

Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas

Auslegung von landseitigen Anlagen

Deutsche Fassung EN 1473 : 1997

DIN**EN 1473**

ICS 75.200

Deskriptoren: Gastechnik, Gasanlage, Flüssigerdgas, Bodenstation

Installations and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations;

German version EN 1473 : 1997

Installations et équipements relatifs au gaz naturel liquéfié – Conception des installations terrestres;

Version allemande EN 1473 : 1997

Die Europäische Norm EN 1473 : 1997 hat den Status einer Deutschen Norm.**Beginn der Gültigkeit**

EN 1473 : 1997 wurde am 1997-01-09 angenommen.

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält in den Abschnitten 5 bis 16 sicherheitstechnische Festlegungen. Sie wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 unter Mitwirkung des Normenausschusses Gastechnik (NAGas) im DIN Deutsches Institut für Normung e.V. erstellt.

Die Norm behandelt die Auslegung und Errichtung von landseitigen Anlagen für Flüssigerdgas. Der Betrieb dieser Anlagen wird unter dem besonderen Aspekt von Sicherheit betrachtet. Eine deutsche Vorgängernorm gibt es nicht; sie ersetzt jedoch inhaltlich weitestgehend das DVGW-Arbeitsblatt G 214 (Teil 1 und Teil 2), dessen Zurückziehung deshalb vorgesehen ist.

Diese Norm ist in das DVGW-Regelwerk "GAS" einbezogen worden.

Fortsetzung 65 Seiten EN

Normenausschuß Gastechnik (NAGas) im DIN Deutsches Institut für Normung e.V.

ICS 75.200

Deskriptoren: Gasinstallation, Flüssigerdgas, Bodenstation, Baugebot, Leitungsanlage, Pumpe, Sicherheit, Gefährdung, Umgebung, Unfallverhütung, Aufbewahrung, Wärmedämmung, Brandschutz, Besichtigungseinrichtung

Deutsche Fassung

**Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas
Auslegung von landseitigen Anlagen**

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

Installations et équipements relatifs au gaz naturel liquéfié –
Conception des installations terrestres

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 1997-01-09 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 Zentralsekretariat 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 Zentralsekretariat mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, der Schweiz, Spanien, der Tschechischen Republik und dem Vereinigten Königreich.

CEN

EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG

European Committee for Standardization

Comité Européen de Normalisation

Zentralsekretariat: rue de Stassart 36, B-1050 Brüssel

Inhalt

	Seite		Seite
Vorwort	3	11.4 Boil-off-Gasrückgewinnung	27
Einleitung	3	11.5 Gasverdichter	28
1 Anwendungsbereich	3	11.6 Fackel-/Abblasesystem	28
2 Normative Verweisungen	3	12 Nebenanlagen und Gebäude	28
3 Definitionen	5	12.1 Elektrische Ausrüstung und Instrumentierung ...	28
4 Sicherheit und Umwelt	6	12.2 Blitzschutz und Erdung	28
4.1 Allgemeines	6	12.3 Kathodenschutz	29
4.2 Die Anlage und ihre Umgebung	6	12.4 Warnleuchten	29
4.3 Grenzwerte	8	12.5 Seewasser für Verdampfer	29
4.4 Risikobeurteilung	9	12.6 Quecksilberabscheidung	29
4.5 Sicherheitsmaßnahmen in LNG-Anlagen	11	12.7 Instrumentenluft	29
4.6 HAZOP (Hazard and operability = Gefährdungs- und Betriebsfähigkeits-)Studie	13	12.8 Brenngas	29
5 Verflüssigungsanlagen	14	12.9 Stickstoffsysteem	29
5.1 Allgemeine Beschreibung	14	12.10 Gebäude	30
5.2 Erdgasaufbereitung	14	13 Fest installierte Sicherheitseinrichtungen	30
5.3 Coldbox-Auslegung	14	13.1 Detektoren	30
5.4 Kältemittelagerung	14	13.2 Brandbekämpfung	31
6 LNG-Lagerungs- und -Auffangsysteme	14	14 Kontrollsysteme	33
6.1 Tankbauarten	14	14.1 Allgemeine Beschreibung	33
6.2 Auslegungsgrundsätze	14	14.2 Prozeßbleitsystem	33
6.3 Allgemeine Auslegungsanforderungen	16	14.3 Prozeßsicherungssystem	34
6.4 Fundamente	16	14.4 Zugangskontrollsystem	35
6.5 Instrumentierung	16	14.5 Objektschutzeinrichtungen	35
6.6 Über- und Unterdruckabsicherung	17	15 Montage, Inbetriebnahme und Überholung	35
6.7 Auffangwall/Auffangbecken	18	15.1 Qualitätsmanagement	35
6.8 Sicherheitstechnische Einrichtungen	18	15.2 Abnahmeprüfungen	35
6.9 Tankrohrleitungen	19	15.3 Vorbereitung für die Inbetriebnahme und Abschaltung	35
6.10 Abstände zwischen Tanks	19	16 Anstrich, Brandschutz und Versprödungsschutz	36
6.11 Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme	19	16.1 Anstrich	36
6.12 Prüfungen	19	16.2 Brandschutz	36
7 LNG-Pumpen	19	16.3 Versprödungsschutz	36
7.1 Allgemeines	19	Anhang A (normativ) Definition der Einwirkungen für LNG-Tanks	37
7.2 Einsatzbereiche	19	Anhang B (normativ) Definitionen der Referenz- durchflüsse	39
7.3 Werkstoffe	20	Anhang C (normativ) Abnahmeprüfungen bei LNG-Tanks	40
7.4 Besondere Anforderungen	20	Anhang D (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Pumpen	42
7.5 Inspektion und Prüfungen	20	Anhang E (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG-Verdampfer	46
8 Verdampfung von LNG	20	Anhang F (normativ) Einwirkungen für die Auslegung der Verrohrung	49
8.1 Allgemeine Anforderungen	20	Anhang G (informativ) Beschreibung verschiedener Landanlagen für LNG	49
8.2 Allgemeine Auslegungsregeln	21	Anhang H (informativ) Definition der verschiedenen LNG-Tanktypen	50
8.3 Verdampferbauarten	21	Anhang J (informativ) Wahrscheinlichkeitsbereiche ..	58
8.4 Anforderungen an einzelne Verdampferbauarten ..	22	Anhang K (informativ) Schadensklassen	58
9 Rohrleitungssysteme	22	Anhang L (informativ) Risikohöhen	58
9.1 Rohrleitungssysteme in einer LNG-Anlage	22	Anhang M (informativ) Typische Verfahrensschritte in Verflüssigungsanlagen	59
9.2 Auslegung der einzelnen Leitungssysteme in einer LNG-Anlage	23	Anhang N (informativ) Anforderungen an Odoriersysteme	63
9.3 Kontrollprüfungen	23	Anhang O (informativ) Literaturhinweise	65
9.4 Rohre und Formstücke	23		
9.5 Wärmedämmung	25		
9.6 Leitungsführung	26		
9.7 Auffangwannen	26		
9.8 Korrosion	26		
10 Empfang und Abgabe von Erdgas	26		
10.1 Gasmessung	26		
10.2 Gasqualität	27		
10.3 Odorierung	27		
11 Boil-off-Gasrückgewinnung und Behandlung ..	27		
11.1 Allgemeines	27		
11.2 Boil-off-Gasleitungssystem	27		
11.3 Gasrückleitung zum LNG-Tanker oder zum Exportterminal	27		

Vorwort

Diese Europäische Norm wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 "Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas" erarbeitet, dessen Sekretariat vom AFNOR gehalten wird.

Diese Europäische Norm muß den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis November 1997, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis November 1997 zurückgezogen werden.

Entsprechend der CEN/CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen:

Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien, die Tschechische Republik und das Vereinigte Königreich.

Einleitung

Zweck dieser Europäischen Norm ist es, funktionelle Leitlinien für LNG-Anlagen zu geben. Sie empfiehlt Vorgehensweisen für die Planung, den Bau und den Betrieb von sicheren und umweltverträglichen LNG-Anlagen. Sie braucht nicht rückwirkend angewendet zu werden, aber die Anwendung wird empfohlen, wenn größere Modifikationen für bestehende Anlagen in Betracht gezogen werden.

1 Anwendungsbereich

Diese Europäische Norm gibt Leitlinien für die Planung und den Bau von allen ortsfesten landseitigen Flüssigerdgasanlagen, wie beispielsweise Anlagen für die Verflüssigung von Erdgas sowie die Lagerung, die Wiederverdampfung, die Weiterleitung und den Umgang mit LNG. Satellitenanlagen mit einer gesamten Lagerkapazität von weniger als 200 t werden von dieser Europäischen Norm ausgeschlossen.

Diese Europäische Norm gilt für folgende Anlagentypen:

- Exportterminals zwischen der Anlagengrenze Gaseintritt und dem Schiffsmanifold;
- LNG-Anlandeterminale zwischen dem Schiffsmanifold und der Anlagengrenze Gasaustritt;
- LNG-Peakshaving-(Spitzenlast-)Anlagen zwischen den Anlagengrenzen Gaseintritt und Gasaustritt;
- Satellitenanlagen mit einer Gesamtlagerkapazität von mehr als 200 t, einschließlich der Ladestation bis zum Gasaustritt an der Anlagengrenze.

Eine Kurzbeschreibung der genannten Anlagen befindet sich in Angang G.

2 Normative Verweisungen

Diese Europäische Norm enthält durch datierte oder undatierte Verweisungen Festlegungen aus anderen Publikationen. Diese normativen Verweisungen sind an den jeweiligen Stellen im Text zitiert, und die Publikationen sind nachstehend aufgeführt. Bei datierten Verweisungen gehören spätere Änderungen oder Überarbeitungen dieser Publikationen nur zu dieser Europäischen Norm, falls sie durch Änderung oder Überarbeitung eingearbeitet sind. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe der in Bezug genommenen Publikation.

- EN 287-1
Prüfung von Schweißern – Schmelzschweißen – Teil 1: Stähle
- EN 288-1
Anforderung und Anerkennung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe – Teil 1: Allgemeine Regeln für das Schmelzschweißen
- EN 288-2
Anforderung und Anerkennung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe – Teil 2: Schweißanweisung für das Lichtbogenschweißen

- EN 288-3
Anforderung und Anerkennung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe – Teil 3: Schweißverfahrensprüfungen für das Lichtbogenschweißen von Stählen
- EN 473
Qualifizierung und Zertifizierung von Personal für die zerstörungsfreie Prüfung – Allgemeine Grundlagen
- EN 571-1
Zerstörungsfreie Prüfung – Eindringprüfung – Teil 1: Allgemeine Grundlagen
- EN 823
Wärmedämmstoffe für das Bauwesen – Bestimmung der Dicke
- EN 970
Zerstörungsfreie Prüfung von Schmelzschweißnähten – Sichtprüfung
- EN 1050
Sicherheit von Maschinen – Leitsätze zur Risikobeurteilung
- prEN 1092-1
Flansche und ihre Verbindungen – Runde Flansche für Rohre, Armaturen und Formstücke – Teil 1: Stahlflansche, nach PN bezeichnet
- prEN 1127-1
Sicherheit von Maschinen – Brände und Explosionen – Teil 1: Explosionsschutz
- EN 1160
Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Allgemeine Eigenschaften von Flüssigerdgas
- prEN 1435
Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen – Durchstrahlungsprüfung von Schmelzschweißverbindungen
- EN 1474
Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Auslegung und Prüfung von Ladearmen
- EN 1514-1
Flansche und ihre Verbindungen – Maße für Dichtungen für Flansche mit PN-Bezeichnung – Teil 1: Flachdichtungen aus nichtmetallischem Werkstoff mit oder ohne Einlage

- EN 1532
Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Verbindungen zwischen Schiff und Land
- prEN 1594
Gastransportleitungen
- prEN 1714
Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen – Ultraschallprüfung von Schweißverbindungen
- prEN 1759-1
Flansche und ihre Verbindungen – Runde Flansche für Rohre, Armaturen, Fittings und Zubehörteile nach Klasse bezeichnet – Teil 1: Stahlflansche NPS ½ bis 24
- prEN 1776
Anforderungen an die Funktionstüchtigkeit von Erdgasmeßsystemen – Planung, Werkstoffe, Bau, Zuverlässigkeit, Kalibrierung, Betrieb und Wartung
- EN ISO 9001
Qualitätsmanagementsysteme – Modell zur Qualitätssicherung/QM-Darlegung in Design, Entwicklung, Produktion, Montage und Wartung (ISO 9001 : 1994)
- EN ISO 9002
Qualitätsmanagementsysteme – Modell zur Qualitätssicherung/QM-Darlegung in Produktion, Montage und Wartung (ISO 9002 : 1994)
- prEN ISO 9906
Kreiselpumpen – Norm für hydraulische Abnahmeversuche – Klassen 1 und 2 (ISO/DIS 9906 : 1996)
- EN 10204
Metallische Produkte – Typen der Inspektionsdokumente
- prEN ISO 10456
Wärmeschutz – Baustoffe und Produkte, Verfahren zur Bestimmung der Wärmeschutztechnischen Nenn- und Bemessungswerte (ISO/DIS 10456 : 1995)
- prEN 12065
Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Eignungsprüfung von Schaummitteln für das Aufschäumen von Mittelschaum und Hochschaum sowie Löschpulvern zur Bekämpfung von Flüssigerdgasbränden (LNG-Bränden)
- prEN 12066
Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Prüfung von Wärmedämmbeschichtungen für Flüssigerdgasauffangbecken
- prEN ISO 12241
Berechnungsgrundlagen für Wärme- und Kälteabdämmungen an Rohrleitungen, Kanälen und anderen Ausrüstungen in der Haustechnik und an betriebstechnischen Anlagen (ISO/DIS 12241 : 1995)
- prEN 12308
Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Eignungsprüfung von Flachdichtungen für Flanschverbindungen in Flüssigerdgas-Rohrleitungen
- EN 25199
Kreiselpumpen, technische Anforderungen – Klasse II (ISO 5199 : 1986)
- EN 50014
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Allgemeine Bestimmungen
- EN 50015
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Ölkapselung "o"
- EN 50016
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Überdruckkapselung "p"
- EN 50017
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Sandkapselung "q"
- EN 50018
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Druckfeste Kapselung "d"
- EN 50019
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Erhöhte Sicherheit "e"
- EN 50020
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Eigensicherheit "i"
- EN 50028
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Vergußkapselung "M"
- EN 50039
Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche – Eigensichere elektrische Systeme "i"
- EN 50054
Elektrische Betriebsmittel zur Erkennung und Messung brennbarer Gase – Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren
- EN 50057
Elektrische Betriebsmittel zur Erkennung und Messung brennbarer Gase – Ausführungsanforderungen für die Gruppe II – Betriebsmittel für die Anzeige von bis zu 100 % der unteren Explosionsgrenze
- prEN 50145
Errichten elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen – Einteilung von gasexplosionsgefährdeten Bereichen
- ISO 2548
Zentrifugal- und Axialpumpen sowie Mischtypen, Vorschrift für Abnahmeprüfungen – Klasse C
- ENV 1991-2-2
Eurocode 1 Auslegungsgrundlage und Lasten auf Strukturen – Teil 2-2: Lasten auf Tragwerke unter Brandeinfluß
- ENV 1992-1-1
Eurocode 2 Planung von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken – Teil 1-1: Grundlagen und Anwendungsregeln für den Hochbau
- prENV 1992-1-2
Eurocode 2 Planung von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken – Teil 1-2: Konstruktiver baulicher Brandschutz
- ENV 1993-1-1
Eurocode 3 Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln, Bemessungsregeln für den Hochbau
- ENV 1993-1-2
Eurocode 3 Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-2: Allgemeine Regeln – Tragwerksbemessung für den Brandfall
- ENV 1994-1-1
Eurocode 4 Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton – Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln – Regeln für den Hochbau
- ENV 1994-1-2
Eurocode 4 Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton – Teil 1-2: Allgemeine Regeln – Tragwerksbemessung für den Brandfall
- ENV 1998-1-1
Eurocode 8 Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben – Teil 1-1: Grundlagen – Erdbebeneinwirkungen und allgemeine Anforderungen an Bauwerke

ENV 1998-1-2

Eurocode 8 Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben –
Teil 1-2: Grundlagen – Allgemeine Regeln für Hoch-
bauten

prENV 1998-5

Eurocode 8 Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben –
Teil 5: Gründungen, Stützbauwerke

3 Definitionen

Für die Anwendung dieser Norm gelten die folgenden Definitionen.

3.1 LNG (Liquefied Natural Gas = Flüssigerdgas): ist in EN 1160 definiert.

3.2 LNG-Exportterminal: Erdgas aus einer oder mehreren Lagerstätten wird in einem LNG-Exportterminal verflüssigt und gelagert, bevor es zu anderen Bestimmungsorten weitertransportiert wird.

3.3 LNG-Anlandeterminal: eine Anlage zum Löschen von LNG-Tankern, Lagern von LNG in Tanks, Wiederverdampfung von LNG und Einspeisen von Erdgas in das Leitungsnetz oder in Leitungen zu Abnehmern. LNG-Anlandeterminals können Stationen zum Beladen von LNG-Straßentanklastwagen, Eisenbahn-LNG-Kesselwagen oder LNG-Tankern haben.

3.4 LNG-Peakshaving-(Spitzenlast-)Anlage: ist in das Erdgasleitungssystem eingebunden. Bei niedrigem Erdgasbedarf wird Erdgas verflüssigt und als LNG gespeichert. Zur Deckung von Bedarfsspitzen wird das LNG wieder verdampft.

3.5 LNG-Satellitenanlage: ist über Leitungen mit den Gasabnehmern verbunden. Sie wird von Straßentankfahrzeugen, Eisenbahnkesselwagen oder Schiffen mit LNG versorgt. Das LNG wird in wärmeisolierten Drucktanks gelagert, verdampft und als Erdgas in das Netz eingespeist.

3.6 Einwirkungen: (manchmal Lasten genannt) sind einzelne oder kombinierte Kräfte und Momente, die bei den einzelnen Lastfällen oder bei Deformationen an einem Anlagenteil wirksam werden.

3.7 Kombinierte Einwirkungen: Die elementaren Einwirkungen werden in drei Kategorien eingeteilt:

- “Ständige Einwirkungen” sind Lasten, deren Größe sich nicht oder praktisch nicht verändert oder sich lediglich in eine Richtung verändert und sich dabei einer Grenzlaster annähert;
- “Veränderliche Einwirkungen” sind Lasten, deren Größe sich ändert. Die Änderungen sind insbesondere bedingt durch den Bau, die Prüfung, die Inbetriebnahme, den Normalbetrieb, die Witterungsbedingungen und durch das “OBE” (operating basis earthquake = das für die Betriebsauslegung zugrunde gelegte Erdbeben);
- “Störfallbedingte Einwirkungen”, deren Stärke nicht konstant ist. Die Laständerungen sind bedingt durch anlageninterne oder externe Störfälle einschließlich SSE (safe shut-down earthquake) des Auslegungserdbebens für den Fall der sicheren Außerbetriebnahme.

Die Einwirkungen werden zu zwei Arten von kombinierten Einwirkungen zusammengefaßt:

- Die “Regeleinwirkung” ist die Summe aus den ständigen und veränderlichen Einwirkungen;
- Die “erhöhte Einwirkung” ist die Kombination aus der Regeleinwirkung und einer störfallbedingten Einwirkung. Soweit nicht ausdrücklich eine anderweitige Regelung erfolgt, brauchen nicht mehrere störfallbedingte Einwirkungen gleichzeitig berücksichtigt zu werden.

3.8 Gefährdungen: eine physikalische Situation mit dem Potential von Personen-, Sach- und Umweltschäden.

3.9 Tank: umfaßt in dieser Norm die gesamten Einrichtungen zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG. Die verschiedenen Tanktypen werden in Anhang H beschrieben.

3.10 OBE (Operating Basis Earthquake = Auslegungserdbeben für den Betriebszustand): ist für eine Anlage das Erdbeben mit der größten Stärke, bei dem kein Schaden eintritt, und die Anlage sicher wieder in Betrieb genommen oder weiterbetrieben werden kann. Bei diesem Erdbeben mit höherer Wahrscheinlichkeit treten keine wirtschaftlichen Verluste durch Ausfall der Anlage und keine Gefährdung der Sicherheit der Öffentlichkeit ein. Nach dem OBE wird eine Prüfung der Strukturen entsprechend dem Grenzzustand für den Weiterbetrieb erforderlich.

3.11 SSE (Safe Shut-Down Earthquake = Auslegungserdbeben für die sichere Abschaltung): ist für eine Anlage ein Erdbeben mit der größten Stärke, bei der die wesentlichen Sicherheitsfunktionen der Anlage noch betriebsfähig sind. Bei diesem Erdbeben, für das eine geringere Wahrscheinlichkeit anzusetzen ist, sind Schäden zu erwarten, ohne daß es jedoch zu einem vollständigen Versagen der Anlage und dem Verlust von Anlageninhalt kommt. Die Anlage darf in diesem Fall nicht in Betrieb bleiben, ohne eine detaillierte Prüfung und Begutachtung der Struktur entsprechend dem Grenzzustand für die Funktionsfähigkeit durchzuführen.

3.12 Risikohöhe: errechnet sich aus der Konsequenz und der Wahrscheinlichkeit eines Gefahren-Ereignisses in einer vorgegebenen Zeitspanne unter vorgegebenen Umständen.

3.13 Auffangbecken, Auffangwall: das Auffangbecken wird von den Auffangwällen um einen LNG-Tank gebildet. Der Auffangwall ist eine niedrige Erd- oder Betonkonstruktion um den Lagertank, in einer Entfernung von mehr als 6 m vom Tank, zum Auffangen von verschüttetem LNG.

3.14 Primärbehälter: ist:

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

3.15 Sekundärbehälter: entspricht:

- dem Auffangbecken des Einzelbehälter tanks und des Kugeltanks;
- dem Außenbehälter des Doppelbehälter tanks oder des Vollbehälter tanks;
- dem Betonaußenbehälter des Membrantanks oder des kaltfesten Betontanks.

3.16 PASQUILL-Stabilitätsfaktoren für die Atmosphäre: sind von der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung abhängig (siehe O.1). Die sechs Stabilitätsfaktoren sind:

- A: extrem instabil;
- B: mäßig instabil;
- C: leicht instabil;
- D: neutral;
- E: leicht stabil;
- F: mäßig stabil.

3.17 NGL (Natural Gas Liquids = Erdgaskondensat): besteht aus leichten Kohlenwasserstoffen (normalerweise Ethan bis Hexan und höhere Kohlenwasserstoffe), die vor der Verflüssigung aus dem Erdgas auskondensieren.

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

- SLS (serviceability limit state = Grenzzustand für den Weiterbetrieb), der sich aus der Funktionsfähigkeit oder der langfristigen Betriebssicherheit bei den auftretenden Regeleinwirkungen ergibt;
- ULS (ultimate limit state = Grenzzustand für die Funktionsfähigkeit), der sich bei Versagen oder bei sehr großen plastischen Verformungen oder Dehnungen bei erhöhten Einwirkungen ergibt.

3.19 Auffangwanne: in einer Auffangwanne werden LNG-Leckagen gesammelt.

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

3.21 Eigentümer: das Unternehmen, das verantwortlich ist für sichere Auslegung, Montage und Betrieb für die in 3.2 bis 3.5 definierten Anlagen.

3.22 ESD (Emergency Shut Down = Notaus): ein System zur sicheren und wirksamen Abschaltung von Teilen der Anlage oder der ganzen Anlage im Notfall.

3.23 PSD (Process Shut Down = Prozeßabschaltung): ein System zur sicheren und wirksamen Abschaltung von Teilen der Anlage bei Erreichen von Grenzwerten.

3.24 Sicherheits-Management-System: ein formales System¹⁾ bestehend z.B. aus einer Reihe von Checklisten, welche während der Projektausführung überwacht und abgezeichnet werden, so daß gezeigt werden kann, daß alle sicherheitstechnischen Belange berücksichtigt wurden.

4 Sicherheit und Umwelt

4.1 Allgemeines

Bei Planung, Beschaffung, Bau und Betrieb ist die Übereinstimmung mit den Anforderungen des Qualitäts-Management-Systems EN ISO 9001 sicherzustellen.

Darüber hinaus ist jede der vorgenannten Phasen mit einem angemessenen Sicherheits-Management-System zu überwachen.

LNG-Anlagen müssen so ausgelegt werden, daß das Risiko für Mensch und Material innerhalb und außerhalb der Anlage minimiert wird. Insbesondere müssen Risikobeurteilungen durchgeführt werden, und alle Sicherheitsmaßnahmen entsprechend 4.5 müssen berücksichtigt werden.

Eine Risikobeurteilung muß entsprechend 4.4 durchgeführt werden, wenn das Volumen an Gas und LNG in der Anlage höher ist als der spezifizierte Grenzwert bei einschlägigen örtlichen Vorschriften.

Diese Risikobeurteilung muß während der Auslegung der Anlage durchgeführt werden und wird empfohlen, wenn größere Änderungen durchgeführt werden.

4.2 Die Anlage und ihre Umgebung

4.2.1 Anlagenbeschreibung

Die Anlage ist nach Baufeldern und/oder Prozeßfunktionen zu beschreiben.

¹⁾ In Bearbeitung bei Komitee für Normung

4.2.2 Standortanalyse

Die Standortanalyse muß, soweit erforderlich, folgendes beinhalten:

- Bodenuntersuchung;
- Untersuchung des Geländes zur Beurteilung der Folgen eines Austretens von Flüssigerdgas und der Ausbreitung einer Gaswolke;
- Untersuchung des standortnahen Pflanzenbewuchses insbesondere zur Beurteilung von Brandrisiken;
- Untersuchung der Grundwasserverhältnisse;
- Untersuchung der Meeresbiosphäre und der seeseitigen Zufahrt zum Standort;
- Untersuchung der Seewasserqualität und -temperatur;
- Untersuchung der Tidenverhältnisse;
- Untersuchung von Druckwellen und Überflutung (Tsunami, Dammbrücke usw.);
- Untersuchung der umgebenden Infrastruktur (z.B. Industrieanlagen, bebautes Gelände, Verbindungsstraßen).

Die Bodenuntersuchung muß beinhalten:

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

Die geologischen Eigenschaften der Region müssen mit genügender Genauigkeit untersucht werden, um ein klares Verständnis zu erhalten über den physikalischen Entstehungsprozeß des Gebiets sowie über mögliche zukünftige seismische Aktivitäten. Die Größe der zu untersuchenden Region hängt von der Natur des Gebietes um die Baustelle ab. Im allgemeinen ist dieses auf eine Distanz von 320 km von der Baustelle begrenzt, aber in einigen Fällen kann eine ganze tektonische Provinz eingeschlossen sein, die größer als die oben angegebene ist.

Eine wesentlich detailliertere Analyse wird innerhalb von 80 km von der Baustelle durchgeführt (regionale seismotektonische Untersuchung), um gegebenenfalls seismische Falten aufzudecken. Von diesem Bodengutachten sind Phänomene wie seismische Falten, Karst, Gips, schwellender Lehm, lösliche Salzablagerungen, Erdverflüssigung, Massenbewegung usw. aufzudecken und ihre relativen Auswirkungen auszuwerten.

Im Falle von seismischen Falten in unmittelbarer Nachbarschaft der Baustelle müssen weitere Untersuchungen zur Abschätzung von deren möglichen Aktivitäten durchgeführt werden. Falten, deren Unaktivität nicht nachgewiesen werden kann, werden innerhalb der Baustelle oder innerhalb einer durch die Bodenmorphologie zu bestimmenden Distanz nicht erlaubt. Andere Phänomene werden nicht erlaubt unter dem Tank oder unter Anlagenfundamenten, es sei denn, geeignete Maßnahmen zur Überbrückung der potentiellen Probleme werden unternommen.

4.2.3 Klimatische Gegebenheiten

Für den Standort sind zumindest die nachstehenden klimatischen Gegebenheiten zu untersuchen:

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

4.2.4 Seismische Verhältnisse

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

- das Frequenzspektrum und
- deren Amplitude.

Eine Erdbebenuntersuchung muß für den Standort durchgeführt werden. Diese Untersuchung ist in einem Erdbebenbericht zu dokumentieren, wobei die geologischen und seismischen Verhältnisse am Standort sowie im Gebiet der LNG-Anlage und die bodenmechanischen Kennwerte für den Standort zu berücksichtigen sind. Als Ergebnis müssen in diesem Bericht alle seismischen Parameter empfohlen sein, die für die Auslegung notwendig sind.

Das Erdbebenpotential in der Nähe der vorgeschlagenen Baustelle wird durch die Untersuchung der seismischen Geschichte der Region (320 km Radius) um die Baustelle bestimmt und durch die Beziehung auf die geologischen und tektonischen Bedingungen aus dem Bodengutachten (siehe 4.2.2).

Diese Untersuchungen beinhalten gründliche Nachforschung, Durchsicht und Auswertung aller historisch berichteten Erdbeben, die sich auf der Baustelle ausgewirkt haben, oder deren Auswirkungen vernünftigerweise angenommen werden könnten.

Nähere Einzelheiten zu seismischen Untersuchungen und zu den Antwortspektren ergeben sich aus ENV 1998.

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

- das Sicherheitserdbeben (SSE);
- das Auslegungserdbeben (OBE).

Die beiden Erdbeben sind festzulegen:

- probabilistisch als Erdbeben mit einer mittleren Häufigkeit von 1 in 10 000 Jahren für SSE und einer Häufigkeit von 1 in 475 Jahren beim OBE und/oder
- deterministisch: In diesem Fall ist für SSE davon auszugehen, daß sich ein maximales historisches Erdbeben erneut mit einem Epizentrum ereignet, das für den Standort zur größten Erdbebenstärke führt, wobei dieses Auslegungserdbeben aber mit den gegebenen geologischen und seismischen Daten vereinbar sein muß. In diesem Fall ist für OBE von der Hälfte der Beschleunigung bei SSE auszugehen.

ANMERKUNG: Sowohl OBE als auch SSE beschreiben Grenzfälle von Erdbeben mit schweren Folgen für Systeme wie in 4.5.8 beschrieben.

4.2.5 Umweltverträglichkeit

4.2.5.1 Umweltverträglichkeitsbewertung

Im Rahmen der Vorplanung einer landseitigen LNG-Anlage ist für den vorgesehenen Standort eine vorläufige Umweltverträglichkeitsbewertung (EIA = Environmental Impact Assessment) gemäß den örtlichen Vorschriften zu erstellen.

Nach Auswahl des Standortes für die Anlage muß eine detaillierte Umweltverträglichkeitsbewertung in Übereinstimmung mit örtlichen Vorschriften durchgeführt werden für solche Anlagen, bei denen das LNG- und Erdgasvolumen größer ist als der in diesen Vorschriften festgelegte Grenzwert.

Alle Emissionen der Anlage – Feststoffe, Flüssigkeiten (einschließlich Wasser) und Gase (einschließlich Geruchsemissionen) – sind festzustellen. Es sind Maßnahmen einzuplanen, daß Menschen, Tiere, Pflanzen und Sachen durch diese Emissionen nicht gefährdet werden. Hierbei sind nicht nur Emissionen im Normalbetrieb, sondern auch Emissionen

im Falle einer Störung zu berücksichtigen. Die Erfassung der Emissionen muß wenigstens so gut sein, wie es für die Erfüllung der am Standort geltenden Emissionsvorschriften erforderlich ist.

Die Vorsichtsmaßnahmen zur Handhabung toxischer Stoffe sind anzugeben.

Zu beurteilen ist auch die Zunahme der gewerblichen Tätigkeit durch Bau und Betrieb der LNG-Anlage. Negative Folgen sind soweit wie möglich zu vermeiden oder zu begrenzen.

Die folgende Prüfliste enthält die Hauptpunkte:

- Zunahme der Bevölkerung, permanent und zeitweise;
- Erhöhung des Verkehrsaufkommens;
- Erhöhung der Schallimmissionen, plötzlicher oder diskontinuierlicher Lärm;
- Erhöhung der Schwingungsbelastung, plötzlich oder diskontinuierlich;
- Anstieg der Nachtarbeit, Auswirkungen der Außenbeleuchtung der Anlage und diskontinuierliche Verwendung von Licht;
- Abfackelung (diskontinuierlich und/oder kontinuierlich);
- Erwärmung oder Abkühlung von Wasser.

4.2.5.2 Anlagenemissionen

Im Rahmen der Planung ist festzulegen, welche Maßnahmen zu ergreifen sind, um Emissionen während der Inbetriebnahme, des Betriebes und der Wartung zu verhindern oder so gering wie möglich zu halten. Für Schadstoffemissionen sind Zielwerte als absolute Mengen bzw. Konzentrationen festzulegen.

Bei der Auslegung ist Prozessen mit hohem Wirkungsgrad der Vorzug zu geben, mit denen geringere CO-, CO₂-, NO_x- und SO_x-Emissionen zur Atmosphäre und geringere toxische Substanzen im Abwasser verbunden sind.

Möglichst lärmarme Ausrüstungen, Armaturen usw. sind auszuwählen.

4.2.5.3 Emissionsregelung

Folgendes muß sicher geregelt werden:

- Abgas von Verdichterantrieben, Tauchflammenverdampfern, direkt befeuerten Regeneriergaserhitzern;
- übliches oder störungsbedingtes Abblasen von Gas;
- übliches oder störungsbedingtes Abfackeln von Gas;
- Lösungsmittel aus der Abtrennung von sauren Gasbestandteilen;
- Entsorgung verbrauchter Reaktanten aus der Quecksilberabscheidung (da die Reinigungsmasse nicht regeneriert werden kann, muß sie zwischengelagert und gereinigt oder von einem zugelassenen Unternehmen entsorgt werden);
- ölhaltiges Kondensat bzw. Wasser aus der Trocknerregenerierung oder aus Maschinen;
- aufgrund von Undichtigkeiten in Wärmetauschern mit Kohlenwasserstoff verschmutztes Wasser bei wassergekühlten Anlagenteilen;
- Entsorgung von Abfallprodukten (einschließlich Abfallöl und chlorinierten organischen Komponenten);
- Wasser der Verdampfer;
- Odoriermittel.

4.2.5.4 Boil-off/Flash-Gasbehandlung

LNG-Anlagen sind so auszulegen, daß Gas nicht kontinuierlich abgefackelt oder abgeblasen werden muß. Es sind die nachfolgenden Maßnahmen zu ergreifen, um sicherzustellen, daß im Normalbetrieb die anfallende Gasmenge den Brenngasbedarf der Anlage nicht überschreitet:

- Gas aus der Trockenregenerierung ist soweit wie möglich im Kreislauf zu führen. Diese Lösung ist bei der Reinigung von für die Trocknung vorgesehenen Molekularsieben zu berücksichtigen;
- die Menge und der Methangehalt von Entspannungsgas aus der N₂-Abscheidung sind zu minimieren;
- die Wiederverflüssigung von Boil-off-Gas aus LNG-Tanks ist zu prüfen, sofern dieses nicht Bestandteil des Produktgases ist.

4.2.6 Verkehrsinfrastruktur

Die Verkehrsinfrastruktur im Bereich der LNG-Anlage ist unter Angabe von Menge und Art des gegenwärtigen Verkehrs mit der wahrscheinlichen Entwicklung des Verkehrsaufkommens darzustellen. Hierbei ist insbesondere folgendes zu berücksichtigen:

- Landverkehr (Straßen, Eisenbahnstrecken);
- Schifffahrt (Seeschiffahrtswege, Flüsse und Kanäle);
- Luftverkehrsrouten, die Nähe von Flughäfen und Flugplätzen.

4.3 Grenzwerte

4.3.1 Wärmestrahlung von LNG-Poolbränden

Tabelle 1 enthält die empfohlenen Anhaltswerte für eine störungsbedingte maximal zulässige Wärmestrahlungsintensität, die nur gelten, wenn noch keine örtlich vorgeschriebenen Werte existieren. Die rechnerischen Immissionswerte für den Vergleich sind nach einer geeigneten validierten Methode zu kalkulieren (einige verfügbare Methoden sind in EN 1160 dargestellt).

Die dann ermittelte zulässige Wärmestrahlungsintensität ist für jede Hauptstruktur innerhalb der Anlagengrenzen nach einem anerkannten Verfahren unter Verwendung der Kurven gemäß ENV 1991, ENV 1992, ENV 1993 und ENV 1994 zu rechtfertigen. Hierbei ist sicherzustellen, daß die Oberflächentemperatur bei der erwarteten Dauer des Brandes keinen Wert annimmt, bei dem das Bauwerk versagt. Art und Temperaturverhalten des Werkstoffes sind bei diesen Rechnungen zu berücksichtigen.

Für die LNG-Tanks sind bei der Ermittlung der zulässigen Wärmestrahlung mindestens die folgenden Einflußgrößen zu berücksichtigen:

- wenn kein Wassersprühsystem installiert ist, wird Wasserkühlung von dem Zeitpunkt an angenommen, ab dem in ausreichenden Mengen Löschwasser von externen Quellen verfügbar ist;
- Beeinträchtigung der Festigkeit des Tanks;
- Druckaufbau im Tank;
- Kapazität der Sicherheitsventile;
- Temperatur der Sicherheitsventile, die unterhalb der Selbstzündungstemperatur des Tankinhaltes bleiben muß;
- Oberflächenstrahlungsintensität der Flamme (siehe EN 1160).

4.3.2 Wärmestrahlung von einer Fackel

Tabellen 3 und 4 geben die empfohlene maximale Wärmestrahlungsintensität für unbeabsichtigtes Abfackeln an, sofern diese noch nicht in örtlichen Vorschriften definiert ist.

Die Rechenwerte für den Vergleich können nach O.3 kalkuliert werden.

Es können jedoch auch andere Methoden zur Ermittlung der Wärmestrahlungsintensität akzeptiert werden. Die Rechtfertigung dieser Methoden muß jedoch nachgewiesen werden.

Tabelle 1: Zulässige Wärmestrahlungsintensität ohne Sonneneinstrahlung innerhalb der Anlagengrenze

Anlagenbauteile	Maximale Wärmestrahlungsintensität (kW/m ²)
Betonaußenfläche von benachbarten Lagertanks: ungeschützt ¹⁾ ³⁾ oder gegen Wärmestrahlung geschützt ²⁾	32
Metallaußenfläche von benachbarten Lagertanks: ungeschützt ³⁾ oder gegen Wärmestrahlung geschützt ²⁾ (siehe O.3)	15
Außenoberfläche von benachbarten Druckbehältern und Anlagenteilen (siehe O.3)	15
Betriebszentrale, Werkstatt, Labor- und Lagergebäude usw.	8
Verwaltungsgebäude	5
¹⁾ Bei Spannbetontanks kann die zulässige Wärmestrahlungsintensität nach den Anforderungen von A.5.2 ermittelt werden. ²⁾ Der Schutz gegen Wärmestrahlung erfolgt durch Berieselung mit Wasser, Feuerdämmung, Strahlungsschutzschirme oder ähnliche Einrichtungen. ³⁾ Der erforderliche Schutz wird ausschließlich durch einen ausreichenden Abstand sichergestellt.	

Tabelle 2 gibt empfohlene Höchstwerte der Wärmestrahlungsintensität an, sofern diese nicht bereits durch örtliche Vorschriften definiert sind.

Tabelle 2: Zulässige Wärmestrahlungsintensität ohne Sonneneinstrahlung außerhalb der LNG-Anlagengrenze

Art des angrenzenden Geländes	Maximale Wärmestrahlungsintensität (kW/m ²)
unbewohnt ¹⁾	13
Wohngebiet	5
Besonders gefährdetes Gebiet ²⁾	1,5
¹⁾ Ein Gebiet, das nur selten von wenigen Personen betreten wird, wie beispielsweise Moor, landwirtschaftlich genutzte Flächen oder Wüste. ²⁾ Ungeschütztes Gelände von besonderer Bedeutung, auf dem sich auch in Notfällen immer Menschen ohne Schutzkleidung aufhalten müssen oder schwierig schnell zu evakuierende Einrichtungen wie beispielsweise Stadien, Spielplätze oder Freilufttheater.	

ANMERKUNG: Die Zahlen in Tabelle 2 sind von O.2 abgeleitet.

Tabelle 3: Zulässige Wärmestrahlungsintensität ohne Sonneneinstrahlung innerhalb der Anlagengrenze

Innerhalb der Anlagengrenze	Maximale Wärmestrahlungsintensität (kW/m ²)	
	übliche	störungsbedingt
Durchflußmenge gemäß 11.6		
Fläche um den Fuß der Fackel, wo nur Wartungsfachpersonal zugelassen ist (siehe O.3)	5	9
Straßen und offenes Gelände	3	5
Tanks und Prozeßausrüstung	1,5	5
Meß- und Schaltwarte, Werkstatt-, Labor- und Lagergebäude	1,5	5
Verwaltungsgebäude	1,5	5

Tabelle 4: Zulässige Wärmestrahlungsintensität ohne Sonneneinstrahlung außerhalb der Anlagengrenze

Außerhalb der Anlagengrenze	Maximale Wärmestrahlungsintensität (kW/m ²)	
	übliche	störungsbedingt
Fackelgasmenge gemäß 11.6		
unbewohnt ¹⁾	3	5
Wohngebiet	1,5	3
Besonders gefährdetes Gebiet ²⁾	1,5	1,5
¹⁾ Ein Gebiet, das nur selten von wenigen Personen betreten wird, wie beispielsweise Moor, landwirtschaftlich genutzte Flächen oder Wüste. ²⁾ Ungeschütztes Gelände von besonderer Bedeutung, auf dem sich auch in Notfällen immer Menschen ohne Schutzkleidung aufhalten müssen oder schwierig schnell zu evakuierende Einrichtungen wie beispielsweise Stadien, Spielplätze oder Freilufttheater.		

ANMERKUNG: Die Zahlen in Tabellen 3 und 4 sind von O.3 und O.4 abgeleitet.

4.3.3 Zündgrenzen von Erdgas

Die Zündgrenzen für ein Erdgas/Luft-Gemisch ergeben sich aus 5.4.3 von EN 1160 : 1996.

4.4 Risikobeurteilung

4.4.1 Methodik

Eine Risikobeurteilung kann probabilistisch oder deterministisch durchgeführt werden. Eine probabilistische Analyse enthält:

- Zusammenstellung von Daten zu Ausfallhäufigkeiten;
- Auflistung von möglichen anlagenintern oder -extern bedingten Gefährdungen;
- Ermittlung der Wahrscheinlichkeit der Gefährdungen und Zuordnung der Ereignisse zu Wahrscheinlichkeitsbereichen (siehe Beispiel in Anhang J);
- Ermittlung der Folgen der Gefährdungen und Zuordnung der Folgen zu Schadensklassen (siehe Beispiel in Anhang K);

- Ermittlung des Risikos entsprechend den Wahrscheinlichkeits- und Schadensklassen (siehe Anhang L);
- Sicherstellung, daß eine Gefährdung ein nicht vertretbares Risiko beinhaltet (z.B. Risikohöhe 1 in Anhang L);
- Rechtfertigung von Maßnahmen zur Begrenzung von Risiken (siehe 4.5.9).

Bei dem deterministischen Ansatz wird wie folgt vorgegangen:

- Aufstellung eines Verzeichnisses der Gefährdung mit anlageninterner oder anlagenexterner Ursache;
- Festlegung von anzunehmenden Gefährdungen;
- Ermittlung der Folgen von anzunehmenden Gefährdungen;
- Rechtfertigung der Maßnahmen zur Begrenzung der Risiken.

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

- "Hazard and operability"-Studie (HAZOP);
- Fehlerartauswirkungsanalyse (Failure Mode Effect Analysis FMEA);
- dem Ereignisbaumverfahren (event tree method ETM);
- dem Fehlerbaumverfahren (fault tree method FTM).

Die Gesamtprozedur ist so früh wie möglich zu beginnen, und sie ist zu wiederholen, wenn nicht hinnehmbare Risiken bei der Auslegung festgestellt werden.

4.4.2 Feststellung von Gefährdungen durch externe Gefahrenquellen

Durch die Untersuchungen des natürlichen Umfeldes, der Wohnbebauung, der Industriebebauung und der Verkehrsinfrastruktur können potentielle Gefahrenquellen für die LNG-Anlage erfaßt werden. Gefahren können unter anderem von folgenden Quellen ausgehen:

- LNG-Schiffe an der Anlegestelle oder beim An-/Ablegemanöver, Schiffsverkehr;
- Wärmestrahlung (Brand);
- zündfähige, toxische oder erstickende Gaswolken;
- Aufprall von sich bewegenden Objekten (Schiffe, Lastkraftwagen, Flugzeuge usw.);
- Naturereignisse (Blitzschlag, Überschwemmung, Erdbeben usw.);
- energiestarke Funkwellen usw.

4.4.3 Feststellung von Gefährdungen durch interne Gefahrenquellen

4.4.3.1 LNG-bedingte Gefährdungen

Für alle Anlagenteile einschließlich der Verladeeinrichtungen für Straßen-/Schienentankfahrzeuge und LNG-Schiffe sind die mit einem Austritt von Flüssigerdgas oder Erdgas verbundenen Gefahren zu analysieren. Zur Vereinfachung dürfen Szenarien unterstellt werden.

Diese Szenarien sind durch die nachstehenden Einflußgrößen zu definieren:

- Wahrscheinlichkeit der Gefährdung;
- Ort der Leckage;
- Art des Fluids (LNG oder Gas unter Berücksichtigung der Temperatur);
- Volumenstrom und Dauer der Leckage;
- Witterungsbedingungen (Windgeschwindigkeit und -richtung, atmosphärische Stabilität, Umgebungstemperatur, relative Luftfeuchtigkeit);

- bei einem Austritt von LNG Auswirkung der Bodenart und der Topographie (auch bei Auffangbecken) sowie Auswirkungen auf tragende Stahlbauteile (Versprödung bei tiefer Temperatur).

Insbesondere die Szenarien, die für verschiedene Typen von LNG-Tanks zu berücksichtigen sind, sind in Tabelle 5 definiert.

Tabelle 5: Zu berücksichtigende Szenarien in der Risikobeurteilung abhängig vom Tanktyp

Tanktyp	Metallisch und/oder metallisches Dach	Vorgespannter Beton (einschließlich Betondach)
Einzelbehälter-tank	1)	
Doppelbehälter-tank	2)	
Vollbehältertank	2)	3)
Membrantank	2)	3)
Kaltzäher Beton	2)	3)
Kugeltank	1)	
Im Boden eingelassener Tank	2)	3)
Zu berücksichtigende Szenarien: 1) Im Falle eines Zusammenbruchs des Primärbehälters entspricht die Feuergröße der Auffangbeckengröße. 2) Im Falle eines Zusammenbruchs des Tankdaches entspricht die Feuergröße der Größe des Sekundärbehälters. 3) Kein Zusammenbruch ist für diese Tanktypen anzunehmen.		

Der Abstand zwischen zwei benachbarten Tanks, für die kein Zusammenbruch anzunehmen ist, muß mindestens einem halben Durchmesser des Sekundärbehälters des größeren Tanks entsprechen.

4.4.3.2 Nicht LNG-spezifische Gefährdungen

Die folgenden nicht LNG-spezifischen Gefährdungen sind zu analysieren:

- LPG-Lagerung und die Lagerung schwererer Kohlenwasserstoffe;
- schlechter Informationsaustausch zwischen Schiff und Landseite;
- Verkehr in der Anlage sowohl während der Montage als auch während des Betriebs;
- Austritt anderer Gefahrstoffe wie insbesondere brennbarer Kältemittel;
- Druckbehälter und Boiler;
- Kompressoren, Turbinen, Pumpen usw.;
- Nebenanlagen, Katalysatoren und Chemikalien (Brennstoff, Schmieröl, Methanol usw.);
- Elektrische Anlagen;
- Hafeneinrichtungen in Verbindung mit der LNG-Anlage.

4.4.3.3 Explosionsgefährdete Bereiche

Für alle Anlagenteile sind die explosionsgefährdeten Bereiche zu analysieren und die Referenzangaben für eine solche Festlegung zu bestimmen. Die Prozedur für eine solche Analyse ist entsprechend prEN 50145 auszuführen.

Die Größe der explosionsgefährdeten Bereiche ist gemäß prEN 50145 festzulegen. Die Auswahl von Ausrüstungsteilen

ist unter Berücksichtigung der Einteilung in explosionsgefährdete Bereiche gemäß prEN 1127-1 vorzusehen.

4.4.4 Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten

Bei der Abschätzung der Wahrscheinlichkeit einer Gefährdung ist mit für LNG geeigneten Zuverlässigkeitsdaten zu arbeiten, oder es ist nach einem anerkannten Verfahren wie in 4.4.1 zur Bestimmung des Wahrscheinlichkeitsbereiches für diese Gefährdung (siehe Anhang J) vorzugehen. Der menschliche Faktor muß dabei berücksichtigt werden.

4.4.5 Abschätzung der Konsequenzen

Aus den weiter oben erwähnten Szenarien ergeben sich unterschiedliche Konsequenzen, die abhängig sind von den LNG-Eigenschaften und anderen Phänomenen entsprechend Abschnitt 5 von EN 1160 : 1996. Bei den Konsequenzen von Leckagen und Verschüttungen von Fluiden (nicht LNG) muß auf deren Material sicherheitsdatenblatt Bezug genommen werden.

4.4.5.1 Verdampfung von verschüttetem LNG

Die Entspannungsverdampfung (Flash) ist zu berücksichtigen.

Die Verdampfung von verschüttetem LNG durch die Übertragung von Wärme ist mit einem geeigneten bewährten Modell zu berechnen.

Das Modell muß mindestens die nachstehenden Parameter berücksichtigen:

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

Mit dem Modell müssen sich die folgenden Größen berechnen lassen:

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

4.4.5.2 Ausbreitung von verdampftem LNG in die Atmosphäre

Die Ausbreitung von ausgetretenem und verdampftem LNG in die Atmosphäre bei Bodenberührung ist mit einem geeigneten bewährten Modell zu berechnen.

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

- Ausdehnung der LNG-Lache;
- Verdampfungsrate;
- Eigenschaften des (LNG-)Dampfs;
- Art des Bodens (Rauhheit, Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Dichte usw.);
- Temperatur des Bodens oder des Oberflächenwassers;
- Witterungsbedingungen (Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient;
- topographische Einflußgrößen am Standort;
- wenn ein nur stationäre Bedingungen berücksichtigendes Modell zur Berechnung der Ausbreitung eingesetzt wird, ist von der größten Verdampfungs menge auszugehen, die bei der Berechnung der Verdampfung ermittelt wurde.

Die Ausbreitungssimulation in der Atmosphäre muß auf den Umgebungsbedingungen basieren, die zur größten Distanz der unteren Zündgrenze führen.

Falls keine anderen Informationen zur Verfügung stehen, müssen folgende atmosphärische Bedingungen berücksichtigt werden:

- F (nach Pasquill) oder entsprechender Temperaturgradient bei einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s und relativer Luftfeuchtigkeit von 50 %.

Die folgenden Größen müssen mit dem Modell berechenbar sein:

- Linien gleicher Gaskonzentration;
- Abstand der unteren Zündgrenze vom Ort der Freisetzung.

4.4.5.3 Strahlartige Freisetzung von Erdgas oder LNG

Für eine strahlartige Freisetzung von Erdgas bzw. LNG ist mit einem geeigneten bewährten Modell die Ausbreitung des Strahls in der Atmosphäre zu berechnen. Zu ermitteln sind mindestens die Höhe bzw. die Entfernung, die von dem Strahl erreicht wird, sowie die Erdgaskonzentration an vorgegebener Stelle.

4.4.5.4 Überdruck

Durch die Zündung von Erdgas kann eine Explosion ausgelöst werden, durch die eine Druckwelle erzeugt wird.

Zur Berechnung des Überdrucks können bewährte und anerkannte Verfahren und Modelle eingesetzt werden, z. B. Multi-Energiemethode (siehe O.5) und/oder Deflagration bei konstanter Geschwindigkeit (siehe O.6). Dabei wird angenommen, daß im schlimmsten Falle eine Verpuffung im Tankbereich zu einer Druckwelle führt, die über dem halben Tankumfang ansteht. Die Spannungen im Tank durch Überdruck müssen durch eine dynamische Berechnung bestimmt werden.

Für die übrigen Strukturen dürfen Spannungen durch statische Berechnungen bestimmt werden.

4.4.5.5 Wärmestrahlung

Die Wärmestrahlung, die bei einem Brand von ausgetretenem LNG oder Erdgas entsteht, ist mit einem geeigneten und bewährten Modell zu berechnen.

Das Modell muß folgendes berücksichtigen:

- Fläche der brennenden LNG-Lache oder die Dimensionen der Flamme;
- Oberflächenstrahlung des Lachenbrandes oder der Flamme (siehe EN 1160);
- Außentemperatur und relative Luftfeuchtigkeit;
- Windgeschwindigkeit und atmosphärische Stabilität.

Mit dem Modell muß die Strahlungsleistungsdichte in verschiedenen Entfernungen und Höhen berechnet werden können.

4.5 Sicherheitsmaßnahmen in LNG-Anlagen

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

Dies wird dadurch erreicht, daß Planung, Beschaffung, Herstellung, Bau und Betrieb einer LNG-Anlage mit einem Sicherheitsmanagement-System begleitet werden. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen:

- Rohrleitungen und sonstige Anlagenteile sind für alle Drücke und Temperaturen auszulegen, die im Normalbetrieb auftreten können;
- Rohrleitungen und sonstige Anlagenteile, die brennbare Medien führen, sind soweit wie möglich im Freien anzuordnen. Inwieweit eine Aufstellung im Freien erfolgt, ist aber auch von der Wartung sowie von den klimatischen Verhältnissen am Standort abhängig;
- eine gedrängte Anordnung der einzelnen Anlagenteile ist zu vermeiden;
- geeignete Rohranordnung für die Aufnahme thermischer Ausdehnungen;
- die Anzahl der Rohrleitungsflansche ist so gering wie möglich zu halten. Soweit wie möglich sind Einschweißarmaturen einzusetzen. Flansche sind so anzuordnen, daß bei einer Undichtheit der Strahl des austretenden Mediums nicht auf angrenzende Anlagenteile trifft;
- Flansche und die Ausbläser von Sicherheitsabblasearmaturen sind so anzuordnen, daß Gefahren minimiert werden;
- Anlagen sind für so hohe Drücke auszulegen, daß der Betriebsdruck möglichst selten den Ansprechdruck der Sicherheitsabblaseeinrichtungen erreicht;
- für LNG und LPG sind Pumpen mit Spezialdichtungen oder Tauchpumpen zu verwenden;
- Unterstützungen für Rohre und Ausrüstungsteile mit entflammaren Fluiden müssen gegen Bruchlast (ULS) ausgelegt werden;
- die Methoden der Risikobeurteilung sind bei der Auslegung, Inbetriebnahme, Betrieb, Wartung und Umbau anzuwenden.

4.5.1 Auslegung von Leitungen und Anlagenteilen für tiefe Temperaturen

Geeignete Werkstoffe sind in EN 1160 genannt.

Nähere Hinweise zur Ausdehnung/Kontraktion aufgrund von Temperaturänderungen, zum Thermoschock und zur Wärmedämmung von Leitungen und anderen Anlagenteilen sind den Empfehlungen aus Abschnitt 9 zu entnehmen. Die Kalthaltung der Hauptrohrleitungen z. B. durch zirkulierendes LNG wird empfohlen.

4.5.2 Maßnahmen zur Kontrolle von Undichtigkeiten und Verschüttungen

Die Häufigkeit, mit der brennbare Medien frei werden, sowie die hierbei frei werdenden Mengen werden durch eine den Erfordernissen entsprechende Auslegung und Herstellung der Anlagenteile sowie durch sachgerechte Montage und Betrieb so gering wie möglich gehalten. Soweit Ausbreitungsrechnungen zeigen, daß eine Undichtheit zu einem größeren Störfall führen kann, ist die feste Installation von Detektoren zu prüfen, durch die eine automatische Abschaltung der betreffenden Anlagenteile zum Stoppen der Leckage sowie aller Zündquellen in dem betroffenen Bereich insbesondere von Feuerungen erfolgt.

Leckagen von brennbaren, flüssigen Kältemitteln aus Drucktanks und Rohrleitungen mit großem Inhalt sind durch Deiche oder sonstige Erhöhungen zu begrenzen, wenn es von der Risikobeurteilung erforderlich ist. Ausgetretene brennbare Flüssigkeiten können in offenen Rinnen in Sammelbecken abgeleitet werden. Diese Rinnen und Sammelbecken können zur Minimierung der Verdampfung mit Dämmschichten abgedeckt oder aus speziellen Materialien gebaut werden (siehe prEN 12066).

Die Sammelbecken sind so auszulegen, daß die brennbaren Fluide nicht in das Abwassersystem gelangen können. Zu prüfen ist, inwieweit Sammelbecken und Erdwälle mit Detek-

toren zur Feststellung von Undichtigkeiten und mit Möglichkeiten zur Kontrolle der Verdampfungsrate ausgestattet werden müssen (siehe 13.2.6 und 13.2.7).

Es ist zu beurteilen, inwieweit angrenzende Anlagen, Maschinen und Stahlstrukturen durch austretende tiefkalte Fluide gefährdet sind. Erforderlichenfalls ist der notwendige Schutz vor Versprödung durch den Einsatz geeigneter Werkstoffe oder sonstige Maßnahmen wie beispielsweise Wärmedämmung sicherzustellen.

Bei Drucktanks für brennbare Flüssigkeiten wie z. B. als Kältemittel eingesetzte Kohlenwasserstoffe und für LNG sind in unmittelbarer Nähe der Entleerungsstutzen Absperrarmaturen vorzusehen. Diese Armaturen sind für eine manuelle Fernbedienung oder eine automatische Ansteuerung durch ESD bestimmt (siehe 14).

4.5.3 Absicherung gegen Überdruck

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

Es wird empfohlen, daß die Ausgänge von herkömmlichen Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsventile, Abblasearmaturen) mit Ausnahme derjenigen auf den Tanks und den Verdampfern in das Fackel- oder Abblasesystem eingebunden oder zum Lagertank geleitet werden.

Wegen der großen Höhe der Ausblasestelle und der Temperaturen ist mit einer guten Ausbreitung des aus den Tanks und den Verdampfern ausgeblasenen Gases in die Atmosphäre zu rechnen. Dies muß jedoch durch eine Risiko- beurteilung bestätigt werden. Durch diese Maßnahme wird zusätzlich Druckabfall oder Zerstörung im Fackelsystem vermieden, und das Risiko wird vermindert.

Soweit sich aus der Risikobeurteilung und der Umwelt- verträglichkeitsbewertung ergibt, daß die Folgen eines direkten Abblasens in die Atmosphäre vertretbar sind, ist eine Ein- bindung in das Fackel- oder Abblasesystem nicht notwendig.

4.5.4 Notentspannung

Falls kein geeigneter Schutz wie Feuerdämmung, Wasser- sprühsystem (siehe 4.5.7) usw. installiert ist, sollten Einrich- tungen vorhanden sein, mit denen im Notfall schnell auto- matisch oder halbautomatisch zur Fackel oder zum Ausbläser entspannt werden kann, wenn das Risiko eines BLEVE wegen des Drucks und des Volumens gegeben ist (siehe EN 1160).

Zweck dieser Einrichtung ist:

- den Innendruck zu reduzieren;
- die Folgen einer Undichtheit zu reduzieren;
- ein Versagen der mit LNG oder Gas gefüllten Druck- behälter und Rohrleitungen aufgrund von externer Wärme- strahlung einschließlich Brand zu verhindern.

Systeme zum Entspannen von Hochdruckbehältern sind so auszuliegen, daß der Druck innerhalb eines oder mehrerer Anlagenteile schnell abgebaut werden kann. Im Regelfall sollte die Dimensionierung so erfolgen, daß der Druck inner- halb von 15 min vom Auslegungsdruck auf 50 % des Ausle- gungsdruckes bzw. 7 bar (Überdruck) reduziert werden kann; der höhere der beiden Werte ist maßgebend. Das Entspan- nungsgas ist zum Fackelsystem abzuführen, das für die beim Entspannen entstehenden niedrigen Temperaturen ausge- legt sein muß.

Es sind von der Meßwarte oder einem anderen Standort außerhalb des Anlagenbereichs angesteuerte Absperrarma- turen vorzusehen, mit denen Baugruppen einzelner Anlagen- teile oder gegebenenfalls empfindliche Bauteile abgesperrt werden können. Dies ermöglicht, daß nicht die gesamte Anlage entspannt werden muß, um zu verhindern, daß ein

Brand in einem Teil der Anlage durch nachströmende Kohlen- wasserstoffe weiter genährt wird.

4.5.5 Anordnung einer LNG-Anlage

Bei der Standortplanung für eine LNG-Anlage ist eine Risiko- beurteilung gemäß 4.4 durchzuführen (siehe auch O.7, O.8, O. 9 und O.10).

Bei der Anordnung einer LNG-Anlage ist die Hauptwindrich- tung zu berücksichtigen. Gebäude und eventuelle Zündquel- len sind soweit praktikabel auf der Luvseite von Stellen vor- zusehen, an denen brennbare Medien störungsbedingt oder geplant frei werden können. Sie sollten aber unabhängig von der Windrichtung auf jeden Fall möglichst außerhalb des explosionsgefährdeten Bereiches liegen.

LNG-Anlagen sind so auszulegen, daß ein sicherer Zugang für Montage, Betrieb, Wartung und Brandbekämpfung sicher- gestellt ist.

Bei der Festlegung der Sicherheitsabstände sind insbeson- dere zu berücksichtigen:

- die Wärmestrahlungsintensität;
- die Bereiche, an denen ein zündfähiges Gemisch die untere Zündgrenze erreicht;
- Lärm;
- die Wirkung von Explosionen.

Der Hauptkontrollraum der LNG-Anlage ist außerhalb gefähr- deter Bereiche gemäß 4.4.3.3 anzuordnen. Er muß zusätz- lich gegen explosive Atmosphäre ausgelegt sein, die von der Ausbreitung von Gasen herrühren kann, und er muß dem Überdruck durch Explosionen standhalten. Dieser Kontroll- raum ist so auszulegen, daß die Personen so lange wie zur Auslösung der Notabschaltungen erforderlich geschützt wer- den und dann eine sichere Flucht erlaubt.

Die Luftansaugöffnungen der dieselgetriebenen Feuerlösch- pumpen und der Notstromgeneratoren müssen außerhalb der berechneten zündfähigen Gaswolkenbegrenzung ange- ordnet werden.

4.5.6 Notaus

Es ist ein von der Prozeßsteuerung unabhängiges Notaus- system (emergency shut-down ESD, siehe 14.3.2) vorzu- sehen.

4.5.7 Brandschutz

Bauteile, Sicherheitsabblasseventile und Behälter mit Mengen an flüssigen Kohlenwasserstoffen, durch die sich Störungs- auswirkungen verstärken können, sind vor Wärmestrahlung zu schützen. Rohrbrückenstützen, Behälterschürzen und Sicherheitsabblasseventile, die bei einem Leckage-Brand durch Wärmestrahlung gefährdet sind, müssen so ausgelegt sein, daß sie mindestens 90 min standhalten (siehe 16.2).

Brandschutz in Form von Dämmung oder Wasserberieselung ist für Druckbehälter vorzusehen, die einer Wärmestrahlung höher als in 4.3.1 ausgesetzt sein können. Dadurch werden diese Behälter davor bewahrt, zu versagen und überhitzte Flüssigkeit freizusetzen, was zu einem BLEVE (siehe EN 1160) führen kann.

Hierbei ist zu berücksichtigen, daß Behälter, an denen die Strahlung bei einer größeren Störung, wie beispielsweise dem Brand eines LNG-Tanks, die Grenzwerte gemäß 4.3.1 überschreitet, weit länger als 90 min geschützt werden müs- sen. Dieser Schutz kann im allgemeinen nicht mit einer Wär- medämmung erreicht werden, so daß eine Kühlung durch Wasser erforderlich ist.

Die Berechnung von Kühlwassermengen und Wärmedäm- mungen sind für das Fluid durchzuführen, bei dem ein Brand zur größten Wärmestrahlungsintensität führt. Die an anderer Stelle in dieser Europäischen Norm für LNG genannten Ver-

fahren dürfen verwendet werden. Maßnahmen zum Schutz von Tanks und Sicherheitseinrichtungen vor Bränden in den Auffangbecken eventuell angrenzender Tanks müssen berücksichtigt werden.

4.5.8 Erdbebenschutz

Folgende Systeme müssen den Erdbebeneinwirkungen standhalten:

- Systeme, für die Bruch zu einer Gefährdung für die Anlage führen kann;
- Schutzsysteme, die betrieben werden müssen, um einen minimalen Sicherheitsstand zu halten.

Zum Zwecke der Auslegung gegen Erdbeben müssen Anlagensysteme und Komponenten hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Sicherheit klassifiziert werden. Diese Klassifizierung wird im Rahmen der Risikobeurteilung vorgenommen:

- Klasse A Systeme, die lebensnotwendig für die Anlagensicherheit sind. Diese müssen sowohl bei OBE als auch SSE betriebsbereit bleiben;
- Klasse B Systeme, die lebenswichtige Funktionen für den Anlagenbetrieb erfüllen, oder für die ein Zusammenbruch größere Auswirkungen auf die Umwelt verursachen oder zu weiteren Gefährdungen führen könnte. Diese Systeme müssen nach OBE in Betrieb bleiben und ihre Strukturfestigkeit bei SSE noch behalten. Klasse B muß mindestens die Sekundärbehälter aller LNG-Tanks enthalten;
- Klasse C Andere Systeme. Diese Systeme müssen nach OBE in Betrieb bleiben und nach SSE dürfen sie nicht auf andersklassige Systeme fallen oder keine Auswirkungen auf diese Systeme oder Komponenten haben.

In den Systemen sind enthalten die zugehörigen Ausrüstungen, Verrohrungen, Armaturen, Instrumentierung, Stromzufuhr und deren Unterstützungen. Die Struktur muß entsprechend der strengsten Klasse für die Systemkomponente, die sie unterstützen, ausgelegt werden.

Die Gebäude müssen ihre Strukturfestigkeit im Falle von SSE beibehalten. Heizung, Lüftung und Klimatisierung sind so auszulegen, daß sie die entsprechenden Kriterien der klassifizierten Systeme innerhalb der Gebäude erfüllen.

Die gebräuchlichsten Qualifikationsmethoden sind nachfolgend aufgelistet:

- Zeitgeschichteanalyse;
- Modal-Spektralanalyse;
- Lastkoeffizientenmethode;
- Raumdiagramm.

Diese reichen von der komplexesten Methode (Zeitgeschichteanalyse) mit angemessenen, konservativen Annahmen bis zur gröbsten Methode (Raumdiagramm), die einen sehr hohen Grad an Konservativismus enthält. Wenn sich die Undurchführbarkeit der Qualifikationsanalyse herausstellt, ist die Qualifikation durch Prüfung durchzuführen.

4.5.9 Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit

Soweit eine Risikobeurteilung zeigt, daß die Grenzwerte nach 4.3 überschritten werden oder das Risiko nicht vertretbar ist (siehe Anhang L), sind Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit zu ergreifen wie z. B.:

- Auswahl von Anlagenteilen als Funktion der Zonenklassifikation für explosionsgefährdete Bereiche (siehe 4.4.3.3) und Anordnung gemäß prEN 1127-1;

– Installation eines Systems zur frühzeitigen Erkennung von Undichtheiten sowie zur Begrenzung der Folgen einer Zündung; dieses System umfaßt:

- eine ausreichende Anzahl von Detektoren zur Feststellung von Undichtheiten (Gasdetektoren oder Detektoren zur Feststellung von tiefen Temperaturen);
- ein zentrales System zur Auswertung von Meldungen von Detektoren (Bestätigung des Alarms und Feststellung der undichten Stelle);
- ein Fernwerkssystem zur Abschaltung von Pumpen und gegebenenfalls zum Schließen von Armaturen von der Meßwarte aus;

- Maßnahmen zu schnelleren Senkung der Gaskonzentration in einer zündfähigen Wolke;
- Ausschluß potentieller Zündquellen im Bereich von zündfähigen Gaswolken;
- Verringerung der Verdampfungsrates durch Schaum oder Schaumglas;
- Verringerung der Wärmestrahlung durch Kühlung mit Wasservorhängen, Sprinkleranlagen, Schaum oder Wärmedämmung;
- Vergrößerung der Sicherheitsabstände zwischen einzelnen Anlagenteilen;
- Schutz von Anlagen vor Explosionen;
- Überwachungssysteme wie Bruchglaseinheiten, Telefone, Personensuchsystem, CCTV (closed circuit television) und Sirenen.

4.5.10 Eingeschlossene Bereiche

Vollkommen oder teilweise verengte Bereiche müssen soweit wie möglich vermieden werden. Insbesondere gilt:

- Gas- und LNG-Leitungen dürfen nicht in Kanälen oder Schächten verlegt werden, soweit sich dies vermeiden läßt (Beispiel: Kreuzung von Rohrleitungsstraßen durch Straßenbrücken);
- der Abstand zwischen aufgeständerten Fundamenten von Tanks und dem Boden muß so groß sein, daß eine ausreichende Luftzirkulation möglich ist;
- Kabelgräben, Kabelwannen usw. sind mit verdichtetem Sand zu füllen und mit flachen Ortbetonplatten mit Lüftungslöchern abzudecken, um die Gefahr zu vermindern, daß brennbare Gase durch Hohlräume oberhalb des Sandes strömen. Diese Platten setzen sich aufgrund der Konsolidierung des Sandes. Durch Auffüllen von neuem Sand kann die alte Oberkante Erdboden wiederhergestellt werden.

4.6 HAZOP (Hazard and operability = Gefährdungs- und Betriebsfähigkeits-)Studie

Alle LNG-Projekte sind während der Fließbilddefinitionsphase einer vorläufigen Durchsicht auf Gefährdung durch den Prozeß zu unterziehen, z. B., um die Anzahl der Ausrüstungsteile und die Gesamtmenge gefährlicher Medien zu minimieren.

Eine HAZOP ist durchzuführen, sobald die R+I-(Rohrleitungs- und Instrumenten-)Schemata ausreichend entwickelt und vom Betreiber genehmigt sind.

Die HAZOP ist zur Erkennung und Verhinderung oder Verringerung von Gefährdungen entwickelt worden (siehe O.11).

Die HAZOP-Studie muß von einer interdisziplinären Gruppe durchgeführt werden, die die R+I-Schemata systematisch durcharbeitet und denkbare Ereignisse festlegt, die durch Abweichung von der Auslegungsabsicht herrühren.

Bei der Analyse sind die nachfolgenden Grundsätze einzuhalten:

- bei der Analyse sind systematisch nach einem bewährten Verfahren (siehe O.11 und O.12) auf der Grundlage von R+I-Schemata neben dem Normalbetrieb die Erstinbetriebnahme, das Anfahren der Anlagen, eine Notabschaltung und die normalbetriebliche Abschaltung zu analysieren;
- die Analyse ist von einer Arbeitsgruppe durchzuführen, die von einem erfahrenen Ingenieur mit großer Sachkenntnis geleitet wird. Zu der Arbeitsgruppe müssen weitere mit Planung und Betrieb vertraute Fachleute gehören. Mindestens ein Mitglied der Arbeitsgruppe sollte diesen LNG-Anlagentyp genau kennen;
- die Arbeitsgruppe muß über alle für ihre Tätigkeit erforderlichen Möglichkeiten wie insbesondere Zugang zu Fachleuten und über ausreichende Zeit verfügen;
- im Anschluß an die Analyse ist ein schriftlicher Bericht zu erstellen, der die Analyseergebnisse beschreibt und Empfehlungen für Änderungen in der Auslegung oder in den betrieblichen Abläufen gibt;
- nachzuweisen ist, daß alle im Abschlußbericht angesprochenen Fragen ordnungsgemäß erledigt worden sind.

Bei neuen Anlagen ist die prozeßtechnische Risikobeurteilung vor der Inbetriebnahme durchzuführen. Damit erforderliche Änderungen ohne Gefährdung der terminlichen Planung für die Inbetriebnahme durchgeführt werden können, ist die Analyse im Regelfall vor der abschließenden Genehmigung der R+I-Schemata für den Bau durchzuführen (Approved for Construction). Bei dieser Vorgehensweise ist ein Verfahren für die Prüfung und die Baugenehmigung von Änderungen in der Bauphase festzulegen. Erforderlichenfalls ist auf der Basis der Bestandspläne eine abschließende Analyse vorzunehmen.

In Betrieb befindliche LNG-Anlagen sind bei Änderungen zu analysieren. Erforderlichenfalls ist vor der Wiederinbetriebnahme eine detaillierte Analyse durchzuführen. Festzulegen ist darüber hinaus ein Prüf- und Genehmigungsverfahren für kleinere Änderungen in der üblichen Betriebsphase.

5 Verflüssigungsanlagen

5.1 Allgemeine Beschreibung

Gegenstand dieses Abschnitts sind LNG-Exportterminals sowie LNG-Peakshavinganlagen (siehe Abschnitt 3), in denen Erdgas aufbereitet, verflüssigt und flüssig gelagert wird. Die wichtigsten Prozesse und die wichtigsten Prozeßparameter sind in Anhang M beschrieben.

5.2 Erdgasaufbereitung

Das Erdgas für LNG-Exportterminals besteht aus leichten Kohlenwasserstoffen und kommt meistens direkt von einer Lagerstätte. Das Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan sowie aus Ethan, Propan, Butan und schwereren Kohlenwasserstoffen in unterschiedlicher Konzentration. Es kann darüber hinaus Inertgase wie beispielsweise Stickstoff und Helium sowie saure Gasbestandteile wie Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff (siehe EN 1160) enthalten.

Das Erdgas für LNG-Peakshavinganlagen kommt üblicherweise aus einer Rohrleitung und entspricht den Anforderungen von handelsüblichem Erdgas. Es kann jedoch auch einige unerwünschte Bestandteile enthalten.

Vor der Verflüssigung sind Bestandteile wie Wasser, Methanol, Kohlenstoffdioxid und Schwefelverbindungen, die bei der Verflüssigung fest werden und damit zu Verstopfungen führen, zu entfernen. Auch Quecksilber, das zum Versagen von

Aluminiumbauteilen, wie beispielsweise Wärmeaustauschern, führt, ist aus dem Erdgas abzuscheiden. Quecksilber ist stark toxisch. Die Abscheidung muß deshalb sicher und umweltverträglich erfolgen.

Zu berücksichtigen ist, daß bei einem Einsatz von Molekularsieben Schwefelwasserstoff und Kohlenstoffdioxid gleichzeitig adsorbiert werden, so daß bei der Abfackelung von Gas aus der Regeneration SO₂ entsteht.

5.3 Coldbox-Auslegung

Es kann sinnvoll sein, verschiedene Anlagenteile, die bei tiefer Temperatur arbeiten, in eine Coldbox mit einer gemeinsamen Wärmedämmung zu integrieren. Hierbei werden die Anlagen in eine Coldbox eingebaut, die vollständig mit einem Wärmedämmstoff gefüllt ist. Durchführungen durch die Wand der Coldbox sind abzudichten. Die Coldbox ist kontinuierlich mit Stickstoff zu spülen, um sicherzustellen, daß keine Feuchtigkeit eindringt und ein Austritt von Kohlenwasserstoffen frühzeitig festgestellt werden kann. Alle Entleerungen müssen von der Coldbox weg verlaufen. LNG-Peakshavinganlagen sind üblicherweise nach dem "Coldbox"-Prinzip gebaut.

5.4 Kältemittellagerung

Kohlenwasserstoffe, die als Kältemittel eingesetzt werden, werden im allgemeinen in Druckbehältern bei Umgebungstemperatur gelagert. Ausnahme ist Ethylen, das bei tiefer Temperatur gelagert werden kann.

Auslegung, Montage und Betrieb der Lagerung von Kältemitteln sind entsprechend den örtlichen Vorschriften durchzuführen²⁾.

6 LNG-Lagerungs- und -Auffangsysteme

6.1 Tankbauarten

Tankbauarten, die die Anforderungen von 6.2.1 erfüllen, sind z. B.:

- Einzelbehältertank als zylindrischer Metalltank;
- Doppelbehältertank als zylindrischer Metallinnentank mit Metall- oder Betonaußentank;
- Vollbehältertank als zylindrischer Metallinnentank mit Metall- oder Betonaußentank;
- vorgespannter zylindrischer Betontank mit einer Innenmetallmembrane;
- kaltzäher zylindrischer Betontank: Betoninnentank und vorgespannter Betonaußentank;
- Kugeltank.

Die Tankbauarten werden in Anhang B beschrieben³⁾.

Bei den Tanks kann es sich um oberirdische Tanks, teilweise oder ganz in den Boden eingelassene Tanks handeln. Die Fundamentplatte des Tanks kann auf Pfählen liegen. Die Art der Tankgründung ist vom Ergebnis der Baugrund- und seismologischen Untersuchung abhängig.

6.2 Auslegungsgrundsätze

6.2.1 Allgemeine Anforderungen

Behälter mit einem Auslegungsüberdruck von über 500 mbar müssen den einschlägigen Normen und Vorschriften für die Auslegung von Druckbehältern entsprechen²⁾.

²⁾ In Bearbeitung bei CEN/TC 54, Arbeitspaket 7: Unbeheizte Druckbehälter.

³⁾ In Bearbeitung bei CEN/TC 265, Arbeitspaket 2: Vertikale, zylindrische, baustellengefertigte, metallgeschweißte Flachbodentanks zur Lagerung kalter Flüssigkeiten bei Temperaturen zwischen –5 °C und –196 °C.

Zylindrische Metalltanks, zylindrische kaltzähe Betontanks und Kugeltanks für LNG sind nach den einschlägigen Normen und Vorschriften^{2) 3)} sowie allen LNG betreffenden Anforderungen in dieser Norm entsprechend auszulegen.

Kugeltanks für LNG werden insbesondere auf LNG-Tankern (entsprechend den IMO-Codes) eingesetzt. Eine entsprechende Konstruktion ist für LNG-Tanks auf dem Festland zulässig.

LNG-Tanks sind so auszulegen, daß sie:

- das flüssige Medium bei tiefer Temperatur sicher lagern;
- sicher mit LNG gefüllt und geleert werden können;
- eine sichere Ableitung des Boil-off-Gases ermöglichen;
- das Eindringen von Luft und Feuchtigkeit sicher verhindern, außer beim Ansprechen der Unterdrucksicherheitsventile;
- das Eindringen von Wärme entsprechend den betrieblichen Erfordernissen begrenzen und keine Frosthebung auftreten lassen;
- bei den gemäß Abschnitt 4 anzunehmenden Lastfällen nicht undicht werden;
- sicher im Betriebsbereich zwischen dem maximalen Auslegungsüber- und -unterdruck betrieben werden können;
- durch die für ihre Lebensdauer vorgesehene Zahl von Füll- und Entleerungsvorgängen sowie die vorgesehene Anzahl von Temperaturlastwechseln zwischen Umgebungstemperatur und tiefer Temperatur nicht beschädigt werden.

6.2.2 Dichtigkeit

Tanks müssen im Normalbetrieb gas- und flüssigkeitsdicht sein.

Im Rahmen der Risikobeurteilung (siehe Abschnitt 4) ist festzulegen, inwieweit Tanks auch bei externen Einwirkungen wie beispielsweise Aufprall, Wärmeeinstrahlung und Explosion nicht undicht werden dürfen.

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

LNG-Dichtheit des Sekundärbehälters ist sicherzustellen durch:

- nahtgeschweißtes Blech;
- Beton mit Innenauskleidung;
- kompaktierte Erde oder Sand, vorausgesetzt, LNG-Dichtheit kann sichergestellt werden;
- andere erprobte Materialien.

Das Äußere der Tanks, das der Atmosphäre ausgesetzt ist (metallisch oder Beton), ist gegen jegliches Wassereindringen auszulegen, unabhängig davon, ob dies Oberflächenwasser, Löschwasser, Regenwasser oder Luftfeuchtigkeit ist. Die Feuchtigkeit könnte Korrosionsprobleme sowie Verschlechterung der Dämmung oder des Betons hervorrufen.

Für LNG-Leckagen sind folgende Anforderungen zu erfüllen:

- für Doppel- und Vollbehälter tanks ist der Sekundärbehälter, sofern aus Metall, aus kaltzähem Metall zu fertigen;

²⁾ Siehe S. 14

³⁾ In Bearbeitung bei CEN/TC 265, Arbeitspaket 2: Vertikale, zylindrische, baustellengefertigte, metallgeschweißte Flachbodentanks zur Lagerung kalter Flüssigkeiten bei Temperaturen zwischen –5 °C und –196 °C.

- wenn der Sekundärbehälter aus vorgespanntem Beton besteht, müssen die Spannstähle der maximalen hydrostatischen Last standhalten bei der dann vorherrschenden Temperatur. Bei der Berechnung ist davon auszugehen, daß die LNG-Temperatur unmittelbar auf der Innenseite (gegebenenfalls der wärmeisolierten Verkleidung) des Sekundärbehälters ansetzt.

6.2.3 Tankanschlüsse

Die Tankanschlüsse sind für die Einwirkungen der angeschlossenen externen und internen Rohrleitungen auszuliegen.

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

- an den Durchführungen darf nicht zu viel Wärme in den Behälter eindringen;
- an den Durchführungen treten temperaturbedingt schnelle Dehnungen und Schrumpfungen auf. Aus diesem Grund sind auf der Innenseite gegebenenfalls Festpunkte vorzusehen, während auf der Außenseite eine Weiterleitung der temperaturbedingten Einwirkungen über die Rohrleitungen auf Dehnungskompensatoren erfolgt;
- Rohrleitungen dürfen nicht durch die Seitenwände oder den Boden des Primär- oder Sekundärbehälters geführt werden. Überläufe sind zu vermeiden. Falls dies nicht möglich ist, sind die zusätzlichen Risiken in der Risikobeurteilung einzuschließen (siehe Abschnitt 4);
- erforderlichenfalls sind für den Ringraum zwischen dem Primär- und dem Sekundärbehälter Stickstoffanschlüsse vorzusehen, über die vor der Inbetriebnahme Luft und nach einer Außerbetriebnahme zu Wartungszwecken eventuell LNG aus dem Ringraum gespült wird.

Die unzulässige Durchdringung von Wand oder Boden erfordert die Installation von Tauchpumpen. Auf dem Tankdach ist eine Bühne zu installieren, von der aus die Pumpen zur Instandhaltung ausgebaut werden können.

Siphon-Effekte sind durch die Konstruktion auszuschließen.

6.2.4 Wärmedämmung

Für die Wärmedämmung sollten Werkstoffe gemäß EN 1160 verwendet werden.

Die minimale Wärmeleitfähigkeit der Dämmstoffe ist vom Eigentümer festzulegen.

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

Unter dem Boden des Primärbehälters ist eine Wärmedämmung anzuordnen, um die Wärmeübertragung vom Fundament in den Behälter niedrig zu halten, und so, daß das Erwärmen des Erdbodens gegebenenfalls zur Vermeidung von Frosthebung minimiert werden kann. Die Wärmedämmung des Tankbodens ist so auszulegen und festzulegen, daß sie jeder Art von Lastkombinationen gemäß Anhang A standhält.

Falls der Ringraum beim Vollbehälter mit Dämmstoff gefüllt ist, wird er dem Boil-off-Gas ausgesetzt sein.

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

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

Kugeltanks werden lediglich von außen wärmedämmend, so daß auf dem Dämmstoff keine hydraulischen oder mechanischen Einwirkungen wirken.

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

Freiliegende Wärmedämmung muß aus nicht brennbarem Material bestehen.

Die Wärmedämmung ist so auszulegen, daß die Temperatur an der Tankaußenwand nicht unter 0 °C absinkt, bei einer Lufttemperatur gleich oder höher als 5 °C. Bedingungen (Witterung, Boden, Auslegung usw.) sind bei der Dämmdickenbestimmung zu berücksichtigen. Soweit keine Vorgaben bezüglich der Umgebungsbedingungen gemacht werden, kann für die Auslegung von Tanks folgendes in Betracht gezogen werden:

bei oberirdischen Lagertanks:

- Wind von 0 m/s;
- Lufttemperatur von 5 °C.

Im Boden installierte Tanks:

- für das Dach wie oben angegeben;
- für die Wand mit einem Heizsystem, wobei die zeitliche Degradation der Dämmwirkung zu berücksichtigen ist.

6.2.5 Betriebseinwirkungen

LNG-Tanks sind für die Einwirkungen entsprechend Anhang A und für die Einwirkungen aus Temperatur- und Druckwechselbeanspruchungen auszulegen, die sich ergeben aus:

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

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

Für Doppelbehälter- und Vollbehälter tanks ist der Innentank gegen den maximalen Differenzdruck auszulegen, der bei allen Betriebsphasen auftreten kann. Ein System gegen das Abheben des Bodens ist vorzusehen.

6.3 Allgemeine Auslegungsanforderungen

Die Tragwerke des Tanks müssen so ausgelegt sein, daß sie mindestens den Einwirkungskombinationen gemäß Anhang A widerstehen. Diese Einwirkungen werden in Übereinstimmung mit Abschnitt 4 bestimmt.

Zusätzlich müssen Tragwerk und Bauteile:

- ein den Erfordernissen entsprechendes Betriebsverhalten insbesondere im Hinblick auf Alterungsbeständigkeit, Verschiebungen, Setzungen und Schwingungen aufweisen;
- ausreichend sicher gegen Ermüdungsbruch ausgelegt sein;
- eine optimale Zähigkeit aufweisen und auf örtlich begrenzte Schäden wenig empfindlich reagieren;
- einfach herzustellen sein;
- eine einfache Lastweiterleitung mit geringen Spannungskonzentrationen sicherstellen;
- für eine einfache Zustandsüberwachung und Instandhaltung geeignet sein.

Der Stahl für den Stahlbeton oder vorgespannten Beton ist gegen Bruch des Betons über die Lebenszeit des Tanks auszulegen.

Die Werkstoffe von tragenden Teilen des Bauwerks müssen für den Zweck geeignet sein. Die Qualität der Werkstoffe ist zu dokumentieren.

Die Anforderungen an die Herstellung, die Prüfung und die Qualitätssicherung sind entsprechend der Bedeutung der Bauteile für die Gesamtsicherheit des Bauwerks festzulegen.

6.4 Fundamente

Fundamente sind so auszulegen, daß eine ungleichmäßige Setzung nicht zu unzulässigen Spannungen oder Verformungen der Bodenplatte führt.

Für das Fundament und den Erdboden ist der Temperaturverlauf zu ermitteln, um sicherzustellen, daß kein Frosthub auftritt. Wenn Frosthub nicht ausgeschlossen werden kann, ist eine Heizung zu installieren. Die Heizung muß ausgetauscht bzw. repariert werden können, ohne daß der Tank außer Betrieb genommen werden muß. Die Heizung muß mit 100 % Reserve installiert werden.

Die Auslegung des Fundaments erfolgt auf der Grundlage einer Erdbebenrisikoanalyse und eines Bodengutachtens.

Zur Minderung von Erdbebenfolgen können Dämpfungslager notwendig sein. Diese Lager müssen ausgetauscht werden können, ohne daß der Tank außer Betrieb genommen werden muß.

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

Bei aufgeständerter Fundamentplatte muß der Abstand zwischen dieser und dem Erdboden so groß sein, daß die unter der Bodenplatte zirkulierende Luftmenge sicherstellt, daß die Temperatur an der Unterseite der Bodenplatte nicht um mehr als 5 °C unter der Außentemperatur liegt.

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

6.5 Instrumentierung

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

- der Füllstand;
- der Druck;
- die Temperatur;
- die Dichte des Mediums (außer bei Peakshaving-Anlagen, wenn Rollover-Verhütungsmaßnahmen gemäß EN 1160 vorgesehen sind).

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

- wo möglich, ist eine Instrumentierung vorzusehen, die bei Normalbetrieb des Tanks instandgehalten werden kann;
- Instrumente, für deren Instandhaltung eine Außerbetriebnahme des Tanks erforderlich ist, sind mit ausreichender Reserve zu installieren;
- Grenzwertgeber mit Sicherheitsfunktionen (Druck- und LNG-Füllstandsmeßgeräte usw.) müssen beim Erreichen von Grenzwerten auch außerhalb des üblichen Abfragezyklus ansprechen;
- Meßwerte sind in eine Meßwarte zu übertragen;
- Alarme sind direkt an das zuständige Betriebspersonal zu übermitteln.

6.5.1 Füllstandsmessung

Zur Füllstandsbegrenzung sind vorzugsweise hochwertige, vom üblichen Füllstandsmeßsystem unabhängige Füllstandsmeßgeräte einzusetzen, um eine Überfüllung zu verhüten bzw. um Überfüllungen zu vermeiden.

Es sind Meßgeräte vorzusehen, die eine LNG-Füllstandsüberwachung und Schutzmaßnahmen ermöglichen. Insbesondere muß folgendes vorgesehen sein:

- mindestens zwei getrennte Systeme (außer bei Peakshaving-Anlagen) mit geeigneter Zuverlässigkeit zur kontinuierlichen Messung des Tankfüllstandes, jeweils ausgestattet mit "hoch"- und "hoch-hoch"-Alarm;
- ein davon unabhängiges Meßsystem zur Überwachung des Grenzwertes für den Füllstand mit automatischer Auslösung der Notaus-(ESD-)Funktion für Füllpumpen und Armaturen zu den Füll- und Umlaufleitungen.

6.5.2 Druck

Der Tank ist an geeigneter Stelle mit fest installierten Druckmeßgeräten auszurüsten für:

- laufende Messung des Betriebsdrucks;
- Überwachung des oberen Grenzdruckes unabhängig von der Messung des Betriebsdrucks;
- Überwachung des unteren Grenzwertes (Unterdruck) unabhängig von der Messung des Betriebsdrucks mit automatischer Abschaltung von Verdichtern und, falls notwendig, Pumpen und automatisch gesteuerter Eindüsung von Gas bei Unterschreitung des Grenzwertes;
- Messung der Druckdifferenz zwischen Innentank und dem mit Dämmstoff gefüllten Ringraum durch Druckmeßfühler bei Tanks, bei denen der Ringraum keinen Druckausgleich mit dem Innentank hat oder durch separate installierte Drucksensoren im Dämmraum.

Zur Energieeinsparung sollte der Tank mit konstantem Absolutdruck und dadurch reduzierten Boil-off-Gasmengen betrieben werden.

6.5.3 Temperatur

Der Tank ist an geeigneter Stelle mit fest angeordneten Temperaturmeßgeräten auszurüsten zur Messung:

- der Temperatur der Flüssigkeit in verschiedenen Höhen bei einem maximalen vertikalen Abstand zwischen zwei benachbarten Temperaturmeßgeräten von 2 m;
- der Temperatur der Gasphase;
- der Wand- und Bodentemperatur des Primärbehälters;
- der Wand- und Bodentemperatur des Sekundärbehälters, außer, wenn dieser als Auffangbecken gilt.

6.5.4 Dichte

Die Dichte des LNG muß über die gesamte Tankhöhe meßbar sein (außer bei Peakshaving-Anlagen mit Roll-over-Verhütungseinrichtungen).

6.6 Über- und Unterdruckabsicherung

Die Gasmengen, die bei der Dimensionierung der Boil-off-Gasleitungen und der Sicherheitsabblaseeinrichtungen der Tanks zu berücksichtigen sind, ergeben sich aus Anhang B. Die Regelungen des Anhangs B gelten für jeweils einen Tank. Der Auslegungsdruck eines Tanks muß so weit oberhalb des üblichen Betriebsdrucks liegen, daß ein unnötiges Abblasen vermieden wird.

6.6.1 Abführung von Boil-off-Gas

Unabhängig von allen sonstigen Boil-off-Gassystemen wie beispielsweise Rückverflüssigungsanlagen und Boil-off-Gasverdichtern ist der Dampfraum jedes Tanks an eine Fackel/Ausblasrohr (siehe Abschnitt 11), an Sicherheitsabblaseventile oder evtl. an Berstscheiben anzuschließen. Dieser Anschluß muß für die Boil-off-Gasmengen dimensioniert sein, die sich bei folgenden Kombinationen ergeben können:

- Verdampfen infolge Wärmezufuhr;
- Verdrängen beim Füllen;
- Entspannungsverdampfung beim Füllen;
- Veränderung des atmosphärischen Drucks;
- Rezirkulation von Tauchpumpen.

6.6.2 Sicherheitsabblasearmaturen

Jeder Tank ist mit mindestens zwei direkt zur Atmosphäre abblasenden Sicherheitsabblasearmaturen auszurüsten, außer in Fällen, wo die Dampfemission im Notfall zu einer unerwünschten Situation führt (siehe 4.5.3). In diesem Fall sind die Abblasearmaturen in das Fackel- oder Abblasesystem einzubinden. Die Sicherheitsabblasearmaturen sind auf die Annahme auszulegen, daß eine davon ausfällt. Die höchste Boil-off-Gasmenge, die bei höchstem Betriebsdruck abzuleiten ist, ist diejenige, welche entweder infolge der Wärmezufuhr bei einem Brand oder infolge jeder denkbaren Kombination der folgenden Einflußgrößen anfallen kann:

- Verdampfen infolge Wärmezufuhr;
- Verdrängen beim Füllen des Tanks;
- Entspannungsverdampfung beim Füllen;
- Änderung des atmosphärischen Drucks;
- Rezirkulation von einer Tauchpumpe;
- Regelarmaturenausfall;
- Roll-over, sofern keine anderen Vorrichtungen vorgesehen sind (siehe z. B. 6.6.3).

6.6.3 Berstscheibe

Wenn die Berechnung der Überdruckventile oder das Fackel-/Abblasesystem Roll-over-Effekte nicht berücksichtigt, sind Berstscheiben oder gleichwertiges zu installieren, unabhängig von den anderen Maßnahmen (z. B. LNG-Befüll- und Lagerprozedur, verschiedene Füllleitungen).

Zum Schutz des Tanks gegen Überdruck kann somit eine Berstscheibe vorgesehen werden. Bei einem Brechen der Berstscheibe als letztes Mittel wird vorübergehend auf Gasdichtheit verzichtet, jedoch bleibt der Tank flüssigkeitsdicht und weiterhin betreibbar. Nähere Einzelheiten zur Auslegung von Berstscheiben ergeben sich aus O.13.

Berstscheiben sind so auszulegen, daß:

- sie nach einem Bruch während des Betriebes ersetzt werden können;
- bei einem Bruch keine Teile der Berstscheibe in den Tank fallen;
- bei einem Bruch keine Teile der Berstscheibe andere Teile des Tanks beschädigen.

Bei einem Bruch der Berstscheibe müssen alle Boil-off-Gasverdichter automatisch abschalten.

6.6.4 Unterdruck

Tanks sind durch rechtzeitiges automatisches Abschalten der Pumpen und Verdichter abzusichern und mit den folgenden beiden Systemen zur Verhinderung eines unzulässigen Unterdrucks auszurüsten:

- Gas- oder Stickstoffeindüsung, die zuerst ansprechen muß;

- Unterdruckarmaturen, die Luft in den Tank lassen. Da hierbei ein zündfähiges Gemisch entstehen kann, dürfen die Unterdruckarmaturen erst als letztes Mittel ansprechen, um ein vollständiges Versagen des Tanks zu verhindern.

6.6.4.1 Gaseindüsung

Eine Eindüsung von Gas muß automatisch gesteuert bei Anstehen des Unterdruckalarms (siehe 6.5.2) erfolgen.

6.6.4.2 Unterdruckarmaturen

Tanks sind mit mindestens zwei Unterdruckarmaturen auszurüsten. Die Unterdruckarmaturen sind so zu dimensionieren, daß bei Erreichen des Unterdruckgrenzwertes auch bei Ausfall einer Unterdruckarmatur die zuströmende Luftmenge die 1,1fache Menge der aus folgenden denkbaren Kombinationen von Ursachen zuzuführenden Mengen erreicht:

- Änderung des atmosphärischen Drucks;
- Absaugen durch die Pumpen;
- Absaugen durch die boil-off-Gasverdichter.

6.7 Auffangwall/Auffangbecken

Für zylindrische Einzelbehälter tanks und für Kugeltanks sind jeweils Auffangbecken als zweite Barriere erforderlich.

Bei Installation dieser Tanks in einer Grube kann der Grund als Auffangbecken fungieren, sofern dessen Eigenschaften geeignet sind (siehe 6.2.2).

Auffangbecken von zwei Tanks dürfen benachbart angeordnet werden.

6.7.1 Materialien

Materialien für Auffangbecken müssen undurchlässig für LNG sein. Die Wärmeleitfähigkeit beeinflußt die für die Risikoanalyse bedeutsame Verdampfungsrate nach einer LNG-Freisetzung (siehe 4.4).

Die Notwendigkeit zur Wärmedämmung wird vom Ergebnis der Risikobeurteilung abhängen (siehe Abschnitt 4). Zur Wärmedämmung von Auffangwannen wird auf EN 1160 verwiesen. Die Wärmedämmung ist nach prEN 12066 zu prüfen.

Der Boden von LNG-Auffangbecken darf nicht mit Kies bedeckt und nicht von Pflanzen bewachsen sein.

6.7.2 Ableitung von Wasser

Aus LNG-Auffangbecken, in denen sich Regenwasser oder zur Kühlung eingesetztes Wasser sammeln kann, muß dieses Wasser abgeleitet werden, damit das Fassungsvermögen der Auffangwanne erhalten und ein Aufschwimmen des Tanks verhindert wird.

Das Wasser muß in einen Sumpf innerhalb des Auffangbeckens (siehe 6.7.3) ablaufen, von wo es mittels Pumpe oder durch eigene Schwerkraft entfernt wird. Ein zuverlässiges Verfahren muß sicherstellen, daß kein freigesetztes LNG mit dem Wasser abgeleitet wird.

6.7.3 Auffangkapazität

Jedes Auffangbecken muß so groß sein, daß es mindestens 100 % der maximalen Tankkapazität fassen kann.

Soweit der Rand eines Auffangbeckens mehr als 15 m von einem Tank entfernt ist, ist zu prüfen, ob innerhalb des Auffangbeckens eine kleine Auffangwanne vorzusehen ist. Dies ergibt sich aus der Risikobeurteilung gemäß 4.4. Auffangwannen sind für die LNG-Menge auszulegen, die aus LNG-Leitungen und einem eventuellen Überlauf austreten können. Hierbei sind die folgenden Anforderungen zu erfüllen:

- die Größe des Sammelbeckens ist mindestens für die LNG-Menge auszulegen, die frei wird bei einem Versagen der LNG-Leitung mit der größten Leckrate in der zur Feststellung der Undichtheit und zur Unterbrechung des LNG-Zuflusses benötigten Zeit;
- Auffangwannen müssen zur Atmosphäre offen sein.

Maßnahmen zur Verringerung der Verdampfungsrate und zur Begrenzung von LNG-Bränden in einer Auffangwanne müssen ebenfalls in Betracht gezogen werden.

6.8 Sicherheitstechnische Einrichtungen

6.8.1 Einrichtungen zur Verhinderung von Roll-over

Zur Verhinderung von Roll-over sind mindestens die nachfolgenden Maßnahmen vorzusehen, außer bei Peakshaving-Anlagen, wenn andere Maßnahmen gemäß 6.5 vorgesehen sind:

- Füllsysteme gemäß 6.9.2;
- ein Umwälzsystem;
- Überwachung der Boil-off-Gasrate;
- Temperatur- und Dichtemessungen über die gesamte LNG-Höhe.

Weitere vorbeugende Maßnahmen können eingesetzt werden wie:

- Vermeidung der Mischung von merklich verschiedenen LNG-Qualitäten;
- geeignete Füllprozeduren unter Berücksichtigung der entsprechenden LNG-Dichten;
- Volumenanteil von Stickstoff des LNG beim Füllen unter 1 mol %

Durch diese Maßnahmen kann eine Schichtenbildung praktisch ausgeschlossen werden.

6.8.2 Blitzschutz

LNG-Tanks sind gemäß 12.2 gegen Blitzschlag zu schützen.

6.8.3 Zuverlässigkeit und Überwachung des Bauwerks

6.8.3.1 Zuverlässigkeit

LNG-Tanks müssen für eine hohe Zuverlässigkeit ausgelegt werden. Das bedeutet eine Auslegung derart, daß sich einerseits der Zustand des Tanks nur langsam in begrenztem Maße verändert und daß andererseits die Überwachung repräsentativer Parameter dieses Zustands ermöglicht wird.

Die Zuverlässigkeit kann gemäß Abschnitt 4 erfordern, bestimmte Systemteile redundant vorzusehen. So werden Tanks beispielsweise im Regelfall doppelwandig (mit Primär- und Sekundärbehälter) ausgeführt, d.h. mit doppelter hydraulischer Barriere.

6.8.3.2 Überwachung der Struktur

Einrichtungen zur Überwachung des Zustands der Struktur einschließlich Fundament sind so auszulegen, daß bei Feststellung eines unzureichenden Zustandes genügend Zeit für Gegenmaßnahmen verbleibt.

Die überwachten Werte lassen sich wie folgt einteilen:

- Normalwerte;
- Alarmwerte;
- Grenzwerte.

Auf die für den Zustand wichtigen Werte wird im folgenden näher eingegangen.

6.8.3.3 Temperaturmeßfühler

Drei Gruppen von Temperaturmeßfühlern sind in Betracht zu ziehen:

- auf der Außenhaut der Primärbehälterwand und des -bodens, um die Abkühlung und Anwärmung zu überwachen, mit Ausnahme von Membrantanks;
- auf der warmen Seite der Dämmung (Wand und Boden), um jedes Leck zu erkennen und jede Verschlechterung der Dämmung, aufgrund z. B. von Setzungen, zu überwachen;
- auf der Außenseite der Betonwand von Vollbehälter tanks und/oder Membrantanks und auf der Außenfläche

der Betonbodenplatte oder Auflagerstellen für alle Tanktypen, um den Temperaturgradienten zu überwachen.

Werte von allen Temperaturmeßfühlern sind in der Meßwarte aufzuzeichnen, und jeder sichere Hinweis auf Leckage muß einen Alarm auslösen. Die Abdeckung der Fühler muß ausreichend sein zur sicheren Erkennung von Leckagen und zur Überwachung des Temperaturgradienten.

6.8.3.4 Überwachung der Tankheizung

Soweit Tanks mit einer Heizung ausgerüstet sind, ist die Heizleistung kontinuierlich zu registrieren.

6.8.3.5 Überwachung des Setzungsverhaltens

Bei schlechtem Baugrund wird die Überwachung der Setzung des Bauwerks empfohlen.

6.8.3.6 Feststellung von Lecks im Primärbehälter

Bei allen Tanks, bei denen die Wärmedämmung zwischen dem Primär- und dem Sekundärbehälter nicht mit dem Innenraum des Primärbehälters in Verbindung steht, ist eine Stickstoffspülung des Ringraums vorzusehen, so daß eine Undichtheit des Primärbehälters anhand des Kohlenwasserstoffgehalts des Stickstoffs festgestellt werden kann.

6.8.3.7 Detektoren für Brände und Undichtheiten am Außentank

Die Detektortypen und deren Anordnung werden in Abschnitt 13 definiert.

6.9 Tankrohrleitungen

6.9.1 Leitungen zur Abkühlung des Tanks

Zur Abkühlung des Tanks auf die tiefe Betriebstemperatur ist ein Leitungssystem vorzusehen, mit dem sichergestellt wird, daß kein tiefkaltes Medium auf den Boden des noch warmen Tanks fällt. Dieses Leitungssystem kann z. B. in Sprühdüsen oder in einem mit Bohrungen versehenen Ring enden.

Zur Abkühlung des Tanks kann auch die Leitung eingesetzt werden, die beim Füllen zur Einsprühung genutzt wird.

6.9.2 Leitungssystem zum Füllen des Tanks

Das Befüllen ist als Funktion der LNG-Qualität zu ermöglichen, entweder von oben durch eine Leitung unterhalb des Daches oder durch eine Leitung, die hinabgeführt ist bis wenig oberhalb des Bodens.

Hierbei ist zumindest eine der nachstehenden Einrichtungen vorzusehen (mit Ausnahme von Tanks in Peakshaving-Anlagen):

- nach oben gerichtete Düsen am Boden des Tanks;
- senkrechte Fülleitung mit Bohrungen über die gesamte Tankhöhe oder einen Teil ihrer Höhe;
- Zerstäuber am Ende der Fülleitung zur Sprühbefüllung.

6.9.3 Pumpen von LNG

Zum Pumpen von LNG aus den Tanks und zur LNG-Zirkulation sind elektrisch angetriebene Tauchpumpen vorzusehen.

6.9.4 Überlauf

Der Überlauf, sofern als letzte Sicherheitsmaßnahme vorgesehen und nach der Risikobeurteilung zulässig, ist so auszulegen, daß er die maximale Fördermenge der zum Füllen des Tanks eingesetzten Pumpen ableiten kann. Der Überlauf wird auf einer Höhe, die mindestens dem "hoch-hoch"-Alarmfüllstand entspricht, durch die Wand des Innentanks geführt. Er ist an seinem unteren Ende mit einer oder mehreren Berstscheiben auszurüsten, die durch den hydrostatischen Druck des flüssigen Mediums brechen. Es sind Armaturen vorzusehen, die eine Instandhaltung der Berstscheiben ermöglichen, ohne daß hierbei Gas frei wird. Darüber hinaus ist ein Temperaturmeßgerät mit Alarm zu installieren, mit dem LNG im unteren Bereich des Überlaufs festgestellt wird.

Bei der Konstruktion des Überlaufrohres sind die temperaturbedingten Bewegungen der Wände von Innen- und Außentank zu berücksichtigen.

6.10 Abstände zwischen Tanks

Die Mindestabstände zwischen den Tanks sind im Zuge der Risikobeurteilung (siehe Abschnitt 4) festzulegen.

6.11 Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme

Für die Inbetriebnahme und die Außerbetriebnahme sind im Zuge der Planung die folgenden Maßnahmen vorzusehen:

- Entleerungsleitungen sind so auszulegen, daß eine vollständige Inertisierung und Trocknung insbesondere des Ringraums möglich sind. Vorzusehen sind Probenahmemöglichkeiten zur Kontrolle dieser Parameter;
- bei Tanks mit direkter Verbindung zwischen dem Ringraum und dem Gasraum sind Möglichkeiten zum Spülen und Inertisieren des Ringraumes vorzusehen;
- die Rohrleitungen für die Abkühlung müssen gemäß 6.9.1 ausgelegt werden;
- der selbsttragende Primärbehälter ist mit einer ausreichenden Zahl von Temperaturmeßfühlern auszurüsten, so daß die örtliche und zeitliche Abkühlung genau überwacht werden kann (siehe 6.5.3 und 6.8.3.3);
- Ausgleichsleitungen sind zwischen dem Primärbehälter und dem Ringraum vorzusehen, um den Primärbehälter vor einem zu hohen Unterdruck zu schützen (siehe 6.5.2). Der momentane Differenzdruck ist bei Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme zu überwachen.

6.12 Prüfungen

Prüfungen sollten den örtlichen Vorschriften und Regeln entsprechen³⁾ (siehe z. B. O.13, O.14, O.15, O.16).

Zusätzlich sind die Prüfanforderungen gemäß Anhang C anzuwenden.

7 LNG-Pumpen

7.1 Allgemeines

In diesem Abschnitt werden die Mindestanforderungen an Kreiselpumpen zur LNG-Förderung und -Zirkulation festgelegt.

Die Auslegungs- und Bauanforderungen für LNG-Pumpen, zusätzlich zu denen in EN 25199, sind in Anhang D aufgeführt.

7.2 Einsatzbereiche

LNG-Pumpen werden hauptsächlich für die nachstehenden Aufgaben eingesetzt:

- Erhöhung des LNG-Druckes, gewöhnlich der Druck des Erdgastransport- oder Verteilungsnetzes, vor der Verdampfung;
- Versorgung der zuvor genannten Hochdruckpumpen;
- Abpumpen von LNG aus Entleerungsbehältern;
- Pumpen von LNG aus der Verflüssigungsanlage in Lagertanks;
- Umpumpen von LNG aus einem Tank in einen anderen Tank;
- Laden und Entladen von LNG;
- Umpumpen des LNG innerhalb des Tanks.

³⁾ In Bearbeitung bei CEN/TC 265, Arbeitspaket 2: Vertikale, zylindrische, baustellengefertigte, metallgeschweißte Flachbodentanks zur Lagerung kalter Flüssigkeiten bei Temperaturen zwischen –5 °C und –196 °C.