sicher eingeschlossen und kontrolliert werden können

3.1.24

Innentank

freistehender, zylindrischer Primärbehälter aus Metall

3.1.25

Leckage

Ereignis, bei dem Flüssigkeit oder Gas durch eine Öffnung entweicht

Anmerkung 1 zum Begriff: Öffnungen, die zu Leckagen führen, können aus Löchern, Rissen usw. bestehen.

3.1.26

Flüssigerdgas

LNG, en: liquefied natural gas

farbloses und geruchloses tiefkaltes Fluid, das sich bei Umgebungsdruck im flüssigen Zustand befindet, hauptsächlich aus Methan bestehend mit geringen Mengen an Ethan, Propan, Butan, Stickstoff oder andere Komponenten, die normalerweise im Erdgas vorkommen

[QUELLE: EN ISO 16903:2015, 3.3]

3.1.27

LNG-Bunkerstation

LNG-Station, zu dem das LNG aus einem benachbarten Terminal auf dem Land-, Schienen-, Wasserweg 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.

3.1.28

lokale Vorschriften

Regeln, Gesetze, nationale Abmachungen oder internationale Konventionen, die an einem Aufstellungsort gelten

3.1.29

Niederdrucktank

Ausrüstung zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG bei einem Druck < 50 kPa (0,5 bar)

3.1.30

maximal zulässiger Druck

PS

vom Hersteller festgelegter höchster Druck, für den das Gerät ausgelegt ist

3.1.31

Normalbetrieb

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

3.1.32

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 würden mit höherer Wahrscheinlichkeit keine wirtschaftlichen Verluste durch Ausfall der Anlage auftreten und die Sicherheit der Öffentlichkeit ist sichergestellt.

3.1.33

Betreibergesellschaft

für den Anlagenbetrieb verantwortliche Gesellschaft

3.1.34

Betriebspersonal

jede Person, die befugt ist, direkt oder durch Fernbedienung in den Anlagenbetrieb einzugreifen

3.1.35

Stabilitätsklasse nach Pasquill

Faktoren, die bestimmt werden als Funktion von der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe [19].

Anmerkung 2 zum Begriff: Die sechs Stabilitätsfaktoren sind:

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

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

3.1.36

Anlage

Standort

Bereich, in dem der öffentliche Zugang nicht genehmigt ist, beispielsweise der gesamte Standort unter der Kontrolle eines Betreibers, in dem gefährliche Stoffe in einer oder mehreren Anlagen vorhanden sind, einschließlich gemeinsamer oder zugehöriger Infrastrukturen oder Tätigkeiten

3.1.37

Lachenbrand

turbulenter Diffusionsbrand über einer horizontalen Lache aus verdampfendem Kohlenwasserstoffbrennstoff, bei dem der Brennstoff keinen oder einen geringen ursprünglichen Impuls hat

[QUELLE: <https://www.hse.gov.uk/offshore/strategy/pool.htm>]

3.1.38

Lachenbildung

Folge eines Ereignisses, bei dem flüssiges Produkt aus dem LNG-Containment austritt und auf eine nicht geeignete Oberfläche ausläuft und nicht in das Überlauf-Sammelsystem übertragen wird

3.1.39

Druckbehältertank

Ausrüstung zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG bei einem Druck > 50 kPa (0,5 bar)

3.1.40

Prozessabschaltsystem

PSD, en: process shut down

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

3.1.41

Risiko

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

3.1.42

Rollover

unkontrollierte Bewegung gelagerter Flüssigkeitenmasse zum Ausgleich instabiler Zustände, die durch die Schichtung von Flüssigkeiten unterschiedlicher Dichten bedingt ist und bei der eine erhebliche Dampfbildung einsetzt

3.1.43

Dach

auf den Mantel oder die Wand aufgesetzte Konstruktion zur Aufnahme des Dampfdrucks und zur Abdichtung des Tankinhalts gegenüber der Atmosphäre

3.1.44

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, können Schäden erwartet werden, ohne dass es jedoch zu einem vollständigen Versagen der Anlage und des Auffangbehälters kommt. Die Anlage würde in diesem Fall nicht in Betrieb bleiben, ohne eine detaillierte Prüfung und Begutachtung der Struktur entsprechend dem Grenzzustand für die Funktionsfähigkeit durchzuführen.

3.1.45

Sicherheitsintegritätslevel

SIL, en: safety integrity level

erforderliches Level der Integrität, das von einem sicherheitsbasierten System nach EN 61508 (alle Teile) gefordert wird

3.1.46

Sicherheitsmanagementsystem

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

3.1.47

Auslaufen

verursachen, dass Flüssigkeit, insbesondere versehentlich oder unbeabsichtigt, fließt oder ausläuft, so dass sie verloren geht oder verschwendet wird

3.1.48

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

3.1.49

Lagertanksystem

Lagertankeinheit

Niederdruck- oder Druckbehältertank

3.1.50

Übergabebereich

Ladezone/Entladezone

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

3.1.51

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 oder überprüft wurde

3.1.52

Dampfsperre

Sperre, die das Eindringen von Wasserdampf und anderen atmosphärischen Gasen in die Dämmung verhindert

3.1.53

Ausbläser

System zum kontrollierten Abblasen von Gas an einen sicheren Ort

Anmerkung 1 zum Begriff: Im Literaturhinweis [21] wird gefordert, dass bei Auslegung des Ausblägers zu berücksichtigen ist, dass diese sich durch Wärmestrahlung entzünden und Schäden oder Verletzungen herbeiführen könnte.

3.1.54

Zip-Versagen

bricht eine Stahltankwand nahezu augenblicklich über ihre gesamte Höhe und wird ganz oder teilweise von der Bodenplatte abgerissen, wird sich die gelagerte Flüssigkeit unkontrolliert verteilen

3.2 Abkürzungen

BLEVE	Dampfexplosion nach Ausdehnung siedender flüssiger Stoffe (en: Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion)
BTA	Bow-Tie-Analyse;
CAD	computergestützte Gestaltung (en: Computer-aided Design)
CCTV	Videoüberwachungskamera (en: Closed Circuit Television Camera)
ESD	Notabschaltung (en: Emergency Shut-down)
EPS	Notstromversorgung (en: Emergency Power power Supply)
ETM	Ereignisbaumverfahren (en: Event Tree Method)
FERA	Brand- und Explosionsrisikoanalyse (en: Fire and Explosion Risk Analysis)
FMEA	Fehlermöglichkeits- und -Einflussanalyse (en: Failure Mode Effect Analysis)
FTM	Fehlerbaumverfahren (en: Fault Tree Method)
GC	geotechnische Kategorie (en: Geotechnical Category)
HAZID	Studie zur Gefahrenerkennung (en: Hazard Identification Study)
HAZOP	Gefährdungs- und Betriebsfähigkeitsanalyse (en: Hazard and Operability Study)
HVAC	Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage (en: Heating, Ventilation, Aircon and Cooling)
KO	Vorabscheidung (en: Knockout)
LOPA	Analyse der Schutzebenen (en: Layer of Protection Analysis)
OBE	Auslegungserdbeben für den Betriebszustand (en: Operating Basis Earthquake)
PCS	Prozessleitsystem (en.: Process Control System)
QRA	Quantitative Risikobeurteilung (en: Quantified Risk Assesment)
SIL	Sicherheits-Integritätslevel
SIS	Sicherheitssystem
SSE	Auslegungserdbeben für die sichere Abschaltung (en: Safe Shutdown Earthquake)
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung

4 Qualitätsmanagementsystem

Ein Qualitätsmanagementsystem sollte ausreichende Leistungsfähigkeit für die Planung/Entwicklung, Herstellung, Prüfung, Installation, In- und Außerbetriebnahme sowie Instandhaltung der Anlage und der zugehörigen Ausrüstungen nachweisen.

5 Standortbewertung

5.1 Allgemeines und Anlagenbeschreibung

Die Planungs-, Beschaffungs-, Bau- und Betriebsphasen müssen alle unter Berücksichtigung der Anforderungen der Qualitäts-, Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltmanagementsysteme implementiert werden.

Darüber hinaus muss jede Phase mit einem angemessenen Sicherheitsmanagementsystem kontrolliert werden.

Im Fall von Anlagenerweiterungen oder Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung müssen die umweltbezogenen und sicherheitsbezogenen Einflüsse in Übereinstimmung mit den folgenden Empfehlungen bewertet werden. Die möglichen Konsequenzen müssen analysiert werden und es wird erwartet, dass die aktuellen lokalen Vorschriften berücksichtigt werden.

Im Fall von Modernisierungen zur Lebensdauerverlängerung müssen die umweltbezogenen und sicherheitsbezogenen Einflüsse in Übereinstimmung mit den folgenden Empfehlungen bewertet werden. Es wird erwartet, dass die Anwendung der geltenden lokalen Vorschriften und der Umfang dieser Vorschriften mit den lokalen Behörden abgestimmt wird.

Im Fall von Modernisierungen ohne Lebensdauerverlängerung und ohne Kapazitätserweiterung gilt der Grundsatz des Rückwirkungsverbots.

Zum Zweck der Sicherheitsbewertung muss eine schriftliche Funktionsbeschreibung für die Anlage nach Anlagenbereichen und/oder Prozessfunktionen angefertigt werden.

5.2 Geotechnik

5.2.1 Bodeneigenschaften

Es müssen Standortanalysen durchgeführt werden, um die spezifischen Risiken im Zusammenhang mit dem Projektumfang und -ort zu berücksichtigen. Der Umfang an erforderlichen Informationen hängt von der Art, der Phase und der Komplexität der zu errichtenden Anlagen, der Art und der Komplexität des Bodens sowie dem zulässigen Risikograd für direkte Auswirkungen und wirtschaftlichen Schaden ab, der daraus entstehen kann.

Die Standortanalyse muss eine Bodenuntersuchung enthalten, einschließlich:

- des geotechnischen Gutachtens, mit dem die geomechanischen Eigenschaften des Untergrundes definiert werden können;
- einer geologischen und tektonischen 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 muss durchgeführt werden, um das Vorhandensein von Karst, Gips, aufquellenden Lehm- und Tonböden, löslichen Salzablagerungen, Bodenverflüssigung usw. aufzudecken und die jeweiligen Auswirkungen müssen ausgewertet werden.

Standortanalysen enthalten sowohl Schreibtischstudien als auch geophysische und geotechnische Untersuchungen und erfolgen in der Regel in Phasen. Die Hauptziele von Standortanalysen sind eines oder mehrere der folgenden:

- Datenerfassung für geologische Zwecke, wie Erstellung einer allgemeinen Stratigraphie zwischen den Bohrlöchern/Drucksondierungen (en: Cone Penetration Test, CPT); Verwitterungsprofile, Erosions- und Strukturmerkmale (unterirdische Wasserläufe, Hohlräume, Fehler, Gänge usw.);
- Ableitung von Bodenparametern (Scherwellengeschwindigkeit und Steifigkeit, elektrische Leitfähigkeit und Wärmeleitfähigkeit);
- Ressourcenbewertung wie Ort und Art von Aquifer, Sand- und Kiesablagerungen, Fels für Gesteinskörnungen;
- Ermittlung geotechnischer Gefährdungen wie Karst, Gips, aufquellende Lehm- und Tonböden, lösliche Salzablagerungen, Bodenverflüssigung, Massenbewegung;
- Ermittlung von Hohlräumen und unterirdischen Objekten wie Grubengebäude, natürliche Hohlräume, alte Fundamente, unterirdische Tanks;
- Ermittlung von Umweltgefährdungen wie Verschmutzung durch Kohlenwasserstoffe, Erzabfall.

Die Standortanalyse muss Informationen zu den Eigenschaften und dem Verhalten und allen am Standort zu erwartenden Bedingungen ermitteln und könnte Folgendes umfassen:

- Bodenklassifizierung, Festigkeit, Steifigkeit, Kompressibilität und Konsolidierung;
- vorübergehende oder dauerhafte Änderungen infolge des Bauprojekts oder natürlicher Phänomene wie Änderungen der Belastung und der entsprechenden Verformung, Änderungen am Wassergehalt und entsprechende Volumenänderungen, Änderungen am Grundwasserspiegel und Durchflussmuster, Temperaturänderungen und Änderungen des elektrischen Potentials sowie Änderungen der Bodeneigenschaften wie Festigkeit und Kompressibilität;
- Folgen von Erdbeben, z. B. Verflüssigung und seitliche Ausbreitung;
- Aggressivität gegenüber in den Boden gesetzte Werkstoffe wie Beton und Stahl;
- mögliche Entnahmestellen und Steinbrüche für Baustoffe (Füllung und Gesteinskörnung).

Der Bodenuntersuchungsbericht muss die Risiken geotechnischer Ausfallmechanismen nach folgenden Ereignissen enthalten:

- seismisch aktive Verwerfungen;
- Standsicherheit von Böschungen;
- verflüssigbare Böden;
- seitliche Ausbreitung;
- Tsunami und Seiches.

ANMERKUNG Seiches treten normalerweise in Seen auf und stellen eine zyklische Abweichung des Wasserstands bei Binnenseen dar.

Vor dem Bau muss eine Kontaminationsstudie für Boden und Grundwasser erfolgen. Diese Studie darf Teil der Standortwahl sein. Die Bodenuntersuchung und -prüfung muss nach EN 1997-2 erfolgen.

Die geotechnische und die Fundamentauslegung müssen nach EN 1997-1 erfolgen. Die geotechnische und die Fundamentauslegung von erdbebensicheren Bauwerken müssen nach EN 1998-5 erfolgen.

5.2.2 Marine geotechnische Eigenschaften für die Auslegung des Anlegers und der seeseitigen Zufahrt

Marine geotechnische Eigenschaften für die Auslegung des Anlegers und der seeseitigen Zufahrt sind in EN ISO 28460 beschrieben.

5.2.3 Hafenausbaggerung

Anforderungen an die Hafenausbaggerung sind von der verantwortlichen Hafenbehörde festzulegen (siehe [38]).

5.3 Meteorologisch und meereskundlich

5.3.1 Allgemeines

Die Standortanalyse muss die nachstehend beschriebenen meteorologischen Untersuchungen umfassen.

Es müssen Standortanalysen durchgeführt werden, um die spezifischen Risiken im Zusammenhang mit dem Projektumfang und -ort zu berücksichtigen.

Der Umfang an erforderlichen Informationen hängt von der Art, der Phase und der Komplexität der zu errichtenden Anlagen, der Art und der Komplexität des Bodens sowie dem unzulässigen Risikograd für direkte Auswirkungen und wirtschaftlichen Schaden ab, der daraus entstehen kann.

Standortanalysen enthalten sowohl Schreibtisch- als auch Metocean-Studien.

5.3.2 Daten über Metocean-Auswirkungen

Daten über Metocean-Auswirkungen müssen enthalten:

- eine Untersuchung der Meerwasserqualität und -temperatur;
- eine Untersuchung der Tiden-, Wellen- und Windverhältnisse (EN ISO 28460);
- Überschwemmungsrisiken durch Regen und Meerwasser.

5.3.3 Auswirkungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte

Auswirkungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte müssen enthalten:

- Temperaturen;
- atmosphärische Stabilität;
- Korrosivität der Luft;
- relative Luftfeuchte.

5.3.4 Blitzeinfluss

EN 62305 (alle Teile) enthält Untersuchungsleitlinien, um die Risiken und Folgen von Blitzen zu ermitteln und die erforderlichen Maßnahmen zu bestimmen.

5.3.5 Daten über Auswirkungen von Wind und Luftdruck

Daten über Auswirkungen von Wind und Luftdruck müssen umfassen:

- Windstärke und -richtung, einschließlich Häufigkeit und Stärke von starken Stürmen;
- Bereich und Änderungsrate des Atmosphärendrucks.

5.3.6 Daten über Auswirkungen von Niederschlag

Daten über Auswirkungen von Niederschlag müssen umfassen:

- Regen;
- Schnee;
- Eisbildung.

5.3.7 Klimawandel

Beim Klimawandel handelt es sich um ein neueres Phänomen, das von den Klimadaten der Vergangenheit möglicherweise nicht vollständig wiedergegeben wird. Konstrukteure von LNG-Anlagen müssen die neuesten Klima-Vorhersagedaten verwenden und auf deren Grundlage sie angemessene Spannen, in Übereinstimmung mit der Nutzungserwartung der geplanten Anlagen, anwenden.

Um eine klimaresistentere Infrastruktur zu bauen und zu unterhalten, müssen die Klimavorhersagen und deren Unsicherheiten unterliegenden, meteorologischen Eingabedaten bei der Konstruktion aktualisiert werden. Infolgedessen müssen die Wiederholungsintervalle für diese Ereignisse entsprechend angepasst werden.

ANMERKUNG Ein typisches Verfahren zur Einbeziehung dieses Ziels besteht in der Erhöhung der Flut-, Wind- und Schneelasten der Wiederholungswerte für 100 Jahre. Dies ist bei der auf nationalen Richtlinien basierenden Risikobewertung zu berücksichtigen.

5.4 Umweltaspekte

5.4.1 Umweltverträglichkeitsbewertung

Eine vorläufige Umweltverträglichkeitsprüfung (EIA, en: Environmental Impact Assessment) muss für den vorgeschlagenen Standort durchgeführt werden. Die formelle Aufzeichnung der grundlegenden Umweltcharakteristiken des Aufstellungsorts sollte berücksichtigt werden.

Alle Emissionen der Anlage wie Feststoffe, Flüssigkeiten (einschließlich Wasser) und Gase (einschließlich schädlicher Geruchsemissionen) müssen festgestellt werden und es sind Maßnahmen zu ergreifen, damit Menschen, Tiere, die Vegetation oder Sachgegenstände durch diese Emissionen nicht gefährdet werden.

Während oder vor Beginn des Betriebs muss ein Abwassermanagementplan erstellt werden. Die Vorsichtsmaßnahmen zur Handhabung toxischer Stoffe müssen durch den Betreiber angegeben und regelmäßig aktualisiert werden.

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 Nachtarbeit, Auswirkungen der Beleuchtung und diskontinuierliche Verwendung von Licht;
- Abfackelung (diskontinuierlich und/oder kontinuierlich);
- Erwärmung oder Abkühlung von Wasser.

5.4.2 Anlagenemissionen/Emissionsüberwachung

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.

Folgendes muss sicher kontrolliert und überwacht werden:

- Verbrennungsprodukte;
- Abblasen von Gas;
- 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 anschließend 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 wassergekühlter Ausrüstung;
- Entsorgung von Abfallprodukten (einschließlich Altöl und chlorierte organische Komponenten);
- Wasser von Verdampfern;
- Odoriermittel.

5.4.3 Philosophie für Abfackeln/Abblasen

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

Fackelsysteme müssen zur sicheren Entsorgung von Dämpfen, Gasen und Flüssigkeiten verwendet werden, um Gefährdungssituationen zu vermeiden. Es dürfen auch Abblaseeinrichtungen verwendet werden, wenn die Risikobewertung dies zulässt.

5.4.4 Schallschutz

Bei der Auslegung der Anlage müssen die Auswirkungen von allen Schallquellen auf Menschen in der Anlage und auf die Wohnbebauung in der Umgebung der Anlage berücksichtigt werden. Es wird empfohlen, die schallschutztechnische Auslegung der Anlage in Übereinstimmung mit ISO 15664 durchzuführen.

5.4.5 Biologische Umgebung

Wassereinleitungen (mit Ausnahme von Regenwasser) müssen auf ein Minimum gehalten und überwacht werden (Temperatur, Strömungen, Salzgehalt, Mengen und Schadstoffkonzentrationen usw.).

5.5 Infrastruktur

5.5.1 Externe Verkehrsinfrastruktur

Es muss auf die externe Verkehrsinfrastruktur in der Nähe der LNG-Anlage eingegangen werden und dabei sind die Menge und die Art des gegenwärtigen Verkehrs sowie die voraussichtliche anlagenbedingte oder anlagenbeeinflussende Entwicklung des Verkehrsaufkommens zu berücksichtigen. Folgendes muss untersucht werden:

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

5.5.2 Umgebende Infrastruktur

Die Standortanalyse muss Folgendes enthalten, sofern angemessen:

- eine Untersuchung der umgebenden Infrastruktur (z. B. Industrieanlagen, bebautes Gelände, Verbindungsstraßen);
- eine Untersuchung der Vegetation insbesondere zur Erkennung von Brandrisiken;
- eine Untersuchung zur Identifikation elektrischer Streuspannungsquellen (z. B. ausgehend von Hochspannungsleitungen, Eisenbahnen);
- eine Untersuchung des Geländes zur Beurteilung der Ausbreitung von Flüssigkeit und Gaswolken.

5.5.3 Nautisch und umweltbezogen

Die Standortanalyse muss Folgendes enthalten, sofern angemessen:

- eine Untersuchung der Meeresbiosphäre und der seeseitigen Zufahrt zum Standort;
- Manövrierflächen und Sicherheitsabstände während der Durchfahrt eines LNG-Tankschiffes im Hafen oder am Liegeplatz (siehe 7.7, danach EN ISO 28460 und [33]).

5.5.4 Erdverlegte Versorgungsleitungen

(noch offen)

5.6 Seismik

5.6.1 Allgemeines

Ein Erdbeben wird durch die Horizontal- und Vertikalbeschleunigungen des Bodens bestimmt. Diese Beschleunigungen werden nach EN 1997 (alle Teile) und EN 1998 (alle Teile) durch die Bodenantwortspektren beschrieben.

Eine standortspezifische Erdbebenuntersuchung muss durchgeführt werden. Diese muss Bewertungen der Risiken durch Erdbeben, Tsunamis, Erdrutsche 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 seismischen Aktivität des den Standort umgebenden Bereichs sowie den geologischen und tektonischen Bedingungen ab. Im Allgemeinen ist ein Abstand von 200 km bis 300 km zum Standort ausreichend, aber in einigen Fällen kann eine ganze tektonische Provinz eingeschlossen sein, die größer ist als vorstehend angegeben (siehe [39] zur Kurzbeschreibung).

Die Tiefe der Bodenuntersuchungen muss mindestens 30 m (bei Sedimenten) oder bis zur Tiefe des vorhandenen Felsens betragen.

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 unzulässig.

Für Einzelheiten der seismischen Untersuchungen, Studien und Analysen sowie des Formats der Antwortspektren wird auf EN 1997 (alle Teile), EN 1998-1 und EN 1998-5 verwiesen.

Die geologischen, tektonischen und seismischen Untersuchungen unterstützen die Bestimmung:

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

Diese müssen festgelegt werden:

- probabilistisch, als Erdbeben, die Erdbewegungen auslösen mit einem mittleren Wiederholungsintervall von mindestens 4 975 Jahren für SSE und von 475 Jahren beim OBE;

ANMERKUNG Sowohl OBE als auch SSE definieren spezifische Grenzen für Erdbebenereignisse mit ansteigender Schwere für Systeme, wie in 7.2.7 festgelegt.

5.6.2 Tsunamis

Wenn für die Anlage ein Risiko durch einen Tsunami oder durch Seiches ermittelt wird, muss eine ausführliche Gefährdungsbewertung durchgeführt werden.

5.7 Hydrologie

5.7.1 Auswirkungen von Entwässerung

(noch offen)

5.7.2 Grundwasserleiter, Erosion und Studien zu den Auswirkungen auf das Grundwasser

Die Standortanalyse muss Folgendes enthalten, sofern angemessen:

- eine Untersuchung der Grundwasserspiegel;
- Grundwasserqualität.

5.8 Gesellschaftlich

5.8.1 Öffentliche Gesundheit, Sicherheit und Gefahren

(noch offen)

5.8.2 Siedlungen

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;
- Transport- und Betriebsmittelinfrastruktur, sowohl an Land als auch auf See;
- Emissionsgrenzwerte.

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 muss sichergestellt werden, 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 können übernommen werden, falls für das Land, in dem die Anlage errichtet werden soll, keine derartigen Kriterien vorhanden sind.

5.8.3 Weitere Themen

Lebensunterhalt, Landnutzung, Beruf, Eigentum, Wirtschaftstätigkeit, natürliche Ressourcen, öffentliche Einrichtungen, Bildung, Gesundheit, archäologisches Erbe und Kulturerbe, Landschaft und sichtbare Aspekte müssen bei der Bewertung möglicher Standorte untersucht werden.

6 Risikomanagement

6.1 Allgemeines

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, muss die Sicherheit während aller Projektphasen beachtet werden: Auslegung, Konstruktion, Inbetriebnahme, Betrieb und Außerbetriebnahme einschließlich größerer Anlagenmodifikationen. Risikobewertungen sind durchzuführen und die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen umzusetzen, um einen zulässigen Risikograd sicherzustellen.

ISO/TS 16901 enthält einen Ansatz zur Behandlung der möglichen Szenarien, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und die Konsequenzanalyse.

Der Betreiber muss einen Sicherheitsbericht erstellen, um zum Beispiel die Implementierung einer Strategie zur Vorbeugung gegen schwere Unfälle (MAPP, en: major-accident prevention policy) nachzuweisen.

ANMERKUNG Weitere Informationen zu den Anforderungen an einen Sicherheitsbericht sind in [54] zu finden.

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

Detailannahmen zu Störfällen innerhalb dieses Dokuments (z. B. zu LNG-Austritten) unterliegen weiterhin der Bestätigung durch die Risikobewertung. Ihre Übereinstimmung mit der geltenden Richtlinie zur Vorbeugung gegen schwere Unfälle muss von Fall zu Fall geprüft werden.

Allgemeine Anforderungen an Sicherheitsmaßnahmen innerhalb dieses Dokuments (z. B. an Überwachungspflichten) könnten unter der folgenden zweifachen Voraussetzung Änderungen unterliegen: ausdrückliche Erlaubnis innerhalb des Dokuments und risikobasierte Rechtfertigung.

Die möglichen Hauptgefährdungen in einer LNG-Verarbeitungs- und Speicherungsanlage bestehen aus einer Kombination aus Gefährdungen in Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffen und in Zusammenhang mit dem Betrieb. Im Allgemeinen müssen bei der Planung und im Betrieb mindestens die folgenden Konsequenzen berücksichtigt werden.

Verletzungen oder Todesfälle beim Personal:

- kryogene Verbrennungen (Erfrierungen);
- Erstickungen durch Sauerstoffmangel in einer Kohlenwasserstoffwolke;
- Brandverletzungen;
- Verletzungen durch Explosionsdruckwellen.

Beschädigung der Ausrüstung:

- Kälteversprödung von Ausrüstung aus Materialien, die kryogenen Temperaturen gegenüber nicht beständig sind.
- Dampfwellenexplosion;
- Stichflammen;
- Lachenbrand;

- Feuerstrahlen;
- Schäden an oder Explosion von Verbrennungsmotoren, Turbinen oder Luftkompressoren durch Einsaugen brennbarer Gase aus einer Wolke, einschließlich Verunreinigung von Instrumentenluft;
- Verlust der Steuerung oder Schäden an Prozessausrüstung, falls anstelle von Luft ein Luft-Brennstoff-Gemisch in die Prozessausrüstung gelangt.

6.2 Methoden der Gefahren- und Risikobewertung

6.2.1 Allgemeines

Bei der Planung, Auslegung und dem Betrieb von LNG-Anlagen finden sowohl vorschrifts- als auch risikobasierte Ansätze Verwendung.

Vorschriftsbasierte (deterministische) Ansätze geben Industrieerfahrungen und -praktiken wieder. Risikobasierte Ansätze verwenden Grundsätze, die dazu dienen, die Einhaltung der Risikoakzeptanzkriterien mithilfe einer angemessenen Auswahl von Auslegungs- und Betriebsmaßnahmen zu zeigen und nutzen quantitative Risikobeurteilung. Die Methodik der Risikobeurteilung kann qualitativ, semiquantitativ oder quantitativ sein.

Die einfachste Möglichkeit zur Unterscheidung besteht darin, dass eine Methodik Zahlen und Bilder (quantitativ), eine Zahlen- und Bildbereiche (semiquantitativ) und eine Beschreibungen und Wörter (qualitativ) zur Einschätzung des Risikoniveaus verwendet.

Die qualitative Risikobeurteilung besteht darin, zur Bestimmung des allgemeinen Schweregrads eines Risikos die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Risikos gegen den möglichen Schweregrad des Risikoergebnisses (Auswirkung) abzuwägen.

Die qualitative Risikobeurteilung erfordert die Evaluierung der Risikohäufigkeit und -folgen mithilfe anerkannter qualitativer Analysemethoden und -werkzeuge, die die Elemente mit Begriffen wie sehr hoch, hoch, moderat, niedrig, sehr niedrig oder in Zusammenhang mit der Branchenerfahrung beschreiben. Diese Beurteilungen der beiden Dimensionen eines Risikos werden auf jedes spezifische Risikoereignis angewandt und das Ergebnis kann mithilfe einer Risikomatrix grafisch dargestellt werden. Sie stellt die einfache Multiplikation der zugeordneten Skalenwerte zur qualitativen Bestimmung des Risikoniveaus (d. h. niedrig, moderat, hoch usw.) dar.

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 kann bestehen 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 zur Bestimmung des Risikograde (siehe Beispiel in Anhang K).

Falls die Risikobestimmung einen „unzulässigen 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), müssen weitere Sicherheitsmaßnahmen erwogen werden, um das Risiko so gering wie vernünftigerweise praktikabel zu begrenzen.

Bei der Gefahren- und Risikobewertung kann mit herkömmlichen Verfahren gearbeitet werden, wie beispielsweise:

- Studie zur Gefahrenerkennung (HAZID, en: Hazard Identification Study);
- Gefährdungs- und Betriebsfähigkeitsanalyse (HAZOP, en: Hazard and Operability Study);
- Fehlermöglichkeits- und -Einflussanalyse (FMEA, en: Failure Mode and Effects Analysis);
- Ereignisbaumverfahren (ETM, en: Event Tree Method);
- Fehlerbaumverfahren (FTM, en: Fault Tree Method);
- Bow-Tie-Analyse (BTA, en: Bow-Tie Analysis);
- Analyse der Schutzebenen (LOPA, en: Layer of Protection Analysis);
- Prüfung des Sicherheits-Integritätslevels (SIL);
- Quantitative Risikobeurteilung (QRA, en: Quantitative Risk Assessment);
- Brand- und Explosionsrisikoanalyse (FERA, en: fire and explosion risk analysis).

Die Prozedur der Risikobewertung muss 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 Betriebspersonal innerhalb der Anlagengrenzen. Vergleichbare Kategorien für freigesetzte Mengen von Kohlenwasserstoffen sind ebenfalls als Leitwerte 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 Betriebspersonal akzeptabel ist. Diese Untersuchungen sollten sowohl während der Anlagenauslegung als auch nach wesentlichen Anlagenmodifikationen durchgeführt werden.

6.2.2 Risikomatrix

Die Risikomatrix ist ein wirksames Instrument für die qualitative Risikobewertung und das Screening. Sie wird normalerweise in Arbeitstreffen zur Unterstützung von HAZID und FMEA verwendet. Die Ergebnisse der detaillierten Analyse in Bezug auf Häufigkeit und Konsequenzen können in der Matrix berichtet werden. Dies ermöglicht es, die Wirksamkeit der risikomindernden Maßnahmen zu verfolgen und anzupassen, die Ausgangsannahmen zu qualifizieren und die Rangfolge des anfänglichen Szenarios zu bestätigen.

6.2.3 HAZID (Studie zur Gefahrenerkennung)

Die HAZID ist eine Technik zur frühzeitigen Ermittlung potenzieller Gefährdungen und Bedrohungen. Sie eignet sich auch für die Ermittlung von nicht-prozessbezogenen Gefährdungen wie Schiffskollision, gesunkenen Gegenständen, Extremwetter usw. Die Auswirkung oder mögliche Folge eines unerwünschten Ereignisses wird aufgegliedert und die möglichen Ursachen werden ermittelt.

Die HAZID-Technik ist:

- ein Mittel zur Ermittlung und Beschreibung von berufsbedingten HSE-Gefährdungen (HSE, en: Health, Safety and Environment) und -bedrohungen in der frühestmöglichen Phase einer Entwicklung oder einer Unternehmung;
- ein Zusammentreffen eines sehr erfahrenen interdisziplinären Teams, das ein strukturiertes Brainstorming-Verfahren auf der Grundlage einer Prüfliste potenzieller HSE-Aspekte anwendet, um das Zutreffen möglicher Gefährdungen zu bewerten; und
- lediglich ein schnelles Identifikations- und Beschreibungsverfahren, kein Forum, um mögliche Probleme zu lösen.

Eine übliche HAZID-Sitzung sollte einen Leiter einbeziehen, der von erfahrenen Vertretern aus der Prozessgestaltung, der Sicherheitstechnik, der Instrumentierung, den Betriebsabläufen, und gegebenenfalls anderen Spezialisten unterstützt wird. ISO/TS 16901 stellt weitere Informationen zur HAZID-Methodik bereit.

6.2.4 Fehlermöglichkeits- und -Einflussanalyse (FMEA)

Die Definition der Ausfalleffektanalyse ist eine analytisch abgeleitete Ermittlung der denkbaren Ausrüstungsversagensarten und den möglichen nachteiligen Auswirkungen dieser Arten auf das System und die Mission. Sie wird hauptsächlich als Gestaltungswerkzeug für die Überprüfung kritischer Komponenten verwendet. Weitere Einzelheiten sind in EN IEC 31010 und EN ISO 17776 angegeben.

6.2.5 Gefährdungs- und Betriebsfähigkeitsanalyse (HAZOP)

HAZOPs werden angewendet, um sowohl Gefährdungen als auch Probleme der Betreibbarkeit zu ermitteln. Obwohl die Gefährdungsermittlung im Mittelpunkt steht, werden Probleme der Betreibbarkeit auch in dem Ausmaß ermittelt, dass sie das Potenzial dafür haben könnten, zu Sicherheits- oder Umweltgefährdungen zu führen, oder eine negative Auswirkung auf die Rentabilität der Anlage haben.

Das HAZOP-Team umfasst eine Gruppe, die in der Regel aus Bedienern, Entwicklern, technischen Fachkräften (sowohl extern als auch intern bezüglich des Entwicklungsteams) und Instandhaltungstechnikern besteht, die sich auf bestimmte Teile des Prozesses konzentrieren, die als „Knoten“ bezeichnet werden. Diese Abschnitte werden vor der Studie anhand der Prozess- und Funktionspläne (P&ID, en: process and instrumentation diagram) festgelegt.

Ein Prozessparameter wird identifiziert, z. B. Durchfluss, und anschließend werden typische Leitworte auf die festgelegten Abschnitte angewendet, um mögliche Abweichungen zu identifizieren (z. B. wird ein Leitwort „Nein“ mit dem Parameter „Durchfluss“ kombiniert, um eine Abweichung „kein Durchfluss“

herzuleiten). Das Team listet anschließend alle anzunehmenden Ursachen für eine „kein Durchfluss“-Abweichung auf, beginnend mit der Ursache, die zu der schlimmstmöglichen Konsequenz führen kann.

HAZOP ist während der Grundausslegung (FEED, en: Front-End Engineering Design) anwendbar, wenn die P&IDs erstellt werden und auch wenn die Ursache-Wirkungs-Matrix erstellt wurde. Sie wird normalerweise auch während der Detailgestaltung durchgeführt und kann auch während eines Änderungsmanagements erneut angewendet werden. ISO/TS 16901 stellt weitere Informationen zur HAZOP-Methodik bereit.

HAZOP ist eine standardisierte Methodik, die in verschiedenen Normen beschrieben wurde (siehe beispielsweise [7]).

Eine erstmalige HAZOP-Studie von den Prozesssystemen muss während der Grundausslegung einer Anlage, wenn die P&IDs erstellt werden, durchgeführt werden.

Weitere HAZOP-Studien müssen während der detaillierten Auslegung einer Anlage, von den Prozesssystemen und Arbeitspaketen durchgeführt werden.

Die Empfehlungen aus den HAZOP-Studien müssen während des gesamten Projekts geleitet und gelenkt werden.

HAZOP-Studien dürfen auch während der Betriebsphase einer Anlage durchgeführt werden, um beispielsweise die Sicherheit oder Leistung der Anlage zu verbessern.

6.2.6 Ereignisbaumverfahren (ETM)

Das Ereignisbaumverfahren stellt die möglichen Ergebnisse eines Gefährdungsereignisses, wie Ausrüstungsstörung oder Kohlenstoffaustritt, auf grafische Weise dar. Mithilfe des Ereignisbaums ergründet dieses Verfahren das mögliche Ergebnis des anfänglichen Ereignisses und bestimmt die sich daraus ergebende Häufigkeit der verschiedenen Endergebnisse, die für verschiedene Folgen stehen. Daher ist der Ereignisbaum ein logisches Werkzeug zur Sammlung von Wahrscheinlichkeiten und Risiken.

6.2.7 Fehlerbaumverfahren (FTM)

Das Fehlerbaumverfahren ist eine Analyse der Ereignisse in einem Prozess, die zu bestimmten Fehlfunktionen oder Ausfällen führen können und in Form eines Baumdiagramms dargestellt werden. Fehlerbäume sind bei einfachen Systemen sehr nützlich und können zur Darstellung des Beitrags verschiedener Systemteile, wie Instrumentierungen, verwendet werden. Bei Fehlerbäumen ist es jedoch sehr schwierig, alle zu einem Ausfall beitragenden Elemente auszumachen und systematische Ausfälle zu erkennen.

6.2.8 Bow-Tie-Analyse (BTA)

Das Bow-Tie-Verfahren ist ein Gestaltungswerkzeug, das dazu verwendet werden kann, Barrieren zur Verhinderung des Eintretens von Hauptereignissen und Wiederherstellungsmaßnahmen zur Minderung der Auswirkungen zu bewerten. Es basiert auf einem Modell, das darstellt, wie eine Gefährdung ausgelöst, eskaliert und wie sie kontrolliert werden kann. Das Bow-Tie-Modell dient der Bewertung von Gefährdungen, um:

- die potenziellen Auslöse-, Eskalations- und Folgeszenarien für Gefährdungen zu identifizieren;
- die erforderlichen Kontrollen (d. h. Barrieren und Eskalationsfaktor-Kontrolle) zu identifizieren, die für eine wirksame Leitung und Lenkung dieser Gefährdungen erforderlich sind (z. B. HSE-kritische Elemente, HSE-kritische Aufgaben und Verfahren);
- den Nachweis von ALARP („so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel“, en: as low as reasonably practicable) zu unterstützen;

- für Sichtbarkeit zu sorgen und die oben genannten Angaben an die verantwortliche Führung weiterzugeben oder an diejenigen, die von den Gefährdungen betroffen sein könnten;
- im Falle eines Störfalls die Fähigkeit zu besitzen, die Ursachen von Störfällen mit den fehlgeschlagenen Kontrollen in Verbindung zu bringen, um ein verbessertes Verständnis von Störfällen und deren Vermeidung zu ermöglichen.

6.2.9 LOPA (Analyse der Schutzebenen)

LOPA ist ein semiquantitatives Verfahren zur Abschätzung der Risiken, die mit einem unerwünschten Ereignis oder Szenario verbunden sind. Es analysiert, ob ausreichende Maßnahmen zur Kontrolle oder Minderung des Risikos vorhanden sind.

Ein Ursache-Folge-Paar wird ausgewählt und die Schutzebenen, die verhindern, dass die Ursache zu der unerwünschten Folge führt, werden ermittelt. Eine Berechnung der Größenordnung wird durchgeführt, um zu bestimmen, ob der Schutz ausreichend ist, um das Risiko auf ein annehmbares Niveau nach EN IEC 31010 zu reduzieren.

6.2.10 SIL-Analyse

Die Sicherheits-Integritätslevel-Analyse, wie in EN 61508 (alle Teile) beschrieben, ergänzt die HAZOP-Studie und die Studie zur Risikobewertung, indem das erforderliche Vertrauensniveau durch das sicherheitstechnische System, einschließlich mechanischer Einrichtungen und Software, festgelegt wird, um gefährliche Situationen zu verhindern, die die Sicherheit von Personen oder der Umwelt beeinträchtigen und/oder um ihre Folgen zu mindern. Die Bezugsnorm führt ebenfalls den Begriff des Sicherheitslebenszyklus ein, der die Zuverlässigkeit der umgesetzten Sicherheitssysteme über die Lebensdauer des Systems sicherstellen soll. Die SIL-Beurteilung sollte auf der Schutzebenenanalyse basieren.

6.2.11 Quantitative Risikobeurteilung (QRA)

Die QRA liefert, mithilfe anerkannter und verifizierbarer Methodiken, eine Vorhersage der Häufigkeit, mit der Unfälle innerhalb einer Anlage auftreten können und liefert auf dieser Grundlage Risikowerte für Menschen und vergleicht diese mit den zulässigen Risikokriterien. Die QRA basiert auf der Anlagengestaltung und deren Umgebung.

Die Ziele der QRA können in Folgendem bestehen:

- Senkung der Risiken durch Erkennen von Hochrisikobereichen und Bereichen, in denen die Risiken weiter vermindert werden können, Zeigen der Übereinstimmung mit Behörden- und Firmenanforderungen innerhalb und außerhalb der Umzäunung
- Einschätzung des Risikos für die Arbeiter;
- Vergleich mehrerer Optionen;
- Einschätzung der Wirksamkeit von Risikominderungsmaßnahmen;
- Erstellung von Kriterien für die Lage und Auslegung bemannter Gebäude,
- Einschätzung der Risiken für die Wartungsbesatzung, wenn Teile der Anlage in Betrieb bleiben;
- Bereitstellung von Informationen für weitere Sicherheitsstudien wie FERA.

Weitere Informationen sind in EN ISO 17776 (Abschnitt zur Risikoanalyse in Anhang C) angegeben.

6.2.12 Brand- und Explosionsrisikoanalyse (FERA)

Mithilfe anerkannter Modellierungswerkzeuge, sagt die FERA Folgendes voraus:

- die zulässigen Störfalllasten (Überdruck und Zug) für Struktur, Ausrüstung und Rohrleitungssysteme,
- die möglichen Brandlastauswirkungen auf Struktur und Ausrüstung.

Das Hauptziel der Brand- und Explosionsrisikobeurteilung liegt darin, das Eskalationsrisiko innerhalb (und gegebenenfalls außerhalb) der Anlage einzuschätzen und Unterstützung bei Entscheidungen hinsichtlich Änderungen der Auslegung im Hinblick auf Brandlasten und Explosionsüberdruck zu bieten.

Weitere Informationen sind in EN ISO 17776 angegeben.

6.3 Ermittlung der Szenarien

6.3.1 Ermittlung externer Risikoquellen und -ursachen

Untersuchungen müssen durchgeführt werden, um Risikoquellen und Ursachen zu ermitteln, die zu einer Gefährdung der Anlage von außen führen können. Das Entstehen von LNG-Gefährdungen kann verursacht werden durch:

- LNG-Tanker, die den Liegeplatz mit übermäßiger Geschwindigkeit oder im falschen Winkel anfahren;
- die Kollisionsgefahr mit dem Pier und/oder LNG-Tanker am Liegeplatz durch das Vorbeifahren von Seefahrzeugen mit hoher Verdrängung (siehe [40]);
- Aufprall von Projektilen;
- Auswirkungen von Kollisionen (Schiffe, Lastkraftwagen, Flugzeuge usw.);
- Naturereignisse (Wirbelsturm, Blitzschlag, Überschwemmung, Erdbeben, Gezeitenwellen, Eisberge, Tsunamis, Seiches usw.);
- Witterungsbedingungen (Luftdruck, einschließlich Druckschwankungen, Regen, Schnee und Eis, Umgebungstemperatur);
- Bodenbedingungen (schwache Sedimentationseinheiten, verflüssigbare Schichten, seitliche Ausdehnung, Vorhandensein von Kavernen, Hohlräume und Schäden);
- die Nähe von Flughäfen und/oder Flugrouten;
- einen „Dominoeffekt“, verursacht durch Brände und/oder Explosionen auf angrenzenden Betriebsgeländen;

Die Entzündung einer brennbaren Gaswolke durch:

- energiereiche Funkwellen (siehe [41]);
- ständige Zündquellen, wie z. B. Hochspannungsleitungen (Koronaeffekt);
- die Nähe des Betriebsgeländes zu jeder unkontrollierten externen Zündquelle.

6.3.2 Ermittlung von Szenarien mit LNG als Ursache

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 könnte.

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 [47], [48] und [49].

6.3.3 Ermittlung anderer interner Gefährdungen und Szenarioursachen

Die folgenden Gefährdungen und Ursachen, die nicht LNG-spezifisch sind, 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, z. B. brennbare Kältemittel;
- Projektile aufgrund von Explosionen;
- druck- und dampfbeaufschlagtes Equipment;
- befeuerte Erhitzer 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;
- erhöhte Tankfundamente (Bildung entflammbarer Gemische unter der Platte);
- Sicherheitsprobleme (z. B. Eindringen, Sabotage);
- Störfälle während Bau und Instandhaltung;
- Eskalation von Störfällen;
- gleichzeitige Betriebsvorgänge.

6.4 Auswirkung und Folgenabschätzung

6.4.1 Allgemeines

Es ist eine breite Auswahl computergestützter Werkzeuge verfügbar, die sowohl empirische Werkzeuge als auch Werkzeuge umfasst, die aus den grundlegenden physikalischen Gleichungen entwickelt wurden, um die Auswirkungen von Störfällen zu bewerten. Die Brandeigenschaften hängen stark von der Art des Brennstoffs (Erdgas, LPG) ab und müssen in der Bewertung berücksichtigt werden.

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.

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).

6.4.2 Gaswolkenverbreitung

6.4.2.1 Allgemeines

Die Simulation der atmosphärischen Verbreitung muss auf der Kombination aus Windgeschwindigkeit und atmosphärischer Stabilität, die gleichzeitig auftreten können, basieren.

Falls keine anderen Informationen zur Verfügung stehen, müssen folgende atmosphärische Bedingungen auf Bodenhöhe berücksichtigt werden: F (Stabilitätsklassen 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.

6.4.2.2 LNG-Austritt

LNG tritt an einer Öffnung teils als aufsteigender Dampf (Erdgas), teils als Flüssigkeitströpfchen, die im Strahl mitgeführt werden (Aerosole) und teils als sich am Boden absetzende Flüssigkeit (Niederschlag) aus. Zu den Aerosolen zählen nur luftgetragene Tröpfchen, die sich nicht am Boden absetzen und sich daher innerhalb der Wolke in Dampf verwandeln. Zu Niederschlag zählt die Flüssigkeit, die sich direkt nach dem Öffnungsbereich und weiter davon entfernt beim Herunterfallen von Tröpfchen absetzt.

Die Massendruckflussrate eines Öffnungsbereichs wird mithilfe von auf Strömungsmechanik basierenden Verfahren berechnet.

6.4.2.3 Flashgas und Aerosole aus LNG-Strahlfreisetzung

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

Die Verdampfung aufgrund von Wärmeübertragung ist zu berechnen.

Das Modell muss Folgendes berücksichtigen:

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

Als Quellen einer strahlartigen Freisetzung muss die Freisetzung aus Druckentlastungsventilen, ungezündeten Fackeln und Abblasen berücksichtigt werden.

6.4.2.4 Verteilung von LNG-Dämpfen und Erdgas bei strahlartiger Freisetzung

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.

Das Modell muss Folgendes berücksichtigen:

- atmosphärische Bedingungen (Umgebungstemperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient;
- topographische Einflussgrößen am Standort (Oberflächenrauigkeit, usw.).

6.4.2.5 Niederschlag und Lachenbildung

Das Auftreten von Niederschlag wird anhand einer Methode eingeschätzt, die auf einem Kriterium für das Herunterfallen von Tröpfchen basiert.

Das Modell muss Folgendes 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 die maximal benetzte Fläche;
- Verdampfungsrate in Abhängigkeit von der Zeit und maximale Verdampfungsrate.

6.4.2.6 Lachenverdampfung

Die Ausbreitung von verdampftem LNG in der Atmosphäre bei Berührung von Boden oder Wasser ist mit geeigneten validierten Modellen zu berechnen.

Zur Bestimmung der Ausbreitung ist mindestens Folgendes zu berücksichtigen:

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

6.4.3 Feuer

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/vorherrschende Windrichtung und relative Luftfeuchte.

Die Strahlungsberechnung muss auf der Kombination aus Windgeschwindigkeit und atmosphärischen Bedingungen, die gleichzeitig auftreten können, basieren.

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

6.4.4 Explosion

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 [23]) und/oder die Verpuffung bei konstanter Geschwindigkeit (siehe [24]). Dieser Überdruck muss, sofern zutreffend, für die Ausrüstung, Gebäude und Tragwerke festgelegt werden.

Wo Überdruck auf den Tank, Ausrüstung, 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 unmittelbaren Umgebung des Tanks oder einem annehmbaren Abstand (z. B. Prozessbereich der Verflüssigungsanlage) einen Überdruck erzeugt, der 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 gegebenenfalls berücksichtigt werden.

Die Auswirkungen der Wellenreflexion auf die Objekte müssen berücksichtigt werden.

Bei Tanks, die unter Druck stehen, muss eine Dampfexplosion nach Ausdehnung siedender flüssiger Stoffe (BLEVE) in Betracht gezogen werden.

6.4.5 Lachenbildung

Die Auswirkung von LNG-Lachenbildung wird bestimmt durch:

- der Zustand des gelagerten LNG (Temperatur, Druck, Zusammensetzung);
- Umgebungsbedingungen;
- die Größe und Form der Leckagequelle;
- Auftreffen des Abflusses auf Objekte.

Je höher der Druck und die LNG-Temperatur in einem System sind, desto mehr Turbulenzen werden an einer Undichtigkeit auftreten, was zu einer größeren Auswirkung der Entspannungsverdampfung und einer Verringerung des Rain-out Anteils führt. In einer detaillierten Analyse muss festgestellt werden, ob die Lachenbildung ein potenzielles Risiko darstellt und weitere Schadensminderungen, wie die Eindämmung des Flüssigkeitsauslaufs oder die Kontrolle des Flüssigkeitsauslaufs, erforderlich sind.

Die zu berücksichtigenden Szenarien für verschiedene Bauarten von LNG-Flachbodentanks sind in Tabelle 1 angegeben.

Tabelle 1 — Größenabschätzung von Lachenbränden als Funktion von Tankbauarten

Lagerungskonzepte ^a	Lagerung bei Niederdruck		Druckbeaufschlagte Lagerung
	Metallisch oder nur mit metallischem Dach	Vorgespannter Beton mit Betondach	
Single Containment	Auffangbereich	nicht zutreffend	abgelegener Auffangbereich
Double Containment	sekundärer Container	nicht zutreffend	sekundärer Container
Full Containment	sekundärer Container	kein Lachenbrand	kein Lachenbrand
^a Zur Definition siehe 7.8.4.			

Der Auslauf aus Rohrleitungen wird zu einem abgelegenen Auffangbereich geleitet. Die Größe des abgelegenen Auffangbereichs ist mindestens für die LNG-Menge auszulegen, die bei einem vollständigen Rohrbruch vor dem Verschließen des internen oder integrierten Absperrventils abzüglich der Verdampfung vor dem erfolgreichen Auffangen austritt.

6.4.6 Sicherheitsabstände

Die Abstände zwischen den Anlagenteilen sind entsprechend der Gefährdungs- und Risikobewertung (siehe Abschnitt 6) festzulegen, dürfen jedoch die in 7.2.6 angegebenen Mindestabstände nicht unterschreiten.

Die Sicherheitsabstände müssen unter Berücksichtigung der möglichen Wärmestrahlungsintensität eines Brandes und der Gasausbreitungszonen berechnet werden. Die zulässigen Wärmestrahlungswerte sind in Anhang A festgelegt. Sicherheitsabstände zwischen LNG-Tanks, Prozesseinheiten, Kontrollräumen usw. müssen mit den Mindestanforderungen übereinstimmen, die zur Einhaltung dieser Grenzwerte erforderlich sind.

6.5 Abschätzung von Häufigkeiten und Wahrscheinlichkeiten

Bei der Abschätzung der Häufigkeit oder Wahrscheinlichkeit einer gegebenen Gefährdung und ihrer Folgen, sofern verwendet, ist mit für die LNG-Industrie geeigneten Zuverlässigkeitsdaten zu arbeiten, die der Öffentlichkeit zugänglich sind, oder auf anerkannten Verfahren beruhen, mit denen der Häufigkeitsbereich bestimmt werden kann (siehe Anhang I). Der menschliche Faktor muss dabei berücksichtigt werden.

6.6 Erhöhung der Sicherheit

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

- Installation eines Sicherheitssystems zur frühzeitigen Erkennung von Undichtigkeiten sowie zur Begrenzung der Auswirkungen von Zündungen (siehe 7.2.3 und Abschnitt 6);
- 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 Dämmung;

- 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, Videoüberwachungssysteme (CCTV, en: Closed Circuit Television) und Sirenen.

6.7 Überprüfungen

Die Überprüfungen sind durch strikte Anwendung eines allumfassenden QA-Systems (Qualitätssicherungssystem) (siehe Abschnitt 4) zu organisieren.

Je nach Komplexität des Projekts müssen mindestens die folgenden Überprüfungen berücksichtigt werden:

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

6.8 Sicherheit im Betrieb

6.8.1 Betriebsabläufe

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

- betriebstechnische Steuerungs-, Überwachungs- und Sicherheitssysteme, einschließlich Betriebsgenehmigungen;
- Kontrolle von Zündquellen;
- örtliche und zentrale (fernbedienbare) Steuerung des Brandbekämpfungssystems;
- Reaktion auf Notfälle.

6.8.2 Instandhaltungsverfahren

Die Instandhaltbarkeit der Anlage muss während der Konstruktion verifiziert werden. Die Vorbereitung des Anlagenbetriebs muss auch Verfahren umfassen für:

- Instandhaltung;
- Inspektion.

Inspektion und Instandhaltung müssen durch Dokumentation zur Festlegung der spezifischen Instandhaltungsprogramme aller betroffenen Anlagenkomponenten in das Managementsystem der Anlage integriert sein. Ordnungsgemäße Instandhaltung der Ausrüstung zur Brandbekämpfung ist von vordringlicher Bedeutung.

Instandhaltungsverfahren müssen sich mit der Sicherheit des Personals und der Integrität der Ausrüstung während der Reparatur befassen. Inspektionsmethoden, Prüfungsarten sowie deren Häufigkeit müssen enthalten sein.

6.8.3 Schulungen

Die Vorbereitung des Anlagenbetriebs muss Betriebspersonalschulungen, wie nachstehend beschrieben, umfassen.

Schriftliche Betriebsanweisungen müssen für die Anlage vorliegen und für die Bediener der Anlage leicht verfügbar sein. Diese müssen alle Betriebsverfahren für den Normalbetrieb und den Notfall enthalten.

Persönliche Schutzausrüstung, wie bei der Risikobeurteilung bestimmt, muss vorhanden sein und getragen werden.

Anlagenfahrer, die Notfallmaßnahmen ausführen, müssen mit der notwendigen Schutzkleidung und -ausrüstung ausgestattet sein. Tragbare Erkennungsgeräte für brennbare Gase müssen leicht verfügbar sein.

Personen, die mit dem Management, der Produktion, der Handhabung und der Lagerung von LNG betraut sind, müssen bezüglich der Gefährdungen und der Eigenschaften von LNG geschult sein, unter Beachtung der Verfahren zur Reaktion auf Notfälle.

Betriebs- und Wartungspersonal muss in allen Belangen seiner Arbeit gut ausgebildet sein, um sicherzustellen, dass es sowohl unter Normal- als auch unter Notfallbedingungen in einer sicheren und sachkundigen Weise arbeiten kann. Die erste Schulung muss den persönlichen Hintergrund des Einzelnen berücksichtigen. Wiederholungsschulungen müssen in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden und sämtliche Aufzeichnungen über die Schulungen aufbewahren.

Für das Management und die Mitarbeiter müssen Schulungspläne unter Berücksichtigung der Erfahrungen, Aufgaben und Verantwortungen des Einzelnen innerhalb der Organisation aufgestellt und unabhängig validiert werden.

Alle Personen, die eine Anlage aus beliebigem Grund besuchen, müssen über die Gefährdungen und Eigenschaften von LNG unterrichtet werden; der Umfang, bis zu dem diese Schulung erfolgt, muss dem Maß an Beteiligung an dem Betrieb der Anlage angemessen sein.

Bei allen Projekten muss es eine Beratung zwischen dem Eigentümer des Terminals, dem Hafenbetreiber, dem Reeder sowie Schiffs- und Schlepperkapitänen geben. Schulungen vor Inbetriebnahme und regelmäßige Auffrischkurse unter Einsatz eines Simulators müssen unter Einbeziehung aller betroffenen Parteien erfolgen.

Siehe [40].

Deshalb und im Hinblick auf Notfallsituationen muss das Interesse des Betriebspersonals durch geeignete Ausbildung unter Einsatz der Ausrüstung hochgehalten werden.

Das gesamte Betriebspersonal muss ausreichend für Notfallsituationen geschult sein. Dazu zählt auch die Verwendung von Ausrüstung durch zum Beispiel Bohrer.