

DIN EN ISO 20257-2



ICS 75.200

Einsprüche bis 2020-09-10

Entwurf

**Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas –
Auslegung von schwimmenden Flüssigerdgas-Anlagen –
Teil 2: Besondere Anmerkungen zu FSRU (ISO/DIS 20257-2:2020);
Deutsche und Englische Fassung prEN ISO 20257-2:2020**

Installation and equipment for liquefied natural gas –
Design of floating LNG installations –
Part 2: Specific FSRU issues (ISO/DIS 20257-2:2020);
German and English version prEN ISO 20257-2:2020

Installations et équipements de gaz naturel liquéfié –
Conception des installations flottantes de GNL –
Partie 2: Exigences spécifiques pour FSRU (ISO/DIS 20257-2:2020);
Version allemande et anglaise prEN ISO 20257-2:2020

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2020-07-10 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

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

Stellungnahmen werden erbeten

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

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

Gesamtumfang 100 Seiten

DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas)

Nationales Vorwort

Dieser Normentwurf enthält sicherheitstechnische Festlegungen.

Dieses Dokument (prEN ISO 20257-2:2020) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR (Frankreich) gehalten wird.

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

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

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

IEC 61508 (all parts)	siehe	DIN EN 61508 (alle Teile)
IEC 61511 (all parts)	siehe	DIN EN 61511 (alle Teile)
ISO 6976	siehe	DIN EN ISO 6976
ISO 12213-1	siehe	DIN EN ISO 12213-1
ISO 12213-2	siehe	DIN EN ISO 12213-2
ISO 13709	siehe	DIN EN ISO 13709
ISO 16903	siehe	DIN EN ISO 16903

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfs gelten gleichermaßen auch für den englischen Text.

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

Es ist vorgesehen diese Norm in das DVGW-Regelwerks „Gas“ aufzunehmen.

Dieser Norm-Entwurf ist eine Erstausgabe.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

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

DIN EN 61511 (alle Teile), *Funktionale Sicherheit — PLT-Sicherheitseinrichtungen für die Prozessindustrie*

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

DIN EN ISO 12213-1, *Erdgas — Berechnung von Realgasfaktoren — Teil 1: Einführung und Leitfaden*

DIN EN ISO 12213-2, *Erdgas — Berechnung von Realgasfaktoren — Teil 2: Berechnungen basierend auf einer molaren Gasanalyse als Eingangsgröße*

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

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

— Leerseite —

<i>Titel de:</i>	Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung von schwimmenden Flüssigerdgas-Anlagen — Teil 2: Besondere Anmerkungen zu FSRU (ISO/DIS 20257-2:2020)
<i>Titel en:</i>	Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of floating LNG installations — Part 2: Specific FSRU issues (ISO/DIS 20257-2:2020)
<i>Titel fr:</i>	Installations et équipements de gaz naturel liquéfié — Conception des installations flottantes de GNL — Partie 2: Exigences spécifiques pour FSRU (ISO/DIS 20257-2:2020)

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	5
Vorwort	6
Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe und Abkürzungen	9
3.1 Begriffe	9
3.2 Abkürzungen	9
4 Gestaltungsgrundlagen	10
4.1 Allgemeine Beschreibung der FSRU	10
4.2 Hauptkriterien für die Auslegung von Prozessanlagen	11
4.3 Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltbarkeit der schwimmenden LNG-Anlage	12
4.4 Spezifische Anforderungen an FSRU, die als LNG-Tanker betrieben werden	12
4.5 Spezifische Untersuchungen für FSRU	13
4.5.1 Allgemeines	13
4.5.2 Untersuchung der Umweltauswirkung der Meerwasserentnahme und -ableitung	13
4.5.3 Untersuchung der Rückführung	13
4.5.4 Kolkschutz-Untersuchung	13
5 Spezifische Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltaspekte	14
5.1 Allgemeines	14
5.2 Umweltbezogene Erwägungen in Bezug auf Aspekte der Wassererwärmung und -abkühlung	14
5.3 Sicherheitserwägungen	14
5.3.1 Allgemeine Anforderungen	14
5.3.2 Auslegungsbeschränkungen	15
5.3.3 Auslegungsbeschränkungen im Hinblick auf die Umgebung	15
5.3.4 Auslegungsbeschränkungen im Hinblick auf die Anordnung der Anlage	16
5.3.5 Maßnahmen zur Risikovermeidung	18
6 Vertäuung und Halten der Position	23
7 Rumpfauslegung	23
8 LNG-Speicherung	24
8.1 Spezifische Anforderungen an das Ladetank-Druckmanagement	24
8.2 Spezifische Anforderungen an das Überdruckmanagement von LNG-Tankern	24
8.3 Rollover-Risiko	25
9 Übergabesysteme	25
9.1 Allgemeines	25
9.2 Erdgas-Ausspeisung: Anforderungen an die NG-Übergabe	25
9.2.1 Funktionsanforderungen	25
9.2.2 Auslegung des Übergabesystems	26
9.2.3 Nottrennung	27
9.2.4 Betriebsbereich	28
9.3 LNG-Probennahme	29

10	BOG-Handhabung und -Rückgewinnung	29
10.1	Allgemeines	29
10.2	Auslegungsdruck-Flexibilität des LNG-Tanks	29
10.3	Spezifische Anforderungen an Rückverflüssiger	29
10.4	Spezifische Anforderungen an Gaskompressoren	30
10.4.1	Allgemeines	30
10.4.2	Spezifische Anforderungen an LD-Kompressoren	30
10.4.3	Spezifische Anforderungen an HD-Kompressoren	30
10.4.4	Spezifische Anforderungen an HP- oder MSO-Kompressoren	31
10.5	Spezifische Anforderungen an die Verflüssigungseinheit	31
11	Anforderungen an die Wiederverdampfungsausrüstung	31
11.1	LNG-Pumpen	31
11.1.1	Allgemeines	31
11.1.2	Funktionsanforderungen	31
11.1.3	Materialauswahl	32
11.1.4	LNG-Pumpe im Tank	32
11.1.5	HP-LNG-Pumpe	32
11.2	LNG-Verdampfungssystem	32
11.2.1	Funktionsanforderungen	32
11.2.2	Art der Verdampfung	33
11.2.3	Materialauswahl	33
11.2.4	Schutzbeschichtung	34
11.2.5	Mariner Bewuchs	34
11.2.6	Stabilität/Schwingungen	34
11.2.7	Sicherheitsabblaseventile	34
11.3	Kompensationsheizer	34
11.4	Entlüftung der Wiederverdampfungssysteme	35
12	Gasausspeisung	35
12.1	Hochleistungsfähiges Druckabsicherungssystem	35
12.1.1	Steuerung des Ausspeisungsdrucks	35
12.1.2	Typische Beschreibung eines HIPPS	36
12.1.3	Auslegungsanforderungen für HIPPS	37
12.2	Ausspeisungsgas-Messungen	38
12.2.1	Anwendungsfälle für Ausspeisungsgas-Messungen	38
12.2.2	Arten von Messeinrichtungen	38
12.2.3	Messgenauigkeit	38
12.2.4	Äußere Einflüsse	39
12.2.5	Gaschromatograph - Gasanalysator	39
12.2.6	Philosophie der Sparsamkeit	39
12.2.7	Z-Konfiguration	39
12.3	Odorierungssysteme	39
13	Versorgungseinrichtungen	40
13.1	Allgemeines	40
13.2	Kühl- und Heizmedium	40
13.2.1	Kühlmedium	40
13.2.2	Heizmedium	40
13.2.3	Stickstoffsystm	41
13.2.4	Brenngas	41
14	Systeme zur Prozess- und Sicherheitssteuerung	41
14.1	Allgemeine Anforderungen	41
14.2	Schnittstellen zwischen FSRU und Gasausfuhrverbindung	41
14.3	Onshore-/Offshore-Kommunikation	41
15	Sicherheitsmanagement	41

16	Inbetriebnahme	41
17	Inspektion und Instandhaltung.....	42
17.1	Allgemeine Anforderungen.....	42
17.2	Ladetank	42
17.3	LNG-Pumpe im Tank.....	42
17.4	Wiederverdampfungsausrüstung.....	43
17.4.1	HP-LNG-Pumpe	43
17.4.2	LNG-Verdampfer	43
17.5	Rückverflüssiger	43
17.6	Handhabungs-/Krausausrüstung.....	43
18	Konservierung und Korrosionsschutz.....	43
19	Umbau bestehender Anlagen zu schwimmenden LNG-Anlagen.....	44
Anhang A (informativ) Beschreibung des Wiederverdampfungssystems		45
A.1	Allgemeines	45
A.2	Verdampfer mit offenem Kreislauf (Direktkontakt).....	45
A.3	Verdampfer mit offenem Kreislauf (Zwischenmedium)	47
A.4	Verdampfer mit geschlossenem Kreislauf	48
A.5	Kombinierte Verdampfer	49
A.6	Umgebungsluftverdampfer.....	49
Literaturhinweise.....		50

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 20257-2:2020) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/ TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR gehalten wird.

Dieses Dokument ist derzeit zur parallelen Umfrage vorgelegt.

Dieses Dokument wurde im Rahmen eines Mandats erarbeitet, das die Europäische Kommission und die Europäische Freihandelsassoziation CEN erteilt haben, und unterstützt grundlegende Anforderungen der EU-Richtlinien.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO/DIS 20257-2:2020 wurde vom CEN als prEN ISO 20257-2:2020 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsinstitute (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird üblicherweise von Technischen Komitees von ISO durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale staatliche und nichtstaatliche Organisationen, die in engem Kontakt mit ISO stehen, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet bei allen elektrotechnischen Normungsthemen eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Direktiven, Teil 1 beschrieben. Es sollten insbesondere die unterschiedlichen Annahmekriterien für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname dient nur zur Unterrichtung der Anwender und bedeutet keine Anerkennung.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO, en: World Trade Organization) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT, en: Technical Barriers to Trade) berücksichtigt, siehe www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67, Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries, Unterkomitee SC 9, Liquefied natural gas installations and equipment erarbeitet.

Eine Auflistung aller Teile der Normenreihe ISO 20257-2 ist auf der ISO-Internetseite abrufbar.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Dieses Dokument befasst sich mit spezifischen Themen im Zusammenhang mit schwimmenden Einheiten für die Speicherung und Wiederverdampfung (en: floating storage regasification unit, FSRU) von Flüssigerdgas und ergänzt die allgemeinen Anforderungen für schwimmende Flüssigerdgas-Anlagen in ISO 20257-1.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument enthält spezifische Anforderungen und eine Anleitung in Bezug auf die Auslegung und den Betrieb von schwimmenden Einheiten für die Speicherung und Wiederverdampfung (FSRU) von Flüssigerdgas (en: liquefied natural gas, LNG), wie in ISO 20257-1 beschrieben, fest.

Dieses Dokument ist auf Offshore-Anlagen, Anlagen in Küstennähe oder angedockte FSRU anwendbar und gilt sowohl für neu gebaute als auch für umgebaute FSRU.

Bei Vertäuung einer FSRU mit einem Pier bezieht sich dieses Dokument auch auf den Pier.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 20257-1:2020, *Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of offshore installations — Part 1: General requirements*

AGA 9, *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*

AGA 10, *Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases*

EN 1776, *Gasinfrastruktur — Gasmesssysteme — Funktionale Anforderungen*

EN 12186, *Gasinfrastruktur — Gas-Druckregelanlagen für Transport und Verteilung — Funktionale Anforderungen*

EN 14382, *Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 10 MPa (100 bar)*

IEC 61508 (all parts), *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems*

IEC 61511 (all parts), *Functional safety — Safety instrumented systems for the process industry sector*

ISO 5168, *Measurement of fluid flow — Procedures for the evaluation of uncertainties*

ISO 6976, *Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition*

ISO 8943, *Refrigerated light hydrocarbon fluids — Sampling of liquefied natural gas — Continuous and intermittent methods*

ISO 12213-1, *Natural gas — Calculation of compression factor — Part 1: Introduction and guidelines*

ISO 12213-2, *Natural gas — Calculation of compression factor — Part 2: Calculation using molar-composition analysis*

ISO 13709, *Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries*

ISO 16903, *Petroleum and natural gas industries — Characteristics of LNG, influencing the design, and material selection*

ISO 17089-1, *Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas — Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement*

IGC Code, *International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*, International Maritime Organization (IMO)

OIML R 137-1, *Gas meters — Part 1: Metrological and technical requirements*

OIML R 137-2, *Gas meters — Part 2: Metrological controls and performance tests*

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 20257-1:2020 und die folgenden Begriffe.

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

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

3.1.1

steuerliche Messung

Messung zur Festlegung der Menge und des finanziellen Wertes der Kohlenwasserstoffprodukt-Transaktion

3.1.2

geschäftlicher Verkehr

physische Übertragung des Kohlenwasserstoffprodukts, die zum Wechsel des Eigentumsrechts und/oder zum Wechsel der Verantwortung führt

3.2 Abkürzungen

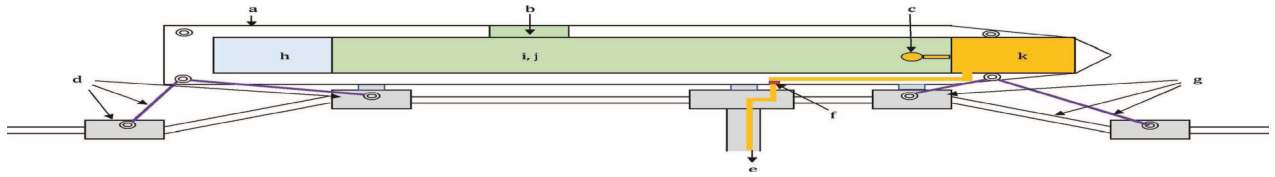
ALARP	so niedrig wie vernünftigerweise in der Praxis umsetzbar (en: as low as reasonably practicable)
BOG	Boil-Off-Gas (en: boil-off gas)
CLV	Verdampfer mit geschlossenem Kreislauf (en: closed loop vaporizer)
CW	Kaltwasser (en: cold water)
DFDE	Zweikraftstoff-Dieselmotor (en: dual fuel diesel engine)
EDS	Notfalltrennsystem (en: emergency disconnection system)
ERC	Notfalltrennkupplung (en: emergency release coupling)
ESD	Notabschaltung (en: emergency shut down)
FSRU	schwimmende Speicher- und Wiederverdampfungseinheit (en: floating storage and regasification unit)
GCU	Gasverbrennungseinheit (en: gas combustion unit)
HAZOP	(Studie zu) Gefahren und Betriebsfähigkeit (en: hazard and operability (study))
HD	Hochleistung (en: high duty)
HIPPS	hochleistungsfähiges Druckabsicherungssystem (en: high integrity pressure protection system)

HP	Hochdruck (en: high pressure)
HVAC	Heizung, Lüftung und Klimatisierung (en: heating, ventilation and air conditioning)
HW	Warmwasser (en: hot water)
IFV	indirekter Verdampfer (en: intermediate fluid vaporizer)
IR	Infrarot
LD	Niederleistung (en: low duty)
LNG	Flüssigerdgas (en: liquefied natural gas)
LP	Niederdruck (en: low pressure)
MAC	manuell aktivierte Alarmmeldung
MOP	maximaler Betriebsdruck (en: maximum operating pressure)
MSO	Minimalausspeisung (en: minimum send out)
NG	Erdgas (en: natural gas)
NPSH	Haltedruckhöhe (en: net positive suction head)
OEM	Originalausrüstungshersteller (en: original equipment manufacturer)
OLV	Verdampfer mit offenem Kreislauf (Direktkontakt-Verdampfer, en: open loop (direct contact) vaporizer)
ORV	Wasserverdampfer mit offenem Gestell (en: open rack vaporizer)
QRA	quantitative Risikoanalyse (en: quantitative risk analysis)
RAM	Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit (en: reliability, availability, maintainability)
SCV	Tauchflammenverdampfer (en: submerged combustion vaporizer)
SIL	Sicherheitsintegritätslevel (en: safety integrity level)
SIS	Sicherheitssystem (en: safety instrumented system)
SW	Meerwasser (en: sea water)
UV	ultraviolett

4 Gestaltungsgrundlagen

4.1 Allgemeine Beschreibung der FSRU

Bild 1 veranschaulicht eine typische Anordnung von FSRU-Einrichtungen und zeigt eine FSRU, die an einem einzelnen Pier festgemacht ist. Die Anordnung kann bei einer anderen Vertäuungsart leicht abweichen.



Legende

- | | |
|---|--|
| a Rumpf (siehe Abschnitt 7) | g Vertäuung (siehe Abschnitt 4) |
| b LNG-Transfer (siehe ISO 20257-1:2020, Abschnitt 10) | h Mannschaftsräume |
| c Entlüftungsmast der Wiederverdampfungseinheit | i Ladetanksystem (siehe Abschnitt 8) |
| d Vertäuung | j Ladungsumschlagsystem – BOG-Handhabungssystem (siehe Abschnitt 10) |
| e Gasausspeisung (siehe Abschnitt 12) | k Wiederverdampfungssystem (siehe Abschnitt 11) |
| f HP-Verteilerblock und ESD-Ventil der FSRU (siehe Abschnitt 9) | |

Bild 1 — Beispiel für FSRU-Anordnung (festgemacht an einem Pier)

Zur sicheren Beladung, Lagerung und Wiederverdampfung von LNG und zur Entladung von NG über HP-Verteilerblöcke an die Küste ist eine FSRU üblicherweise ausgestattet mit integrierten Systemen für

- Ladungsumschlag,
- Ladetanks und
- Wiederverdampfung.

Zugehörige Systeme und Ausrüstung für Ladung, wie z. B. BOG-Managementsysteme, Ladetank-Sprinklersysteme, Inertgassysteme, Stickstoffsysteme, Entlüftungssysteme und Hilfssysteme, werden entsprechend den Anforderungen des Projekts und der Klassifizierungsgesellschaft bereitgestellt.

Bild 2 veranschaulicht Begriffe, die üblicherweise in Beschreibungen des Wiederverdampfungssystems verwendet werden.

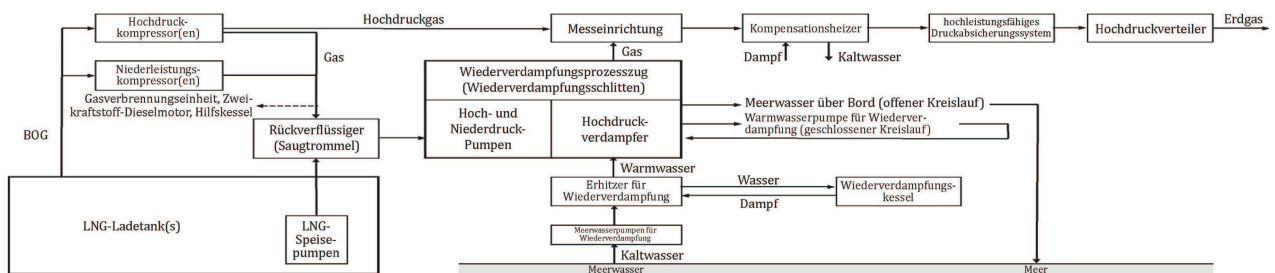


Bild 2 — Beschreibung des Wiederverdampfungssystems

4.2 Hauptkriterien für die Auslegung von Prozessanlagen

Die Prozessanlagen der FSRU müssen unter der Berücksichtigung der folgenden Bedingungen ausgelegt sein:

- NG-Ausspeisungskapazität: Mindest-, Nenn-, Spitzen- und Nullkapazität;
- Anforderungen bezüglich Redundanz, Haltezeit und Herunterregelung der Prozessanlagen;
- Art der Wiederverdampfung (z. B. offener Kreislauf, kombinierter oder geschlossener Kreislauf);

- d) Wiederverdampfungsbetrieb (z. B. meteorologisch-ozeanographische und standortbezogene Bedingungen während des Wiederverdampfungsbetriebs);
- e) maximaler Betriebs- und auslegungsgemäßer Ausspeisungsdruck am HP-Verteilerblock;
- f) Mindest- und Höchsttemperatur der Ausspeisung am HP-Verteilerblock;
- g) auslegungsgemäßer Bereich der Meerwassertemperatur und Durchflussrate für die Wiederverdampfung;
- h) LNG-Laderate bei der Wiederverdampfung (unter Berücksichtigung der Minimalausspeisungskapazität);
- i) Qualität und chemische Zusammensetzung des LNG;
- j) Odorierung, falls erforderlich;
- k) Temperatur des abgeleiteten Meerwassers (d. h. Nutzung von Meerwasser für den Wiederverdampfungsprozess);
- l) BOG-Management (z. B. erforderliche Entlüftungs- und Abfackelphilosophie);
- m) Anforderungen für Parallelbetrieb von FSRU und LNG-Tanker.

4.3 Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltbarkeit der schwimmenden LNG-Anlage

Um die Verfügbarkeit der Gasausfuhr von der FSRU anhand eines bestimmten, vorgegebenen Bedarfsprofils zu bestimmen, sollte eine RAM-Analyse durchgeführt werden. Für verschiedene Bedarfsszenarien sollten Verfügbarkeitskurven erstellt werden.

Zur Definition der Verfügbarkeit müssen beim Betrieb der Wiederverdampfungsanlagen meteorologisch-ozeanographische Bedingungen berücksichtigt werden.

Die Auslegung sollte N+1 Konfigurationen für alle Schlüsselausrüstungen berücksichtigen, um eine Hochverfügbarkeit der Gasausfuhr sicherzustellen. Üblicherweise unterliegen der HD-Kompressor und die HP-Kompressoren nicht der N+1-Philosophie.

4.4 Spezifische Anforderungen an FSRU, die als LNG-Tanker betrieben werden

Wenn eine FSRU als LNG-Tanker betrieben wird (zeitweilig oder nach längerer Verweildauer am Standort), müssen Vorkehrungen getroffen werden, um:

- a) die Wiederverdampfungsanlagen herunterzufahren und zu isolieren;
- b) potentielle Übergabesysteme zu befestigen.

Nach längerer Verweildauer am Standort kann vor Aufnahme des Betriebs als LNG-Tanker aufgrund von Anforderungen des Flaggenstaats und/oder der Klasse eine Überarbeitung des Trockendockplans erforderlich sein.

4.5 Spezifische Untersuchungen für FSRU

4.5.1 Allgemeines

Alle in ISO 20257-1:2020, Abschnitt 4, angegebenen Untersuchungen müssen durchgeführt werden. Zusätzlich müssen die in den folgenden Unterabschnitten beschriebenen prozess- und umweltbezogenen Aspekte behandelt werden.

4.5.2 Untersuchung der Umweltauswirkung der Meerwasserentnahme und -ableitung

Spezifische Untersuchungen zur Umweltauswirkung der Meerwasserentnahme und -ableitung müssen nach 5.2 durchgeführt werden. Örtliche Anforderungen können Auswirkungen auf die gewählte Art der Wiederverdampfung haben.

4.5.3 Untersuchung der Rückführung

Während des Wiederverdampfungsprozesses entnimmt eine FSRU Meerwasser, nutzt dessen Wärme für die Wiederverdampfung des LNG und leitet das Meerwasser mit einer geringeren Temperatur ab. Das Rückführungsmuster des abgeleiteten Wassers zum Entnahmepunkt kann zu einer geringeren Entnahmetemperatur führen und die Effizienz der Einheit herabsetzen.

Die Zielsetzung der Rückführungsuntersuchung besteht darin, das Risiko bezüglich der Rückführung der Kaltwasserableitung auf Grundlage der Ableitungseigenschaften während des FSRU-Betriebs und die Umgebungseigenschaften des aufnehmenden Oberflächengewässers zu beurteilen. Eine Rückführungsuntersuchung kann außerdem dem FSRU-Eigentümer und -Konstrukteur bei der Optimierung der Auslegung bezüglich der Anordnung der Entnahme- und Ableitungspunkte helfen.

Zur Beurteilung des Rückführungsrisikos muss das Verhalten der Kaltwasserfahne in einem Mittelfeld-, Fernfeld- und Nahfeldmodell analysiert werden. Ein 3D-Fernfeldmodell kann verwendet werden, um die großräumigen Rückführungsmuster und deren Einfluss auf das Rückführungsrisiko zu analysieren und die Randbedingungen für ein 3D-Nahfeldmodell zu generieren. In einem detaillierten Nahfeldmodell werden verschiedene Szenarien im Hinblick auf ihr Rückführungspotential beurteilt.

Die folgenden Szenarien sind zu berücksichtigen:

- a) Beim Fernfeldmodell: Bewertung des Übergangsphasenverhaltens des Fernfelds unter veränderlichen hydrodynamischen Bedingungen.
- b) Beim Nahfeldmodell:
 - 1) Empfindlichkeitsanalyse zur Bewertung der Nahfeldleistung und Veränderungen der Umgebungswassereigenschaften und Strömungsbedingungen;
 - 2) Analyse des Rückführungsrisikos bei unterschiedlichen Wasserstandsbedingungen und Tiefgängen der FSRU, bei Hochwasser;
 - 3) Analyse des Rückführungsrisikos mit alternativen Auslasskonfigurationen, bei unterschiedlichen Wasserständen und Tiefgängen der FSRU, sowohl bei Ebbe als auch bei Flut;
 - 4) ähnliche Bedingungen wie in 2) und 3), unter Einbeziehung eines neben der FSRU festgemachten LNG-Tankers, falls dies ein realistisches Szenario ist.

4.5.4 Kolkschutz-Untersuchung

Eine zusätzliche Untersuchung bezüglich des Kolkschutzes muss aufgrund der Wasserentnahme/des Wasserauslaufs des Wiederverdampfungssystems durchgeführt werden.

5 Spezifische Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltaspekte

5.1 Allgemeines

Dieser Abschnitt beschreibt die Besonderheiten der FSRU-Anwendung und muss zusätzlich zu ISO 20257-1:2020, Abschnitt 5, angewendet werden.

5.2 Umweltbezogene Erwägungen in Bezug auf Aspekte der Wassererwärmung und -abkühlung

Systeme, die für die Erwärmung/Abkühlung mit Meerwasser verwendet werden, sollten den umweltbezogenen Empfehlungen der Weltbank-Gruppe entsprechen. Der Einsatz von Chemikalien zur Verhinderung marinen Bewuchses in den Schiffsanlagen sollte auf ein Mindestmaß beschränkt und alternative Maßnahmen sollten erwogen werden. Dazu kann gehören, Wasser aus einer größeren Tiefe zu entnehmen, sofern dies möglich ist. Bei einer FSRU in Küstennähe sollten die eingeschränkte Wassertiefe und das begrenzte Potential für marinen Bewuchs berücksichtigt werden. Die Ausstattung der Wassereinlässe mit Filtern zur Vermeidung der Aufnahme von Meeresorganismen sollte ebenso in Betracht gezogen werden.

Temperaturveränderungen des umgebenden Meerwassers aufgrund der Ableitung von Meerwasser sollten auf weniger als 3 °C am Rande eines festgelegten Mischungsbereichs begrenzt sein. Bei Verwendung eines Chlorungssystems sollte die Konzentration freien Chlors (Gesamtmenge an Restoxidantien im Meerwasser) bei Meerwasserableitungen an Abwasserauslässen unterhalb von 0,2 ppm gehalten werden (siehe Literaturhinweis [13]).

5.3 Sicherheitserwägungen

5.3.1 Allgemeine Anforderungen

Das Projektentwicklungsteam muss bereits in einer frühen Phase der Auslegung (Konzeptphase) eine umfassende Sicherheitsstrategie (Gefährdungsprävention und -minimierung) festlegen, die zur Verhinderung/Handhabung von Gefährdungen erwägende Maßnahmen, die in der Auslegung eingeführt werden, umreißt. Diese müssen dann zu einer Reihe von Sicherheitsphilosophien weiterentwickelt werden, die dem Auslegungsteam eindeutige Anleitungen geben und Auslegungsanforderungen definieren. Diese Philosophien müssen anschließend mit Fortgang der Auslegung als detaillierte Konstruktion ausgearbeitet werden.

Die Philosophien müssen u. a. Folgendes beinhalten:

- a) Lagesicherheit, einschließlich Explosionsschutz;
- b) Brand- und Gaserkennung;
- c) Not-Aus;
- d) Notentspannung;
- e) Brandschutz, sowohl aktiven als auch passiven Schutz;
- f) Schutz vor kryogenem Austritt;
- g) Zündquellenmanagement, einschließlich Klassifizierung explosionsgefährdeter Bereiche;
- h) Drainage;
- i) Flucht, Evakuierung und Rettung.

ANMERKUNG Die meisten der in ISO 20257-1:2020 verfügbaren Grundsätze gelten auch für dieses Dokument.

Das Wiederverdampfungssystem der FSRU muss im Rahmen der Gesamtrisikountersuchungen, wie in ISO 20257-1:2020 beschrieben, geprüft werden.

5.3.2 Auslegungsbeschränkungen

Im Rahmen einer Layoutprüfung muss eine Risikoanalyse durchgeführt werden, die die Gesamtheit der Anlagen und deren Umgebung (und nicht nur die FSRU selbst) umfasst, um für größtmögliche Sicherheit der Anlage im Hinblick auf Zündquellen zu sorgen (siehe auch ISO 20257-1:2020, 5.4.4). Der Schwerpunkt der Risikoanalyse muss liegen auf:

- a) der Windrose;
- b) dem Standort wesentlicher Zündquellen (z. B. Fackel, Verbrennungsausrüstung);
- c) dem Standort gefährdeter Bereiche (z. B. Mannschaftsräume, administrative Bereiche);
- d) dem Standort von Zäunen und öffentlichen Bereichen bei angedockten schwimmenden LNG-Anlagen.

Die Risikoakzeptanzkriterien können sich abhängig davon unterscheiden, ob sich die schwimmende LNG-Anlage an der Küste befindet/angedockt ist oder es sich um eine Offshore-Anlage handelt, wobei das Risiko für die Öffentlichkeit zu berücksichtigen ist.

5.3.3 Auslegungsbeschränkungen im Hinblick auf die Umgebung

5.3.3.1 Anwendbarkeit

Dieser Unterabschnitt gilt für den Fall, dass die Anlage an der Küste angedockt ist (entweder in einem existierenden Hafen oder an einem neuen Standort).

5.3.3.2 Qualitative Analyse

Unabhängig von der genauen Konfiguration der Anlage muss die Auswahl des Standorts auf einer gründlichen Überprüfung der Umgebung basieren. Die folgenden Bereiche müssen bei dieser Überprüfung bestimmt werden:

- a) Industriegebiete;
- b) Gewerbegebiete;
- c) bevölkerungsreiche Verdichtungsgebiete;
- d) ländliche Gebiete.

5.3.3.3 Bestätigung durch Berechnung

Die Bestimmung der Bereiche hilft dabei, den am besten geeigneten Standort im Hinblick auf die inhärenten Risiken von Anlagen dieser Art zu finden. Außerdem wird empfohlen, vor der Entwicklung einer detaillierten Sicherheitsprüfung, wie in diesem Dokument oder in einschlägigen Vorschriften gefordert, eine Reihe von Berechnungen von Sicherheitsabständen in Bezug auf Stichflammen, Explosionen, Lachenbränden usw. durchzuführen. Diese Berechnungen können Folgendes beinhalten:

- a) Freisetzung durch großes Leck: Das Ziel dieser Berechnungen besteht darin, den Bereich zu definieren, in dem eine Kontrolle der Umgebung erforderlich ist. Dies hilft bei der Festlegung des Standorts für den potentiellen Onshore-Zaun.

- b) Worst-Case-Szenarien (z. B. Bruch im Hochbetrieb): Das Ziel dieser Berechnungen besteht darin, den lokalen Behörden ein klares Bild des möglichen ungünstigsten Falls/zukünftiger Risiken zu vermitteln, mit dem Ergebnis
 - der Festlegung von Beschränkungen im Hinblick auf die Stadtentwicklung (z. B. Einschränkungen bezüglich der Errichtung hoher Gebäude);
 - der Ausarbeitung von Notfallreaktionsplänen mit zumindest enger Koordination zwischen Betreiber und den lokalen Behörden.

Die Berechnungen müssen Folgendes berücksichtigen:

- a) die Vielzahl der Gefahrenströme, mit denen in der Anlage umgegangen wird (verflüssigte Produkte wie LNG, Propan, flüssige Kohlenwasserstoffe, toxische Flüssigkeiten, Stickstoff);
- b) deren Aggregatzustand (gasförmig, flüssig, 2-phasig);
- c) deren Druck und Temperatur;
- d) deren Bestand.

Die vorgehaltene Reihe von Berechnungen muss repräsentativ sein, um eine ordnungsgemäße Standortwahl sicherzustellen. Zur Durchführung dieser vereinfachten Berechnungen siehe ISO 20257-1:2020, Anhang B.

5.3.4 Auslegungsbeschränkungen im Hinblick auf die Anordnung der Anlage

5.3.4.1 Qualitative Analyse

Der erste Schritt besteht darin, sicherzustellen, dass die der Anlage inhärente Sicherheit mit der Auslegung verknüpft ist. Die folgenden Grundsätze sind anzuwenden, um sich diesem Ziel anzunähern:

- a) Die wesentlichen Zündquellen (z. B. Fackel [falls vorhanden und möglich], Stromerzeugung [Turbinen oder große Transformatoren bei externer Stromversorgung]) müssen sich mit Blick auf die vorherrschenden Windverhältnisse auf der Windseite (Luv) befinden.
- b) Die Unterkünfte und der Verwaltungsbereich müssen sich befinden:
 - 1) luvseitig von den anderen Teilen der Anlage;
 - 2) möglichst weit entfernt von dem Bereich, in dem mit Kohlenwasserstoffen umgegangen wird (Prozesseinheiten).

ANMERKUNG Es besteht keine Beschränkung hinsichtlich des Zaunstandorts und der Umgebung.

- c) Die Versorgungseinrichtung muss sich vorzugsweise zwischen dem Unterkunfts-/Verwaltungsbereich und den Prozesseinheiten befinden, damit der Sicherheitsabstand zwischen dem Hochrisikobereich und dem gefährdeten Bereich möglichst groß ist. Versorgungsbereiche bergen weniger Gefahren als Prozesseinheiten. Ungeachtet dessen muss ihre Position nach Überprüfung ihres Zwecks und der Produkte, mit denen dort möglicherweise umgegangen wird, im Hinblick auf den Zaunstandort und die Umgebung sorgfältig ausgewählt werden.
- d) Die Prozessanlagen (hauptsächlich Wiederverdampfungseinheiten) müssen sich befinden:
 - 1) entgegen der Windseite (Lee) der anderen Anlagen,
 - 2) möglichst weit entfernt vom Unterkunfts-/Verwaltungsbereich.

e) Innerhalb der Gruppe der Prozesseinheiten gilt Folgendes:

- 1) Sie müssen nach der Art der dort auftretenden Gefährdungen gruppiert sein, um die Ausbreitung verschiedener Gefährdungen in der gesamten Anlage zu verhindern.
- 2) Sie müssen durch Abstand oder physische Maßnahmen voneinander abgetrennt sein, um bei einem größeren Unfall in einer der Prozesseinheiten eine Eskalation zu verhindern.
- 3) Wenn mehrere identische Prozesszüge innerhalb der Anlagen vorhanden sind, können Abstands- oder physische Maßnahmen ergriffen werden, um eine Eskalation von einem Prozesszug zum anderen zu verhindern (z. B. wenn die Instandhaltung nach Prozesszug durchgeführt werden muss).
- 4) Die Speicher müssen von anderen Einheiten isoliert sein, um eine von ihnen ausgehende/auf sie übergreifende Eskalation zu verhindern.

Die Isolierung kann durch Errichtung einer physischen Trennung erzielt werden. Dies ist die einzige Lösung, wenn sich die Gesamtanlage auf einem angedockten Schiff befindet, dessen Lager sich im Rumpf befindet, während sich die Wiederverdampfungseinheiten auf den Decks darüber befinden. Unter diesen Bedingungen wird die Implementierung eines abgedeckten Decks empfohlen, um die Trennung der Gefahrenbereiche sicherzustellen.

Die Häufigkeit schwerer Unfälle kann geringer sein, aber die Folgen können mit Blick auf die Tankbestände schwerwiegender sein.

5.3.4.2 Bestätigung durch Berechnung

Unabhängig von der vorgeschlagenen Konfiguration muss die endgültige Anordnung mittels der Durchführung von Sicherheitsprüfungen bestätigt werden (siehe ISO 20257-1:2020, 5.4.3).

Zur Bestätigung des Layouts müssen mindestens die folgenden Sicherheitsprüfungen durchgeführt werden:

- a) **Ausfallidentifizierung:** Diese Voruntersuchung zielt auf die Identifizierung aller potentiellen Szenarien ab, zu denen es in der Anlage kommen kann. Die Szenarien müssen ein HP-Gasleck am Pier und ein LNG-Leck an den Wiederverdampfungseinheiten beinhalten.
- b) **Analyse der kryogenen Risiken:** Der Zweck dieser Untersuchung besteht darin, alle Bereiche zu identifizieren, in denen es zu kryogenen Austritten kommen kann und Folgendes zu beurteilen:
 - 1) Auswirkungen durch kryogene Flüssigkeiten: anzuwendende Abstände und Dauer zur Festlegung von Schutzmaßnahmen gegen Versprödung;
 - 2) Entstehung von Ansammlungen kryogener Flüssigkeiten: Dauer und freigegebene Bestände zur Festlegung von Schutzmaßnahmen gegen Versprödung sowie Definition des Drainagesystems.
- c) **Brandrisikoanalyse:** Der Zweck dieser Untersuchung besteht darin, alle Bereiche zu identifizieren, in denen es zu Bränden kommen kann sowie in Bezug auf Wärmeauswirkungen Abstände, Wärmeniveaus und Dauer (von Stichflammen und Lachenbränden) zu beurteilen, die zur Festlegung von Brandschutzmaßnahmen angewendet werden.
- d) **Explosionsrisikoanalyse:** Der Zweck dieser Untersuchung besteht darin, alle Bereiche zu identifizieren, in denen es zu Explosionen kommen kann sowie in Bezug auf Überdruckauswirkungen Abstände und Überdruckniveaus zu beurteilen, die zur Festlegung von Explosionsschutzmaßnahmen angewendet werden. Diese Untersuchung muss genau die Belastung/Einschränkung berücksichtigen, die auch besteht, wenn die Anlage in Betrieb ist.

ANMERKUNG Hohe Belastung und/oder große Einschränkung führen tendenziell zur Erhöhung des Überdruckniveaus, wodurch sich die in der Auslegung zu berücksichtigenden Überdruckwerte erhöhen.

- e) Quantitative Risikobeurteilung: Diese Untersuchung greift auf die Ergebnisse aus anderen Untersuchungen zurück und gibt eine Einschätzung zum Risiko für Menschen sowie zur Einhaltung der ALARP-Grundsätze ab.

Diese Untersuchungen müssen:

- a) die gesamte Anlage berücksichtigen (die FSRU selbst sowie den Pier und jedwede sonstige Einheit, die zur Anlage gehört);
- b) bestätigen, dass der Abstand zwischen den Einheiten ausreichend ist, ganz besonders im Hinblick auf gefährdete Bereiche und/oder verschiedene Prozesszüge;
- c) Auslegungsanforderungen für physische Barrieren und Einrichtungen zur Begrenzung der Eskalation bereitstellen (z. B. Explosionslasten, Dauer des Schutzes vor Feuer/Vorfällen mit kryogenen Flüssigkeiten).

Siehe ISO 20257-1:2020, Anhang B.

5.3.5 Maßnahmen zur Risikovermeidung

5.3.5.1 Allgemeines

Die Elemente, die in diesem Unterabschnitt beschrieben werden, sind zusätzlich zu jenen in ISO 20257-1:2020 anzuwenden.

5.3.5.2 Aktiver Brandschutz

5.3.5.2.1 Aktive Brandschutzphilosophie

Dieser Unterabschnitt legt Anforderungen an die spezifischen aktiven Brandschutzsysteme oder Brandbekämpfungssysteme fest, die für FSRU-Anlagen erforderlich sind. Allgemeine Anforderungen an den aktiven Brandschutz sind in ISO 20257-1:2020, Abschnitt 5, beschrieben.

Die umzusetzende aktive Brandschutzphilosophie muss auf den Brandrisiken basieren, die bei der Risikobeurteilung identifiziert wurden, welche für die gesamte schwimmende LNG-Anlage unter Berücksichtigung der FSRU selbst, aller damit zusammenhängenden Anlagen (wie dem Pier) und Anbauten sowie benachbarter Anlagen durchgeführt wurde.

Aktive Brandschutzsysteme können durch verschiedene Maßnahmen realisiert werden, einschließlich Versorgungsschiffe, ortsfeste Systeme und/oder mobile/tragbare Systeme.

Aktive Brandschutzsysteme müssen in Bereichen installiert werden, in denen ein erhöhtes Brandrisiko besteht. Zu den typischen Bereichen einer FSRU, zusätzlich zu anderen standardmäßigen Risikobereichen auf einer schwimmenden Anlage, gehören:

- a) der Bereich des Wiederverdampfungssystems;
- b) der Bereich der Gaskompressoren;
- c) der Anschlussbereich für die LNG-Übergabe;
- d) der HP-Gastransfer-Bereich;
- e) Ausrüstung auf einem Pierdeck, falls anwendbar.

Die Gesamtphilosophie für den Brandschutz beruht üblicherweise auf mehreren Arten von Brandschutzsystemen, darunter:

- a) Wassersysteme;
- b) Leichtschaulsysteme;
- c) Schwerschaulsysteme;
- d) Pulversysteme.

Ein Leitfaden zu verschiedenen Brandarten und zur Verwendung von Löschmitteln kann Literaturhinweis [13] entnommen werden.

5.3.5.2.2 Systemauslegung

Aktive Brandschutzsysteme müssen so bemessen sein, dass sie den erwarteten Brandrisiken, die bei der Risikobeurteilung identifiziert wurden, standhalten. Kapazität und Ausbringungsraten des aktiven Brandschutzes müssen von einem anerkannten Standardverfahren oder nach ausführlicher technischer Bewertung bestimmt und unterstützt werden.

Jedwede Brandbekämpfungsausrüstung muss nach anerkannten Normen ausgelegt und hergestellt sein.

ISO 13702 gibt typische Beispiele von Auslegungsanforderungen für Offshore-Produktionsanlagen wie z. B. Mindestdurchflussrate für die Wasserausbringung, und kann als Richtschnur für die Auslegung der aktiven Brandschutzsysteme der FSRU verwendet werden.

5.3.5.2.3 Wassersysteme

Ortsfeste Löschwassersysteme werden nicht zum Löschen von LNG-, NG- oder Kohlenwasserstoffbränden verwendet, sondern zur Minderung der Eskalationsrisiken, indem Wasser verwendet wird als:

- a) Kühlungsmedium zum Schutz von benachbarten Anlagen oder Bauteilen/Ausrüstung in der Nachbarschaft des Unfallbereichs;
- b) Minderungsmedium zur (Rauch- oder Gas-)Eindämmung und als Strahlungsschutzmaßnahme zur Absicherung der Evakuierung des Personals.

Diese Systeme können Sprühwassersysteme, Hydranten und/oder Wasserkanonensysteme beinhalten.

Die Löschwassersysteme müssen mit Meerwasser betrieben werden können, da dies in den meisten Fällen die primäre Quelle darstellen wird. Für den Fall, dass regelmäßige Funktionsprüfungen der Wassersysteme erforderlich sind, muss auf die Verunreinigung von Bereichen unter Sprühwassersystemen mit Meerwasser eingegangen werden.

Löschwassersysteme müssen so bemessen und ausgelegt sein, dass Folgendes sichergestellt ist:

- a) Löschwasserversorgung in ausreichenden Mengen entsprechend den bei der Risikobeurteilung identifizierten Brandrisiken;
- b) ordnungsgemäße Löschwasser-Drainagesysteme, um eine erhöhte Verdampfung von ausgetretenem LNG zu verhindern;
- c) Verfügbarkeit der Löschwasserversorgung über die entsprechend der Risikobeurteilung festgelegte Zeitdauer, wozu die Bereitstellung redundanter Ausrüstung, einer unabhängigen Stromquelle für die Löschwasserpumpen und eines unabhängigen Netzabschnitts für das Löschwassersystem gehören können.

Löschwassersysteme, z. B. Wasserkanonen- und/oder Wasservorhangssysteme, befinden sich bei angedockten FSRU üblicherweise an der Schnittstelle zwischen Pier und FSRU, um die FSRU und/oder Pier-Oberwerke vor einem Brand auf der FSRU zu schützen, in Gas- und/oder LNG-Verteilerblock-Bereichen oder in den Pieranlagen.

5.3.5.2.4 Schaumsysteme

Bei Schaumsystemen kann es sich um ortsfeste und/oder tragbare Schaumsysteme handeln.

Schwerschäum kann erforderlich sein, um einen Bereich mit erheblichen Mengen dort gelagerter brennbarer Flüssigkeiten zu schützen.

Leichtschaumsysteme werden verwendet, um LNG-Lachenbrände durch Isolierung des Brennstoffs von der Luftzufuhr unter Kontrolle zu bringen. Falls vorhanden, muss jedes Auffangbecken für ausgetretenes LNG mit fernbedienten ortsfesten Leichtschaumsystemen ausgestattet sein.

Tragbare Schaumsysteme müssen installiert werden, wenn bei der Risikobeurteilung ein Risiko festgestellt wurde.

5.3.5.2.5 Pulversysteme

Zum Löschen von LNG-Bränden werden Pulversysteme (wie z. B. Kohlendioxidssysteme) empfohlen. Diese Systeme können abhängig von der Risikostufe, die bei der Risikobeurteilung festgestellt wurde, tragbar und/oder ortsfest sein.

Pulversysteme müssen sich dort befinden, wo Kohlenwasserstoffe austreten können, wie z. B. in Transferbereichen (HP- und LNG-Transfer von der/zur FSRU), im Bereich von ESD-/HIPPS-Ventilen, an der Ölhydraulikeinheit und an den Kompressoren.

Pulversysteme sollten außerdem zum Einsatz kommen, um ggf. Brände in Instrumenten- und elektrischen Betriebsräumen zu löschen.

5.3.5.3 Erkennung für Brände, kryogenen Austritt und Gas

Zusätzlich zu den in ISO 20257-1:2020 beschriebenen Anforderungen müssen Brandmelder, Detektoren für kryogenen Austritt und Gasmelder ausgewählt und unter Berücksichtigung der folgenden Faktoren angeordnet werden:

- a) erwartete Art von Ereignissen, die erkannt werden sollen (z. B. Gasaustritt, Kohlenwasserstoffbrand, elektrischer Brand, Zellulosebrand);
- b) Ort des Ereignisses, das erkannt werden soll (z. B. Innen- oder Außenbereich);
- c) wahrscheinlichste Austrittsquellen;
- d) Nähe zu Systemen, die mögliche Zündquellen darstellen;
- e) vorherrschende Windrichtung und -geschwindigkeit;

ANMERKUNG 1 Dieser Parameter hat in geschlossenen Bereichen sowie in belasteten/eingeschränkten Bereichen, in denen die Windgeschwindigkeit erheblich geringer sein kann, nur einen begrenzten (oder gar keinen) Einfluss. In ähnlicher Weise haben Windgeschwindigkeit und -richtung auch im Bereich in der Nähe des Austrittsortes nur einen begrenzten (oder gar keinen) Einfluss; die Austrittsrichtung und -geschwindigkeit werden vom Austrittsmomentum, d. h. dem Anfangsdruck, bestimmt.

- f) Dichte des Gasaustritts (Flüssigkeiten, die schwerer als die Luft sind, bewegen sich tendenziell nach unten, wenn das Momentum nicht mehr besteht, während sich Gase, die leichter als die Luft sind, tendenziell nach oben bewegen, wenn das Momentum nicht mehr besteht).

ANMERKUNG 2 Dieser Parameter hat im Bereich in der Nähe des Austrittsortes nur einen begrenzten oder gar keinen Einfluss; die Austrittsrichtung und -geschwindigkeit werden vom Austrittsmomentum, d. h. dem Anfangsdruck, und nicht von der Flüssigkeitsdichte bestimmt.

Tabelle 1 bietet einen Überblick der Detektoren, die mindestens in spezifischen Bereichen installiert werden müssen (die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit).

Tabelle 1 — Art der Detektoren nach Bereich

Bereich	Art des Detektors				
	Detektor für brennbare Gase	Brand-melder ^a	Detektor für kryogenen Austritt	Detektor für geringe Sauerstoff-gehalt	Wasserstoff-gasmelder
In der Nähe von Ausrüstung, die mit brennbaren/entflammenden Flüssigkeiten arbeitet	ja	ja			
In der Nähe von Ausrüstung, die mit brennbaren Gasen arbeitet	ja	ja			
Im Bereich von Verteilerblöcken (Ausfuhr und Einfuhr)	ja	ja			
Im Bereich von Feuerungsanlagen		ja			
Batterieräume (innerhalb des Raums)		ja			ja
Pierkopf	ja	ja	ja		
Auffangbecken	ja	ja	ja		
Kontrollräume und Unterstationen	ja ^b	ja ^c			
Sonstige Gebäude	ja ^b	ja ^c			
Labor und Analysengeräteraum	ja ^d			ja	
^a Die Art des auszuwählenden Detektors (UV/IR-Flammen-, -Wärme-, -Rauchmelder) ist von der Art des Brandes und vom Ort abhängig. Kohlenwasserstoffbrände werden von UV/IR-Detektoren erkannt, während Zellulosebrände und elektrische Brände von Wärme- und/oder Rauchmeldern erkannt werden. ^b Gasmelder werden an den Lufteinlässen und -schleusen der HVAC angebracht, um von außen einströmendes Gas zu erkennen. ^c Nicht alle Räume werden mit Brandmeldern ausgestattet. Art und Anbringungsort der Detektoren müssen davon abhängen, ob sich dauerhaft Personen in dem Raum aufhalten, was der Raum enthält und sich darin Ausrüstung befindet, die für Betrieb, Steuerung oder Sicherheit der Anlage unerlässlich sind. ^d Gasmelder werden an den Lufteinlässen und -schleusen der HVAC angebracht, um von außen einströmendes Gas zu erkennen sowie um in den Räumen von außen kommende Gasaustritte zu erkennen.					

Zusätzlich müssen sich in der gesamten Anlage Handmelder befinden, mit denen die Mitarbeiter einen Alarm auslösen können, und zwar:

- a) in regelmäßigen Abständen auf den Fluchtwegen und in den Treppenhäusern;
- b) in den Gebäuden in der Nähe der Ausgangstüren.

Die Detektoren müssen je Standort so installiert sein, dass eine Voting-Konfiguration möglich ist:

- a) bei Auslösung eines einzelnen Detektors führt dies im Allgemeinen zu einem optischen und akustischen Alarm im betroffenen Bereich und in den Kontrollräumen;

- b) bei Auslösung mehrerer Detektoren führt dies zusätzlich zu automatischen Maßnahmen, die unter anderem Folgendes beinhalten können:
- 1) Prozessabschaltung;
 - 2) elektrische Isolierung der nicht für Zone 1 geeigneten Ausrüstung;
 - 3) Abschaltung der normalen Stromerzeugung;
 - 4) Schließen der Dämpfer der HVAC-Lufteinlässe und Abschaltung des HVAC-Systems bzw. Umschalten auf Umluftbetrieb;
 - 5) Aktivierung der Löschwasserpumpensequenz;
 - 6) Aktivierung von Löschwassersprühsystem, Wasservorhängen.

5.3.5.4 Drainagesysteme

Die schnelle und aus der Entfernung gesteuerte Entsorgung ausgetretener kryogener Flüssigkeiten vom Leckageort zur Verhinderung der unkontrollierten Verdunstung in einem belasteten/eingeschränkten Prozessbereich muss nach ISO 20257-1:2020 erfolgen.

Im Bereich um Saugtrommel/Rückverflüssiger, HP-Pumpen und HP-Verdampfer muss sich eine ausreichende Anzahl von Auffangschalen und Brandschutzwänden befinden. Alle HP-Flüssigkeits- und NG-Flanschanschlüsse müssen mit Flanschabschirmungen ausgestattet sein (siehe auch ISO 20257-1:2020, 5.4.5.2.6).

Zur Drainage von kryogenen Austritten bei einer angedockten Anlage muss der Bereich, in dem die Verdunstung kontrolliert wird, berücksichtigt werden. Dementsprechend muss die Möglichkeit untersucht werden, die Austrittsrichtung zu kontrollieren und den Austritt in spezifischen Auffangbecken zu sammeln, die mit Schaumgeneratoren ausgestattet sind, und dies aus der Entfernung von der angedockten Anlage aus zu steuern.

ANMERKUNG Auf diese Weise wird verhindert, dass kryogene Flüssigkeit an der Rumpfseite herunterläuft und die Meeresoberfläche erreicht.

5.3.5.5 Notfallreaktion

Zusätzlich zu den in ISO 20257-1:2020 beschriebenen Anforderungen muss auch die Evakuierung von angedockten Anlagen berücksichtigt werden.

Falls die Evakuierung nicht über einen Laufsteg von der Anlage zum Ufer erfolgen kann, muss sie mit Hilfe von Rettungsbooten und/oder Rettungsinseln erfolgen.

Am Standort muss das Vorhandensein von Gegebenheiten berücksichtigt werden, die möglicherweise den Zugang zu den Evakuierungsmitteln versperren, wie z. B.:

- a) LNG-Tanker und andere Seefahrzeuge;
- b) die Vertäuungsleinen zwischen der Anlage und den LNG-Tankern/Seefahrzeugen;
- c) die Vertäuungsleinen zwischen der Anlage und dem Ufer/Pier.

Die Evakuierungsmittel müssen so ausgelegt und angebracht sein, dass sie jedwede potentiellen Gefährdungsereignisse (intern und extern, von Menschen oder von der Natur ausgehend) berücksichtigen, die zur Evakuierung führen. Dementsprechend muss der Schwerpunkt auf Redundanz und die Anbringung in mehreren Bereichen der Anlage (achtern und vorn, Steuerbord und Backbord) gelegt werden.

Die Auslegung der Auffangbecken muss auf Grundlage der Ergebnisse der Analyse der kryogenen Risiken erfolgen.

5.3.5.6 Sicherheitsintegritätslevel

Zur Bestimmung der Sicherheitsintegritätslevel der verschiedenen sicherheitstechnischen Funktionen, die die Prozesssysteme steuern (siehe ISO 20257-1:2020, 5.4.2.3) muss eine SIL-Prüfung berücksichtigt werden.

Die SIL-Prüfung muss mindestens die folgenden Punkte umfassen:

- a) Das HIPPS, das im Allgemeinen am Einlass und/oder Auslass der Anlage in Bereichen installiert ist, in denen sich die Rohrleitungsbemessung ändert, um die vorgelagerten Anlagen und/oder die nachgelagerten Anlagen vor einem plötzlichen Druckanstieg zu schützen;
- b) Sicherheitsfunktionen, die zu den HP-Übergabeeinheiten gehören.

Bei den aufgeführten Sicherheitsfunktionen muss der Sicherheitsintegritätslevel mindestens SIL 2 erreichen, wenn ein SIL erforderlich ist, unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der endgültige Level von den Besonderheiten der Anlage abhängig ist. Der notwendige SIL ist vom zu erreichenden Restrisiko-Niveau entsprechend der verwendeten Matrix abhängig, die wiederum abhängig ist von:

- a) der Häufigkeit des ursprünglichen Szenarios ohne die Sicherheitsfunktion;
- b) den Folgen, die der Ausfall der sicherheitstechnischen Funktionen in Bezug auf Personen-, Umwelt- und Sachschäden hätte.

Die SIL-Beurteilung sollte auf der Schutzebenenanalyse basieren. Zu weiteren Informationen siehe IEC 61508.

6 Vertäuung und Halten der Position

Zusätzlich zu den Anforderungen von ISO 20257-1:2020, Abschnitt 6, gilt Folgendes:

- a) Die Vertäuung eines besuchenden LNG-Tankers muss in der Auslegung der FSRU-Vertäuung berücksichtigt werden, unabhängig davon, welche Vertäuungsvorkehrungen ausgewählt werden.
- b) Für den Fall, dass die FSRU für die Neubeladung kleinerer Seefahrzeug ausgelegt ist, muss bei der Vertäuungsauslegung auf den Größenbereich der besuchenden kleineren LNG-Tanker eingegangen werden.

7 Rumpfauslegung

Zusätzlich zu den Anforderungen in ISO 20257-1:2020, Abschnitt 7, gelten die folgenden Anforderungen für eine FSRU, die als LNG-Tanker betrieben werden soll.

Das Geschäfts- und Betriebsmodell der FSRU kann Auswirkung auf die Anforderungen für die Rumpfauslegung haben. Bei den Modellen kann es sich unter anderem handeln um:

- a) eine FSRU in Form einer Barge ohne Antrieb, die über ihre gesamte Auslegungslebensdauer an einem Standort verbleibt oder auch an mehrere verschiedene Standorte verlegt wird;
- b) eine FSRU als Einheit in Form eines ursprünglich mit einem Antrieb ausgestatteten Schiffs, der jedoch getrennt wurde (d. h. die Einheit kann während des Betriebs als Barge betrachtet werden). Der Antrieb kann später wieder in Betrieb genommen werden, um die Überführung an einen anderen Standort zu ermöglichen;
- c) ein Schiff, das über kürzere Zeiträume als FSRU betrieben wird, die immer wieder durch Zeiträume unterbrochen werden, in denen es als LNG-Tanker verwendet wird;

- d) eine FSRU, die auch unter den widrigsten anzunehmenden Umgebungsbedingungen an ihrem Betriebsstandort verbleibt oder für die Dauer eines Sturms in einen Bereich mit günstigeren Bedingungen verbracht wird, dann aber zurückkehrt.

Für die Bestimmung der auslegungsgemäßen Umgebungsbedingungen gelten die folgenden Grundsätze:

- a) Bei allen FSRU sollten die Umgebungsbedingungen während jedweder Transitphase zum/vom Betriebsstandort berücksichtigt werden.
- b) Bei einer Barge sollten die ungünstigsten Umgebungsbedingungen am Betriebsstandort berücksichtigt werden.
- c) Bei mehreren möglichen Betriebsstandorten sollten bei der Auslegung die ungünstigsten Bedingungen berücksichtigt werden, mit denen an diesen Standorten gerechnet werden muss.
- d) Wenn bei Schlechtwetterbedingungen die Verlegung zu einem günstigeren Standort geplant ist, können die begrenzenden Wetterbedingungen für die Verlegung als Auslegungsgrundlage verwendet werden.
- e) Wenn eine FSRU auch als LNG-Tanker fungieren soll, müssen beide Betriebsarten berücksichtigt und die ungünstigste Bedingung sollte als Grundlage verwendet werden. Ein LNG-Tanker kann in seinem Betrieb entweder auf eine spezifische Art von Handel beschränkt sein – in diesem Fall sollten die Bedingungen für diesen Handel berücksichtigt werden – oder für den weltweiten Betrieb als LNG-Tanker bestimmt sein. Im letzteren Fall müssen die Umgebungsbedingungen entsprechend dem IGC Code oder den Vorgaben der Behörde des Flaggenstaates – je nachdem, welche Vorgaben strenger sind – berücksichtigt werden.

8 LNG-Speicherung

8.1 Spezifische Anforderungen an das Ladetank-Druckmanagement

Der Druck in den LNG-Tanks einer FSRU sollte vor der Übergabe zwischen den Schiffen niedrig gehalten und während der LNG-Übergabe entsprechend der Laderate, der Temperatur des geladenen LNG und der Auspeisungsrate der Wiederverdampfung erhöht werden.

Die Temperatur der entleerten LNG-Tanks einer FSRU sollte sich vor der Übergabe zwischen den Schiffen heruntergekühlt sein.

Je höher der Betriebsdruck der LNG-Tanks einer FSRU bei einer vorgegebenen LNG-Temperatur (oder einem Sättigungsdruck) ist, desto höher ist die maximal mögliche Laderate.

Dementsprechend ist der maximal zulässige Druck der LNG-Tanks einer FSRU üblicherweise höher als der herkömmlicher LNG-Tanker.

Der zulässige Druckbereich der LNG-Tanks einer FSRU und die Temperatur des geladenen LNG vor der Übergabe zwischen den Schiffen sowie deren Auswirkungen auf die BOG-Entstehung müssen analysiert und mit Blick auf die auslegungsgemäße Laderate bestätigt werden.

8.2 Spezifische Anforderungen an das Überdruckmanagement von LNG-Tankern

Da der zulässige Betriebsdruck der LNG-Tanks einer FSRU üblicherweise höher ist als jener des speisenden LNG-Tankers, muss während der Übergabe von Schiff zu Schiff der Schutz vor zurückströmendem Hochdruckdampf berücksichtigt werden.

8.3 Rollover-Risiko

Eine FSRU erhält LNG aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlicher Dichte und Zusammensetzung. Das Ladeverfahren muss sicherstellen, dass die LNG-Tanks einer FSRU vor der Neubefüllung immer nahezu leer sind, um das Risiko von LNG-Stratifikation in den Tanks zu vermeiden. Die Stratifikation muss vom Betreiber der FSRU unter Berücksichtigung der in ISO 20257-1:2020, 8.3, beschriebenen Minderungsmaßnahmen überwacht werden.

9 Übergabesysteme

9.1 Allgemeines

Dieser Abschnitt beschreibt die Besonderheiten des LNG-Übergabesystems und muss zusätzlich zu ISO 20257-1:2020, Abschnitt 9, angewendet werden.

9.2 Erdgas-Ausspeisung: Anforderungen an die NG-Übergabe

9.2.1 Funktionsanforderungen

Für die Übergabe von (üblicherweise unter hohem Druck stehendem) NG ist ein eigenes Übergabesystem erforderlich, dass die FSRU mit dem Ufer verbindet. Zur Übergabe des unter hohem Druck stehenden NG unter sicheren Bedingungen muss das Übergabesystem mindestens die folgenden Funktionen umfassen:

- a) freies Folgen der FSRU-Bewegungen innerhalb der 6 Grade der Verdrängung nach der Verbindung;
- b) Übergabe des unter hohem Druck stehenden NG durch die Produktleitung von einem Endpunkt zum anderen innerhalb der auslegungsgemäßen und betriebsbezogenen Temperatur- und Druckgrenzwerte, die durch die in der Auslegung festgelegten Anforderungen vorgegeben sind;
- c) Begrenzung der Lasten am HP-Gasverteilerblock-Anschluss auf die in den Auslegungsanforderungen angegebenen zulässigen Werte, wonach die maximalen Lasten am HP-Gasübergabe-Verteilerblock bei fehlenden SIGTTO-Richtlinien wie für die LNG-Tanker-Verteilerblöcke als Eingaben für die Auslegung des Übergabesystems bestimmt werden müssen;
- d) Einhaltung der Anforderungen an Durchflussrate und maximalen Druckabfall und Einhaltung des Installationsverfahrens unter Berücksichtigung der maximalen Durchflussgeschwindigkeiten, die durch die Spezifikation und Erfahrung beschränkt werden;
- e) Betrieb im gesamten erforderlichen Betriebsbereich ohne Konflikte mit angrenzenden Übergabesystemen sowie der umgebenden Infrastruktur und anderer Ausrüstung;
- f) Entleerung und/oder Spülung des Produkts aus dem System, um nach der Übergabe und vor einer normalen Trennung oder vor/nach einer Nottrennung frei von Gas zu sein;

ANMERKUNG Dieser Vorgang muss nicht unbedingt mit spezieller Ausrüstung, sondern kann auch mittels geeigneter Verfahren durchgeführt werden.

- g) elektrische Isolierung an einem der Endpunkte, Vermeidung der Erdung durch Kontakt oder Durchgang anderer Ausrüstung, Vermeidung von Konsequenzen aufgrund der Potentialunterschiede zwischen den beiden verbundenen Einheiten;
- h) falls ein EDS oder ERC vorhanden ist, automatisches Einfahren und Sichern des Übergabesystems von der unmittelbaren Position des HP-Verteilerblock der FSRU, so dass der Verteilerblock und das Übergabesystem frei von Beschädigungen durch weitere Bewegungen oder Verdrängung an der maritimen Schnittstelle bleiben.

9.2.2 Auslegung des Übergabesystems

9.2.2.1 Zusammensetzung

Das Übergabesystem kann aus starren Gelenkrohren oder flexiblen Rohren bestehen.

9.2.2.2 Gelenkrohrlösungen

Bei einer Gelenkrohrlösung handelt es sich um eine Zirkelanordnung von Gelenkrohren auf vertikaler Ebene, die auf einem Grundsteigrohr oder einer Grundsteiganordnung angebracht ist, das bzw. die durch eine eigene Struktur (d.h. einem Schiffsverlader) gestützt wird oder freitragend (d.h. über eine Gelenküberbrückung verfügt) mit Schwenkkapazität zur Abdeckung einer 3D-Hüllkurve ist. An ihren Enden lassen zusätzliche Gelenke die Roll-, Gier- und Stampfbewegungswinkel des angeschlossenen Verteilerblocks zu.

Relevante Aspekte für die Auslegung von Gelenkrohrlösungen für HP-Gas sind in ISO 16904, EN1474-3 und Literaturhinweis [15] beschrieben.

9.2.2.3 Lösungen mit flexiblen Rohren

Bei einer Lösung mit flexiblen Rohren handelt es sich um eine freitragende Anordnung mit flexiblen Rohren als Produktleitung, die wie folgt definiert werden kann:

- a) Oberirdische flexible Rohre: Flexible Einzelrohre, die mit einem Hebekran oder einer Winde an Bord und/oder am Ufer installiert werden und die im Normalbetrieb keinen direkten Kontakt mit Meerwasser haben. Nach der Verbindung werden die flexiblen Rohre nicht mehr durch den Hebekran oder die Winde gestützt.
- b) Teilweise unter Wasser liegende flexible Rohre: Flexible Einzelrohre, die mit einem Hebekran oder einer Winde an Bord und/oder am Ufer installiert werden und die im Normalbetrieb teilweise unter Wasser liegen. Nach der Verbindung werden die flexiblen Rohre nicht mehr durch den Hebekran oder die Winde gestützt.
- c) Vollständig unter Wasser liegende flexible Rohre: Flexible Einzelrohre, die mit einem Hebekran oder einer Winde an Bord und/oder am Ufer installiert werden und die im Normalbetrieb vollständig unter Wasser liegen. Nach der Verbindung werden die flexiblen Rohre nicht mehr durch den Hebekran oder die Winde gestützt.

Relevante Aspekte der EN 1474-3 können bei der Entwicklung einer systembezogenen Auslegungsphilosophie für Lösungen mit flexiblen Rohren zusammen mit ISO 13628-2 angewendet werden, die Bestimmungen für flexible Überbrückungsschläuche in Unterwasser- und Offshore-Oberwerk-Anwendungen enthält.

Der Biegeradius und das Risiko eines Verdrehens der flexiblen Schläuche an ihren Enden müssen berücksichtigt werden, wobei der abzudeckende Betriebsbereich, die Abstände zwischen dem Pier und der schwimmenden Einheit und die dynamischen Bewegungen in Betracht zu ziehen sind.

Abhängig von der Situation können API RP17B, ISO/IEC 10027 und ISO 14113 angewendet werden.