

Explosionsschutzkonzept

für das LNG-Terminal Brunsbüttel

Rev. 00

Bericht Nr. Ex/13434/19

Hamm, 14.10.2022

INBUREX Consulting
Gesellschaft für
Explosionsschutz und
Anlagensicherheit mbH
August-Thyssen-Str. 1
59067 Hamm

Telefon: +49 (0 23 81) 973 11-0
Telefax: +49 (0 23 81) 973 11-99
E-Mail: infos@inburex.com
Internet: www.inburex.com

Geschäftsführer:
Dr. Bernd Broeckmann
Dr. Klaus Hermann
Dipl.-Ing. (FH) Jörg Meistes
Sitz der Gesellschaft: Hamm
Amtsgericht Hamm HRB 1523

Informationsseite

Bericht Nr. Ex/13434/19

Einstufung Vertraulich (Informationsseite offen)

Titel Explosionsschutzkonzept für das LNG-Terminal Brunsbüttel

Verfasser Dipl.-Ing. (FH) Jörg Meistes, M.Sc. Michael Wulf

Zusammenfassung Die German LNG Terminal GmbH plant derzeit die Errichtung und den Betrieb eines kombinierten Import- und Distributionsterminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) am Standort Brunsbüttel. Das beim Verdampfen des LNG entstehende Erdgas ist in der Lage gefährliche explosionsfähige Gas/Luft-Gemische zu bilden.

Im vorliegenden Explosionsschutzkonzept erfolgt eine Bewertung der Häufigkeit des Auftretens gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische. Darauf aufbauend sind die notwendigen Maßnahmen zur Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische, der Vermeidung des Auftretens wirksamer Zündquellen sowie Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen vorgegeben. Werden die vorgegebenen Maßnahmen entsprechend umgesetzt, erfüllt die Anlage die Anforderungen der GefStoffV.

Auftraggeber German LNG Terminal GmbH

Kontaktperson Hans-Joachim Grossmann

Auftragnehmer INBUREX Consulting GmbH, Hamm

Fachbereich Explosionsschutz

Ort u. Datum Hamm, 14.10.2022

Unterschriften

gez. Jörg Meistes

Geschäftsführung
Bereichsleiter Explosionsschutz

gez. Michael Wulf

Projektingenieur
Explosionsschutz

Inhaltsverzeichnis

Informationsseite	2
Inhaltsverzeichnis	3
1. Aufgabenstellung	7
2. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung	8
2.1. Bauliche und geografische Gegebenheiten	8
2.2. Verfahrensbeschreibung	9
3. Stoffdaten	11
3.1. Grundlagen der sicherheitstechnischen Kennzahlen	11
3.2. Interpretation sicherheitstechnischer Kennzahlen	12
3.3. Sicherheitstechnische Kennzahlen	13
3.3.1. Spezifisches Gefahrenpotential des LNG.....	14
4. Grundlagen der Explosionsschutzmaßnahmen	15
4.1. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische	15
4.1.1. Sicheres Unterschreiten des Flammpunktes entzündbarer Flüssigkeiten	15
4.1.2. Verdünnen und Abführen von gefährlichen explosionsfähigen Gemischen	16
4.1.3. Herabsetzen des Sauerstoffgehaltes	19
4.1.4. Überschreiten der oberen Explosionsgrenze	23
4.1.5. Sicherstellen der Dichtheit.....	24
4.2. Zoneneinteilung explosionsgefährdeter Bereiche	26
4.2.1. Explosionsgefährdete Bereiche - Gas/Luft	26
4.3. Vermeidung wirksamer Zündquellen	27
4.3.1. Heiße Oberflächen.....	27
4.3.2. Flammen und heiße Gase.....	28
4.3.3. Zündquellen durch mechanische Reib-, Schlag- und Abtrennvorgänge	28
4.3.4. Elektrische Anlagen	29
4.3.5. Elektrische Ausgleichsströme (Potentialausgleich).....	31
4.3.6. Elektrostatische Entladungen	31
4.3.7. Blitzschutz	33
4.3.8. Ultraschall.....	34
4.3.9. Chemische Reaktionen.....	34
4.3.10. Sonstige Zündquellen	34
4.4. Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkung von Explosionen	34

4.5.	Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen im Rahmen von	
	Explosionsschutzmaßnahmen	35
4.6.	Organisatorische Maßnahmen	37
4.6.1.	Erfordernis organisatorischer Maßnahmen.....	37
4.6.2.	Anforderungen	38
5.	Anlagenspezifische Gefährdungsbeurteilung	47
5.1.	Bereich 10 – Wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen	47
5.1.1.	Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – wasserseitige LNG- Umschlagseinrichtungen	47
5.1.2.	Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen	48
5.1.3.	Zoneneinstufung – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen.....	49
5.1.4.	Vermeidung wirksamer Zündquellen – wasser- und landseitige Umschlagseinrichtungen	55
5.1.5.	Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – wasserseitige LNG- Umschlagseinrichtungen	55
5.1.6.	Organisatorische Maßnahmen – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen.....	55
5.2.	Bereich 20 - LNG-Lagertanks, Tauchpumpen und TKW-/EKW-Beladung	56
5.2.1.	Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung	56
5.2.2.	Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – LNG- Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung	57
5.2.3.	Zoneneinstufung – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung.....	59
5.2.4.	Vermeidung wirksamer Zündquellen – Tanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW- Beladung	72
5.2.5.	Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung	73
5.2.6.	Organisatorische Maßnahmen – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW- Beladung	73
5.3.	Bereich 30 - Verdichter und Fackel	73
5.3.1.	Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – Verdichter & Fackel	73
5.3.2.	Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – Verdichter & Fackel.....	74
5.3.3.	Zoneneinstufung – Verdichter & Fackel	75
5.3.4.	Vermeidung wirksamer Zündquellen – Verdichter & Fackel.....	83

5.3.5.	Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – Verdichter & Fackel	83
5.3.6.	Organisatorische Maßnahmen - Verdichter & Fackel	83
5.4.	Bereich 40 - BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer	84
5.4.1.	Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer.....	84
5.4.2.	Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer	85
5.4.3.	Zoneneinstufung – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer.....	86
5.4.4.	Vermeidung wirksamer Zündquellen – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer.....	93
5.4.5.	Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion - BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer.....	93
5.4.6.	Organisatorische Maßnahmen - BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer.....	94
5.5.	Bereich 60 - Druckregel- und Messanlagen	94
5.5.1.	Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – Druckregel- und Messanlagen	94
5.5.2.	Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – Druckregel- und Messanlagen	94
5.5.3.	Zoneneinstufung – Druckregel- und Messanlagen.....	95
5.5.4.	Vermeidung wirksamer Zündquellen – Druckregel- und Messanlagen.....	99
5.5.5.	Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – Druckregel- und Messanlagen	99
5.5.6.	Organisatorische Maßnahmen - Druckregel- und Messanlagen	99
5.6.	Nebenanlagen	100
5.6.1.	Batterieräume USV	100
5.6.2.	Sonstige Bereiche.....	103
Anhang A	Änderungs-/Revisionsindex.....	104
Anhang B	Verwendete Unterlagen und Literatur	105
B.1.	Richtlinien, Gesetze, Verordnungen und ergänzende gesetzliche Regelungen	105
B.2.	Technische Unterlagen und Zeichnungen	107
B.3.	Literatur	110
Anhang C	Verzeichnisse.....	111
C.1.	Abkürzungsverzeichnis	111
C.2.	Tabellenverzeichnis.....	112

C.3.	Abbildungsverzeichnis	112
C.4.	Anhangsverzeichnis	113

1. Aufgabenstellung

Die German LNG Terminal GmbH plant derzeit die Errichtung und den Betrieb eines kombinierten Import- und Distributionsterminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) am Standort Brunsbüttel.

Das beim Verdampfen des LNG entstehende Erdgas ist in der Lage gefährliche explosionsfähige Gas/Luft-Gemische zu bilden, sodass im Rahmen des Genehmigungsantrages ein Explosionsschutzkonzept zu erarbeiten ist.

Im vorliegenden Explosionsschutzkonzept erfolgt eine Bewertung der Häufigkeit des Auftretens gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische. Darauf aufbauend werden die notwendigen Maßnahmen zur Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische, der Vermeidung des Auftretens wirksamer Zündquellen sowie Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen vorgegeben.

Die INBUREX Consulting GmbH, Hamm, wurde von der German LNG Terminal GmbH mit der Erstellung des entsprechenden Explosionsschutzkonzeptes beauftragt.

Hinweis zur Gliederung:

Das vorliegende Explosionsschutzkonzept gliedert sich in einen allgemeinen Teil, welcher die Kapitel 2-4 umfasst und einen anlagen- bzw. apparatespezifischen Teil in Form des Kapitels 5. Im allgemeinen Teil werden die relevanten sicherheitstechnischen Kennzahlen aufgeführt, die Grundlagen des Explosionsschutzes erläutert und grundlegende Explosionsschutzmaßnahmen definiert. In Kapitel 5 erfolgt die spezifische Gefährdungsbeurteilung für die einzelnen Anlagenteile.

Das Explosionsschutzkonzept wurde in einer Form erstellt, die eine einfache Umwandlung in ein Explosionsschutzdokument gemäß § 6 der Gefahrstoffverordnung ermöglicht.

2. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung

2.1. Bauliche und geografische Gegebenheiten

Die Errichtung der Anlage ist im Südosten von Brunsbüttel, direkt an der Elbe geplant. Das Gelände wird:

- im Norden von der Fährstraße K75 (getrennt durch eine ca. 50 m breite Grünfläche)
- Im Westen durch das Remondis SAVA-Gelände (getrennt durch einen ca. 50 m breiten Grünstreifen)
- Im Süden durch die Elbe und das Betriebsgelände der Brunsbüttel Port GmbH
- Im Osten durch nicht bebautes Industriegebiet bis zur Otto-Hahn-Straße (auf dem Gelände ist der Bau einer 320 kV-Konverterstation geplant), daran anschließend befindet sich das Betriebsgelände des stillgelegten Kernkraftwerks Brunsbüttel

begrenzt.

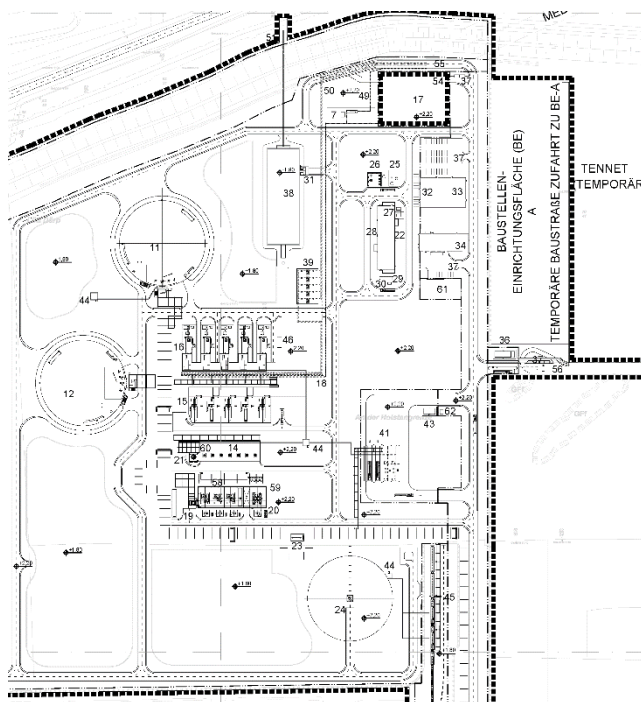


Abbildung 1: Ausschnitt Übersichtsplan (landseitig)

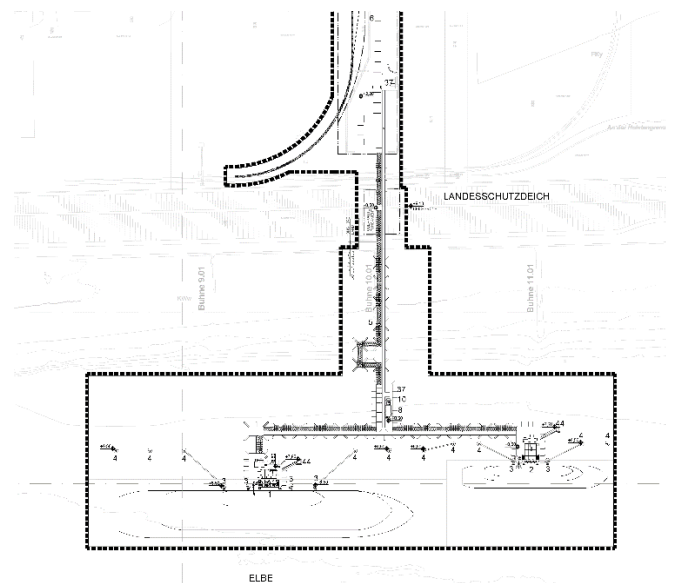


Abbildung 2: Ausschnitt Übersichtsplan (wasserseitig)

Das gesamte Betriebsgelände ist eingezäunt und nur autorisiertem Personal über die im Osten befindliche Hauptzufahrt und der Zugangskontrolle am Pförtnergebäude zugänglich. Besuchern sowie Beschäftigten von Fremdfirmen ist der Zutritt zum nicht öffentlichen Bereich

jenseits des Pförtnergebäudes nur nach Anmeldung und Kontrolle der Berechtigung gestattet. Die Zaunanlagen werden mit Hilfe einer Kombination aus Überwachungskameras sowie Bewegungsmeldern rund um die Uhr überwacht.

2.2. Verfahrensbeschreibung

Im Wesentlichen besteht das LNG-Terminal aus folgenden Anlagenteilen:

- wasserseitigen Umschlagseinrichtungen für LNG
- LNG-Lagertanks mit Tauchpumpen
- BOG-Flüssigkeitsabscheider, BOG-Verdichter, MSO-Verdichter und Rückkondensationsanlage
- LNG-Hochdruckpumpen und LNG-Verdampfer
- LNG-TKW- und LNG-EKW-Beladung
- Erdgas Messstation (Ausspeisung an Dritte)
- Anbindung an das Erdgas-Pipelinennetz
- Hilfs- und Nebenanlagen sowie Infrastruktur

Die wasserseitigen Anlagen bestehen im Wesentlichen aus einem Landungssteg mit Zugangsbrücke einschließlich Deichüberbau und den beiden Schiffsanlegern. Dazu gehört eine westliche Anlegerplattform (Anleger 1; Kapazität ca. 6.720 t/h bzw. 14.000 m³/h) für LNG-Schiffe (Q-Max) bis 345 m Schiffslänge und eine östliche Anlegerplattform (Anleger 2; Kapazität ca. 720 t/h bzw. 1.500 m³/h) für kleinere LNG-Bunkerschiffe. Auf dem Landungssteg ist ein Gebäude zur Überwachung der Betriebsvorgänge auf den Schiffsanlegern vorgesehen (Überwachungsgebäude Schiffsanleger).

Die landseitigen Anlagen bestehen aus den beiden LNG-Lagertanks (zylindrische Flachbodentanks, Arbeitsvolumen jeweils 165.000 m³), die zur Lagerung des tiefkalten LNG (ca. -160 °C) unter leichtem Überdruck dienen. Die LNG-Lagertanks werden über Rohrleitungen mit den wasserseitigen Anlagenteilen verbunden sein. Aus den LNG-Lagertanks wird das LNG mit den sich in den Tanks befindlichen LNG-Tauchpumpen über den BOG-Rückkondensator sowie einen Bypass zu den LNG-Hochdruckpumpen und weiter zu den LNG-Verdampfern gefördert.

Als LNG-Verdampfer werden Rohrbündelverdampfer (indirekte Verdampfer mit Zwischenmedium) welche mit warmem Wasser (Heizwasser) durchflossen werden, eingesetzt. Als Alternative stehen erdgasbetriebene Tauchflammenverdampfer zur Verfügung. Das verdampfte Erdgas wird mit einer Temperatur von ca. 5 °C bis 37 °C und einem Druck von bis max. 84 barg in das Gasverbundnetz eingespeist (max. 1.189.665 Nm³/h) und/oder zusätzlich über eine gesonderte Ausspeiseleitung an dritte Verbraucher (ChemCoast Park) ausgespeist (max. 115.000 Nm³/h).

Unabhängig von der gasförmigen Einspeisung in das Gasverbundnetz oder der gasförmigen Übergabe an andere Verbraucher werden LNG-Tankkraftwagen (TKW) und LNG-Eisenbahnkesselwagen (EKW) über die LNG-Tauchpumpen aus den LNG-Lagertanks beladen. Für die TKW/EKW-Beladung sind zwei LNG-TKW- und zwei LNG-EKW-Beladestationen mit einer Beladungsrate von je 100 m³/h vorgesehen. Für die LNG-TKW- und LNG-EKW-Beladung werden jeweils 2 zukünftige Erweiterungsmöglichkeiten eingeplant.

Zusätzlich ist die Errichtung verschiedener Nebenanlagen, Hilfs- und Versorgungssysteme (Instrumentenluftversorgungsanlage, Stickstoffversorgungsanlage, Anbindung für Trink-, Brauch- und Abwasser, Löschwasserversorgung, Dieselversorgungsstation, etc.) geplant.

Im vorliegenden Explosionsschutzkonzept werden nur die Anlagenteile betrachtet, in denen explosionsfähige Dampf/Luft- oder Gas/Luft-Gemische nicht sicher ausgeschlossen werden können.

Die detaillierten Anlagen- und Verfahrensbeschreibungen der einzelnen Anlagenteile werden im anlagenspezifischen Kapitel aufgeführt.

3. Stoffdaten

Auf dem Betriebsgelände des Import- und Distributionsterminals wird hauptsächlich verflüssigtes Erdgas (LNG) bzw. Erdgas gehandhabt. Des Weiteren werden die Hilfsstoffe Propan, Diesel und Ethylenglykol verwendet. Im Vergleich zum LNG, mit einer Lagerkapazität von bis zu 330.000 m³, kommen relativ geringe Mengen der restlichen Stoffe zum Einsatz.

LNG ist ein Erdgas, welches durch Absenken der Produkttemperatur verflüssigt wird. Der Siedepunkt liegt bei Normaldruck bei ungefähr -161 °C. Die Zusammensetzung entspricht der Zusammensetzung von Erdgas, damit besteht das LNG aus einem Gemisch verschiedener kurzkettiger Kohlenwasserstoffe. Der Hauptbestandteil von LNG ist Methan, es kann jedoch außerdem geringere Mengen Ethan, Propan, Stickstoff und andere Komponenten enthalten. Die Zusammensetzung des in der Anlage gehandhabten LNGs bzw. Erdgases variiert innerhalb der folgenden Grenzen:

Tabelle 1: Stoffdaten LNG

Komponente	mageres LNG <i>(lean LNG)</i>	fettes LNG <i>(rich LNG)</i>
Stickstoff (N ₂) [Mol-%]	0,17	0,59
Methan (C ₁) [Mol-%]	99,69	82,57
Ethan (C ₂) [Mol-%]	0,09	12,62
Propan (C ₃) [Mol-%]	0,03	3,56
i-Butan (i-C ₄) [Mol-%]	0,01	0,33
n-Butan (n-C ₄) [Mol-%]	0,01	0,33
Gesamt [Mol-%]	100,00	100,00

3.1. Grundlagen der sicherheitstechnischen Kennzahlen

Die sicherheitstechnischen Kennzahlen sind quantitative Aussagen über Stoffeigenschaften, die für die Beurteilung der Explosionsgefahren für das Verfahren, die Anlage und für die Festlegung von Schutzmaßnahmen maßgebend sind.

In der betrachteten Anlage wird Erdgas verschiedener Qualitäten sowie weitere Produkte gehandhabt werden. Da es nicht sinnvoll erscheint, die Kennzahlen aller eingesetzten Stoffe aufzulisten, werden Grenzwerte bezüglich der erlaubten einzusetzenden Stoffe definiert. Sofern die Gase, Dämpfe bzw. flüssige Phasen der gehandhabten Stoffe im definierten Kennzahlenbereich liegen, ist davon auszugehen, dass die explosionstechnische Betrachtung,

inklusive der Zoneneinteilung, die Definition der Kategorieanforderungen der eingesetzten Geräte sowie die Wirksamkeit der beschriebenen Schutzmaßnahmen, ihre Gültigkeit besitzt (bestimmungsgemäße Verwendung der Anlage).

Vor dem Einsatz neuer Stoffe bzw. Stoffgemische ist zu prüfen, ob sich die sicherheitstechnischen Kennzahlen innerhalb der definierten Ansatzwerte befinden. Sollten die charakteristischen Größen neuer Produkte nicht im Bereich der definierten Ansatzwerte liegen, ist deren möglicher Einsatz im Rahmen einer erneuten Gefährdungsbeurteilung zu prüfen.

3.2. Interpretation sicherheitstechnischer Kennzahlen

Als Interpretationshilfe werden die sicherheitstechnischen Kennzahlen im Folgenden erläutert:

Der **Flammpunkt** ist die Temperatur, bei der der Dampfdruck oberhalb des Flüssigkeitsspiegels hoch genug ist, um ein explosionsfähiges Dampf/Luft-Gemisch zu erzeugen. Der Flammpunkt ist relevant für die Beurteilung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens explosionsfähiger Gemische.

- Sofern ein Mindestabstand von 5 K (Reinstoffe) bzw. 15 K (Flüssigkeitsmischungen) sichergestellt ist, kann ein Auftreten explosionsfähiger Gemische in der Regel ausgeschlossen werden und eine Zoneneinteilung folglich entfallen.

Die **Zündtemperatur** ist die niedrigste Temperatur einer heißen Oberfläche, bei der sich ein brennbares Dampf/Luft- bzw. Gas/Luft-Gemisch gerade noch entzündet.

- Nach der TRGS 723 ist die Oberflächentemperatur aller produktberührten Betriebsmittel in den Zonen 0 und 1 auf 80 % der Zündtemperatur zu begrenzen. In der Zone 2 ist die maximale Oberflächentemperatur auf die Zündtemperatur zu begrenzen.

Die **obere und untere Explosionsgrenze** begrenzt den Konzentrationsbereich, innerhalb dessen ein Gas/Luft- bzw. Dampf/Luft Gemisch zur Explosion gebracht werden kann.

Die Zündfähigkeit und das Zünddurchschlagverhalten eines explosionsfähigen Gemisches sind stofftypische Eigenschaften. Man unterteilt die Gase und Dämpfe in **Explosionsgruppen**. Kriterien für die Unterteilung sind die Grenz- bzw. **Normspaltweite (NSW)** und das **Mindestzündstromverhältnis (MIC)**. Dabei wird die Zündfähigkeit von Gasen und

Dämpfen mit einem Normstromkreis bestimmt. Der ermittelte Mindestzündstrom wird bezogen auf den Mindestzündstrom von Methan. Die Explosionsgruppe ist maßgeblich bei der Auswahl von geeigneten Betriebsmitteln in gasexplosionsgefährdeten Bereichen.

In explosionsgefährdeten Bereichen mit Gasen und Dämpfen wird die maximal zulässige Oberflächentemperatur von Betriebsmitteln in **Temperaturklassen** angegeben. Die Zündtemperatur der Gase und Dämpfe wird dabei zur Zuordnung der Temperaturklasse herangezogen. Insgesamt werden sechs Temperaturklassen, wie folgt, definiert:

Tabelle 2: Temperaturklassen

Zündtemperatur von Gas/Luft – bzw. Dampf/Luft – Gemischen	Temperaturklasse	Beispiele
> 85 bis 100 °C	T6	Schwefelkohlenstoff
> 100 bis 135 °C	T5	--
> 135 bis 200 °C	T4	Acetaldehyd, Ethylether
> 200 bis 300 °C	T3	Benzine, n-Hexan
> 300 bis 450 °C	T2	Propanol, Acetylen, Ethanol
> 450 °C	T1	Wasserstoff, Ammoniak, Methan

3.3. Sicherheitstechnische Kennzahlen

In der folgenden Tabelle sind die ermittelten sicherheitstechnischen Kennzahlen der gehandhabten Gefahrstoffe, auf denen das Explosionsschutzkonzept basiert, aufgelistet.

Tabelle 3: Sicherheitstechnische Kennzahlen der entzündbaren Flüssigkeiten und brennbare Gase

Kennzahl	Erdgas	Propan	Ethylenglykol
Flammpunkt	-	-	111 °C
Zündtemperatur	575 – 640 °C	470 °C	410 °C
Dampfdruck (20 °C)	-	8,367 bar	5,3 Pa
untere Explosionsgrenze	4,0 Vol.-%	1,7 Vol.-%	3,2 Vol.-%
obere Explosionsgrenze	17,0 Vol.-%	10,8 Vol.-%	51
Sauerstoffgrenzkonzentration	9,9 Vol.-%	9,3 Vol.-%	nicht relevant
Explosionsgruppe	IIA	IIA	IIB
Temperaturklasse	T1	T1	T2

Anmerkung: Da Dieselkraftstoff einen Flammpunkt über 55 °C aufweist und die Handhabung mit ausreichendem Abstand zu dieser Temperatur stattfindet,

gehen von diesem Betriebsstoff gemäß TRGS 722 keine Explosionsgefahren aus (vgl. Kapitel 4.1.1).

3.3.1. Spezifisches Gefahrenpotential des LNG

Das Gefahrenpotential von LNG ist auf die folgenden stoffspezifischen Eigenschaften zurückzuführen:

- LNG ist verflüssigtes Erdgas, welches bei einer Temperatur von ungefähr -161 °C gehandhabt wird. Der Siedebereich liegt bei atmosphärischem Druck je nach Zusammensetzung zwischen -166 °C und -157 °C. Bei niedrigen Temperaturen unterhalb von -100 °C ist entstehendes Gas schwerer als Luft.
- Sehr kleine LNG-Mengen verdampfen zu sehr großen Gasvolumina. Aus einer Volumeneinheit LNG werden etwa 600 Volumeneinheiten Erdgas. Ab einer Temperatur von ca. -100 °C ist das Erdgas leichter als Luft und steigt in der Atmosphäre auf.
- Unmittelbar um eine Freisetzungsstelle herum wird ein typisches Schwergasverhalten zu erwarten sein.

4. Grundlagen der Explosionsschutzmaßnahmen

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die Grundlagen der Explosionsschutzmaßnahmen, auf welche später zurückgegriffen wird, gegeben.

4.1. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische

Zur Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische existieren folgende Ansätze:

- Substitution brennbarer Stoffe
- Reduzierung der vorhandenen Menge an brennbaren Stoffen
- Sichere Unterschreitung des Flammpunktes bei Verwendung brennbarer Flüssigkeiten
- Verdünnen und Abführen von gefährlichen explosionsfähigen Gemischen
- Herabsetzen des Sauerstoffgehaltes
- Absenken des Drucks in Apparaturen
- Überschreiten der oberen Explosionsgrenze in Apparaturen
- Sicherstellen der Dichtheit der Apparaturen
- Beseitigung von Ablagerungen brennbaren Staubes

Im weiteren Verlauf werden nur die für die betrachtete Anlage zutreffenden Ansätze detaillierter betrachtet.

4.1.1. Sicheres Unterschreiten des Flammpunktes entzündbarer Flüssigkeiten

Gemäß TRGS 722 können sich gefährliche explosionsfähige Gemische über einer brennbaren Flüssigkeit nur bilden, wenn die Temperatur der Flüssigkeitsoberfläche einen Mindestwert überschreitet. Demzufolge bezieht sich das Auftreten gefährlicher explosionsfähiger Gemische bei der Handhabung entzündbarer Flüssigkeiten auf bestimmte Stoffeigenschaften und Verarbeitungszustände. Zu den Stoffeigenschaften gehören:

- Flammpunkt
- Untere/obere Explosionsgrenze

- Sattdampfdruck

Bei den Verarbeitungszuständen sind zu berücksichtigen:

- Verarbeitungs- bzw. Umgebungstemperatur
- Art der Verarbeitung (z. B. Versprühen oder Verspritzen)

Beim Versprühen oder Verspritzen wird die Flüssigkeit in Tröpfchen verteilt, sodass auch unterhalb des Flammpunktes mit der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische zu rechnen ist. In diesem Fall stellt die untere/obere Explosionsgrenze des brennbaren Stoffes das entscheidende Kriterium dar.

Können entsprechende Verarbeitungszustände ausgeschlossen werden, ist das Auftreten gefährlicher explosionsfähiger Gemische durch ein sicheres Unterschreiten der Flüssigkeitstemperatur,

- bei reinen, nicht halogenierten Flüssigkeiten 5 K unter dem Flammpunkt,
- bei Lösemittel-Gemischen ohne halogenierte Komponenten 15 K unter dem Flammpunkt

zu vermeiden.

4.1.2. Verdünnen und Abführen von gefährlichen explosionsfähigen Gemischen

4.1.2.1. Lüftungsmaßnahmen

Lüftungsmaßnahmen sind dazu geeignet die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische, durch Verdünnung der Konzentration von brennbaren Stoffen auf Werte unterhalb der unteren Explosionsgrenze, zum Beispiel mit entsprechenden technischen Maßnahmen, zu verhindern oder einzuschränken. Die Art der Lüftung (Güte), ihrer Stärke (Lüftungsgrad), sowie ihrer Verfügbarkeit beeinflusst die Zoneneinteilung von Aufstellungsbereichen und ist der DIN EN 60079-10-1 zu entnehmen. Im günstigsten Fall ist es durch eine Lüftung möglich, die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische zu verhindern und damit einhergehend eine Zoneneinteilung zu vermeiden. Um die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische in einem Bereich jedoch sicher zu verhindern, muss eine genaue Kenntnis oder eine geeignete Abschätzung über die maximale Quellstärke und die Ausbreitungsgegebenheiten, vorhanden sein. In der TRGS 722 werden als mögliche Lüftungsarten die natürliche Lüftung, die technische Lüftung und die Objektabsaugung aufgeführt.

Die Begriffe und Erläuterungen aus der erwähnten Norm (DIN EN 60079-10-1) sind in der nachfolgenden Tabelle kurz zusammengefasst:

Tabelle 4: Lüftungsmaßnahmen nach DIN EN 60079-10-1

Begriffe	Einstufung	Erläuterung
Freisetzungsgrad	ständig	Freisetzung tritt ständig oder langfristig auf
	primär	Freisetzung tritt periodisch oder gelegentlich bei Normalbetrieb auf
	sekundär	Freisetzung tritt nicht bei Normalbetrieb auf, und wenn, dann nur selten und kurzzeitig
Lüftungstyp	natürlich	Luftbewegung durch Wind, Temperaturgefälle, etc.
	technisch	Luftbewegung durch Ventilatoren, Sauggebläse, etc.
Verdünnungsgrad	starke Verdünnung	Lüftung kann die Konzentration an der Freisetzungsquelle praktisch sofort unterhalb der UEG verringern
	mittlere Verdünnung	Lüftung kann die Konzentration während der Freisetzung unterhalb der UEG stabilisieren
	gering Verdünnung	Lüftung kann die Konzentration während der Freisetzung nicht beschränken und/oder das längere Fortbestehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische nicht verhindern
Verfügbarkeit der Lüftung	gut	Lüftung praktisch ständig vorhanden
	ausreichend	Lüftung während des Normalbetriebs, kurze Unterbrechungen zulässig
	gering	Lüftung nicht ausreichend oder stark, jedoch ständig vorhanden, kurze Unterbrechungen zulässig

Die Kombination der Einstufung hinsichtlich des Freisetzungsgrades, der Wirksamkeit der Lüftung und der Lüftungsverfügbarkeit resultiert gemäß DIN EN 60079-10-1 wie in nachfolgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 5: Bewertung von Lüftungsmaßnahmen gemäß DIN EN 60079-10-1

Wirksamkeit der Lüftung							
Freisetzungsgrad	Grad						
	starke Verdünnung			mittlere Verdünnung			geringe Verdünnung
	Verfügbarkeit der Lüftung						
	Gut	Ausreichend	Gering	Gut	Ausreichend	Gering	Gut, ausreichend oder gering
ständig	Nicht gefährdet (Zone 0 NE) ^a	Zone 2 (Zone 0 NE) ^a	Zone 1 (Zone 0 NE) ^a	Zone 0	Zone 0 + Zone 2 ^c	Zone 0 + Zone 1	Zone 0
primär	Nicht gefährdet (Zone 1 NE) ^a	Zone 2 (Zone 1 NE) ^a	Zone 2 (Zone 1 NE) ^a	Zone 1	Zone 1 + Zone 2	Zone 1 + Zone 2	Zone 1 oder Zone 0 ^d
Sekundär ^b	Nicht gefährdet (Zone 2 NE) ^a	Nicht gefährdet (Zone 2 NE) ^a	Zone 2	Zone 2	Zone 2	Zone 2	Zone 1 und sogar Zone 0 ^d
^a Zone 0 NE, Zone 1 NE und Zone 2 NE geben eine theoretisch Zone an, die unter Normalbedingungen eine zu vernachlässigende (= praktisch nicht relevante) Ausdehnung hätte.							
^b Die durch einen sekundären Freisetzungsgrad gebildete Zone 2 kann aufgrund eines primären oder kontinuierlichen Freisetzungsgrades gebildete Zone überschreiten; in diesem Fall ist der größere Abstand zu nehmen.							
^c Zone 1 wird hier nicht benötigt. D. h. kleine Zone 0 für den Bereich, in dem die Freisetzung nicht durch die Lüftung kontrolliert wird und die größere Zone 2 für den Fall, dass die Lüftung ausfällt.							
^d Ist Zone 0, wenn die Lüftung so schwach ist und die Freisetzung so, dass praktisch kontinuierlich gefährliche explosionsfähige Gemische vorliegen, d.h. man nähert sich der Bedingung „keine Lüftung“.							
Anmerkung: „+“ bedeutet „umgeben von“							

Von einer natürlichen Lüftung kann nur im Freien oder in Anlagen mit ausreichend vorhandenen Temperatur- oder Druckgradienten, die zu einer stetigen Konvektion führen, gesprochen werden. Bei Anlagen, die in geschlossenen Gebäuden errichtet sind, muss für die Belüftung ein ausreichender Luftwechsel sichergestellt sein. An die Überwachung von technischen Lüftungen sind zusätzliche Anforderungen zu stellen.

4.1.3. Herabsetzen des Sauerstoffgehaltes

Zur Absenkung des Sauerstoffgehaltes kann die Inertisierung genutzt werden. Hierbei wird die Sauerstoffkonzentration im Gemisch auf Werte unterhalb der Sauerstoffgrenzkonzentration des im Gemisch enthaltenen brennbaren Stoffes gesenkt. In Abhängigkeit von der Güte der Inertisierung reduziert sich die Wahrscheinlichkeit der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische.

4.1.3.1. Inertisierung für das Innere von Anlagen

Als Schutzmaßnahme zur Vermeidung von Explosionen kann die Inertisierung genutzt werden. Hierbei wird durch die Zugabe eines inerten Gases der Sauerstoffgehalt in einer Apparatur so weit reduziert, dass eine Explosion nicht mehr möglich ist. Als Inertgase finden Kohlendioxid (CO₂), Stickstoff (N₂), Wasserdampf, Rauchgase und Edelgase Verwendung. In der chemischen Industrie wird vorzugsweise Stickstoff (N₂) eingesetzt. Es wird zwischen der partiellen und der totalen Inertisierung unterschieden.

Im Fall der totalen Inertisierung ist das Verhältnis zwischen dem Inertgasanteil und dem des brennbaren Stoffes so hoch, dass selbst bei einer beliebigen Zugabe von Luftsauerstoff die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische nicht möglich ist.

Bei der partiellen Inertisierung wird der Sauerstoffgehalt in einer Apparatur durch die Zufuhr von Inertgas so weit reduziert, dass eine Zündung des Brennstoffes mit dem Restsauerstoff nicht mehr erfolgen kann.

Inertgas wird zum Spülen von Anlagenteilen vor der (Wieder-) Inbetriebnahme bzw. vor dem Abfahren, welches z. B. in Folge von Wartungsarbeiten notwendig wird, verwendet. Das in den Apparaten verbleibende Gas wird mit Hilfe des Inertgases verdrängt, bevor sich explosionsfähige Gas/Luft- oder Dampf/Luft- Gemische durch eindringende Luft bilden können.

Bei Wartungsarbeiten ist eine Abfahrprozedur zur Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische einzuhalten, mittels wiederholter Messung ist eine Gasfreiheit vor Aufnahme der Arbeiten festzustellen. Für Abfahrprozesse sind gesonderte Betriebsanweisungen zu erstellen. Ebenso sind gesonderte Betriebsanweisungen für den Fall, dass Anlagenteile zu Wartungszwecken durch Personal betreten werden müssen, zu erarbeiten (Brennstoff- und O₂-Messungen vor Aufnahme der Arbeit erforderlich).

Hinweis: *Vor dem Öffnen/Begehen von Anlagenteile, welche mit Inertgas gespült wurden, ist eine ausreichende Belüftung sicherzustellen, sodass eventuelle Gasnester auszuschließen sind (Erstickungsgefahr durch Inertgas). Dazu ist eine separate Gefährdungsbeurteilung zu erstellen.*

4.1.3.2. Festlegung der Sauerstoffgrenzkonzentration

Die Sauerstoffgrenzkonzentration ist die höchste Sauerstoffkonzentration, in einem Gas/Luft-Gemisch, bei der gerade keine Zündung mehr erfolgt. Diese ist abhängig vom herrschenden Druck, von der Temperatur, aber vor allem vom brennbaren Stoff und dem verwendeten Inertgas.

Die Prozessbedingungen in der betrachteten Anlage weichen von atmosphärischen Standardbedingungen (20 °C, 1,013 bar) ab. Gemäß dem DIN-Fachbericht CEN/TR 15281 ist ein an die Prozessbedingungen angepasster Sicherheitsabstand zur SGK einzuhalten. Der so bestimmte Wert wird als maximal zulässige Sauerstoffkonzentration (MZSK) bezeichnet und darf nicht überschritten werden, da bei einer Überschreitung vom Vorliegen eines gefährlichen explosionsfähigen Gemisches auszugehen ist. Die MZSK ergibt sich aus der SGK abzüglich eines Sicherheitsabstandes, welcher durch die Prozessbedingungen abgeschätzt wird.

In der CEN/TR 15281 wird bei der Festlegung des zusätzlichen Sicherheitsabstandes zu der MZSK zwischen der kontinuierlichen bzw. temporären Überwachung der Sauerstoffkonzentration innerhalb des Prozesses unterschieden.

Neben der Art der Überwachung werden mit diesem Sicherheitsabstand auch Verzögerungen bei der Messwertübertragung, –auswertung und Messungenauigkeiten berücksichtigt, sodass der tatsächlich festzulegende Betriebspunkt der Anlage (EP) einen zusätzlichen Sicherheitsabstand zur MZSK enthält.

Anmerkung: *Im anlagenspezifischen Teil des Explosionsschutzkonzeptes werden zunächst keine Grenzwerte für die zu unterschreitende Sauerstoffkonzentration der einzelnen Betriebsbereiche definiert. Im Zuge der Detailplanung, verbunden mit der Fortschreibung des vorliegenden Explosionsschutzkonzeptes und der Erstellung der Betriebsanweisungen, erfolgt die Spezifizierung der Inertierungsmaßnahmen vor der Inbetriebnahme sowie im Rahmen von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.*

4.1.3.3. Durchflussinertisierung

Zur Inertisierung der Anlage wird unter anderem das Verfahren der **Durchfluss-Inertisierung** angewandt. Bei der Durchflussinertisierung strömt das Inertgas mit hoher Geschwindigkeit durch die Anlage. Aufgrund des hohen Impulses wird so eine kontinuierliche Verdünnung der sauerstoffhaltigen Luftatmosphäre erreicht. Hierbei wird an einem Punkt der Anlage das Inertgas eingetragen und an einem, möglichst entgegengesetzten Punkt ein entsprechender Abluftstrom wieder abgezogen. Unter der Voraussetzung, dass die Geschwindigkeit des Inertgases in der Anlage ausreichend hoch ist, wird davon ausgegangen, dass eine vollständige Durchmischung abläuft und somit die Sauerstoffkonzentration im gesamten Gasraum, sowie dem Abluftstrom als homogen anzunehmen ist.

Im DIN-Fachbericht CEN/TR 15281 wird beschrieben, dass sich die Sauerstoffkonzentration c_f , die sich nach der Inertisierung eines Volumens V mit einer Inertgasmenge Q ergibt, wie folgt errechnet:

$$c_f = c_i + \frac{(c_0 - c_i)}{\exp\left(\frac{Q \cdot t}{F \cdot V}\right)}$$

Hieraus lässt sich, bei Vorgabe der maximal zulässigen Sauerstoffkonzentration nach der Anfangsinertisierung, die Spülzeit t in Abhängigkeit des Inertgasvolumenstroms Q , durch Umstellen der Gleichung bestimmen.

$$t = F \frac{V}{Q} \ln\left(\frac{c_i - c_0}{c_i - c_f}\right)$$

t	=	Erforderliche Spülzeit
F	=	Sicherheitsfaktor
V	=	Anlagenvolumen
Q	=	Inertgasvolumenstrom
c_f	=	Sauerstoffkonzentration nach der Spülungen
c_i	=	Sauerstoffkonzentration des Inertgases
c_0	=	Ausgangs-Sauerstoffkonzentration

Bei realen Anlagen muss eine nicht ideale Vermischung der Gase z. B. in Behältern berücksichtigt werden. Daher wird ein Sicherheitsfaktor F von 2-5, der abhängig von der Behältergeometrie und der Anordnung der Inertgaszu- bzw. Abführung ist, bei der Berechnung der erforderlichen Stickstoffmenge empfohlen.

Hinweis: *Falls sich die gemessene Sauerstoffkonzentration innerhalb der Anlage schneller ändert, als nach oben beschriebener Methode berechnet, ist das ein Hinweis auf eine unzureichende Durchmischung aufgrund von Kurzschlussströmungen. In diesem Fall kann nicht von einer ausreichenden Inertisierung der Gesamtanlage ausgegangen werden und es sollten Messungen an unterschiedlichen Punkten der Anlagen durchgeführt werden, um die Ursachen zu ermitteln.*

Nachteilig an der Durchflussinertisierung ist der relativ hohe Verbrauch an Inertgas, um eine Anfangsinertisierung aufzubauen. Der Grund hierfür liegt in der kontinuierlichen Verdünnung des Sauerstoffgehaltes, bei der Rückvermischungsvorgänge zu beachten sind und nicht von einer idealen Kolbenströmung ausgegangen werden kann.

Bei einer **temporären Überwachung** der Sauerstoffkonzentration (mobiler Sensor anstatt fest installiertem System), ist folgendes zu beachten:

- Eine Bestimmung der Sauerstoffkonzentration vor jeder Inbetriebnahme ist nicht erforderlich, sofern für die Durchflussinertisierung dieselben Betriebsbedingungen wie bei der Erstinbetriebnahme vorliegen.

Zur Gewährleistung inerter Bedingungen im Inneren der Rohrleitungen und Apparate sind die folgenden Parameter einzuhalten/zu überwachen:

- Bestimmung der notwendigen Dauer der Inertgaszufuhr
 - a. Diametral, entgegengesetzte Anordnung der Zu- und Abfuhranschlüsse
 - b. Gewährleistung eines Mindestdurchflusses an Inertgas durch eine Durchflussüberwachung
 - c. Festlegung der Mindestspüldauer
- Überprüfung der Sauerstoffkonzentration nach der Durchflussinertisierung
 - a. Überprüfung der Sauerstoffkonzentration durch eine mobile Messung nach der Erstinbetriebnahme.
 - b. Regelmäßige Überprüfung der Sauerstoffkonzentration bzw. Überprüfung nach Prozessänderungen.

Die notwendigen Spülzeiten der Anlage bzw. der Anlagenteile, bei definierten Inertgas-Volumenströmen, sind vor der Erstinbetriebnahme der Anlage vom Betreiber zu ermitteln und festzulegen. Außerdem muss in diesem Zusammenhang eine Dichtheitsprüfung der Anlage erfolgen, um die Wirksamkeit der Anfangsinertisierung sicherzustellen.

4.1.3.4. Überwachung der Inertisierung

Wesentliche Voraussetzung für den Aufbau und die Aufrechterhaltung der Inertisierung ist ihre Überwachung mit geeigneten Messgeräten und Methoden, z. B. durch Überwachung der Sauerstoffkonzentration, der Inertgaskonzentration, des Gesamtdruckes oder der Volumenströme von Inertgas, brennbarem Stoff und Sauerstoff.

Die erreichte Verringerung der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten gefährlicher explosionsfähiger Gemische (Zonenreduktion) und der Wahrscheinlichkeit des Wirksamwerdens von Zündquellen muss im Einklang mit den oben genannten Anforderungen stehen.

Daher bestehen folgende, alternative Möglichkeiten:

- Sauerstoffmessung/-überwachung (Ausführung nach DIN-Fachbericht CEN/TR 15281).
- Durchflussmessung: Nach erfolgter Anfangsinertisierung errechnet sich der nachfolgende Inertgasbedarf aus dem mit den Edukten eingetragenen Sauerstoff, wobei die Dichtigkeit der Anlage zu beachten ist.
- Über-/Unterdrucküberwachung zur Vermeidung des Sauerstoffeintrages oder zur Sicherstellung des ausreichenden Nachströmens von Stickstoff.
- Überwachung der Stickstoffversorgung (Durchflussmessung).

4.1.4. Überschreiten der oberen Explosionsgrenze

Im Inneren von Anlagen oder Anlagenteilen kann gemäß TRGS 722 die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische durch das sichere Überschreiten der oberen Explosionsgrenze (OEG) vermieden werden.

Durch Maßnahmen zur Konzentrationsbegrenzung ist die Konzentration der brennbaren Stoffe oberhalb der oberen Explosionsgrenze zu halten. Die Überwachung kann z. B. durch geeignete und hinreichend funktionssichere Vorrichtungen, z. B. O₂-Messgeräte mit der Auslösung von Alarmen, automatischen Schutzmaßnahmen oder automatischen Notfunktionen erfolgen.

Bei Anfahr- oder Abfahrvorgängen der Anlage bzw. von Anlagenteilen besteht die Möglichkeit, dass der Explosionsbereich durchfahren werden kann. Dieses ist in geeigneter Weise zu berücksichtigen.

Hinweis: *Liegt die Konzentration in einem Arbeitsmittel, einschließlich Anlagen und Anlagenteilen, über der oberen Explosionsgrenze, besteht zwar im Inneren keine Explosionsgefahr, austretende brennbare Gas oder entzündbare Flüssigkeiten können jedoch durch Vermischung mit Luft Explosionsgefahr außerhalb des Anlagenteils hervorrufen.*

4.1.5. Sicherstellen der Dichtheit

Entsprechend der TRGS 722 und der GefStoffV ist die Ausbildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische aus Luft und brennbaren Gasen, Dämpfen oder Nebeln soweit es technisch möglich ist, zu vermeiden oder einzuschränken. Im Fall der technischen Dichtheit von Apparaten muss eine weitere Differenzierung beachtet werden.

4.1.5.1. Technische Dichtheit von Anlagen

Die Einstufung der Aufstellungsbereiche hängt im Wesentlichen von der Dichtheit der einzelnen Leitungen und Anlagenteile ab. Dabei wird unterschieden, ob eine Verbindung als technisch dicht oder als auf Dauer technisch dicht ausgeführt ist.

Nach der TRGS 722, sind diese Ausführungen wie folgt definiert:

Als **technisch dicht** gelten Rohrleitungen, Armaturen und Anlagenteile, wenn:

- bei einer für den Anwendungsfall geeigneten Dichtheitsprüfung oder
- bei einer Dichtheitsüberwachung bzw. -kontrolle eine unzulässige Undichtheit nicht festgestellt wird.

Als technisch dicht sind einzustufen (TRGS 722):

- Flansche mit glatter Dichtleiste und einfacher Dichtung
- Schneid- und Klemmringverbindungen in Leitungen größer DN 32
- Wellendichtungen mit einfachen Wirkprinzipien (z. B. Pumpen mit einfach wirkender Gleitringdichtung oder Stopfbuchsen)
- lösbare Verbindungen, die betriebsmäßig und nicht nur selten gelöst werden

Als **auf Dauer technisch dicht** gelten Rohrleitungen, Armaturen und Anlagenteile, wenn

- sie so ausgeführt werden, dass sie aufgrund ihrer Konstruktion technisch dicht bleiben
- oder**
- die technische Dichtheit durch Instandhaltung und Überwachung gewährleistet wird.

Als auf Dauer technisch dicht sind einzustufen (TRGS 722):

- geschweißte Apparaturen mit lösbaren Rohrleitungsverbindungen
- Wellendurchführungen mit doppelt wirkender Gleitringdichtung (z. B. Pumpen)
- magnetisch gekoppelte dichtungslose Pumpen
- Armaturen mit Abdichtung der Spindeldurchführung mittels Faltenbalg und Sicherheitsstopfbuchse
- Rohrleitungsverbindungen und Schlauchleitungen wie z. B.
 - unlösbare Verbindungen, z. B. geschweißt
- lösbare Verbindungen, die betriebsmäßig nur selten gelöst werden, z. B.:
 - Flansche mit Nut und Feder, mit Vor- und Rücksprung
 - Flansche mit glatter Dichtleiste und besonderen Dichtungen, Weichstoffdichtungen bis PN 25, Metall - innenrandgefasste Dichtungen oder metallummantelte Dichtungen
 - metallisch dichtende Verbindungen, ausgenommen Schneid- und Klemmringverbindungen in Leitungen größer als DN 32

Für die **Zoneneinteilung** ergibt sich folgende Bewertungsgrundlage (TRGS 722):

- Handelt es sich um auf Dauer technisch dichte Verbindungen, so kann ein Auftreten explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich ausgeschlossen werden. Eine Zoneneinteilung ist folglich nicht erforderlich.
- Liegen technisch dichte Verbindungen vor, so ist die Wahrscheinlichkeit des Auftretens gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich in Abhängigkeit weiterer Einflussfaktoren (z.B. Lüftungsmaßnahmen) zu bewerten.

4.2. Zoneneinteilung explosionsgefährdeter Bereiche

Explosionsgefährdete Bereiche können nach der Wahrscheinlichkeit des Auftretens explosionsfähiger Gemische in Zonen eingeteilt werden. Zur Definition der Zonen sei auf die Gefahrstoffverordnung (Anhang I, Nummer 1) verwiesen.

4.2.1. Explosionsgefährdete Bereiche - Gas/Luft

Die gefährdeten Bereiche wegen des Vorhandenseins brennbarer Gase und Dämpfe werden gemäß der GefStoffV wie folgt definiert:

Tabelle 6: Zoneneinteilung gemäß GefStoffV

Zone	Gefährliche explosionsfähige Gas/Luft-Gemische
0	ständig, über lange Zeiträume oder häufig vorhanden
1	gelegentlich vorhanden
2	normalerweise nicht und wenn doch, nur selten und für kurze Zeit vorhanden

Die obengenannten Definitionen können wie folgt interpretiert werden:

- **Zone 0** kennzeichnet Bereiche, in denen explosionsfähige Gemische als ständig vorhanden angesehen werden müssen. Neben Prozessen, bei denen dies tatsächlich ständig der Fall ist, sind hierunter auch Prozesse zu verstehen, bei denen für eine längere Zeitspanne (z.B. während eines mehrstündigen Prozessschrittes) oder in kurzen Abständen regelmäßig wiederkehrend explosionsfähige Gemische auftreten.
- In der **Zone 1** kann es im Normalbetrieb (einschließlich An- und Abfahren) gelegentlich zu gefährlichen explosionsfähigen Gemischen kommen. Dies geschieht jedoch in unregelmäßigen Abständen oder mit eingeschränkter Wahrscheinlichkeit, sodass nicht zwingend zu jedem Zeitpunkt damit gerechnet werden muss.
- In der **Zone 2** kommt es im Normalbetrieb nicht zum Auftreten gefährlicher explosionsfähiger Gemische, hier sind nur störungsbedingte Zustände zu betrachten. Treten entsprechende Störungen aber zu häufig auf oder stehen solche Störungen zu lange an (z.B. bei unerkannten Störungen oder mangelhaften Möglichkeiten zu Gegenmaßnahmen bei einer festgestellten Störung), so ist eine höherwertige Einstufung erforderlich.

4.3. Vermeidung wirksamer Zündquellen

Gemäß den technischen Regeln für Betriebssicherheit TRGS 723 sind, bei der Auswahl von Betriebsmitteln für eine Anlage mit explosionsgefährdeten Bereichen, die folgenden Zündquellen zu berücksichtigen:

- Heiße Oberflächen
- Flammen und heiße Gase (Rauchen Schweißen, Schneiden)
- Zündquellen durch mechanische Reib-, Schlag- und Abtrennvorgänge
- Elektrische Anlagen
- Elektrische Ausgleichsströme (Potenzialausgleich)
- Statische Elektrizität (Elektrostatische Entladungen)
- Blitzschlag
- Elektromagnetische Wellen
- Hochfrequente Strahlung
- Ionisierende Strahlung
- Ultraschall
- adiabatische Kompression
- Chemische Reaktion (Selbstentzündung)

Im Folgenden wird auf die Maßnahmen eingegangen, die zur Vermeidung der jeweiligen Zündquelle getroffen werden können.

4.3.1. Heiße Oberflächen

In explosionsgefährdeten Bereichen sind die Oberflächentemperaturen zu begrenzen. Dabei gelten die folgenden Anforderungen:

- Gemäß TRGS 723 ist die Oberflächentemperatur in den Zonen 0 und 1 auf 80 % der Zündtemperatur und in Zone 2 auf die Zündtemperatur zu begrenzen. Elektrische und nicht-elektrische Betriebsmittel müssen daher in einer entsprechenden Temperaturklasse ausgeführt sein und mit der entsprechenden Temperaturklasse gekennzeichnet sein.

4.3.2. Flammen und heiße Gase

Für die Durchführung von Heißenarbeiten sind schriftliche Betriebsanweisungen zu erstellen. Darin sind die folgenden Maßnahmen zu beschreiben, die bei der Durchführung von Heißenarbeiten (z.B. Bohren, Schweißen, Schneidvorgänge) einzuhalten sind:

- Reparaturarbeiten mit Heißenarbeiten (grundsätzlich aber auch die Verwendung nicht explosionsgeschützter Betriebsmittel) in explosionsgefährdeten Bereichen sind nach Möglichkeit an demontierten Anlagenteilen in nicht explosionsgefährdeten Bereichen durchzuführen.
- Heißenarbeiten an Apparaten, in denen brennbare Gase (oder Flüssigkeiten) vorhanden sind und in denen in Gegenwart von Luftsauerstoff explosionsfähige Gemische gebildet werden können, dürfen nur durchgeführt werden, wenn zuvor mittels wiederholter Messung eine Gasfreiheit festgestellt wurde.
- Weiterhin gehört zu den Maßnahmen auch die sorgfältige Nachkontrolle einer Baustelle nach Beendigung der Heißenarbeiten, um eventuell vorhandene Zündquellen erkennen und beseitigen zu können.

Die Einhaltung der für jeden Einzelfall zutreffenden Maßnahmen ist durch autorisiertes Personal zu überprüfen. Daher ist für die Durchführung von Heißenarbeiten in bzw. in der Nähe von explosionsgefährdeten Bereichen ein Erlaubnisscheinverfahren gemäß Kapitel Organisatorische Maßnahmen einzuführen.




Anmerkung: *In den Erlaubnisscheinen ist auf das Erfordernis des Freimessens des Inneren eines Apparates explizit hinzuweisen, auch wenn nicht direkt im Inneren des Apparates gearbeitet wird, da die Möglichkeit der Aufheizung bei Heißenarbeiten bereits besteht, wenn beispielsweise die Arbeiten an der Außenseite des Apparates durchgeführt werden und dort befindliche gas- bzw. dampfförmige Reststoffe entzündet werden könnten.*

4.3.3. Zündquellen durch mechanische Reib-, Schlag- und Abtrennvorgänge

Nicht-elektrische Betriebsmittel müssen für den Einsatz in der jeweiligen Zone (explosionsgefährdeter Bereich) zertifiziert und gekennzeichnet sein (Richtlinie 2014/34/EU).

Die folgende Tabelle zeigt den möglichen Einsatz nicht-elektrischer Betriebsmittel abhängig von der erforderlichen Kennzeichnung:

Tabelle 7: Kennzeichnung nicht-elektrischer Betriebsmittel

Kennzeichnung	Erforderliche Unterlagen	Einsetzbar in Zone
 II 1G Prüfnummer/Prüfstelle	Konformitätserklärung des Herstellers mit Angabe der Prüfnummer der Baumusterprüfung	0, 1 und 2
 II 2G	Konformitätserklärung des Herstellers und Angabe der benannten Stelle für die Hinterlegung der Unterlagen	1 und 2
 II 3G	Konformitätserklärung des Herstellers	2

Typischerweise werden nicht-elektrische Betriebsmittel als funktionelle Einheiten bestehend aus elektrischen und nicht-elektrischen Betriebsmitteln in Verkehr gebracht und bilden eine sogenannte Baugruppe.

Diese Baugruppen weisen zum Teil in ihrem Inneren eine Zone mit explosionsfähigen Gemischen auf (z. B. Zone 1 im Inneren), die elektrischen Betriebsmittel sind dabei jedoch im Aufstellungsbereich z. B. in der Zone 2 angeordnet. Hierbei sind dann die Kategorieanforderungen, (Vermeidung möglicher Zündquellen im Normalbetrieb, bei häufigen und seltenen Störungen) an den Grenzflächen der Baugruppen (Zulauf, Ablauf, Aufstellungsbereich) zu erfüllen.

Nicht zertifiziert sein müssen einfache Betriebsmittel ohne gerätebezogene Zündquelle. Hierzu zählen z. B. Klappen und Handarmaturen. Der jeweilige Hersteller muss jedoch im Rahmen einer Herstellererklärung bestätigen, dass an dem jeweiligen Betriebsmittel keine gerätebezogene Zündquelle vorliegt.

4.3.4. Elektrische Anlagen

Elektrische Funken an Messgeräten oder elektrischen Betriebsmitteln können durch eine Gestaltung in einer für die jeweilige Explosionsschutzzone geeigneten Bauweise mit ausreichender Sicherheit vermieden werden.

Für Installationen in explosionsgefährdeten Aufstellungsbereichen resultieren die folgenden **Grundanforderungen** (vgl. TRGS 723 und DIN EN 60079-14):




- Die Kabel- und Leitungseinführungen müssen für die jeweilige Zündschutzart geeignet sein.
- Die elektrischen Betriebsmittel, Kabel und Leitungen sowie deren Verbindungen müssen so ausgewählt und installiert werden, dass elektrische, mechanische, thermische und chemische Beanspruchungen nicht zu einer Zündgefahr führen können.
- Die elektrischen Kabel und Leitungen müssen von Rohrleitungen getrennt verlegt werden. Ausgenommen sind elektrische Begleitheizungen.
- Für eigensichere elektrische Betriebsmittel/Stromkreise sind die besonderen Anforderungen bei der Installation und beim Verlegen gemäß DIN EN 60079-14 (VDE 0165-1) zu beachten (z.B. für Trennschaltverstärker, getrenntes Verlegen der Kabel und Leitungen, etc.). Es ist ein schriftlicher Nachweis der Eigensicherheit zu erbringen.

Anmerkung: *Eigensichere Betriebsmittel werden typischerweise durch blaue Kabel bzw. blau gekennzeichnete Kabel angeschlossen.*

- Unbenutzte Öffnungen für Kabel- und Leitungseinführungen müssen mit Verschlusselementen verschlossen werden, die für die betreffende Zündschutzart geeignet sind.
- Elektrische Anlagen sind so auszulegen und Betriebsmittel so zu montieren/installieren, dass ein leichter Zugang für die Prüfung und Instandhaltung gewährleistet ist.

Elektrische Betriebsmittel müssen für den Einsatz in einer Zone (explosionsgefährdeter Bereich) zertifiziert und gekennzeichnet sein (Richtlinie 2014/34/EU). Die folgende Tabelle zeigt den möglichen Einsatz der Geräte abhängig von der erforderlichen Kennzeichnung:

Tabelle 8: Kennzeichnung elektrischer Betriebsmittel

Kennzeichnung	Dokumentation	Einsetzbar in Zone
 II 1G Prüfnummer/Prüfstelle	Konformitätserklärung des Herstellers mit Angabe der Prüfnummer der Baumusterprüfung	0, 1 und 2
 II 2G Prüfnummer/Prüfstelle	Konformitätserklärung des Herstellers mit Angabe der Prüfnummer der Baumusterprüfung	1 und 2
 II 3G	Konformitätserklärung des Herstellers	2

4.3.5. Elektrische Ausgleichsströme (Potentialausgleich)

Sämtliche leitfähige Teile der Anlage in den Bereichen der Zonen 0 und 1 sind in einen Potentialausgleich gemäß TRGS 723 bzw. EN 60079-14 einzubinden. Der Potentialausgleich ist gemäß den Anforderungen der BetrSichV wiederkehrend zu prüfen (vgl. Prüffristen für wiederkehrende Prüfungen, Kapitel Organisatorische Maßnahmen).

4.3.6. Elektrostatische Entladungen

4.3.6.1. Funkenentladung

Für alle leitfähigen und ableitfähigen Anlagenteile muss eine **ausreichende und sichere Erdung** sichergestellt sein:

- Dabei ist ein Ableitwiderstand von $< 10^6 \Omega$ einzuhalten. Empfohlen wird die Einhaltung eines Ableitwiderstandes von 10Ω , um Unsicherheiten bei der Erdung z. B. durch Alterung und Rost zu minimieren.
- Die Erdung der Anlagenteile kann auch durch metallische Verbindungen mit geerdeten Anlagenteilen sichergestellt werden, sodass eine separate Erdung jedes einzelnen Anlagenteiles nicht zwingend erforderlich ist.
- Die Verbindungen zur Erdung der Anlagenteile müssen gegen Selbstlockern gesichert sein.
- Zur Vermeidung und Beseitigung von Erdungsfehlern ist eine durchgängige Erdungsprüfung notwendig. Sie kann von einem Betriebselektriker bzw. einer Elektrofachkraft durchgeführt und bestätigt werden. Die Durchführung der Erdungsprüfung ist in einem Erdungsprotokoll zu dokumentieren. Prüfungen erfolgen gemäß Kapitel Organisatorische Maßnahmen.
- Beim Einsatz von Zwischenflanschklappen mit (teilweise) isolierenden Innenbauteilen ist darauf zu achten, dass eine durchgängige Erdung aller leitfähigen Teile besteht. Im Zweifel ist ein messtechnischer Nachweis zu erbringen.

Personen, die in explosionsgefährdeten Bereichen der Zone 1 bzw. mit Kontakt zur Zone 0 oder Zone 1 arbeiten, müssen **ableitfähiges Schuhwerk** tragen (Ableitwiderstand $\leq 10^8 \Omega$). Um Personen in der Zone 0 bzw. 1 ausreichend und sicher zu erden, müssen diese Bereiche über **ableitfähige Fußböden** verfügen. Der Ableitwiderstand

muss $< 10^8 \Omega$ betragen. Die Ableitfähigkeit der Fußböden ist wiederkehrend zu prüfen (Erdungsprüfung, vgl. Organisatorische Maßnahmen).

Anmerkung: *Es wird empfohlen, die Ableitfähigkeit des Schuhwerks regelmäßig (z.B. täglich) mit geeigneten Prüfstationen (Messung des Durchgangswiderstandes) zu kontrollieren.*

4.3.6.2. Bündelentladungen

Beim **Einsatz isolierender Materialien** in den Zonen 0, 1 und 2 sind gemäß den Anforderungen der TRGS 727 bei Anwesenheit von brennbarem Gas oder entzündbaren Flüssigkeiten der Explosionsgruppe IIA und IIB bestimmte Grenzkriterien einzuhalten. Diese Grenzkriterien sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 9: Grenzkriterien zur Vermeidung von Bündelentladungen

Kriterium		Zone 0	Zone 1	Zone 2
Fläche isolierender Materialien	IIA	50 cm ²	100 cm ²	Keine Beschränkung, wenn betriebsmäßige Aufladungen ausgeschlossen sind.
	IIB	25 cm ²	100 cm ²	
Außendurchmesser langgestreckter Bauteile (z.B. Schläuche)	IIA	< 0,3 cm	< 3,0 cm	
	IIB	< 0,3 cm	< 3,0 cm	
Schichtdicke von Auskleidungen auf leitfähigem, geerdeten Untergrund	IIA	≤ 2 mm*		
	IIB	≤ 2 mm*		

* Nichtleitfähige Auskleidungen geringer Schichtdicke sind nur zulässig, wenn Prozesse mit hoher Ladungserzeugung ausgeschlossen werden können (z. B. Fördern / Filtrieren nicht leitfähiger Flüssigkeiten).

4.3.6.3. Gleitstielbündelentladungen

Stark ladungserzeugende Prozesse (z. B. Fördern von Flüssigkeiten) können Gleitstielbündelentladungen zur Folge haben, die eine wirksame Zündquelle für explosionsfähige Gemische darstellen. Gleitstielbündelentladungen sind als wirksame Zündquelle auszuschließen,

- wenn die Apparate, Leitungen und Bauteile nicht mit einem isolierenden Material ausgekleidet bzw. beschichtet sind,
- oder wenn bei isolierenden Auskleidungen/Beschichtungen

- die Durchschlagspannung der isolierenden Schicht < 4 kV beträgt
- oder die Schichtdicke der Isolierung > 9 mm ist.

Abluftleitungen und Abgassammelsysteme müssen in explosionsgefährdeten Bereichen so verlegt und betrieben werden, dass diese nicht gefährlich aufgeladen werden können. In den Arbeitsbereichen der Zone 1 oder Zone 2 müssen die Schläuche und Leitungen aus mindestens elektrostatisch ableitfähigem Material ausgeführt sein. Außerhalb von Arbeitsbereichen ist der Einsatz von Leitungen aus isolierendem Material zulässig, wenn folgende Anforderungen erfüllt werden:

- Die Leitungen sind so verlegt, dass sie außerhalb des Arbeits- und Verkehrsbereiches verlegt sind und ein Anspritzen aus undichten benachbarten Leitungen vermieden wird.
- Die Leitungen dürfen zur Reinigung nur mit Wasser abgespült werden oder mit wasserfeuchten Tüchern abgerieben werden. Hochdruck- oder Dampfstrahlen ist nicht zulässig.
- Die Leitungen sind von Partikeln und Tropfen (z. B. infolge von Kondensation) freizuhalten. Dazu kann z.B. der Einsatz eines Filters oder Abscheiders am Eintritt erforderlich sein.
- Alle leitfähigen Teile innerhalb des Leitungssystems (z.B. von Abluftklappen oder Messgeräten) müssen geerdet sein.

4.3.6.4. Schüttkegelentladungen

Schüttkegelentladungen können kategorisch ausgeschlossen werden, weil in der betrachteten Anlage keine Feststoffe bzw. Stäube gehandhabt werden.

4.3.7. Blitzschutz

Für Gebäude und die Anlagen mit Bereichen der Zonen 0 und 1 müssen gemäß TRGS 723 Maßnahmen zum Blitzschutz (z.B. nach DIN EN 62305 (Teil 1 – 4)) umgesetzt werden. Der Blitzschutz der Anlage ist wiederkehrend durch ein Fachunternehmen zu prüfen (vgl. Prüffristen für wiederkehrende Prüfungen).

4.3.8. Ultraschall

In allen Zonen sind Ultraschallwellen mit einer Frequenz über 10 MHz unzulässig, es sei denn, es wird nachgewiesen, dass im gegebenen Fall keine Entzündungsgefahr besteht, weil keine Absorption durch Molekularresonanz auftritt.

Für Ultraschallwellen einer Frequenz bis 10 MHz gilt:

- In allen Zonen sind Ultraschallwellen nur dann zulässig, wenn die Sicherheit des Arbeitsverfahrens gewährleistet ist.
- Die Leistungsdichte des erzeugten Schallfeldes darf 1 mW/mm² nicht überschreiten, es sei denn, es wird nachgewiesen, dass im gegebenen Fall keine Entzündungsgefahr besteht.

4.3.9. Chemische Reaktionen

Chemische Reaktionen, die zu einer Erwärmung des Produktes und zu Selbstentzündungsvorgängen führen können, sind nicht bekannt.

4.3.10. Sonstige Zündquellen

Die Zündquellen elektromagnetische Wellen, hochfrequente Strahlung, ionisierende Strahlung und adiabatische Kompression können direkt ausgeschlossen werden, da Geräte mit diesen Funktionsprinzipien betriebsmäßig nicht zum Einsatz kommen.

4.4. Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkung von Explosionen

Im Fall von Öffnungen von Anlagenteilen, in die gefährliche explosionsfähige Dampf/Luft- bzw. Gas/Luft-Gemische eindringen können und die nicht ausreichend explosionsfest ausgeführt sind, werden Maßnahmen gegen das Hineinlaufen von Explosionen getroffen. Hierzu zählen z. B. Be- und Entlüftungsleitungen oder Füll- bzw. Entleerleitungen.

Die explosionstechnische Entkopplung von Abluftleitungen erfolgt gemäß TRGS 724. Die Anzahl der Schutzmaßnahmen bei der Absicherung von Abluftleitungen ist nach folgender Tabelle festzulegen:

Tabelle 10: Anzahl der Schutzmaßnahmen bei der Absicherung von Abluftleitungen

Wahrscheinlichkeit des Auftretens wirksamer Zündquellen in der Rückgewinnungs- oder Abluftreinigungsanlage	Anzahl der Schutzmaßnahmen bei Vorliegen folgender Zonen im Abluftsystem		
	Zone 0	Zone 1	Zone 2
Ständig oder häufig (z. B. Brennerflamme)	3	2	1
Gelegentlich (z. B. bei vorhersehbaren Störungen)	2	1	0
Selten (z. B. bei seltenen Störungen)	1	0	0

4.5. Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen im Rahmen von Explosionsschutzmaßnahmen

Für Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen (MSR-Einrichtungen), die Teil einer Schutzmaßnahme zum Explosionsschutz sind, sind die Anforderungen der TRGS 725 zu beachten. Im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung sind den Maßnahmen sogenannte Klassifizierungsstufen (K1, K2, oder K3) zuzuordnen, die ein Maß für die Zuverlässigkeit der Überwachungseinrichtung im Rahmen von Maßnahmen darstellen:

- zur Vermeidung des Auftretens gefährlicher explosionsfähiger Gemische
- zur Vermeidung wirksamer Zündquellen
- oder zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen auf ein unbedenkliches Maß (konstruktiver Explosionsschutz).

Bei einfachen Systemen ist für die Klassifizierungsstufe K1 die Ausführung in bewährter Technik zulässig. Komplexe Systeme können nur verwendet werden, wenn diese durch den Hersteller oder hinsichtlich der Betriebsbewährung durch den Arbeitgeber bewertet sind:

- Bewährte Technik liegt vor, wenn die grundlegenden und bewährten Sicherheitsprinzipien nach DIN EN ISO 13849-2:2013 eingehalten werden.
- Betriebsbewährte MSR-Technik liegt vor, wenn für die Funktionseinheiten ihre Eignung nach TRGS 725 Anhang 2 für den Anwendungsfall nachgewiesen ist. Bei betriebsbewährten Funktionseinheiten hat sich in der Bewährungsphase gezeigt, dass

eventuell vorhandene systematische Fehler weder in der Hardware noch in der Betriebssoftware die sicherheitstechnische Funktion der Funktionseinheit beeinträchtigen.

Die Zuverlässigkeit einer Ex-Vorrichtung, einschließlich der ihr zugeordneten Nicht-MSR-Einrichtungen, wird über die qualitative Ausfallwahrscheinlichkeit bestimmt und einer Klassifizierungsstufe zugeordnet. Für MSR-Einrichtungen sollen entweder vorliegende Bewertungen der Zuverlässigkeit nach Herstellernormen verwendet oder eine Bewertung der Betriebsbewährung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden. Den unterschiedlichen Zuverlässigkeitskennwerten nach Herstellernormen oder Arbeitgeber-Aussagen zur Betriebsbewährung werden Klassifizierungsstufen zugeordnet.

Sollen keine hinsichtlich der funktionalen Sicherheit bewerteten Funktionseinheiten Verwendung finden, so kann z. B. durch die Verwendung bewährter Bauteile nach DIN EN ISO 13849-2:2013 sowie ggf. Redundanz die geforderte Klassifizierungsstufe erreicht werden:

Tabelle 11: Klassifizierungsstufen gemäß TRGS 725

Klassifizierungsstufe	K3	K2	K1
erforderliche Fehlersicherheit (HFT)	Zweifehlersicherheit (HFT = 2)	Einfehlersicherheit (HFT = 1)	Nicht-fehlersicher (HFT = 0)
funktionale Sicherheit (Mindestanforderungen)	1 v 3 Redundanz einschließlich Zusatzmaßnahmen nach TRGS 725 Anhang 1 und bewährte Bauteile nach DIN EN ISO 13849-2:2013 oder Fail Safe ¹	1 v 2 Redundanz einschließlich Zusatzmaßnahmen nach TRGS 725 Anhang 1 und bewährte Bauteile nach DIN EN ISO 13849-2:2013 oder Fail Safe ¹	Zusatzmaßnahmen nach TRGS 725 Anhang 1 und bewährte Bauteile nach DIN EN ISO 13849-2:2013 oder Fail Safe ¹

¹ Fail Safe oder fehlersicher ist eine Funktionseinheit, wenn es die Fähigkeit besitzt, beim Auftreten gefährlicher Fehler (z. B. innerer Fehler) im sicheren Zustand zu bleiben oder vor Ablauf der Fehlertoleranzzeit in einen anderen sicheren Zustand überzugehen. Die Eigenschaft „Fail Safe“ ist unverlierbar, sie wird vom Hersteller bestätigt.

Liegen vom Hersteller Bewertungen der funktionalen Sicherheit entsprechend der DIN EN 61508:2010, DIN EN 61511:2004, DIN EN 62061:2013 oder DIN EN 50495:2010 vor, so erfolgt die Zuordnung des Safety Integrity Level.

Entsprechendes gilt für den Performance Level (PL) nach DIN EN ISO 13849-2:2013:

Tabelle 12: Zuordnung unterschiedlicher Zuverlässigkeitskennwerte

Klassifizierungsstufe	Safety Integrity Level ¹	Performance Level
K1	SIL 1	b oder c
K2	SIL 2	d
K3	SIL 3	e

¹ Die Angabe eines SIL-Wertes ist als ganzheitliche Anforderung an die Ausführung einer definierten Schutzfunktion anzusehen (Auswahl der Geräte, Sicherheitsmanagementsystem, Sicherheitslebenszyklus, etc.).

Liegen vom Hersteller Bewertungen für einfache oder komplexe Funktionseinheiten entsprechend DIN EN ISO 80079-37:2016 vor, so erfolgt die Zuordnung der Zuverlässigkeitskenngrößen der Normen zu den Klassifizierungsstufen entsprechend folgender Tabelle:

Tabelle 13: Zuordnung von Herstellerbewertungen

Klassifizierungsstufe	IPL
K1	1
K2	2
K3	-

Darüber hinaus sind die allgemeinen Anforderungen der TRGS 725 Anhang 1 zu berücksichtigen.

Hinweis: *Im anlagenspezifischen Teil des Explosionsschutzkonzeptes wird zunächst nicht auf die Klassifizierung von Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen im Rahmen von Explosionsschutzmaßnahmen nach TRGS 725 eingegangen. Im Zuge der Detailplanung, verbunden mit der Fortschreibung des vorliegenden Explosionsschutzkonzeptes, erfolgt die Klassifizierung zu einem späteren Zeitpunkt.*

4.6. Organisatorische Maßnahmen

4.6.1. Erfordernis organisatorischer Maßnahmen

Besteht an einem Arbeitsplatz ein potenzielles Explosionsrisiko, so resultieren daraus auch Anforderungen an die Arbeitsorganisation. Organisatorische Maßnahmen sind zu treffen, wo technische Maßnahmen allein den Explosionsschutz am Arbeitsplatz nicht gewährleisten und

aufrechterhalten. In der Praxis hat es sich daher bewährt, dass durch die Kombination von technischen und organisatorischen Explosionsschutzmaßnahmen die Arbeitsumgebung sicher gestaltet wird.

Durch organisatorische Maßnahmen werden Arbeitsabläufe so gestaltet, dass es nicht zu einer Schädigung der Arbeitnehmer durch eine Explosion kommen kann. Auch die Aufrechterhaltung der technischen Explosionsschutzmaßnahmen durch Inspektion, Wartung und Instandsetzung muss organisatorisch festgelegt werden. Die organisatorischen Maßnahmen müssen auch mögliche Wechselwirkungen zwischen Explosionsschutzmaßnahmen und Arbeitsabläufen berücksichtigen. Durch diese kombinierten Explosionsschutzmaßnahmen muss sichergestellt werden, dass die Arbeitnehmer die ihnen übertragenen Arbeiten ohne Gefährdung ihrer Sicherheit und Gesundheit oder der Sicherheit und Gesundheit anderer ausführen können.

Der Betreiber einer Anlage, in der gefährliche explosionsfähige Gemische auftreten können, ist daher verpflichtet, organisatorische Maßnahmen gemäß der GefStoffV zu ergreifen und einzuhalten. Zudem sind gemäß BetrSichV Prüfungen durchzuführen und Prüffristen für wiederkehrende Prüfungen festzulegen und einzuhalten.

4.6.2. Anforderungen

4.6.2.1. Prüfungen

Die BetrSichV fordert die Prüfung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen, die als überwachungsbedürftig im Sinne dieser Verordnung gelten. Demnach ist eine Anlage vor der erstmaligen Inbetriebnahme (BetrSichV § 15), nach prüfpflichtigen Änderungen (BetrSichV § 15) sowie wiederkehrend nach festgelegten Prüffristen (BetrSichV § 16) zu prüfen. Die Anforderungen für Anlagen mit explosionsgefährdeten Bereichen werden in der BetrSichV in Anhang 2 Abschnitt 3 konkretisiert. Die Durchführung dieser Prüfungen muss entweder durch eine zur Prüfung befähigte Person nach BetrSichV (Anhang 2 Abschnitt 3 Nr. 3) oder eine zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) erfolgen.

Nach BetrSichV (§ 3 (6)) hat der Arbeitgeber zu ermitteln und festzulegen, welche Voraussetzungen die zur Prüfung befähigten Personen erfüllen müssen.

Die Anforderungen werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 14: Zur Prüfung befähigte Personen

Zur Prüfung befähigte Person nach	Qualifikation der zur Prüfung befähigten Person
Grundanforderung	§ 2 (6) BetrSichV: „Eine zur Prüfung befähigte Person ist eine Person, die durch ihre Berufsausbildung, ihre Berufserfahrung und ihre zeitnahe berufliche Tätigkeit über die erforderlichen Kenntnisse zur Prüfung von Arbeitsmitteln verfügt (...).“
a) Anhang 2 Abschnitt 3 Nummer 3.1 BetrSichV	<ul style="list-style-type: none"> – einschlägige technische Berufsausbildung oder eine andere für die vorgesehenen Prüfungsaufgaben ausreichende technische Qualifikation – mindestens einjährige Berufserfahrung mit der Herstellung, dem Zusammenbau, dem Betrieb oder der Instandhaltung der zu prüfenden Anlage / den zu prüfenden Anlagenkomponenten – Regelmäßige Schulungen oder Unterweisungen zu Explosionsgefährdungen
b) Anhang 2 Abschnitt 3 Nummer 3.2 BetrSichV	<ul style="list-style-type: none"> – wie Nummer 3.1 und – behördliche Anerkennung – muss über die zur Prüfung erforderlichen Prüfeinrichtungen verfügen
c) Anhang 2 Abschnitt 3 Nummer 3.3 BetrSichV	<ul style="list-style-type: none"> – Qualifikation durch einschlägiges Studium, einschlägige Berufsausbildung, eine vergleichbare technische Qualifikation oder langjährige Erfahrung auf dem Gebiet der Sicherheitstechnik – Kenntnisse im Explosionsschutz inkl. des Regelwerkes – einschlägige Berufserfahrung aus zeitnaher Tätigkeit – Kenntnisse zum Explosionsschutz auf aktuellem Stand (Schulungen, Unterweisungen) – regelmäßige Fortbildung durch einschlägigen Erfahrungsaustausch – z.B. Ingenieur, Meister oder Techniker mit langjähriger Erfahrung

Hinweis: *Beispiele zur Bewertung der Qualifikation zur Prüfung befähigter Personen sind in der TRBS 1201-1 („Prüfung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen“) enthalten.*

Die Prüfanforderungen für Anlagen mit explosionsgefährdeten Bereichen nach BetrSichV (Anhang 2 Abschnitt 3) können, wie in der folgenden Tabelle dargestellt, zusammengefasst werden:

Tabelle 15: Prüfungen nach BetrSichV

Prüfung gemäß Anhang 2 Abschnitt 3 BetrSichV	Prüfer	Höchstfrist gemäß BetrSichV*
Prüfung gemäß Nr. 4.1: Prüfung auf Explosionssicherheit (Konzeptprüfung) vor Inbetriebnahme der Anlage und nach prüfpflichtigen Änderungen	zur Prüfung befähigte Person nach Nummer 3.3 oder ZÜS	vor erstmaliger Inbetriebnahme oder nach prüfpflichtigen Änderungen

Prüfung gemäß Anhang 2 Abschnitt 3 BetrSichV	Prüfer	Höchstfrist gemäß BetrSichV*
<u>Prüfung gemäß Nr. 4.2:</u> Prüfung von Geräten, Schutzsystemen und Sicherheits-, Kontroll- oder Regeleinrichtungen im Sinne der Richtlinie 2014/34/EU vor der Inbetriebnahme nach einer Instandsetzung in einem Teil, von dem der Explosionsschutz abhängt	zur Prüfung befähigte Person nach Nummer 3.2 oder ZÜS oder Hersteller	nach Instandsetzung
Wiederkehrende Prüfungen:		
<u>Prüfung gemäß Nr. 5.1:</u> Prüfung auf Explosionssicherheit (Konzeptprüfung) - Im Rahmen der Konzeptprüfung sind das Explosionsschutzkonzept sowie die Zoneneinteilung zu berücksichtigen, welche nach §6 (9) Nr. 2 der GefStoffV festgelegt wurde.	zur Prüfung befähigte Person nach Nummer 3.3 oder ZÜS	mindestens alle 6 Jahre
<u>Prüfung gemäß Nr. 5.2:</u> Prüfung von Geräten, Schutzsystemen und Sicherheits-, Kontroll- oder Regelvorrichtungen im Sinne der Richtlinie 2014/34/EU mit ihren Verbindungseinrichtungen als Bestandteil einer Anlage in einem explosionsgefährdeten Bereich und deren Wechselwirkung mit anderen Anlagenteilen.	zur Prüfung befähigte Person nach Nummer 3.1 oder ZÜS	mindestens alle 3 Jahre
<u>Prüfung gemäß Nr. 5.3:</u> Prüfung von Lüftungsanlagen, Gaswarneinrichtungen und Inertisierungseinrichtungen	zur Prüfung befähigte Person nach Nummer 3.1 oder ZÜS	mindestens jährlich
<u>Instandhaltungskonzept gemäß 5.4:</u> Auf die wiederkehrenden Prüfungen nach Nr. 5.2 und Nr. 5.3 kann verzichtet werden, wenn im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung ein Instandhaltungskonzept gemäß TRBS 1201-1 Nr. 6 festgelegt wurde, dass die Anlagen- und Explosionssicherheit dauerhaft gewährleistet. Die Eignung des Instandhaltungskonzeptes muss im Rahmen der Prüfungen gemäß Nr. 4.1 und 5.1 geprüft werden.		

Hinweise zum Inhalt der einzelnen Prüfungen können der TRBS 1201-1 („Prüfung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen“) entnommen werden.

Weiterhin sind **Blitzschutzanlagen** als Teil des Explosionsschutzes wiederkehrend zu prüfen. Die Prüfung des Blitzschutzes muss abhängig von der Schutzklasse (I – IV) des Blitzschutzsystems alle 2 bis 6 Jahre erfolgen. Dabei gelten die folgenden Anforderungen:

- Bescheinigung der Wirksamkeit des Blitzschutzes durch das Fachunternehmen welches die Installation vorgenommen hat und
- periodische Überprüfung der Wirksamkeit des Blitzschutzes (Korrosion an Leitungen, Klemmen und Erdern, Erdungswiderstand der gesamten Erdungsanlage, Zustand der Potentialausgleichsverbindungen usw.) und
- Prüfung nach Veränderungen/Reparaturen, die Auswirkungen auf den Blitzschutz haben können

MSR-Einrichtungen, die eine Sicherheitsfunktion im Sinne des Explosionsschutzes erfüllen, sind vor Inbetriebnahme, nach Anlagenänderungen und wiederkehrend zu prüfen. Gemäß TRGS 725 sind folgende Punkte zu beachten:

- Vor Inbetriebnahme und nach Änderung muss die Anwendersoftware auf Richtigkeit und richtige Umsetzung in das Programm geprüft werden. Hinweise hierzu können den allgemeinen Anforderungen (TRGS 725 Anhang 1) entnommen werden.
- Für redundante Funktionseinheiten gilt, dass ein Ausfall einer Redundanz durch einen passiven Fehler durch Prüfung oder Überwachung erkannt werden muss.
- Die Prüftiefe hängt von der gewählten Klassifizierungsstufe und Architektur der MSR-Einrichtung mit Sicherheitsfunktion ab und muss die Prüfung der sicheren Funktion beinhalten.
- Die Prüf Fristen und die Prüftiefe sind unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Gefährdungsbeurteilung nach § 3 der Betriebssicherheitsverordnung festzulegen. In der Regel ist eine Prüf Frist von zwölf Monaten ausreichend.
- Für die Durchführung der Prüfung von MSR-Einrichtungen mit Sicherheitsfunktion ist die Betriebssicherheitsverordnung und die TRBS 1201 Teil 1 zu beachten.

Der Arbeitgeber hat die **Fristen für wiederkehrende Prüfungen** zu ermitteln und festzulegen (§ 3 (6) BetrSichV). Dabei dürfen die in der o.a. Tabelle genannten Höchstfristen nicht überschritten werden. Im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen ist ebenfalls zu prüfen, ob die festgelegten Prüf Fristen zutreffend sind oder ggf. angepasst werden müssen.

Die **Ergebnisse der Prüfungen** sind gemäß §17 (1) BetrSichV aufzuzeichnen. Wird die Prüfung durch eine zugelassene Überwachungsstelle durchgeführt, muss der Arbeitgeber von dieser eine Prüfbescheinigung über das Ergebnis der Prüfung fordern. Aufzeichnungen und Prüfbescheinigung sind über die gesamte Verwendungsdauer der Anlage am Betriebsort aufzubewahren.

4.6.2.2. Wartung und Instandhaltung

Für alle Apparate und Geräte sind Maßnahmen zur **Wartungs- und Instandhaltung** umzusetzen. Dabei gelten die folgenden Grundanforderungen:

- Es sind Wartungs- und Instandhaltungspläne zu erstellen.
- Die Inspektionen und Wartungen an Apparaten müssen nach Herstellerangaben erfolgen.

- Wartung und Instandhaltung müssen „vorbeugend“ erfolgen, d.h. bis zur nächsten planmäßigen Wartung darf kein Defekt (z. B. Lagerschaden) zu erwarten sein.
- Defekte Geräte dürfen grundsätzlich nicht weiter betrieben werden. Bei einem Defekt, durch den die Explosionssicherheit der Anlagen nicht mehr gegeben ist, muss das Gerät umgehend außer Betrieb genommen werden.
- Über die Durchführung der Wartung und Instandhaltung sind Aufzeichnungen zu führen, welche die Rückverfolgbarkeit der durchgeführten Arbeiten sicherstellt.
- Nach Betriebserfahrung kann auch von Herstellervorgaben abgewichen werden. Dazu ist eine nachvollziehbare Dokumentation über die durchgeführten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten erforderlich.
 - Wird ein Instandhaltungskonzept gemäß TRBS 1201-1 Nr. 6 implementiert, welches die wiederkehrenden Prüfungen nach Anhang 2 Abschnitt 3 Nr. 5.2 und 5.3 ersetzt (vgl. Kapitel Prüfungen), muss die Eignung dieses Instandhaltungskonzeptes im Rahmen der Prüfungen auf Explosionssicherheit bestätigt werden.

Eine **Instandsetzung** von Geräten ist von der Wartung- und Instandhaltung abzugrenzen. Dabei wird zwischen einer „Instandsetzung“ und einer „Instandsetzung mit Relevanz für den Explosionsschutz“ unterschieden (vgl. TRBS 1201 Teil 3):

- Maßnahmen für die Durchführung von Instandsetzungsarbeiten, insbesondere an für den Explosionsschutz relevanten Teilen, sind gemäß TRBS 1201 Teil 3 festzulegen.
- Nach einer Instandsetzung in für den Explosionsschutz relevanten Teilen muss das Gerät einer eingehenden Prüfung vor Wiederinbetriebnahme unterzogen werden (vgl. Anhang 2 Abschnitt 3 Nr. 4.2). Eine solche Prüfung kann entweder
 - durch den jeweiligen Gerätehersteller
 - durch eine zugelassene Überwachungsstelle
 - oder durch eine zur Prüfung befähigte Person nach Anhang 2 Abschnitt 3 Nr. 3.2 der Betriebssicherheitsverordnung erfolgen (behördliche Anerkennung!).

Die Ergebnisse der Prüfung sind in einem Protokoll zu dokumentieren. Die Anforderungen der TRBS 1201 Teil 3 sind zu beachten.

In letzter Instanz geht es darum, die ursprüngliche Zulassung für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen aufrecht zu erhalten. Allerdings hat der Betreiber stets die

Möglichkeit, über eine eigene Gefährdungsbeurteilung die Eignung eines Gerätes für den Einsatz in einem explosionsgefährdeten Bereich festzustellen.

4.6.2.3. Betriebsanweisungen

Der Betreiber einer Anlage ist verpflichtet Betriebsanweisungen zu erstellen. Aus den Betriebsanweisungen für Arbeitsplätze mit Gefährdungen durch explosionsfähige Gemische sollte insbesondere auch hervorgehen, wo welche Explosionsgefährdungen bestehen, welche ortsveränderlichen Arbeitsmittel verwendet werden dürfen und ob ggf. eine besondere persönliche Schutzausrüstung zu tragen ist. Die Betriebsanweisung ist bei sicherheitsrelevanten Änderungen der Arbeitsbedingungen zu aktualisieren.

4.6.2.4. Schulungsmaßnahmen

Die Mitarbeiter sind gemäß § 12 (1) BetrSichV über die Gefahren im Betrieb vor Aufnahme der Tätigkeiten und anschließend jährlich oder nach Anlagen- und Prozessänderungen durch Schulungen hinzuweisen.

Der Arbeitgeber hat gemäß Anhang I, Nummer 1.4 (1) GefStoffV dafür zu sorgen, dass Tätigkeiten mit Gefahrstoffen, welche zu Brand- und Explosionsgefährdungen führen können, nur durch entsprechend unterwiesenes Personal durchgeführt werden, das mit den möglichen Gefährdungen und den erforderlichen Schutzmaßnahmen vertraut ist.

Die Schulungen (Thema, Datum, Teilnehmer etc.) sind zu dokumentieren.

4.6.2.5. Arbeitserlaubnisscheinverfahren

Nach Anhang I Nr. 1.4 (2) der GefStoffV muss der Arbeitgeber für Arbeiten in explosionsgefährdeten Bereichen ein Arbeitsfreigabesystem mit schriftlichen Anweisungen anwenden (Arbeitserlaubnisscheinverfahren), so dass nur qualifiziertes und unterwiesenes Personal entsprechende Arbeiten ausführen darf. Dies gilt auch für Arbeiten, die von Fremdfirmen ausgeführt werden.

Dieses Verfahren ist immer dann anzuwenden, wenn nicht explosionsgeschützte Betriebsmittel in explosionsgefährdeten Bereichen eingesetzt werden sollen.

4.6.2.6. Koordinierungspflichten

Sofern voneinander unabhängige Personen, Arbeitsgruppen oder Mitarbeiter von Fremdfirmen gleichzeitig und in räumlicher Nähe arbeiten, kann es zu unerwarteten gegenseitigen Gefährdungen auch in Bezug auf Explosionsgefahren kommen.

Der Betreiber einer Anlage ist daher gemäß § 13 der BetrSichV dazu verpflichtet, die Mitarbeiter der Fremdfirmen über mögliche Gefahren und spezifische Verhaltensregeln zu informieren. Kann eine Gefährdung nicht ausgeschlossen werden, muss der Betreiber im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung mit den Mitarbeitern der Fremdfirmen wirksamen Schutzmaßnahmen gegen die Gefährdungen ermitteln. Wenn von einer erhöhten Gefährdung auszugehen ist, muss der Betreiber einen Koordinator / eine Koordinatorin schriftlich bestellen, der/die für die Abstimmung der Arbeiten sorgt, mit dem Ziel der Vermeidung einer gegenseitigen Gefährdung.

Für Baustellen sind zusätzliche Bestimmungen der Baustellenrichtlinie zu beachten. Bei Anwesenheit von Besuchern in der Anlage ist deren Betreuung zuvor schriftlich in Form einer Arbeitsanweisung festzulegen. Die Besucher sind vor dem Betreten der Anlage auf potenzielle Gefährdungen und korrektes Verhalten hinzuweisen.

4.6.2.7. Kennzeichnung der Bereiche

Anlagen und Aufstellungsbereiche mit explosionsgefährdeten Bereichen sind, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, zu kennzeichnen.

Tabelle 16: Kennzeichnung der explosionsgefährdeten Bereiche

Explosionsgefährdeter Bereich	Verbotszeichen: Feuer, offenes Licht und Rauchen verboten	Verbotszeichen: Zutritt für Unbefugte verboten
		
<p>Bereiche, in denen gefährliche explosionsfähige Gemische in</p>	<p>In allen Werksgebäuden sind außerhalb der Sozialbereiche</p>	<p>Das Betreten der explosionsgefährdeten Bereiche ist für</p>

Explosionsgefährdeter Bereich	Verbotszeichen: Feuer, offenes Licht und Rauchen verboten	Verbotszeichen: Zutritt für Unbefugte verboten
einer die Sicherheit und die Gesundheit der Arbeitnehmer gefährdenden Menge auftreten können, müssen an ihren Zugängen mit einem Warnschild (schwarzumrandetes Dreieck, Hintergrundfarbe gelb und schwarzer Aufschrift „EX“) gekennzeichnet werden.	der Umgang mit offenen Flammen, offenem Licht und das Rauchen strikt zu untersagen. Auf das Verbot ist deutlich erkennbar und dauerhaft hinzuweisen. Entsprechende Betriebsanweisungen sind zu erstellen.	Unbefugte zu untersagen. Auf das Verbot ist deutlich erkennbar und dauerhaft hinzuweisen.

4.6.2.8. Fluchtwege

Explosionsgefährdete Bereiche sind mit Flucht- und Rettungswegen sowie Ausgängen in ausreichender Zahl auszustatten. Diese dienen den Beschäftigten im Gefahrenfall dazu, betroffene Bereiche schnell, ungehindert und sicher zu verlassen und Verunglückte jederzeit gefahrlos retten zu können. Die Flucht- und Rettungswege sind in Übereinstimmung mit den geltenden Bauvorschriften auszuführen. Die Fluchtwege sind entsprechend den Bauvorschriften zu kennzeichnen.

Soweit nach der Gefährdungsbeurteilung erforderlich, sind Fluchtmittel bereitzustellen und zu warten, um zu gewährleisten, dass die Beschäftigten, die sich in explosionsgefährdeten Bereichen aufhalten, diese bei Gefahr schnell und sicher verlassen können.

4.6.2.9. Änderungsmanagement

Bei Anlagenänderungen muss erneut eine Bewertung der Gefährdungen vorgenommen werden. Der Einfluss der Änderung auf die Explosionsschutzmaßnahmen ist zu prüfen, gegebenenfalls sind ergänzende oder geänderte Schutzmaßnahmen erforderlich. Das bestehende Explosionsschutzdokument muss entsprechend fortgeschrieben werden. Vor der Wiederinbetriebnahme der geänderten Anlage ist eine Prüfung und Freigabe nach den Vorgaben der BetrSichV erforderlich.

Des Weiteren ist zu überprüfen, ob die Änderungen Einfluss auf das Brandschutzkonzept der Anlagen haben. Dabei sind insbesondere die Zoneneinteilung (explosionsgefährdeter Bereich = erhöhte Brandgefahr) und konstruktive Schutzmaßnahmen (Explosionsdruckentlastung) zu berücksichtigen.

Eine Änderung ist jede Maßnahme, bei der die Sicherheit der Anlage beeinflusst wird. Darüber hinaus gelten auch Instandsetzungen als Änderungen. Im Sinne der TRBS 1123 gelten als Maßnahmen:

- Ersatz von Geräten, Schutzsystemen, Sicherheits-, Kontroll- oder Regelvorrichtungen im Sinne der Richtlinie 2014/34/EU
- Erweiterung der Anlage durch Hinzufügen von Geräten, Schutzsystemen, Sicherheits-, Kontroll- oder Regelvorrichtungen im Sinne der Richtlinie 2014/34/EU
- Eingriffe an Geräten, Schutzsystemen, Sicherheits-, Kontroll- oder Regelvorrichtungen im Sinne der Richtlinie 2014/34/EU
- Verfahrenstechnische Vorhaben, wie:
 - Änderung von Stoffen oder Betriebsparametern,
 - Umstellung des Explosionsschutzdokumentes und des darin niedergelegten Explosionsschutzkonzeptes

Kommt es durch die getroffenen Maßnahmen zu sicherheitsrelevanten Veränderungen der Arbeitsbedingungen einschließlich der Änderung von Arbeitsmitteln, so ist der Arbeitgeber zu einer unverzüglichen Aktualisierung der Gefährdungsbeurteilung, des Explosionsschutzkonzeptes bzw. -dokumentes verpflichtet.

Hinweis: *Maßnahmen, die den Einsatz von Stoffen mit geänderten sicherheitstechnischen Kennzahlen beinhalten oder Änderungen des Verfahrens mit sich bringen, sind dann keine Änderungen oder wesentlichen Veränderungen der bestehenden Anlage, wenn sie bereits im Explosionsschutzdokument und dem darin niedergelegten Explosionsschutzkonzept sowie dessen Umsetzung berücksichtigt wurden (Angabe von Grenzwerten).*

4.6.2.10. Dokumentation

Die Gestaltung der Anlage ist zu dokumentieren. Die Dokumentation ist bei Verfahrensänderungen umgehend zu aktualisieren. Bei Verfahrensänderungen ist zu prüfen, inwieweit die Anforderungen des Explosionsschutzkonzeptes betroffen werden.

5. Anlagenspezifische Gefährdungsbeurteilung

In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt eine Betrachtung der Anlagenteile:

- BE 10 - Wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen
- BE 20 - LNG-Lagertanks mit Tauchpumpen und LNG-TKW-/EKW-Beladung
- BE 30 - BOG-Flüssigkeitsabscheider, Verdichter und Fackel
- BE 40 - BOG-Rückkondensation, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer
- BE 60 - Gasfilter, Druckregel- und Messstrecken (Auspeisung an Dritte)
- Hilfs- und Nebenanlagen sowie Infrastruktur

Nach der detaillierten Verfahrensbeschreibung des jeweiligen Anlagenteils erfolgen die Beurteilung des Auftretens gefährlicher explosionsfähiger Gemische und die Einstufung der explosionsgefährdeten Bereiche in Zonen. Es wird dabei unterschieden zwischen den produktberührten Bereichen (Apparateinnere) und den Aufstellungsbereichen. Anschließend werden Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen, Maßnahmen zur Beschränkung der Auswirkungen einer Explosion, sowie organisatorische Maßnahmen betrachtet.

5.1. Bereich 10 – Wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen

5.1.1. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen

Es handelt sich um ein kombiniertes Import- und Distributionsterminal für verflüssigtes Erdgas (LNG). Analog zu der im Folgenden beschriebenen Entladung von LNG erfolgt auch die Beladung von Flüssigerdgastankern mit LNG aus den Lagertanks.

Wasserseitig stehen zwei Schiffsanleger (Anleger 1/Anleger 2) zur Verfügung. Anleger 1, der westliche Schiffsanleger, ist für das Be- und Entladen großer Flüssigerdgastanker (Q-Max) mit einem Fassungsvermögen von bis zu 267.000 m³ LNG ausgelegt. Es stehen vier DN500 Verladearme (L-121 A/B/C; L-122) zur Verfügung, wobei L-122 ausschließlich für die Gasrückführung zwischen Schiff und Lagertank genutzt wird.

Anleger 2, der östliche Schiffsanleger, ist für die Abfertigung kleinerer Flüssigerdgastanker (z. B. Binnenschiffe) ausgelegt. Es stehen drei DN250 Verladearme (L-131 A/B; L-132) zur

Verfügung, wobei L-132 ausschließlich für die Gasrückführung zwischen Schiff und Lagertank genutzt wird.

Beide Anleger verfügen jeweils über einen Flüssigkeitsabscheider (V-121/V-131) innerhalb der Gasrückführung sowie über einen Enthitzer/Einspritzkühler (J-121/J-131).

Das LNG wird mit Hilfe von Schiffspumpen über die Verladearme in das Rohrleitungssystem, welches über die Schiffsanleger und den Landungssteg bis zu den Lagertanks verläuft, gefördert. Beide Anleger verfügen über LNG-Auffangbecken in die das LNG, im Falle von störungsbedingten Leckagen, mit Hilfe eines Rinnensystems abgeleitet wird.

Das Rohrleitungssystem besteht aus drei parallelen Rohrleitungen (zwei führen LNG, eine Boil-off-Gas (BOG)) und ist fest verschweißt. Land- und wasserseitig sind je nach Erfordernis Ausdehnungsbögen zur Kompensation von thermischen Ausdehnungen vorgesehen. Nach der Deichüberquerung werden die beiden LNG-Be/Entladeleitungen vereinigt und verzweigen erst vor den LNG-Lagertanks wieder. Zusätzlich wird eine LNG-Kalthalteleitung in die LNG-Be-/Entladeleitung eingebunden.

5.1.2. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen

Alle Anlagenteile der wasserseitigen LNG-Umschlagseinrichtungen, mit Ausnahme der Verladearme und der Analyseeinrichtungen des Analyse Shelters, werden auf Dauer technisch dicht ausgeführt, sodass im Normalbetrieb Leckagen und Undichtigkeiten auszuschließen sind. Es werden größtenteils geschweißte Rohrleitungen eingesetzt, sodass die Anzahl von Flanschverbindungen auf ein Minimum reduziert wird.

Die Sicherheitsventile (PSV & TSV) im Bereich der Anleger entspannen nicht in die Atmosphäre, sondern in das dafür vorgesehene Rohrleitungssystem.

Die gesamte Anlage wird im Normalbetrieb oberhalb der oberen Explosionsgrenze und im Überdruck betrieben. Bei einer Undichtigkeit ist ein Austritt von LNG in die Atmosphäre zu erwarten, ein Eintritt von Luft in das System ist auszuschließen. Vor Anfahr-/Abfahrvorgängen oder Wartungsarbeiten werden die Anlagenteile mit Stickstoff gespült. Durch das Verdrängen des Sauerstoffs bzw. des LNGs oder BOGs mit dem Inertgas wird die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische auch während dieser Anlagenzustände vermieden.

Die Anlage wird im Freien errichtet, sodass von einer natürlichen Lüftung ausgegangen werden kann. Durch die rasche Verdünnung der Konzentration von brennbaren Stoffen auf Werte unterhalb der unteren Explosionsgrenze wird das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich verhindert oder zumindest eingeschränkt. Der Eintritt von LNG bzw. Erdgas in Gebäude und unter Erdgleiche liegende Bereiche (z. B. Regenwasserabläufe oder andere Kanalisationssysteme), welche nicht bestimmungsgemäß dafür ausgelegt sind, wird mit geeigneten baulichen Maßnahmen verhindert.

Bei Störungen, z. B. einer Leckage im Bereich der Übergabestellen, schließen nach der Detektion der Leckage umgehend Armaturen und es besteht die Möglichkeit das LNG aus dem betroffenen Verladearm in die Flüssigkeitsabscheider V-121/V-131 zu entleeren, sodass die Menge, die im Ladearm verbleibt und in den Aufstellungsbereich austretenden könnte, begrenzt wird.

Bei sehr seltenen Störungen, z. B. einer Dennoch-Leckage an einer Flanschverbindung des Rohrleitungssystems, wird das entsprechende Teilstück mittels Armaturen kompartimentiert. Das eingeschlossene LNG wird in angrenzende Rohrleitungen entleert, um die Menge an LNG, welche potenziell austreten könnte, zu reduzieren. Das LNG, welches trotz dieser Maßnahmen austritt, wird in LNG-Auffangbecken abgeleitet, um die Ausbreitung gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische lokal zu begrenzen. Die LNG-Auffangbecken sind mit aufschwimmendem Isoliermaterial ausgestattet, welches die Verdampfungsrate des aufgefangenen LNGs reduziert.

5.1.3. Zoneneinstufung – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen

5.1.3.1. Produktberührter Bereich (Apparateinneres)

Das Innere der Apparate und Rohrleitungen der wasserseitigen LNG-Umschlagseinrichtungen ist aufgrund:

- des Betriebs im Überdruck
- gesicherte Überschreitung der OEG (Schiff & Anlage)
- Verdrängung und Inertisierung mit Stickstoff bei Anfahr-/Abfahrvorgängen, Wartungsarbeiten und vor Inbetriebnahme der Verladearme
- der auf Dauer technisch dichten Ausführung

gemäß TRGS 722 als zonenfrei einzustufen.

5.1.3.2. Aufstellungsbereich

Die Aufstellungsbereiche der wasserseitigen LNG-Umschlagseinrichtungen sind gemäß TRGS 722 generell als zonenfrei einzustufen, weil die Anlagenteile, Rohrleitungen und Rohrleitungsverbindungen als auf Dauer technisch dicht ausgeführt werden, eine Gasrückführung zwischen Schiff und Lagertanks erfolgt und es sich um eine Freianlage handelt.

Ausnahmen bilden die Aufstellungsbereiche der in der folgenden Tabelle spezifizierten Apparate bzw. Bereiche (z. B. Verladearme, Analyse Shelter bzw. Probenahmestelle, Ableitflächen und LNG-Auffangbecken).

Um Auswirkungen von Dennoch-Leckagen abschätzen zu können, werden **zusätzlich** Undichtigkeiten an auf Dauer technisch dichten Verbindungen betrachtet. Entsprechend der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“, welche international in der Petrochemie Anwendung findet, wird der Durchmesser möglicher Undichtigkeiten bei Flanschen, Armaturen, MSR-Technik etc. auf 2 mm festgelegt. Im Vergleich zu der in Deutschland gültigen DIN EN 60079-10-1 sind die in der Richtlinie empfohlenen Leckagequerschnitte als konservativ zu bewerten und damit anwendbar.

Bei der Erstellung der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“ wurden die Ausdehnungen von gefährlichen explosionsfähigen Gemischen aufgrund der Freisetzen von brennbaren Flüssigkeiten oder Gasen (unter anderem LNG, Erdgas und LPG) für verschiedene Undichtigkeiten modelliert. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich bezieht sich im Folgenden auf diese ermittelten Werte.

Bei der Betrachtung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken wird die Richtlinie NFPA 59A („Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)“) als Erkenntnisquelle genutzt, da in den europäischen Regelwerken bisher nicht explizit auf die Ausbreitung gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund eines LNG-Austrittes (Lachenbildung) in Kanälen oder Gruben unter Erdgleiche eingegangen wird. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich der Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken bezieht sich im Folgenden auf die in der NFPA 59A empfohlenen, konservativen Werte (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e)).

Fest verschweißte Rohrleitungen werden als Freisetzenquelle nicht in Betracht gezogen.

Tabelle 17: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen – Anleger 1 & 2

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen – Anleger 1 & 2								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
LNG-Verladearme L-121 A/B/C L-131 A/B	LNG (flüssig)	-160	3,6	Leckage an Übergabestelle (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	20 m Bereich um Entladearm Zylinder bis zum Boden bzw. bis zur Wasseroberfläche (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	Der Bereich, welcher von den Verladearmen überstrichen werden kann, ist als Zone 2 auszuweisen. Vereinfachend wird ein konservativer Radius von 20 m um den Bereich der LNG-Verladearme als Zone 2 ausgewiesen. Das Ansprechen der Nottrennkupplung der Verladearme wird als sehr seltene Störung angesehen und folglich im Explosionsschutzkonzept nicht betrachtet
	LNG (flüssig)	-160	3,6	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, bzw. Kupplung Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Kupplung oder Flanschverbindung. (Dennoch-Leckage; bereits durch oben betrachtetes Szenario abgedeckt)

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen – Anleger 1 & 2								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Verladearme Gasrückführung L-122 L-132	Erdgas (gasförmig)	-144	0,3	Leckage an Übergabestelle (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	20 m Kugel um Entladearm (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Vereinfachend, analog zu den LNG-Verladearmen, wird ein konservativer Radius von 20 m um den Bereich Gasrückführungsarme als Zone 2 ausgewiesen.
	Erdgas (gasförmig)	-144	0,3	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	1 m Kugel um Flansch bzw. Kupplung (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Der Bereich, welcher von den Verladearmen überstrichen werden kann, ist als Zone 2 auszuweisen. Vereinfachend wird ein konservativer Radius von 20 m um den Bereich der LNG-Verladearme als Zone 2 ausgewiesen. Das Ansprechen der Nottrennkupplung der Verladearme wird als sehr seltene Störung angesehen und folglich im Explosionsschutzkonzept nicht betrachtet.
Enthitzer J-121 J-131	LNG (flüssig)	-160	3	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an der Flanschverbindung der LNG führenden Rohrleitung. (Dennoch-Leckage)

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen – Anleger 1 & 2								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Flüssigkeitsabscheider V-121 V-131	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	0,4	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	3 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung des Flüssigkeitsabscheiders. (Dennoch-Leckage) (Erdgasaustritt wird nicht betrachtet, LNG Austritt konservativer)
sonstige Flanschverbindungen (MSR-Technik)	LNG (flüssig)	-160	3	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung oder im Bereich von MSR-Technik (Dennoch-Leckage)
Einhausung Analysesystem (Analyse Shelter)	Erdgas (gasförmig) Wasserstoff (gasförmig)	ca. 20	atm.	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	eingeschränkt, natürliche Lüftung innerhalb Einhausung	1	3 m um Anschlussstelle der Druckgasbehälter	Erdgas- bzw. Wasserstoff-Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an einem Druckgasbehälter (z. B. bei einem Behälterwechsel des Kalibrier- bzw. Eichgases) oder an den Analysegeräten (vgl. TRGS 745 bzw. DGUV Beispielsammlung 113-001)
						2	innerhalb der gesamten Einhausung	
Probenahme (Außenbereich Analyse Shelter)	Erdgas (gasförmig)	-144	0,3	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	natürlich (Freianlage)	2	1 m Kugel um Probenahme (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Störungsbedingter Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an der Probenahmestelle ist nicht auszuschließen.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen – Anleger 1 & 2								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Ableitflächen	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	gesamte Ableitfläche, (4,5 m Höhe)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Ableitflächen bzw. innerhalb der Sammelrinnen oder LNG-Auffangbecken, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. Eine Freisetzung, welche eine Lachenbildung bzw. ein Ableiten von LNG in das LNG-Auffangbecken nach sich zieht (Ausdehnung nach NFPA 59A), ist als sehr seltene Störung zu betrachten und gemäß der geltenden Technischen Regeln nicht Teil des Explosionsschutzkonzeptes. Die Zoneneinteilung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
Sammelrinnen	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	1	innerhalb Sammelrinne	
	Erdgas (gasförmig)	>-160	atm.			2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur der Rinne (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	
LNG-Auffangbecken 2,5 x 2,5 x 3,5 m	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Auffangbecken eingeschränkt	1	innerhalb LNG-Auffangbecken	
	Erdgas (gasförmig)	>-160				2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur des LNG-Auffangbeckens (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der Anleger 1 & 2 ist in den Zeichnungen Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-01 und Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-02 visualisiert.

5.1.4. Vermeidung wirksamer Zündquellen – wasser- und landseitige Umschlagseinrichtungen

Grundsätzlich sind die Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen nach TRGS 723 (vgl. Kapitel 4.3) umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Einsatz geeigneter Betriebsmittel
- Fangstangen (Blitzschutz) im Bereich der Verladearme vorhanden
- Bei der **Probenahme** sind folgende Maßnahmen erforderlich:
 - Begrenzung des Volumens des Probenahmegefäßes auf ≤ 5 l.
 - Doppeltes Absperrventil
 - Erdung aller leitfähiger und ableitfähiger Komponenten
 - Die Personenerdung (ableitfähiger Fußboden, ableitfähiges Schuhwerk) wird empfohlen.
- Es sind Gaswarnsensoren (Infrarotdetektoren), Tieftemperatursensoren (Thermoelemente oder faseroptische Systeme), Druckknopfmelder und ein CCTV-System im Bereich der Schiffsanleger geplant. Eine Notabschaltung der Anlage, welche die Anlage in einen sicheren Zustand überführt, wird automatisch eingeleitet, sobald zwei Sensoren unabhängig voneinander ansprechen (vgl. Grundlagen der Notabschaltung [34]).

5.1.5. Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen

Im Bereich der wasser- und landseitigen Umschlagseinrichtungen sind keine Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen erforderlich, da ein Auftreten von Explosionen durch Umsetzung der vorbeugenden Schutzmaßnahmen sicher verhindert wird.

5.1.6. Organisatorische Maßnahmen – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen

siehe Grundlagenkapitel Organisatorische Maßnahmen

5.2. Bereich 20 - LNG-Lagertanks, Tauchpumpen und TKW-/EKW-Beladung

5.2.1. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

Die zwei geplanten LNG-Lagertanks werden als zylindrische Flachbodentanks errichtet. Bei der verwendeten Bauweise besteht jede Tankeinheit aus einem Innentank, welcher von einem zweiten äußeren Tank umhüllt wird. Der innere Tank besitzt ein Nettofassungsvermögen (Arbeitsvolumen) von 165.000 m³, ist nicht gasdicht ausgeführt und besteht aus legiertem Tieftemperaturstahl (9 % Nickel). Der Flachbodentank wird von dem zweiten Tank in Stahlbetonbauweise umschlossen. Der Auslegungsdruck der LNG-Lagertanks beträgt 300 mbarg Überdruck bzw. -10 mbarg Unterdruck. Der Ringraum zwischen den Tankwandungen wird mit Perlit gefüllt, um das tiefkalte LNG vor Wärmeeintrag aus der Umgebung zu schützen. Der Ringraum ist mit BOG (Boil-off-Gas) gefüllt. Für den Fall einer Leckage des Innentanks, ist der äußere Tank in der Lage das LNG an einem Austritt in die Umgebung zu hindern (flüssigkeits- und gasdichte Ausführung).

Der Eintrag von Wärme aus der Umgebung ist trotz der Isolierung nicht vollständig zu verhindern, infolgedessen verdampft ein Teil des LNGs und bildet das sogenannte BOG (Boil-off-Gas). Dieses Gas (hauptsächlich Erdgas) wird über die BOG-Verdichter zu dem BOG-Rückkondensator geführt, dort in den LNG-Ausspeisungsstrom kondensiert und über die LNG-Hochdruckpumpen und die LNG-Verdampfer geführt und anschließend als Erdgas ausgespeist.

Bei niedrigen LNG-Ausspeismengen kann das BOG im Minimum Sendout (MSO) Betrieb in einer zweiten Verdichtungsstufe in einem MSO-Verdichter auf bis zu 84 barg verdichtet und direkt der gasförmigen Ausspeisung zugeführt werden.

Alle ein- und ausgehenden Rohrleitungen, sowie Sicherheitsventile werden über das Stahlbetonkuppeldach des Stahlbetontanks geführt. Der Innentank kann, je nach Zusammensetzung des LNG, sowohl oberhalb als auch unterhalb des Flüssigkeitsspiegels befüllt werden. Die Befüllung unterhalb des Flüssigkeitsspiegels erfolgt über ein Tauchrohr.

Die LNG-Lagertanks sind über fünf unterschiedliche Rohrleitungssysteme mit den restlichen Bereichen der Anlage verbunden. Es besteht die Möglichkeit die unterschiedlichen Rohrleitungssysteme untereinander zu verbinden.

Die Rohrleitungssysteme sind im Folgenden aufgeführt:

- LNG-Be-/Entladungsrohrleitungssystem (Ship (Un)Loading Header)
- ND LNG-Ausspeisungsrohrleitungssystem (LP LNG Sendout Header)
- Null-Ausspeisungsrohrleitungssystem (Zero Sendout Header)
- BOG-Sammelleitungs-/Gasrückführungssystem (BOG Header/Vapour Return Header)
- LNG-Entleerungsrohrleitungssystem (Drain System)

Die Ausspeisung von LNG aus den Lagertanks wird über Tauchpumpen realisiert. Mit Hilfe der LNG-Schiffsbeladepumpen wird das LNG zum Befüllen von Flüssigerdgastankern bzw. LNG-Bunkerschiffen (Binnenschiffe) in Richtung Schiffsanleger gefördert. Die LNG-Niederdruckausspeisepumpen pumpen das LNG aus den Lagertanks zu dem LNG-Verdampfer System und zu den LNG-TKW- und LNG-EKW-Beladestationen. In dem Betriebsfall, dass keine Schiffe entladen oder beladen werden, wird das LNG aus den LNG-Lagertanks über die ND LNG-Ausspeisepumpen zur Kühlung des Rohrleitungssystems im Kreis gefahren (Kältezirkulation) sowie zu den LNG-TKW- bzw. LNG-EKW-Beladestationen oder zu den LNG-Hochdruckpumpen/Verdampfern transportiert.

Zunächst sind zwei LNG-TKW-Beladestationen und zwei LNG-EKW-Beladestationen vorgesehen. Es besteht jedoch die Möglichkeit die Anlagen zukünftig um weitere Beladestationen zu erweitern. Die Beladestationen sind ähnlich der Schiffsentladung mit einem Gasrückführungssystem ausgestattet, wodurch die Emission von Erdgas in die Atmosphäre im Normalbetrieb vermieden wird. Auftretender Überdruck in den LNG-führenden Rohrleitungen wird ins Entleerungssammelsystem (Drain System) entspannt. Störungsbedingt austretendes LNG wird in das jeweils vorgesehene LNG-Auffangbecken abgeleitet.

5.2.2. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

Alle Anlagenteile, mit Ausnahme der Beladestationen und der Analyseeinrichtungen des Analyse Shelters, sind auf Dauer technisch dicht ausgeführt, sodass im Normalbetrieb Leckagen und Undichtigkeiten auszuschließen sind. Es werden geschweißte Rohrleitungen eingesetzt, sodass die Anzahl von Flanschverbindungen auf ein Minimum reduziert wird. Für alle Anlagen und oberirdische Abschnitte der Rohrleitungen (Rohrbrücken und Sleeper) die sich in der Nähe der Hauptfahrwege befinden, wird ein Anfahrerschutz vorgesehen, der für

Schadensereignisse aller Fahrzeugarten und Geschwindigkeiten auf dem Gelände des LNG-Terminals ausgelegt ist. Das Eindringen von Sauerstoff aus der Atmosphäre wird durch den Betrieb im leichten Überdruck (50 bis 250 mbarg innerhalb der LNG-Lagertanks und 4 bis 8 barg auf der Druckseite der ND LNG-Pumpen) vermieden.

Der Gasraum der LNG-Lagertanks, der Bereich zwischen dem inneren Stahltank und dem äußeren Stahlbetontank inklusive des Bereiches oberhalb der Flüssigkeitsoberfläche, ist mit Erdgas (BOG) gefüllt. Die Erdgaskonzentration befindet sich oberhalb der OEG bzw. die Sauerstoffkonzentration befindet sich weit unterhalb der Sauerstoffgrenzkonzentration. Durch den Betrieb im Überdruck wird der Eintritt von Luft bzw. Sauerstoff verhindert, sodass nicht mit dem Auftreten gefährlicher explosionsfähiger Gemische zu rechnen ist.

Vor Inbetriebnahme wird die Sauerstoffkonzentration innerhalb der Lagertanks durch die Inertisierung mit Stickstoff auf unter 5 Vol.-% abgesenkt. Vor Anfahr-/Abfahrvorgängen oder Wartungsarbeiten sind die Anlagenteile mit Stickstoff zu spülen. Durch das Verdrängen des Sauerstoffs bzw. des LNGs oder BOGs mit dem Inertgas wird die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische vermieden. Beim Befüllen oder Entleeren der LNG-Lagertanks wird eine Gasrückführung eingesetzt, um unzulässigen Überdruck (> 300 mbarg) oder Unterdruck (< -5 mbarg) und ein damit verbundenes Ansprechen der Sicherheitsventile zu vermeiden.

Die Sicherheitsventile der LNG-Lagertanks entlasten einen möglichen LNG-Lagertanküberdruck in die Atmosphäre. Die Sicherheitsventile sind als die letzte Sicherheitsstufe zu betrachten. Schon weit vor Erreichen des Ansprechdruckes werden Maßnahmen mit Hilfe der MSR-Technik automatisch ergriffen, um einen weiteren Anstieg zu verhindern. Die Sicherheitsventile entlasten das Gas in einer Höhe von ca. 68 m in einen sicheren Bereich. Durch die Lüftung im Freien erfolgt eine zügige Verdünnung der Erdgaskonzentration auf Werte unterhalb der UEG.

Die LNG-TKW- und LNG-EKW-Beladung sind ebenfalls mit einer Gasrückführung ausgestattet. Sicherheitsventile in diesem Bereich entspannen nicht in die Atmosphäre, sondern in das BOG-Rohrleitungssystem, welches zurück zu den LNG-Lagertanks geführt wird. Durch den Verzicht auf zur Atmosphäre ausblasende Sicherheitsventile wird die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische vermieden. Organisatorisch wird sichergestellt, dass zu beladene LNG-TKW bzw. LNG-EKW unter Produkt- oder Stickstoffatmosphäre und leichtem Überdruck stehen, sodass gefährliche explosionsfähige Gemische innerhalb der ortsbeweglichen Behälter auszuschließen sind.

Es sind, in Anlehnung an TRGS 746, Schnellschlussarmaturen in den Anschlussleitungen vorgesehen, welche den austretenden Produktmassenstrom im Falle einer Störung (z. B. Beschädigung der beweglichen Füllleitung) begrenzen. Die Lagertanks sowie die ortsbeweglichen Behälter sind gegen Überfüllen gesichert.

Die Anlagenteile werden im Freien errichtet, sodass von einer natürlichen Lüftung ausgegangen werden kann. Durch die Verdünnung der Konzentration von brennbaren Stoffen auf Werte unterhalb der unteren Explosionsgrenze wird das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich verhindert oder zumindest eingeschränkt. Der Eintritt von LNG bzw. Erdgas in Gebäude und unter Erdgleiche liegende Bereiche (z. B. Regenwasserabläufe oder andere Kanalisationssysteme), welche nicht bestimmungsgemäß dafür ausgelegt sind, wird mit geeigneten baulichen Maßnahmen verhindert.

Bei sehr seltenen Störungen, z. B. einer Dennoch-Leckage an einer Flanschverbindung des Rohrleitungssystems, wird das entsprechende Teilstück mittels Armaturen kompartimentiert. Das eingeschlossene LNG wird in angrenzende Rohrleitungen entleert, um die Menge an LNG, welche potenziell austreten könnte, zu reduzieren. Das LNG, welches trotz dieser Maßnahmen austritt, wird in LNG-Auffangbecken abgeleitet, um die Ausbreitung gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische lokal zu begrenzen. Die LNG-Auffangbecken sind mit aufschwimmendem Isoliermaterial ausgestattet, welches die Verdampfungsrate des aufgefangenen LNGs reduziert.

5.2.3. Zoneneinstufung – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

5.2.3.1. Produktberührter Bereich (Apparateinneres)

Das Innere der Apparate und Rohrleitungen der LNG-Lagertanks und TKW-/EKW-Beladung ist aufgrund:

- der auf Dauer technisch dichten Ausführung
- gesicherte Inertisierung (< 5 Vol.-% O₂) vor Inbetriebnahme
- Inertisierung bei Anfahr-/Abfahr-Prozessen, Wartungsarbeiten und vor Betrieb der LNG-Beladestationen (Schlauchverbindungen)
- des Betriebs im Überdruck
- gesicherte Überschreitung der OEG

gemäß TRGS 722 als zonenfrei einzustufen.

Die **Ausnahmen** sind in der folgenden Tabelle aufgelistet:

Tabelle 18: Zoneneinteilung im Inneren der Apparate – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

Zoneneinteilung im Inneren der Apparate – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung		
Apparat	Zone nach GefStoffV	Bemerkungen
LNG-Lagertank T-211 T-221	2 (Im direkten Nahbereich um die Unterdrucksicherungen)	<p>Es sind Unterdrucksicherungen zur Atmosphäre zum Schutz der LNG-Lagertanks vor Unterdruck vorhanden. Zunächst werden bei drohendem Unterdruck im Tank andere PLT-Betriebseinrichtungen aktiviert (Regelung bzw. Abschaltung BOG-Verdichter, Einbringen von verdichtetem Erdgas; vgl. DIN EN 1473). Ein Eindringen von Luft in den Tank ist somit als sehr unwahrscheinlich zu betrachten.</p> <p>Das Szenario kann jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden, auch wenn höchstens mit einem kurzzeitigen Ansprechen der Ventile zu rechnen ist.</p> <p>Der direkte Nahbereich um die Unterdrucksicherungen im Gasraum des Stahlbetontanks ist als Zone 2 auszuweisen.</p> <p>Anmerkung: <i>Der Bereich um die Unterdrucksicherungen ist frei von Zündquellen. (vgl. Kapitel 4.3 bzw. 5.2.4)</i></p>
	zonenfrei (sonstiger Bereich)	<p>Bei einem Ansprechen der Unterdrucksicherungen ist nicht mit dem Auftreten eines gefährlichen explosionsfähigen Gas/Luft-Gemisches außerhalb des zuvor spezifizierten Bereichs zu rechnen. Tiefkaltes Erdgas ist schwerer als Luft. Ein Eindringen eines explosionsfähigen Gas/Luft-Gemisches durch die Öffnungen der abgehängten Decke in den Gasraum des inneren Tanks ist auszuschließen.</p>
LNG-TKW-/LNG-EKW-Beladung	zonenfrei	<p>Organisatorisch wird sichergestellt, dass sich die ortsbeweglichen Behälter unter Produkt- oder Stickstoffatmosphäre und leichtem Überdruck befinden, sodass von einer sicheren Überschreitung der oberen Explosionsgrenze bzw. einer vollständigen Inertisierung auszugehen ist.</p> <p>Für den Fall, dass nicht sichergestellt werden kann, dass der zu beladene ortsbewegliche Behälter unter Produkt- oder Stickstoffatmosphäre steht, wird dieser abgewiesen und nicht befüllt. Die anschließend notwendige Inertisierung des ortsbeweglichen Behälters wird nicht auf dem Gelände des LNG-Terminals durchgeführt, sondern muss extern erfolgen.</p>

5.2.3.2. Aufstellungsbereich

Die Aufstellungsbereiche der LNG-Lagertanks sind gemäß TRGS 722 generell als zonenfrei einzustufen, weil die Anlagenteile, Rohrleitungen und Rohrleitungsverbindungen als auf Dauer technisch dicht ausgeführt werden, Tauchpumpen eingesetzt werden, eine Gasrückführung zwischen LNG-TKW- bzw. LNG-EKW-Beladung und Lagertanks besteht und es sich um eine Freianlage handelt.

Ausnahmen bilden die Aufstellungsbereiche der in der folgenden Tabelle spezifizierten Apparate bzw. Bereiche (z. B. Sicherheitsventile, Beladestationen, Analyse Shelter bzw. Probenahmestellen, Ableitflächen und LNG-Auffangbecken).

Um Auswirkungen von Dennoch-Leckagen abschätzen zu können, werden **zusätzlich** Undichtigkeiten an auf Dauer technisch dichten Verbindungen betrachtet. Entsprechend der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“, welche international in der Petrochemie Anwendung findet, wird der Durchmesser möglicher Undichtigkeiten bei Flanschen, Armaturen, MSR-Technik etc. auf 2 mm festgelegt. Im Vergleich zu der in Deutschland gültigen DIN EN 60079-10-1 sind die in der Richtlinie empfohlenen Leckagequerschnitte als konservativ zu bewerten und damit anwendbar.

Bei der Erstellung der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“ wurden die Ausdehnungen gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund der Freisetzungen von brennbaren Flüssigkeiten oder Gasen (unter anderem LNG, Erdgas und LPG) für verschiedene Undichtigkeiten modelliert. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich bezieht sich im Folgenden auf diese ermittelten Werte.

Bei der Betrachtung Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken wird die Richtlinie NFPA 59A („Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)“) als Erkenntnisquelle genutzt, da in den europäischen Regelwerken bisher nicht explizit auf die Ausbreitung gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund eines LNG-Austrittes (Lachenbildung) in Kanälen oder Gruben unter Erdgleiche eingegangen wird. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich der Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken bezieht sich im Folgenden auf die in der NFPA 59A empfohlenen, konservativen Werte (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e)).

Fest verschweißte Rohrleitungen werden als Freisetzungsquelle nicht in Betracht gezogen.

Tabelle 19: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Lagertanks & Tauchpumpen

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Lagertanks & Tauchpumpen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
LNG-Lagertank T-211 T-221	LNG (flüssig)	-161	3,0	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an einer Flanschverbindung der zuführenden Rohrleitungen vor Durchgang durch die Stahlbetonkuppel im Bereich der Bühne des Lagertanks. (Dennoch-Leckage)
	Erdgas (gasförmig)	-161	0,3	Ansprechen Sicherheitsventil (sekundär)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Ausbläser eingeschränkt	1	innerhalb des gesamten Ausbläsert	Es wird nur ein kurzzeitiges Ansprechen der Sicherheitsventile betrachtet. Das Rollover-Szenario stellt ein Dennoch-Szenario dar und wird im Explosionsschutzkonzept folglich nicht betrachtet.
	Erdgas (gasförmig)	-161	0,3	Ansprechen Sicherheitsventil (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	3 m Kugel um Freisetzungsstelle Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	Das Ansprechen der Sicherheitsventile wird erkannt, jedoch existieren innerhalb des Abblaskanals unzureichende Möglichkeiten zu Gegenmaßnahmen.
	Erdgas (gasförmig)	-161	0,3	Abblasen über Überdruckventil (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	3 m Kugel um Freisetzungsstelle Zylinder bis zum Boden	Es wird nur ein kurzzeitiges Ansprechen des Ventils in Folge des Szenarios „Fackel außer Betrieb“ betrachtet.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Lagertanks & Tauchpumpen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
ND LNG-Tauchpumpen P-211 A/B/C P-221 A/B	LNG (flüssig)	-158	4,0	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an der Flanschverbindung des Rohrleitungssystems. (Dennoch-Leckage) Der Aufstellungsbereich der Tauchpumpen ist als zonenfrei einzustufen. Falls die Tauchpumpe zu Wartungszwecken ausgebaut werden muss, wird das Pumpenstandrohr vor dem Heben der Pumpe durch das Aufdrücken von Stickstoff entleert und die Armatur am unteren Ende des Schachtes geschlossen. Durch wiederholtes Aufdrücken von Stickstoff und anschließendes Entspannen auf Umgebungsdruck wird das, im Vergleich mit Stickstoff, leichtere Erdgas aus dem Schacht ausgetrieben. Durch konstantes Spülen mit Stickstoff wird der Eintrag von Sauerstoff in das geöffnete Pumpenstandrohr verhindert.
Schiffsverladepumpen (Tauchpumpen) P-212 A P-222 A	LNG (flüssig)	-159	4,0	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an der Flanschverbindung des Rohrleitungssystems. (Dennoch-Leckage) Der Aufstellungsbereich der Tauchpumpen ist als zonenfrei einzustufen. Falls die Tauchpumpe zu Wartungszwecken ausgebaut werden muss, wird das Pumpenstandrohr vor dem Heben der Pumpe durch das Aufdrücken von Stickstoff entleert und die Armatur am unteren Ende des Schachtes geschlossen. Durch wiederholtes Aufdrücken von Stickstoff und anschließendes Entspannen auf Umgebungsdruck wird das, im Vergleich mit Stickstoff, leichtere Erdgas aus dem Schacht ausgetrieben. Durch konstantes Spülen mit Stickstoff wird der Eintrag von Sauerstoff in das geöffnete Pumpenstandrohr verhindert.
Probenahme	Erdgas (gasförmig)	-144	0,3	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	natürlich (Freianlage)	2	1 m Kugel um Probenahme (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Störungsbedingter Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an der Probenahmestelle ist nicht auszuschließen.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Lagertanks & Tauchpumpen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Ableitflächen	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	gesamte Ableitfläche, (4,5 m Höhe)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Ableitflächen bzw. innerhalb der Sammelrinnen oder LNG-Auffangbecken, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. Eine Freisetzung, welche eine Lachenbildung bzw. ein Ableiten von LNG in das LNG-Auffangbecken nach sich zieht (Ausdehnung nach NFPA 59A), ist als sehr seltene Störung zu betrachten und gemäß der geltenden Technischen Regeln nicht Teil des Explosionsschutzkonzeptes. Die Zoneneinteilung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
Sammelrinne (inkl. Kanal vom Dach Richtung LNG-Auffangbecken)	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	1	innerhalb Sammelrinne	
	Erdgas (gasförmig)	>-160				2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur der Rinne (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	
LNG-Auffangbecken 3 x 3 x 3,5 m	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Auffangbecken eingeschränkt	1	innerhalb LNG-Auffangbecken	
	Erdgas (gasförmig)	>-160				2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur des LNG-Auffangbeckens (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der LNG-Lagertanks ist in den Zeichnungen Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-11 und Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-12 visualisiert.

Tabelle 20: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-TKW-Beladung

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-TKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftung-situation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
LNG-TKW-Verladestation	LNG (flüssig)	-159	10,5	Freisetzung beim Abkuppeln (primär)	natürlich (Freianlage)	1	gesamte Verladeinsel (mindestens 1 m Kugel um Kupplungsstück, Zylinder bis zum Boden)	Die Ausdehnung der Zone beträgt in Anlehnung an DGUV 113-001, mindestens 1 m um das Kupplungsstück (in Verladeposition). Abweichend von den geltenden Technischen Regeln wird die gesamte Verladeinsel während des Befüllvorgangs als Zone 1 eingestuft. Dies erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten. *
	Erdgas (gasförmig)	-120	0,3	Freisetzung beim Abkuppeln (primär)	natürlich (Freianlage)	1	1 m um Anschluss Gasrückführung	Erdgas-Austritt während des Abtrennens der Kupplung der Gasrückführung.
	LNG (flüssig)	-159	10,5	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch oder Kupplungsstück, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Kupplung oder Flanschverbindung. (Dennoch-Leckage)

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-TKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
LNG-TKW	Erdgas (gasförmig)	-120	0,3	Ansprechen Sicherheitsventil (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	3 m Kugel um Sicherheitsventil	Zunächst werden bei unzulässigem Überdruck innerhalb des beweglichen Behälters andere Sicherungssysteme aktiviert (Überdrucksicherungen Gasrückführung, Stoppen der Befüllung). Das Ansprechen der Sicherheitsventile der LNG-TKW kann jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden.
Waagengrube	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-159	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Grube eingeschränkt	1	gesamte Waagengrube	LNG Austritt an einer Kupplung oder Flanschverbindung LNG oder entstehendes tiefkaltes Erdgas ist zunächst schwerer als Luft und kann in die tieferliegende Waagengrube eindringen. Gefährliche explosionsfähige Gemische innerhalb der Waagengrube werden automatisch erkannt (Gaswarn-einrichtung), jedoch unzureichende Möglichkeiten zu Gegenmaßnahmen bei einer festgestellten Störung.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-TKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle	Zoneneinteilung nach GefStoffV			Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Einhausung An analysensystem (Analyse Shelter)	Erdgas (gasförmig) Wasserstoff (gasförmig)	ca. 20	atm.	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	eingeschränkt, natürliche Lüftung innerhalb Einhausung	1	3 m um Anschlussstellen der Druckgasbehälter	Erdgas- bzw. Wasserstoff-Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an einem Druckgasbehälter (z. B. bei einem Behälterwechsel des Kalibrier- bzw. Eichgases) oder an den Analysegeräten (vgl. TRGS 745 bzw. DGUV Beispielsammlung 113-001)
						2	innerhalb der gesamten Einhausung	
Probenahme (Außenbereich Analyse Shelter)	Erdgas (gasförmig)	-144	0,3	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	natürlich (Freianlage)	2	1 m Kugel um Probenahme (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Störungsbedingter Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an der Probenahmestelle ist nicht auszuschließen.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-TKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Ableitflächen	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	gesamte Ableitfläche, (4,5 m Höhe)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Ableitflächen bzw. innerhalb der Sammelrinnen oder LNG-Auffangbecken, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. Eine Freisetzung, welche eine Lachenbildung bzw. ein Ableiten von LNG in das Auffangbecken nach sich zieht (Ausdehnung nach NFPA 59A), ist als sehr seltene Störung zu betrachten und gemäß der geltenden Technischen Regeln nicht Teil des Explosionsschutzkonzeptes. Die Zoneneinteilung der Ableitflächen, Sammelrinnen und Auffangbecken erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
Sammelrinne	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	1	innerhalb Sammelrinne	
	Erdgas (gasförmig)	>-160	atm.			2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur der Rinne (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	
LNG-Auffangbecken	<p>Hinweis: Die TKW-Beladestation teilt sich das LNG-Auffangbecken mit der Anlagentechnik des Betriebsbereiches 40. Das LNG-Auffangbecken wird im Rahmen des Kapitels 5.4.3 behandelt.</p>							

*Die Ausdehnung der Zoneneinteilung ist vor Ort vom Betreiber festzulegen, wenn der exakte Arbeitsbereich bei der LNG-TKW-Beladung (z.B. abhängig von der Länge der Schlauchleitungen) definiert wurde. Die o.g. Zoneneinteilung gilt auch für Bereiche, in denen die bei der Beladung der LNG-TKW eingesetzten Schläuche zwischengelagert werden.

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der LNG-TKW-Beladung ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-41 visualisiert.

Tabelle 21: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-EKW-Beladung

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-EKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
LNG-EKW-Beladestationen	LNG (flüssig)	-159	10,5	Freisetzung beim Abkuppeln (primär)	natürlich (Freianlage)	1	gesamte Verladeinsel (mindestens 1 m Kugel um Kupplungsstück, Zylinder bis zum Boden)	Die Ausdehnung der Zone beträgt in Anlehnung an DGUV 113-001, mindestens 1 m um das Kupplungsstück (in Verladeposition). Abweichend von den geltenden Technischen Regeln wird die gesamte Verladeinsel während des Befüllvorgangs als Zone 1 eingestuft. Dies erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten. *
	Erdgas (gasförmig)	-120	0,3	Freisetzung beim Abkuppeln (primär)	natürlich (Freianlage)	1	1 m um Anschluss Gasrückführung	Erdgas-Austritt während des Abtrennens der Kupplung der Gasrückführung.
	LNG (flüssig)	-159	10,5	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch oder Kupplungsstück, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Kupplung oder Flanschverbindung. (Dennoch-Leckage)

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-EKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle	Zoneneinteilung nach GefStoffV			Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
EKW	Erdgas (gasförmig)	-120	0,3	Ansprechen Sicherheitsventil (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	3 m Kugel um Sicherheitsventil	Zunächst werden bei unzulässigem Überdruck innerhalb des beweglichen Behälters andere Sicherungssysteme aktiviert (Überdrucksicherungen Gasrückführung, Stoppen der Befüllung). Das Ansprechen der Sicherheitsventile der EKW kann jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden.
Waagengrube	LNG (flüssig)	-159	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Grube eingeschränkt	1	gesamte Waagengrube	LNG Austritt an einer Kupplung oder Flanschverbindung Flüssiges LNG oder entstehendes tiefkaltes Erdgas ist zunächst schwerer als Luft und kann in die tieferliegende Waagengrube eindringen. Gefährliche explosionsfähige Gemische innerhalb der Waagengrube werden automatisch erkannt (Gaswarn-einrichtung), jedoch existieren nur unzureichende Gegenmaßnahmen bei einer festgestellten Störung.
Probenahme	Erdgas (gasförmig)	-144	0,3	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	natürlich (Freianlage)	2	1 m Kugel um Probenahme (vgl. Bild A.2)	Störungsbedingter Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an der Probenahmestelle ist nicht auszuschließen.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-EKW-Beladung								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle	Zoneneinteilung nach GefStoffV			Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Ableitflächen	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	gesamte Ableitfläche, (4,5 m Höhe)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Ableitflächen bzw. innerhalb der Sammelrinnen oder LNG-Auffangbecken, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. Eine Freisetzung, welche eine Lachenbildung bzw. ein Ableiten von LNG in das LNG-Auffangbecken nach sich zieht (Ausdehnung nach NFPA 59A), ist als sehr seltene Störung zu betrachten und gemäß der geltenden Technischen Regeln nicht Teil des Explosionsschutzkonzeptes. Die Zoneneinteilung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
Sammelrinne	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	1	innerhalb Sammelrinne	
	Erdgas (gasförmig)	>-160	atm.		2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur der Rinne (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))		
LNG-Auffangbecken 4,5 x 4,5 x 4 m	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Auffangbecken eingeschränkt	1	innerhalb LNG-Auffangbecken	
	Erdgas (gasförmig)	>-160	atm.		2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur des LNG-Auffangbeckens (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))		

**Die Ausdehnung der Zoneneinteilung ist vor Ort vom Betreiber festzulegen, wenn der exakte Arbeitsbereich bei der LNG-EKW-Beladung (z.B. abhängig von der Länge der Schlauchleitungen) definiert wurde. Die o.g. Zoneneinteilung gilt auch für Bereiche, in denen die bei der Beladung der LNG-EKW eingesetzten Schläuche zwischengelagert werden.*

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der LNG-EKW-Beladung ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-45

5.2.4. Vermeidung wirksamer Zündquellen – Tanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

Grundsätzlich sind die Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen nach TRGS 723 (vgl. Kapitel 4.3) umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Einsatz geeigneter Betriebsmittel
- Erdung aller leitfähiger und ableitfähiger Komponenten (inklusive der ortsbeweglichen Behälter)
- Fangstangen (Blitzschutz) im Bereich des Tankaufbaus, des Überdruckventils und der Sicherheitsventile empfohlen.
- Bei der **Probenahme** sind folgende Maßnahmen erforderlich:
 - Begrenzung des Volumens des Probenahmegefäßes auf ≤ 5 l.
 - Doppeltes Absperrventil
 - Erdung aller leitfähiger und ableitfähiger Komponenten
 - Die Personenerdung (ableitfähiger Fußboden, ableitfähiges Schuhwerk) wird empfohlen.
- Es sind Gaswarnsensoren (Infrarotdetektoren), Tieftemperatursensoren (Thermoelemente oder faseroptische Systeme), Druckknopfmelder und ein CCTV-System im Bereich der LNG-Lagertanks und LNG-Beladestationen geplant. Eine Notabschaltung der Anlage, welche die Anlage in einen sicheren Zustand überführt, wird automatisch eingeleitet, sobald zwei Sensoren unabhängig voneinander ansprechen (vgl. Grundlagen der Notabschaltung [34]).

5.2.5. Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

Im Bereich der LNG-Lagertanks, Tauchpumpen und TKW-/EKW-Beladung sind keine Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen erforderlich, da ein Auftreten von Explosionen durch Umsetzung der vorbeugenden Schutzmaßnahmen sicher verhindert wird.

5.2.6. Organisatorische Maßnahmen – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung

Grundsätzlich sind die organisatorischen Maßnahmen des Grundlagenkapitels umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Das Wirksamwerden des Transportmittels als Zündquelle muss vor dem Einfahren in den Bereich der Beladestationen durch organisatorische Maßnahmen ausgeschlossen werden (Kontrolle der Ableitfläche vor Einfahrt LNG-TKW/LNG-EKW; Gaswarnanlage, Tieftemperatursensoren und CCTV-System vorhanden).

5.3. Bereich 30 - Verdichter und Fackel

5.3.1. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – Verdichter & Fackel

Das in der Anlage anfallende BOG wird über das dafür vorgesehene Rohrleitungssystem unter anderem in Richtung BOG-Verdichter geführt. Der Druck innerhalb der LNG-Lagertanks wird im Normalbetrieb über die BOG-Verdichter geregelt. Vor dem Eintritt in den Flüssigkeitsabscheider V-301 wird im Einspritzkühler J-301, falls erforderlich, LNG in den Gasstrom gesprüht, um die Temperatur abzusenken. Die drei Verdichter (K-311 A/B/C) verdichten das Erdgas auf 4 bis 8 barg. Anschließend wird das verdichtete Gas in Richtung des BOG-Rückkondensators geleitet.

Alternativ zur Route Richtung BOG-Rückkondensator kann das BOG auch in einer zweiten Verdichtungsstufe im MSO-Verdichter (Minimum-Sendout-Verdichter) auf bis zu 84 barg verdichtet und in einer der Erdgas-Pipelines ausgespeist werden.

Neben den Verdichtern ist außerdem das Fackel-System an das BOG-Rohrleitungssystem angeschlossen. Im Falle von seltenen Störungen, wenn zum Beispiel keine Ausspeisung des LNGs möglich ist und das Erreichen des Ansprechdruckes der Sicherheitsventile des LNG-

Lagertanks droht, wird das anfallende BOG nicht wieder kondensiert oder ausgespeist, sondern in Richtung Fackel-System geleitet. Im Flüssigkeitsabscheider V-341 wird im Gasstrom eventuell vorhandene Flüssigkeit abgeschieden, bevor das Gas zur Fackel geleitet und dort abgeblasen oder verbrannt wird.

Zusätzlich zur Sammelleitung für BOG existiert ein Rohrleitungssystem, um in Apparaten, Flüssigkeitsabscheidern oder Rohrleitungen befindliches LNG (z. B. Entleerung im Zuge von Wartung/Instandhaltung) im Behälter V-351 zu sammeln und zurück in die Lagertanks zu fördern. Geringe Mengen LNG werden nicht in die Lagertanks zurückgeführt, sondern verdampfen und gelangen so in das BOG-System.

5.3.2. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – Verdichter & Fackel

Alle Anlagenteile, bis auf die Verdichter selbst, sind auf Dauer technisch dicht ausgeführt, sodass Leckagen und Undichtigkeiten auszuschließen sind. Es werden geschweißte Rohrleitungen eingesetzt, sodass die Anzahl von Flanschverbindungen auf ein Minimum reduziert wird. Für alle Anlagen und oberirdische Abschnitte der Rohrleitungen (Rohrbrücken und Sleeper) die sich in der Nähe der Hauptfahrwege befinden, wird ein Anfahrerschutz vorgesehen, der für Schadensereignisse aller Fahrzeugarten und Geschwindigkeiten auf dem Gelände des LNG-Terminals ausgelegt ist. Das Eindringen von Sauerstoff aus der Atmosphäre wird durch den Betrieb im Überdruck (0,2 - 8,0 barg bzw. bis zu 84 barg) vermieden. Vor Anfahr-/Abfahrvorgängen oder Wartungsarbeiten werden die Anlagenteile mit Stickstoff gespült. Durch das Verdrängen des Sauerstoffs bzw. des LNGs oder BOGs mit dem Inertgas wird die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische vermieden.

Das Fackel-System wird im zur Atmosphäre geöffneten Bereich ständig mit Stickstoff gespült, um ein Eindringen von Luft und damit das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Inneren zu verhindern. Der Fackelkopf ist mit einer Gassperre versehen, um den Verbrauch des Inertgases zu reduzieren und selbst im Falle eines Ausfalls der Stickstoffversorgung die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische für einen gewissen Zeitraum zu verhindern. Die Stickstoffversorgung ist so zu gestalten, dass ein Ausfall der Stickstoffversorgung nicht zu erwarten ist, der unwahrscheinlichen Ausfall jedoch erkannt wird.

Beim Auftreten von unzulässigem Überdruck und dem damit verbundenen Ansprechen von Sicherheitsventilen, wird zunächst in eines der Rohrleitungssysteme entspannt, um ein

Abblasen in die Umgebung zu vermeiden. Erst in letzter Instanz, beim Überschreiten des zulässigen Drucks im angeschlossenen System, wird BOG zur Fackel geleitet und dort in die Umgebung abgeblasen bzw. verbrannt.

Die Anlage wird im Freien errichtet, sodass von einer natürlichen Lüftung ausgegangen werden kann. Durch die Verdünnung der Konzentration von brennbaren Stoffen auf Werte unterhalb der unteren Explosionsgrenze wird das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich verhindert oder zumindest eingeschränkt. Der Eintritt von LNG bzw. Erdgas in Gebäude und unter Erdgleiche liegende Bereiche (z. B. Regenwasserabläufe oder andere Kanalisationssysteme), welche nicht bestimmungsgemäß dafür ausgelegt sind, wird mit geeigneten baulichen Maßnahmen verhindert.

Die Ausnahme bilden die BOG-Verdichter und der MSO-Verdichter, welche im Gebäude 20 aufgestellt sind. Verdichter sind ggf. aufgrund der konstruktionsbedingten Vibration lediglich als technisch dicht einzustufen. Das Verdichtergebäude ist gemäß DIN EN 60079-10 jedoch mit ausreichend Öffnungen versehen (im unteren Bereich offene Bauweise und Durchgang durchs Dach), um als gut belüftet betrachtet zu werden.

Die Propan-Flaschenbatterien (Propangasflaschen für Pilotflamme der Fackel) werden in einer Wetterschutzumhausung im Freien aufbewahrt, sodass die Anforderung wonach die Lagerung/Bereitstellung der Behälter bei weniger als 50 °C an einem gut belüfteten Ort (mindestens 2 Seiten offen) erfolgen muss, als erfüllt anzusehen ist.

5.3.3. Zoneneinstufung – Verdichter & Fackel

5.3.3.1. Produktberührter Bereich (Apparateinneres)

Das Innere der Apparate und Rohrleitungen der Verdichter und der Fackel ist aufgrund:

- der auf Dauer technisch dichten Ausführung
- des Betriebs im Überdruck
- gesicherte Überschreitung der OEG
- Inertisierung bei Anfahr-/Abfahr-Prozessen und Wartungsarbeiten
- Inertisierung der zur Atmosphäre geöffneten Anlagenteile durch konstantes Spülen mit Stickstoff in Kombination mit einer Gassperre (Fackel)

gemäß TRGS 722 als zonenfrei einzustufen. Die Ausnahmen sind in der folgenden Tabelle aufgelistet:

Tabelle 22: Zoneneinteilung im Inneren der Apparate - Verdichter & Fackel

Zoneneinteilung im Inneren der Apparate - Verdichter & Fackel		
Apparat	Zone nach GefStoffV	Bemerkungen
Fackel F-341	zonenfrei	<p>Innerhalb des zuführenden BOG-Rohrleitungssystems ist von einer gesicherten Überschreitung der OEG auszugehen, da das BOG zu fast 100 % aus Erdgas besteht (ggf. geringe Mengen Ethan, Propan, Stickstoff vorhanden).</p> <p>Der zur Atmosphäre geöffnete Teil des Systems wird ständig mit Inertgas gespült, um ein Eindringen von Sauerstoff und damit das Auftreten gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Kopf der Fackel zu verhindern.</p> <p>Die Stickstoffversorgung wird so gestaltet, dass ein Ausfall nicht zu erwarten ist. Zur Überwachung der Verfügbarkeit der Stickstoffversorgung der Fackel sind geeignete MSR-Einrichtungen erforderlich.</p> <p>Die Gassperre, welche unmittelbar unterhalb des Fackelkopfes installiert ist, reduziert bauartbedingt den Inertgasverbrauch und verhindert, selbst bei Ausfall der Stickstoffversorgung, den Lufteintrag für einen begrenzten Zeitraum.</p>
<p>Anmerkung: Die Auslegung der Inertisierung, die Festlegung der Sauerstoffgrenzwerte und die Anforderungen an die Zuverlässigkeit der MSR-Einrichtungen sind in Übereinstimmung mit TRGS 722, TRGS 725 und CEN/TR 15281 in der Detailplanung festzulegen.</p> <p>Sollten die noch zu spezifizierenden Maßnahmen zur Vermeidung explosionsfähiger Gemische nicht ausreichen um eine Einstufung des Inneren des Systems als zonenfrei zu rechtfertigen, wären z. B. zusätzlich Maßnahmen zur Erhöhung der Verfügbarkeit der Stickstoffversorgung oder zur sicheren Zündquellenvermeidung (z. B. zeitlich begrenzte Verriegelung der Pilotflamme gegen die Stickstoffversorgung) zu treffen.</p>		

5.3.3.2. Aufstellungsbereich

Die Aufstellungsbereiche der Verdichter und der Fackel sind gemäß TRGS 722 generell als zonenfrei einzustufen, weil die Anlagenteile (ggf. mit Ausnahme der Verdichter), Rohrleitungen und Rohrleitungsverbindungen als auf Dauer technisch dicht ausgeführt werden und es sich um eine Freianlage handelt.

Ausnahmen bilden die Aufstellungsbereiche der in der folgenden Tabelle spezifizierten Apparate bzw. Bereiche (z. B. Verdichter, Fackel).

Um Auswirkungen von Dennoch-Leckagen abschätzen zu können, werden **zusätzlich** Undichtigkeiten an auf Dauer technisch dichten Verbindungen betrachtet. Entsprechend der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“, welche international in der Petrochemie Anwendung findet, wird der Durchmesser möglicher Undichtigkeiten bei Flanschen, Armaturen, MSR-Technik etc. auf 2 mm, an beweglichen Teilen mit hoher Geschwindigkeit (Verdichter) auf 10 mm festgelegt. Im Vergleich zu der in Deutschland gültigen

DIN EN 60079-10-1 sind die in der Richtlinie empfohlenen Leckagequerschnitte als konservativ zu bewerten und damit anwendbar.

Bei der Erstellung der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“ wurden die Ausdehnungen gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund der Freisetzungen von brennbaren Flüssigkeiten oder Gasen (unter anderem LNG, Erdgas und LPG) für verschiedene Undichtigkeiten modelliert. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich bezieht sich im Folgenden auf diese ermittelten Werte. Fest verschweißte Rohrleitungen werden als Freisetzungsquelle nicht in Betracht gezogen.

Tabelle 23: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdichter

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdichter								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
BOG-Einspritzkühler J-301	LNG (flüssig)	-158	4	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an der Flanschverbindung der LNG führenden Rohrleitung (Dennoch-Leckage)
BOG-Flüssigkeitsabscheider V-311	LNG (flüssig)	-158	0,2	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an der Flanschverbindung der LNG-Sammelleitung. (Dennoch-Leckage)
	Erdgas (gasförmig)	-147					1 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung oder im Bereich von MSR-Technik (Dennoch-Leckage)

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdichter								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
BOG-Verdichter K-311 A/B/C	Erdgas (gasförmig)	-137	0,2	Undichtigkeit Ø 10 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	1,5 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Die Verdichter werden mindestens technisch dicht ausgeführt, daher wurde ein Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 10 mm) zur Abschätzung der zu erwartenden Ausdehnung der Zone 2 angesetzt.
	Erdgas (gasförmig)	-58,3	8	Undichtigkeit Ø 10 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	2,0 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	
MSO-Verdichter K-331	Erdgas (gasförmig)	-58,3	8	Undichtigkeit Ø 10 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	2,0 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Abweichend von der zu erwartenden Ausdehnung der Zone 2 wird innerhalb der gesamten Verdichterhalle (Gebäude 20) konservativ eine Zone 2 ausgewiesen. Im Nahbereich (1,5 m) um die Lüftungsöffnungen im Dach der Halle ist ebenfalls eine Zone 2 auszuweisen. Die konservative Zoneneinteilung erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
	Erdgas (gasförmig)	37 °C	84	Undichtigkeit Ø 10 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	7,0 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der Verdichter ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-20 visualisiert.

Tabelle 24: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich –Fackel

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich –Fackel								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftung-situation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Flüssigkeits- abscheider Fackel V-341	Erdgas (gasförmig)	-147	0,2	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Grube eingeschränkt	1	gesamter Aufstellungsbereich (Grube)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm; Dennoch-Leckage), führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Grube, in der der Behälter V-341 aufgestellt ist. Tiefkaltes Erdgas ist zunächst schwerer als Luft und breitet sich innerhalb der Grube aus. Die gefährlichen explosionsfähigen Gemische innerhalb der Grube werden automatisch erkannt, jedoch existieren nur unzureichende Gegenmaßnahmen bei einer festgestellten Störung. Die Zoneneinteilung der Grube erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
	Erdgas (gasförmig)	-100	atm.	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	1 m (1 m Höhe) um Kontur der Grube und gesamter Bereich innerhalb des Wetterschutzes	
Fackel F-341	Erdgas (gasförmig)	-161	atm.	störungs- bedingtes Abblasen bzw. Abfackeln	natürlich (Freianlage)	zonenfrei	-	Abblasen bzw. direktes Verbrennen an sicherer Stelle (40 m Höhe) stellen den bestimmungsgemäßen Betriebszustand des Systems dar.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich –Fackel								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftung-situation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Propangas-Flaschenbündel (Pilotflamme Fackel)	Propan (gasförmig)	< 50	15,5	technische Dichtheit auf Dauer nicht gewährleistet	natürlich (Freianlage)	2	<p>0,5 m Kugel um Ventil Kegelstumpf nach unten bis zur Erdgleiche mit einem Radius von 2 m</p>	<p>Die Ausdehnung der Zone um die Flaschenbatterie mit Gasen schwerer als Luft wird in TRGS 745 definiert. Der Kegelstumpf schließt sich tangential nach unten an die Kugel an und reicht bis zur Erdgleiche. Der Radius der Grundfläche beträgt 2 m</p>

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs des Flüssigkeitsabscheiders ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-20 visualisiert.

Tabelle 25: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Entleerungssystem

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Entleerungssystem								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
LNG-Entleerungssammelbehälter V-351	LNG (flüssig)	-147	10	sekundär Undichtigkeit (Ø 2 mm)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Grube eingeschränkt	2	5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Aufstellungsbereich des Behälters V-351, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an der Flanschverbindung der Rohrleitung. (Dennoch-Leckage)
	Erdgas (gasförmig)	-100	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	1 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an einer Flanschverbindung oder im Bereich von MSR-Technik (Dennoch-Leckage)

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs des LNG-Entleerungssammelbehälters ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-20 visualisiert.

5.3.4. Vermeidung wirksamer Zündquellen – Verdichter & Fackel

Grundsätzlich sind die Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen nach TRGS 723 (vgl. Kapitel 4.3) umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Einsatz geeigneter Betriebsmittel
- Es sind Gaswarnsensoren (Infrarotdetektoren), Druckknopfmelder und ein CCTV-System im Bereich der BOG-Flüssigkeitsabscheider und Verdichter, des LNG-Entleerungssystems sowie des Propangasflaschenbündels geplant. Eine Notabschaltung der Anlage, welche die Anlage in einen sicheren Zustand überführt, wird automatisch eingeleitet, sobald zwei Sensoren unabhängig voneinander ansprechen (vgl. Grundlagen der Notabschaltung [34]).
- Die Behälter mit Gasen schwerer als Luft (Propangasflaschen-Batterie) sind an einem gut belüfteten Ort aufzustellen, zu erden und mit einem Anfahrerschutz auszustatten.
- Es wird empfohlen im Bereich des Fackelkopfes die Maßnahmen zur Zündquellenvermeidung für Zone 2 gemäß TRGS 723, mit Ausnahme Flammen und heiße Gase, umzusetzen, um eine unerwünschte Zündung des Erdgas/Luft-Gemisches im Abblase-Betrieb zu verhindern.

5.3.5. Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – Verdichter & Fackel

Im Bereich der Verdichter und der Fackel sind keine Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen erforderlich, da ein Auftreten von Explosionen durch Umsetzung der vorbeugenden Schutzmaßnahmen sicher verhindert wird.

Falls die vorbeugenden Schutzmaßnahmen nicht erfüllt werden können, ist eine Flammendurchschlagsicherung in der Rohrleitung des Flüssigkeitsabscheiders V-341 zur Fackel vorzusehen oder eine rückzündsichere Konstruktion der Fackel zu wählen (vgl. TRGS 724).

5.3.6. Organisatorische Maßnahmen - Verdichter & Fackel

siehe Grundlagenkapitel Organisatorische Maßnahmen

5.4. Bereich 40 - BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

5.4.1. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

Nachdem das BOG mit Hilfe der BOG-Verdichter auf 4 bis 8 barg verdichtet wurde, wird es in den BOG-Rückkondensator gefördert. Neben dem BOG wird ein Teilstrom des unterkühlten LNG aus den Lagertanks in den Kopf des Rückkondensators eingeleitet. Unter leichtem Erwärmen des LNGs kondensiert das BOG und wird in den LNG-Ausspeisestrom eingeschlossen. LNG kann über einen Bypass am Rückkondensator vorbei und direkt zu den Hochdruckpumpen gefördert werden.

Am Sumpf des Rückkondensators, welcher gleichzeitig als Flüssigkeitsvorlagebehälter für die Hochdruckpumpen fungiert, wird das LNG abgezogen und von den LNG-Hochdruckpumpen auf einen Druck von bis zu 84 barg gebracht und den LNG-Verdampfern zugeführt.

Im MSO-Betrieb wird die MSO-Mischpumpe verwendet um kleine Mengen LNG ($\leq 40 \text{ m}^3/\text{h}$) auf den Ausspeisedruck zu bringen und über die Verdampfer zu leiten. Dort wird das LNG verdampft, um dann dem Ausspeisestrom des MSO-Verdichters beigemischt zu werden. Dies ist erforderlich, um die angestrebte Erdgasqualität zu erreichen. Ohne die Beimischung von zusätzlichem LNG könnte das im MSO-Verdichter verdichtete BOG aus der Gasphase der LNG-Tanks, unter anderem aufgrund des ggf. erhöhten Stickstoffgehalts, einen zu niedrigen Heizwert aufweisen. Das benötigte LNG kann entweder aus dem Sumpf des Rückkondensators (der allerdings im MSO-Betrieb des Terminals nicht als Rückkondensator in Betrieb ist und nur „durchlaufen“ wird) oder aus dem vorhandenen Bypass entnommen werden.

Es stehen unterschiedlich betriebene Verdampfer zur Verfügung. Hauptsächlich soll das LNG in den Rohrbündelverdampfern (IFV – Intermediate Fluid Vaporizer – Indirekte Verdampfer mit Zwischenmedium) E-431 A/B/C/D/E verdampft und auf die erforderliche Temperatur zur Einspeisung in das Gasnetz gebracht werden. Die Rohrbündelverdampfer sollen mit warmem Wasser (Heizwasser) eines benachbarten Betriebes betrieben werden. Stehen die Rohrbündelverdampfer nicht zur Verfügung bzw. ist die Versorgung mit Heizwasser aus dem benachbarten Betrieb unterbrochen, werden die Tauchflammenverdampfer (SCV-Submerged Combustion Vaporizer) E-441 A/B/C/D/E eingesetzt. Das Brenngas zum Betrieb der Tauchflammenverdampfer wird durch das nach DVGW-Richtlinien errichtete Brenngas-System bereitgestellt.

Das verdampfte Erdgas wird mit einer Temperatur von ca. 5 °C bis 37 °C und einem Druck von bis maximal 84 barg in Richtung Gasauspeisung geleitet.

5.4.2. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

Alle Anlagenteile sind auf Dauer technisch dicht ausgeführt, sodass im Normalbetrieb Leckagen und Undichtigkeiten auszuschließen sind. Es werden geschweißte Rohrleitungen eingesetzt, sodass die Anzahl von Flanschverbindungen auf ein Minimum reduziert wird. Für alle Anlagen und oberirdische Abschnitte der Rohrleitungen (Rohrbrücken und Sleeper) die sich in der Nähe der Hauptfahrwege befinden, wird ein Anfahrerschutz vorgesehen, der für Schadensereignisse aller Fahrzeugarten und Geschwindigkeiten auf dem Gelände des LNG-Terminals ausgelegt ist.

Die Hochdruck LNG-Pumpen werden als Tauchmotorpumpen (im Zulaufbehälter integriert) ausgeführt. Das Eindringen von Sauerstoff aus der Atmosphäre wird durch den Betrieb im Überdruck (4,0 bis 84 barg) vermieden.

Vor Anfahr-/Abfahrvorgängen oder Wartungsarbeiten sind die Anlagenteile mit Stickstoff zu spülen. Durch das Verdrängen des Sauerstoffs bzw. des LNGs oder BOGs mit dem Inertgas wird die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische vermieden.

Neben den LNG- bzw. Erdgas-führenden Rohrleitungen und Apparaten sind die Verdampfer mit Zwischenmedium (Propan) ebenfalls vor der Inbetriebnahme zu Inertisieren. Für die Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme bzw. für die Entleerung im Rahmen von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen ist eine separate Gefährdungsbeurteilung unter Berücksichtigung der Herstellervorgaben zu erstellen. Organisatorisch ist sicherzustellen, dass der TKW zur Entleerung/Befüllung der Verdampfer mit Zwischenmedium (Propan) im Wartungsfall unter Produkt- oder Inertgasatmosphäre steht. Die beweglichen Anschlussleitungen (Vollschlauchsystem mit Gaspendelung) sind in das Inertisierungskonzept zu integrieren.

Beim Auftreten von unzulässigem Überdruck und dem damit verbundenen Ansprechen von Sicherheitsventilen, wird zunächst in das BOG- oder Null-Ausspeisungsrohrleitungssystem entspannt, um ein Abblasen in die Umgebung zu vermeiden. Abweichungen von diesem Konzept liegen im Bereich der Verdampfer vor, welche über Sicherheitsventile verfügen, die an einer sicheren Stelle direkt in die Umgebung abblasen.

Die Anlage wird im Freien errichtet, sodass von einer natürlichen Lüftung ausgegangen werden kann. Durch die Verdünnung der Konzentration von brennbaren Stoffen auf Werte unterhalb der unteren Explosionsgrenze wird das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich verhindert oder zumindest eingeschränkt. Der Eintritt von LNG bzw. Erdgas in Gebäude und unter Erdgleiche liegende Bereiche (z. B. Regenwasserabläufe oder andere Kanalisationssysteme), welche nicht bestimmungsgemäß dafür ausgelegt sind, wird mit geeigneten baulichen Maßnahmen verhindert.

Bei sehr seltenen Störungen, z. B. einer Dennoch-Leckage an einer Flanschverbindung des Rohrleitungssystems, wird das entsprechende Teilstück mittels Armaturen kompartimentiert. Das eingeschlossene LNG wird in angrenzende Rohrleitungen entleert, um die Menge an LNG, welche potenziell austreten könnte, zu reduzieren. Das LNG, welches trotz dieser Maßnahmen austritt, wird in LNG-Auffangbecken abgeleitet, um die Ausbreitung gefährlicher explosionsfähiger Gas/Luft-Gemische lokal zu begrenzen. Die LNG-Auffangbecken sind mit aufschwimmendem Isoliermaterial ausgestattet, welches die Verdampfungsrate des aufgefangenen LNGs reduziert.

Die Brenngasversorgung der Tauchflammenverdampfer (< 5 bar) wird nach den Anforderungen des DVGW Regelwerkes errichtet (DVGW-Arbeitsblatt G 491). Die Bereiche mit Armaturen und Messeinrichtungen können als auf Dauer technisch dicht im Sinne der TRGS 722 angesehen werden, wenn die folgenden Anforderungen erfüllt werden:

- Es werden regelmäßige Dichtheitsprüfungen durchgeführt (z.B. nach DVGW-Arbeitsblatt G 469).
- Wartung und Instandhaltung erfolgen gemäß DVGW Arbeitsblatt G 495. Umfang und Häufigkeit für die Überwachung und Wartung zur Gewährleistung der technischen Dichtheit werden in einer Betriebsanweisung festgelegt.

5.4.3. Zoneneinstufung – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

5.4.3.1. Produktberührter Bereich (Apparateinneres)

Das Innere der Apparate und Rohrleitungen des BOG-Rückkondensators und der LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer ist aufgrund:

- der auf Dauer technisch dichten Ausführung
- des Betriebs im Überdruck

- gesicherte Überschreitung der OEG
- Inertisierung bei Anfahr-/Abfahr-Prozessen und Wartungsarbeiten

gemäß TRGS 722 als zonenfrei einzustufen.

5.4.3.2. Aufstellungsbereich

Die Aufstellungsbereiche des BOG-Rückkondensators, der LNG-Hochdruckpumpen, inklusive der MSO-Mischpumpe und der Verdampfer sind gemäß TRGS 722 generell als zonenfrei einzustufen, weil die Anlagenteile, Rohrleitungen und Rohrleitungsverbindungen als auf Dauer technisch dicht ausgeführt werden und es sich um eine Freianlage handelt.

Ausnahmen bilden die Aufstellungsbereiche der in der folgenden Tabelle spezifizierten Apparate bzw. Bereiche (z. B. Sicherheitsventile der Verdampfer, Ableitflächen und LNG-Auffangbecken).

Um Auswirkungen von Dennoch-Leckagen abschätzen zu können, werden **zusätzlich** Undichtigkeiten an auf Dauer technisch dichten Verbindungen betrachtet. Entsprechend der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“, welche international in der Petrochemie Anwendung findet, wird der Durchmesser möglicher Undichtigkeiten bei Flanschen, Armaturen, MSR-Technik etc. auf 2 mm festgelegt. Im Vergleich zu der in Deutschland gültigen DIN EN 60079-10-1 sind die in der Richtlinie empfohlenen Leckagequerschnitte als konservativ zu bewerten und damit anwendbar.

Bei der Erstellung der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“ wurden die Ausdehnungen gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund der Freisetzen von brennbaren Flüssigkeiten oder Gasen (unter anderem LNG, Erdgas und LPG) für verschiedene Undichtigkeiten modelliert. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich bezieht sich im Folgenden auf diese ermittelten Werte.

Bei der Betrachtung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken wird die Richtlinie NFPA 59A („Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)“) als Erkenntnisquelle genutzt, da in den europäischen Regelwerken bisher nicht explizit auf die Ausbreitung gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund eines LNG-Austrittes (Lachenbildung) in Kanälen oder Gruben unter Erdgleiche eingegangen wird. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich der Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken bezieht sich im Folgenden auf die in der NFPA 59A empfohlenen, konservativen Werte (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e)).

Fest verschweißte Rohrleitungen werden als Freisetzenquelle nicht in Betracht gezogen.

Tabelle 26: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – BOG-Rückkondensator & LNG-Hochdruckpumpen

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – BOG-Rückkondensator & LNG-Hochdruckpumpen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
BOG-Rückkondensator C-411	LNG (flüssig)	-131	8	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung oder im Bereich von MSR-Technik (Dennoch-Leckage)
Vorfilter LNG-Hochdruckpumpen H-421 A-E	LNG (flüssig)	-131	8	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
LNG-Hochdruckpumpen P-421 A-E	LNG (flüssig)	-126	84	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung oder im Bereich von MSR-Technik (Dennoch-Leckage)
MSO-Mischpumpe	LNG (flüssig)	-126	84	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	Wegen der Ausführung als Tauchmotorpumpe ist eine Undichtigkeit von \varnothing 2 mm als ausreichend konservativ anzusehen

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – BOG-Rückkondensator & LNG-Hochdruckpumpen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Ableitflächen	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	gesamte Ableitfläche (4,5 m Höhe)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Ableitflächen bzw. innerhalb der Sammelrinnen oder LNG-Auffangbecken, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. Eine Freisetzung, welche eine Lachenbildung bzw. ein Ableiten von LNG in das LNG-Auffangbecken nach sich zieht, ist als sehr seltene Störung zu betrachten und gemäß der geltenden Technischen Regeln nicht Teil des Explosionsschutzkonzeptes. Die Zoneneinteilung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
Sammelrinne	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	1	innerhalb Sammelrinne	
	Erdgas (gasförmig)	>-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur der Rinne	

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs des BOG-Rückkondensators & LNG-Hochdruckpumpen ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-LNG-Freianlage visualisiert.

Tabelle 27: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdampfer

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdampfer								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Verdampfer (IFV) E-431 A-E	LNG (flüssig)	-126	84	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
	Erdgas (gasförmig)	37	84	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	1,5 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
	Erdgas (gasförmig)	37	149	Ansprechen Sicherheitsventil		2	3 m Kugel um Sicherheitsventil	Es wird nur ein kurzzeitiges Ansprechen des Sicherheitsventils betrachtet.
	Propan (flüssig)	12	20	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	4 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	Propan Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an der Anschlussstelle oder einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
	Propan (gasförmig)	12	20	Ansprechen Sicherheitsventil	natürlich (Freianlage)	2	3 m Kugel um Sicherheitsventil	Es wird nur ein kurzzeitiges Ansprechen des Sicherheitsventils betrachtet.

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdampfer								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Verdampfer (SCV) E-441 A-E	LNG (flüssig)	-126	84	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	5,5 m Kugel um Flansch, Zylinder bis zum Boden (vgl. Bild A.4a der DIN EN 60079-10-1)	LNG Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
	Erdgas (gasförmig)	37	84	Undichtigkeit Ø 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	1,5 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (Ø 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
			149	Ansprechen Sicherheitsventil		2	3 m Kugel um Sicherheitsventil	Es wird nur ein kurzzeitiges Ansprechen der Sicherheitsventile betrachtet.
Brenngasversorgung Tauchflammenverdampfer (Fuel Gas System)	Erdgas (gasförmig)	> 7	< 5	(-)	natürlich (Freianlage)	zonenfrei	gesamter Bereich	Auslegung gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 491

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdampfer								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Ableitflächen	LNG (flüssig) / Erdgas (gasförmig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage)	2	gesamte Ableitfläche, (4,5 m Höhe)	Undichtigkeiten oder Leckagen an der Anlage, welche im Rahmen des Explosionsschutzes betrachtet werden müssen, führen nicht zu einer Lachenbildung im Bereich der Ableitflächen bzw. innerhalb der Sammelrinnen oder LNG-Auffangbecken, da die Anlage auf Dauer technisch dicht ausgeführt wird. Eine Freisetzung, welche eine Lachenbildung bzw. ein Ableiten von LNG in das LNG-Auffangbecken nach sich zieht (Ausdehnung nach NFPA 59A), ist als sehr seltene Störung zu betrachten und gemäß der geltenden Technischen Regeln nicht Teil des Explosionsschutzkonzeptes. Die Zoneneinteilung der Ableitflächen, Sammelrinnen und LNG-Auffangbecken erfolgt auf ausdrücklichen Wunsch des Betreibers und ist als zusätzliche Maßnahme zu betrachten.
Sammelrinne	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Rinne eingeschränkt	1	innerhalb Sammelrinne	
	Erdgas (gasförmig)	>-160				2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur der Rinne (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	
LNG-Auffangbecken 4,5 x 4,5 x 4 m	LNG (flüssig)	-160	atm.	Undichtigkeit oder Leckage an der Anlage (-)	natürlich (Freianlage), jedoch innerhalb Auffangbecken eingeschränkt	1	innerhalb LNG-Auffangbecken	
	Erdgas (gasförmig)	>-160				2	4,5 m (4,5 m Höhe) um Kontur des LNG-Auffangbeckens (vgl. NFPA 59A Abbildung 11.9.2(e))	

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der Verdampfer ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-LNG-Freianlage visualisiert.

5.4.4. Vermeidung wirksamer Zündquellen – BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

Grundsätzlich sind die Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen nach TRGS 723 (vgl. Kapitel 4.3) umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Einsatz geeigneter Betriebsmittel
- Erdung aller leitfähiger und ableitfähiger Komponenten (inklusive der ortsbeweglichen Behälter)
- Es sind Gaswarnsensoren (Infrarotdetektoren), Tieftemperatursensoren (Thermoelemente oder faseroptische Systeme), Druckknopfmelder und ein CCTV-System im Bereich des BOG-Rückkondensators, der LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer geplant. Eine Notabschaltung der Anlage, welche die Anlage in einen sicheren Zustand überführt, wird automatisch eingeleitet, sobald zwei Sensoren unabhängig voneinander ansprechen (vgl. Grundlagen der Notabschaltung [34]).
- Es sind Gaswarnsensoren (Infrarotdetektoren), Tieftemperatursensoren (Thermoelemente oder faseroptische Systeme) und ein CCTV-System im Bereich des BOG-Rückkondensators, der LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer geplant. Eine Notabschaltung der Anlage wird automatisch eingeleitet, sobald zwei Sensoren unabhängig voneinander ansprechen.
- Fangstangen (Blitzschutz) im Bereich der zur Atmosphäre öffnenden Sicherheitsventile empfohlen

5.4.5. Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion - BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

Im Bereich der BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer sind keine Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen erforderlich, da ein Auftreten von Explosionen durch Umsetzung der vorbeugenden Schutzmaßnahmen sicher verhindert wird.

5.4.6. Organisatorische Maßnahmen - BOG-Rückkondensator, LNG-Hochdruckpumpen und Verdampfer

Grundsätzlich sind die organisatorischen Maßnahmen des Grundlagenkapitels umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Es ist sicherzustellen, dass der TKW zur Entleerung/Befüllung der Verdampfer mit Zwischenmedium (Propan) im Wartungsfall unter Produkt- oder Inertgasatmosphäre steht.
- Es werden regelmäßige Dichtheitsprüfungen durchgeführt (z.B. nach DVGW-Arbeitsblatt G 469).
- Wartung und Instandhaltung erfolgen gemäß DVGW Arbeitsblatt G 495. Umfang und Häufigkeit für die Überwachung und Wartung zur Gewährleistung der technischen Dichtheit werden in einer Betriebsanweisung festgelegt.

5.5. Bereich 60 - Druckregel- und Messanlagen

5.5.1. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung – Druckregel- und Messanlagen

Das in den Verdampfern regasifizierte Erdgas wird vor dem Verlassen des Terminals mit Hilfe von Gasregel- und Messanlagen auf den benötigten Druck geregelt. Die Anbindung an das Gasverbundnetz wird von GUD und nicht von der German LNG Terminal GmbH betrieben und ist daher nicht Teil dieses Explosionsschutzkonzeptes.

Neben der Einspeisung in das Gasverbundnetz besteht zusätzlich die Möglichkeit Erdgas über eine gesonderte Auspeiseleitung an dritte Verbraucher (ChemCoast Park) zu übergeben. Diese Druckregel- und Messanlagen sind Teil des Terminals und werden im Folgenden betrachtet.

5.5.2. Vermeidung der Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische – Druckregel- und Messanlagen

Alle Anlagenteile sind auf Dauer technisch dicht ausgeführt, sodass im Normalbetrieb Leckagen und Undichtigkeiten auszuschließen sind. Es werden geschweißte Rohrleitungen eingesetzt, sodass die Anzahl von Flanschverbindungen auf ein Minimum reduziert wird. Für alle Anlagen und oberirdische Abschnitte der Rohrleitungen (Rohrbrücken und Sleeper) die sich in der Nähe der Hauptfahrwege befinden, wird ein Anfahrerschutz vorgesehen, der für

Schadensereignisse aller Fahrzeugarten und Geschwindigkeiten auf dem Gelände des LNG-Terminals ausgelegt ist. Das Eindringen von Sauerstoff aus der Atmosphäre wird durch den Betrieb im Überdruck bis maximal 84 barg vermieden.

Vor Anfahr-/Abfahrvorgängen oder Wartungsarbeiten sind die Anlagenteile mit Stickstoff zu spülen. Durch das Verdrängen des Sauerstoffs bzw. des Erdgases mit dem Inertgas wird die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische vermieden. Beim Auftreten von unzulässigem Überdruck und dem damit verbundenen Ansprechen von Sicherheitsventilen, wird an einer sicheren Stelle direkt in die Umgebung abgeblasen.

Die Anlage wird, mit Ausnahme des Analysegebäudes, im Freien errichtet, sodass von einer natürlichen Lüftung ausgegangen werden kann. Durch die Verdünnung der Konzentration von brennbaren Stoffen auf Werte unterhalb der unteren Explosionsgrenze wird das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Gemische im Aufstellungsbereich verhindern oder zumindest eingeschränkt. Der Eintritt von LNG bzw. Erdgas in Gebäude und unter Erdgleiche liegende Bereiche (z. B. Regenwasserabläufe oder andere Kanalisationssysteme), welche nicht bestimmungsgemäß dafür ausgelegt sind, wird mit geeigneten baulichen Maßnahmen verhindert.

5.5.3. Zoneneinstufung – Druckregel- und Messanlagen

5.5.3.1. Produktberührter Bereich (Apparateinneres)

Das Innere der Apparate und Rohrleitungen der Druckregel- und Messanlagen und der temporären Molchstation ist aufgrund:

- der auf Dauer technisch dichten Ausführung
- des Betriebs im Überdruck
- gesicherte Überschreitung der OEG
- Inertisierung bei Anfahr-/Abfahr-Prozessen und Wartungsarbeiten

während des Normalbetriebs gemäß TRGS 722 als zonenfrei einzustufen.

5.5.3.2. Aufstellungsbereich

Die Aufstellungsbereiche der Druckregel- und Messanlagen sind aufgrund des hohen Drucks, der Vielzahl an Armaturen und der vorhandenen Ausbläser generell als Zone 2 einzustufen.

Um Auswirkungen von Dennoch-Leckagen abschätzen zu können, werden **zusätzlich** Undichtigkeiten an auf Dauer technisch dichten Verbindungen betrachtet. Entsprechend der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“, welche international in der Petrochemie Anwendung findet, wird der Durchmesser möglicher Undichtigkeiten bei Flanschen, Armaturen, MSR-Technik etc. auf 2 mm festgelegt. Im Vergleich zu der in Deutschland gültigen DIN EN 60079-10-1 sind die in der Richtlinie empfohlenen Leckagequerschnitte als konservativ zu bewerten und damit anwendbar.

Bei der Erstellung der Richtlinie „Model code of safe practice Part 15“ wurden die Ausdehnungen gefährlicher explosionsfähiger Gemische aufgrund der Freisetzungen von brennbaren Flüssigkeiten oder Gasen (unter anderem LNG, Erdgas und LPG) für verschiedene Undichtigkeiten modelliert. Die Ausdehnung der Zonen im Aufstellungsbereich bezieht sich im Folgenden auf diese ermittelten Werte.

Fest verschweißte Rohrleitungen werden als Freisetzungsquelle nicht in Betracht gezogen.

Tabelle 28: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Druckregel- und Messanlagen

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Druckregel- und Messanlagen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftung-situation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Analysegebäude	Erdgas (gasförmig) Wasserstoff (gasförmig)	ca. 20	atm.	technische Dichtigkeit auf Dauer nicht gewährleistet	eingeschränkt, natürliche Lüftung innerhalb Einhausung	1	3 m um Anschlussstelle der Druckgasbehälter	Erdgas- bzw. Wasserstoff-Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an einem Druckgasbehälter (z. B. bei einem Behälterwechsel des Kalibrier- bzw. Eichgases) oder an den Analysegeräten (vgl. TRGS 745 bzw. DGUV Beispielsammlung 113-001)
						2	innerhalb des gesamten Gebäudes	
				Emissionspunkt Gasanalyse (primär)	natürlich (Freianlage)	1	0,5 m Kugel um Emissionspunkt (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	
Probenahme	Erdgas (gasförmig)	37	84	technische Dichtigkeit auf Dauer nicht gewährleistet	natürlich (Freianlage)	2	1,5 m Kugel um Probenahme (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit an der Probenahmestelle ist nicht auszuschließen

Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Druckregel- und Messanlagen								
Bereich	Prozessbedingungen			Freisetzungsquelle		Zoneneinteilung nach GefStoffV		Bemerkung
				Freisetzungsquelle & Geometrie gemäß DIN EN 60079-10-1 Ausdehnung gemäß Model code of safe practice Part 15				
	Stoff	Temp. [°C]	Druck [barg]	Ursache (Art)	Lüftungssituation	Zone	Ausdehnung & Geometrie	
Druckregel- und Messanlagen	Erdgas (gasförmig)	37	84	Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)	natürlich (Freianlage)	2	1,5 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)
				Ausblasen Rohrleitung (primär)		1	3 m Kugel um Ausbläser (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Die Rohrleitungen können an einer sicheren Stelle direkt in die Umgebung ausgeblasen werden.
Anschluss (temporäre) Molchstation	Erdgas (gasförmig)	37	60	Reinigung Pipeline (primär)	natürlich (Freianlage)	1	3 m Kugel um Ausbläser (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Die Rohrleitung kann an einer sicheren Stelle direkt in die Umgebung ausgeblasen werden.
				Undichtigkeit \varnothing 2 mm (sekundär)		2	1,5 m Kugel um Flansch (vgl. Bild A.2 der DIN EN 60079-10-1)	Erdgas Austritt aufgrund einer Undichtigkeit (\varnothing 2 mm) an einer Flanschverbindung (Dennoch-Leckage)

Hinweis: Die Zoneneinteilung des Aufstellungsbereichs der Druckregel- und Messanlagen ist in der Zeichnung Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-07 visualisiert. Die temporäre Molchstation findet auf diesem Plan keine Berücksichtigung.

5.5.4. Vermeidung wirksamer Zündquellen – Druckregel- und Messanlagen

Grundsätzlich sind die Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen nach TRGS 723 (vgl. Kapitel 4.3) umzusetzen. Insbesondere wird zusätzlich auf folgende Punkte hingewiesen:

- Einsatz geeigneter Betriebsmittel
- Fangstangen (Blitzschutz) im Bereich der Sicherheitsventile und Ausbläser empfohlen
- Bei der Probenahme sind folgende Maßnahmen erforderlich:
 - Begrenzung des Volumens des Probenahmegefäßes auf ≤ 5 l.
 - Doppeltes Absperrventil
 - Erdung aller leitfähiger und ableitfähiger Komponenten
 - Die Personenerdung (ableitfähiger Fußboden, ableitfähiges Schuhwerk) wird empfohlen.
- Es sind Gaswarnsensoren (Infrarotdetektoren), Druckknopfmelder und ein CCTV-System im Bereich der Druckregel- und Messanlagen geplant. Eine Notabschaltung der Anlage, welche die Anlage in einen sicheren Zustand überführt, wird automatisch eingeleitet, sobald zwei Sensoren unabhängig voneinander ansprechen (vgl. Grundlagen der Notabschaltung [34]).

5.5.5. Begrenzung der Auswirkungen einer Explosion – Druckregel- und Messanlagen

Im Bereich der Druckregel- und Messanlagen und der temporären Molchstation sind keine Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen erforderlich, da ein Auftreten von Explosionen durch Umsetzung der vorbeugenden Schutzmaßnahmen sicher verhindert wird.

5.5.6. Organisatorische Maßnahmen - Druckregel- und Messanlagen

siehe Grundlagenkapitel Organisatorische Maßnahmen

5.6. Nebenanlagen

Zu den Nebenanlagen werden die folgenden Bereiche gezählt:

- Batterieräume USV

5.6.1. Batterieräume USV

5.6.1.1. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung

Es ist geplant, dass in den Gebäuden 08, 22/27-30 und 32/33 sekundäre Batterien zur Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung der Prozessleittechnik aufgestellt werden. Während des Ladens, der Erhaltungsladung und des Überladens von sekundären Batterien, z.B. auf Blei-Basis, können gefährliche explosionsfähige Gas/Luft-Gemische aufgrund der Elektrolyse von Wasser entstehen. Bei Verwendung entsprechender sekundärer Batterien bestehen Anforderungen an den Explosionsschutz.

Gasdicht ausgeführte Zellen sind von diesen Anforderungen ausgenommen.

5.6.1.2. Sicherheitstechnische Kennzahlen

Die sicherheitstechnischen Kennzahlen wurden der Chemsafe Datenbank der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) entnommen.

Tabelle 29: Sicherheitstechnischen Kennzahlen Wasserstoff

Kennzahl	Wasserstoff
untere/obere Explosionsgrenze [Vol.-%]	4,0/77,0
Explosionsgruppe [-]	IIC
Zündtemperatur [°C]	560
Temperaturklasse [-]	T1

5.6.1.3. Zoneneinstufung - Batterieräume USV

Im Aufstellungsbereich der sekundären Batterien kann es während des Ladens, durch die Elektrolyse der wässrigen Elektrolyten, zu einer Freisetzung von Wasserstoff kommen. Daher sind folgende Anforderungen zu erfüllen, um eine Zoneneinteilung im Aufstellungsraum zu vermeiden (vgl. DIN EN 62485-2):

- Frischluftdurchflussmenge der Belüftung durch natürliche oder technische Lüftung sicherstellen:

$$Q = v \cdot q \cdot s \cdot n \cdot I_{Gas} \cdot C_{rt} \cdot 10^{-3} (m^3/h)$$

Dabei ist:

- Q der Luftstrom der Belüftung in (m^3/h)
- v die erforderliche Verdünnung von Wasserstoff $\frac{(100\% - 4\%)}{4\%} = 24$
- $q = 0,42 \cdot 10^{-3} m^3/Ah$ erzeugter Wasserstoff bei 0 °C
(für Berechnungen bei 25°C muss der Wert q mit dem Faktor 1,095 multipliziert werden)
- $s = 5$, allgemeiner Sicherheitsfaktor
- n die Anzahl der Zellen
- I_{Gas} der Gas erzeugende Strom in (mA/Ah) Bemessungskapazität für den Erhaltungsladestrom I_{float} oder den Starkladestrom I_{boost}
- C_{rt} die Kapazität C_{10} für Blei-Säure-Zellen (Ah), $U_f = 1,80$ V/Zelle bei 20 °C
oder
die Kapazität C_5 für NiCd-Zellen (Ah), $U_f = 1,00$ V/Zelle bei 20 °C

Der Gas erzeugende Strom I_{Gas} wird mithilfe der folgenden Gleichung ermittelt:

$$I_{Gas} = I_{Erhaltung/Starkladung} \cdot f_g \cdot f_s (mA/Ah)$$

Dabei ist:

- $I_{Erhaltung}$ der Erhaltungsladestrom im vollständig geladenen Zustand bei einer festgelegten Erhaltungsladespannung bei 20 °C
- $I_{Starkladung}$ der Starkladestrom im vollständig geladenen Zustand bei einer festgelegten Starkladespannung bei 20 °C
- f_g der Gasfreisetzungsfaktor, d.h. der Anteil des Wasserstoff erzeugenden Stroms im vollständig geladenen Zustand
- f_s der Sicherheitsfaktor, um fehlerhaften Zellen in einer mehrzelligen Batterie oder einer veralteten Batterie Rechnung zu tragen

Anmerkung: Ein Raum gilt als gut belüftet, wenn die stündliche Frischluftdurchflussmenge (Q) mindestens dem 2,5-fachen des freien Raumluftvolumens entspricht.

$$Q = 2,5 \cdot \text{Raumvolumen} (1/h)$$

- Im Falle einer natürlichen Lüftung sind jeweils eine Zuluft- und eine Abluftvorrichtung vorzusehen. Die jeweils mindestens benötigte freie Öffnungsfläche berechnet sich zu:

$$A = 28 \cdot Q$$

Dabei ist:

Q der Luftstrom der Belüftung in (m³/h)

A die freie Fläche der Öffnung in den Zuluft- und Abluftvorrichtungen in (cm²)

- Reicht eine natürliche Lüftung nicht aus, um den benötigten Luftstrom sicherzustellen, muss eine Zwangsbelüftung installiert werden. Die Luft, welche dem Batterieraum entzogen wird, ist in einen sicheren Bereich, außerhalb des Gebäudes, an die Atmosphäre abzugeben. Die technische Lüftung ist mit dem Ladesystem zu koppeln oder mit einem Alarm zu versehen, sobald der erforderliche Luftstrom für das gewählte Ladeverfahren nicht zur Verfügung steht.

Empfehlung: *Batterieraum mittels Sauglüfter im leichten Unterdruck halten*

5.6.1.4. Spezifische Schutzmaßnahmen - Batterieräume USV

Technische Lüftung: Sofern ein Sauglüfter im Gas-Luft-Strom eingesetzt wird, ist ein Gerät der Kategorie 3G einzusetzen.

Im Nahbereich einer Batterie ist die Verdünnung nicht immer sichergestellt. Deswegen ist darauf zu achten, dass der Nahbereich (mindesten 0,5 m vgl. DIN EN 62485-2) um die Batterie frei von potenziellen Zündquellen gehalten wird.

Hinweis: *In der Tabelle B.1 im Anhang der DIN EN 62485-2 sind die empfohlenen Sicherheitsabstände in Abhängigkeit von der Bemessungskapazität für verschiedene Ladeströme abgebildet.*

5.6.1.5. Organisatorische Maßnahmen – Batterieräume USV

siehe Grundlagenkapitel Organisatorische Maßnahmen

5.6.2. Sonstige Bereiche

Auf die sonstigen Bereiche des LNG-Terminals wird im Explosionsschutzkonzept nicht detaillierter eingegangen, dazu gehören:

- Sonstige Gebäude (Verwaltungsgebäude, Pforte, etc.)
- Sonstige Nebenanlagen, wie z. B.:
 - Notstromgenerator
 - Feuerlöschwasserpumpe
 - Instrumentenluftversorgungsanlage

In den aufgeführten Bereichen werden keine Stoffe gelagert oder gehandhabt, die zur Bildung gefährlicher explosionsfähiger Gemische in der Lage sind. Durch das sichere Unterschreiten des Flammpunktes wird gemäß TRGS 722 bei Lagerung und Handhabung des Diesels (Feuerlöschwasserpumpe, Vorratstank Diesel) das Entstehen gefährlicher explosionsfähiger Dampf/Luft-Gemische sicher ausgeschlossen. Aus diesem Grund wird auf die Bereiche im vorliegenden Explosionsschutzkonzept nicht näher eingegangen.

Anhang A **Änderungs-/Revisionsindex**

Index	Datum	Gegenstand der Änderung
00	14.10.2022	Erstellung des Explosionsschutzkonzeptes für den Genehmigungsprozess

Anhang B **Verwendete Unterlagen und Literatur**

Für die Erstellung des Explosionsschutzkonzeptes standen die folgenden Unterlagen zur Verfügung:

B.1. Richtlinien, Gesetze, Verordnungen und ergänzende gesetzliche Regelungen

1. **2014/34/EU:** Richtlinie zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen (04/2016)
2. **1999/92/EG:** Richtlinie über Mindestvorschriften zur Verbesserung des Gesundheitsschutzes und der Sicherheit der Arbeitnehmer, die durch explosionsfähige Atmosphären gefährdet werden können (12/1999)
3. **BetrSichV:** Betriebssicherheitsverordnung - Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (04/2019)
4. **GefStoffV:** Gefahrstoffverordnung - Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen (04/2017)
5. **TRGS 509:** Lagern von flüssigen und festen Gefahrstoffen in ortsfesten Behältern sowie Füll- und Entleerstellen für ortsbewegliche Behälter (10/2020)
6. **TRGS 510:** Lagerung von Gefahrstoffe in ortsbeweglichen Behältern (02/2021)
7. **TRGS 720:** Gefährliche explosionsfähige Gemische - Allgemeines (06/2020)
8. **TRGS 721:** Gefährliche explosionsfähige Gemische - Beurteilung der Explosionsgefährdung (09/2020)
9. **TRGS 722:** Gefährliche explosionsfähige Gemische - Vermeidung oder Einschränkung gefährlicher explosionsfähiger Gemische (03/2021)
10. **TRGS 723:** Gefährliche explosionsfähige Gemische - Vermeidung der Entzündung gefährlicher explosionsfähiger Gemische (07/2019)
11. **TRGS 724:** Gefährliche explosionsfähige Gemische - Maßnahmen des konstruktiven Explosionsschutzes, welche die Auswirkung einer Explosion auf ein unbedenkliches Maß beschränken (07/2019)
12. **TRGS 725:** Gefährliche explosionsfähige Atmosphäre – Mess-, Steuer-, und Regeleinrichtungen im Rahmen von Explosionsschutzmaßnahmen (02/2018)
13. **TRGS 745:** Ortsbewegliche Druckgasbehälter - Füllen, Bereithalten, innerbetriebliche Beförderung, Entleeren (02/2016)
14. **TRGS 746:** Ortsfeste Druckanlagen für Gase (09/2016)
15. **TRBS 1201:** Prüfungen und Kontrollen von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen (03/2019)
16. **TRBS 1201 Teil 1:** Prüfung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (05/2021)

17. **TRBS 1201 Teil 3:** Instandsetzung an Geräten, Schutzsystemen, Sicherheits-, Kontroll- und Regelvorrichtungen im Sinne der Richtlinie 2014/34/EU (01/2018)
18. **TRBS 1123:** Prüfpflichtige Änderungen von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (07/2018)
19. **DGVV 113-001:** Anlage 4 Beispielsammlung
20. **DIN EN 1127 Teil 1:** Explosionsfähige Atmosphären – Explosionsschutz Grundlagen und Methodik (10/2019)
21. **DIN EN 1473:2021-12:** Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas – Auslegung von landseitigen Anlagen (12/2021)
22. **DIN EN 14460:** Explosionsfeste Geräte (04/2018)
23. **DIN EN ISO 16852:** Flammendurchschlagsicherungen – Leistungsanforderungen, Prüfverfahren und Einsatzgrenzen (04/2017)
24. **DIN EN 60079-10-1:** Explosionsgefährdete Bereiche – Teil 10-1: Einteilung der Bereiche - Gasexplosionsgefährdete Bereiche (02/2022)
25. **DIN EN 60079-14:** Explosionsgefährdete Bereiche – Teil 14: Projektierung, Auswahl und Errichtung elektrischer Anlagen (06/2016)
26. **DIN EN 62305-1:** Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze (10/2011)
27. **DIN EN 62485-2:** Sicherheitsanforderungen an Sekundär-Batterien und Batterieanlagen – Teil 2: Stationäre Batterien (04/2019)
28. **Model code of safe practice – Part 15:** Area classification for installations handling flammable fluids (4th edition)
29. **NFPA 59A** Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) (2019)

B.2. Technische Unterlagen und Zeichnungen

Unterlagen

- | | | |
|-----|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| 30. | GG-OC01-000-CIV-SPE-00166 Rev 01 | Fire Proofing and Embrittlement Protection Specification |
| 31. | GG-OC01-000-INC-SPE-00071 Rev 02 | Emergency Shutdown System - General Specification |
| 32. | P600-010041024-001 | Planungsgrundlage LNG-Tank |
| 33. | GG-OC01-100-PCS-PHY-00006 Rev 04 | Grundlagen der Notabschaltung |
| 34. | GG-OC01-000-SAF-PHY-00079 Rev 03 | Fire, Spill and Gas Detection Philosophy |
| 35. | GG-OC01-000-SAF-PHY-00080 Rev 03 | Safety Philosophy |
| 36. | HAZID-Studie | HAZID-Studie - Nautische Ansteuerung |
| 37. | GG-OC01-000-SAF-REP-00326 Rev. 03 | ATEX report |
| 38. | P600-200021086-004 Rev. 00 | Cryogenic Marine Transfer Arms General Technical Specification |
| 39. | GG-OC01-000-SAF-REP-00325 Rev 06 | Dispersion/Fire/ Explosion consequence analysis |
| 40. | GG-OC01-000-PCS-HMB-00023 Rev 03 | Heat and Material Balances |
| 41. | GG-OC01-000-PCS-HMB-00203 Rev 03 | Heat and Material Balances Part 2 |
| 42. | P600-200029086-003 Rev.02 | LNG and Natural Gas Specifications |
| 43. | GG-OC01-100-CIV-DWG-00294 Rev. 06 | Lageplan - Land |
| 44. | GG-OC01-100-PCS-MND-00027 Rev 04 | Prozessbeschreibung |
| 45. | GG-OC01-000-SAF-MND-00060 Rev. 02 | Fire Protection Outline |
| 46. | GG-OC01-100-PCS-PHY-00008 Rev. 02 | Grundlagen der LNG-Entleerung |
| 47. | GG-OC01-100-PCS-PHY-00009 Rev. 03 | Relief System & Vapour Control Philosophy |
| 48. | GG-OC01-100-PCS-LIS-00094 Rev 07 | Liste der Prozessausrüstungen |
| 49. | GG-OC01-000-CIV-BAS-00357 Rev.02 | Civil Structural Design Basis & Methodology |
| 50. | GG-OC01-000-PCS-MND-00318 Rev 02 | Design of a Flare System for Over Pressure Protection |
| 51. | GG-OC01-000-PIP-SPE-00077 Rev 01 | Equipment and Pipework Insulation Specification |
| 52. | P600-010041024-001 Rev. 02 | LNG Storage Tank Design Basis |
| 53. | P600-200012086-002 Rev. 03 | LNG Storage Tank(s) |
| 54. | GG-OC01-100-COM-PHY-00264 Rev 02 | Grundlagen der Inbetriebnahme-vorbereitung und Inbetriebnahme |
| 55. | GG-OC01-100-PCS-LIS-00091 Rev 04 | Liste der Hauptproduktrohrleitungen |
| 56. | GG-OC01-100-SAF-DTS-00074 Rev 03 | Sicherheitsdatenblätter |

R&I-Fließbilder

57.	GG-OC01-100-PCS-PID-00015 Rev. 02	Deckblatt
58.	GG-OC01-100-PCS-PID-00016 Rev. 04	Übersichtsliste R&I-Fließbilder
59.	GG-OC01-100-PCS-PID-00017 Rev. 02	Symbolliste 1
60.	GG-OC01-100-PCS-PID-00018 Rev. 03	Symbolliste 2
61.	GG-OC01-100-PCS-PID-00019 Rev. 02	Standardausführungen/Typicals 1
62.	GG-OC01-100-PCS-PID-00020 Rev. 03	Standardausführungen/Typicals 2
63.	GG-OC01-100-PCS-PID-00121 Rev. 03	LNG - Schiffsverladearm L-121A (Schiffsanleger 1)
64.	GG-OC01-100-PCS-PID-00122 Rev. 03	LNG - Schiffsverladearm L-121B (Schiffsanleger 1)
65.	GG-OC01-100-PCS-PID-00124 Rev. 03	Schiffsverladearm Gasrückführung L-122
66.	GG-OC01-100-PCS-PID-00131 Rev. 04	LNG - Schiffsverladearm L-131A (Schiffsanleger 2)
67.	GG-OC01-100-PCS-PID-00132 Rev. 04	LNG - Schiffsverladearm L-131B (Schiffsanleger 2)
68.	GG-OC01-100-PCS-PID-00134 Rev. 04	Schiffsverladearm Gasrückführung L-132
69.	GG-OC01-100-PCS-PID-00190 Rev. 04	Prozessverbindung - Anleger 1
70.	GG-OC01-100-PCS-PID-00191 Rev. 04	Prozessverbindung – Anleger 2
71.	GG-OC01-100-PCS-PID-00192 Rev. 04	Prozessverbindung Landungssteg / Land
72.	GG-OC01-100-PCS-PID-00200 Rev. 03	Prozessverbindung Land 1
73.	GG-OC01-100-PCS-PID-00201 Rev. 03	Prozessverbindung Land 2
74.	GG-OC01-100-PCS-PID-00210 Rev. 03	LNG Lagertank T-211 Füllleitungen
75.	GG-OC01-100-PCS-PID-00211 Rev. 04	LNG Lagertank T-211
76.	GG-OC01-100-PCS-PID-00212 Rev. 03	LNG Lagertank T-211 – Entlastungssystem Über-/Unterdruck
77.	GG-OC01-100-PCS-PID-00213_03	LNG Lagertank T-211 – Pumpenverbindungen
78.	GG-OC01-100-PCS-PID-00214 Rev. 03	LNG Lagertank T-211 - Niederdruckpumpe P-211A
79.	GG-OC01-100-PCS-PID-00220 Rev. 03	LNG Lagertank T-211 - Schiffsverladepumpe P-212A
80.	GG-OC01-100-PCS-PID-00246 Rev. 03	Prozessverbindung - TKW – Beladung
81.	GG-OC01-100-PCS-PID-00247 Rev. 03	TKW-Beladestation Z-241 A
82.	GG-OC01-100-PCS-PID-00251 Rev. 03	Prozessverbindung - EKW – Beladung
83.	GG-OC01-100-PCS-PID-00252 Rev. 03	EKW-Beladestation Z-251 A
84.	GG-OC01-100-PCS-PID-00300 Rev. 03	Prozessverbindung – BOG-Verdichter
85.	GG-OC01-100-PCS-PID-00301 Rev. 04	Flüssigkeitsabscheider BOG-Verdichter
86.	GG-OC01-100-PCS-PID-00311 Rev. 02	BOG Verdichter K-311A

87.	GG-OC01-100-PCS-PID-00341 Rev. 03	Fackelmast System
88.	GG-OC01-100-PCS-PID-00342 Rev. 00	Fackelmast System
89.	GG-OC01-100-PCS-PID-00351 Rev. 04	Entleerungssystem
90.	GG-OC01-100-PCS-PID-00400 Rev. 03	Prozessverbindung - Ausspeisung 1
91.	GG-OC01-100-PCS-PID-00401 Rev. 03	Prozessverbindung - Ausspeisung 2
92.	GG-OC01-100-PCS-PID-00411 Rev. 03	Rückkondensationsanlage c-411
93.	GG-OC01-100-PCS-PID-00419 Rev. 00	MSO-Verdichter K-331
94.	GG-OC01-100-PCS-PID-00421 Rev. 03	NG Hochdruckpumpe P-421A
95.	GG-OC01-100-PCS-PID-00429 Rev. 00	LNG Hochdruckpumpe MSO-Mischpumpe P-422
96.	GG-OC01-100-PCS-PID-00431 Rev. 03	LNG Verdampfer (IFV) E-431A
97.	GG-OC01-100-PCS-PID-00441 Rev. 03	Tauchflammenverdampfer (SCV) - E-441A
98.	GG-OC01-100-PCS-PID-00500 Rev. 04	Heizwasserwassersystem
99.	GG-OC01-100-PCS-PID-00501 Rev. 01	Heizwasserpumpe P-781 A
100.	GG-OC01-100-PCS-PID-00611 Rev. 03	Hochdruckerdgas Ausspeisung nach GUD
101.	GG-OC01-100-PCS-PID-00612 Rev. 03	Hochdruckerdgas Ausspeisung (an Dritte)

Aufstellungspläne

102.	GG-OC01-000-SAF-DWG-00289 Rev. 01	Fire Protection Active Layout
103.	GG-OC01-000-SAF-DWG-00288 Rev. 03	Hazardous Area Classification Drawing
104.	GG-OC01-100-PIP-DWG-00014 Rev. 10	Übersichtslageplan
105.	GG-OC01-000-SAF-DWG-00290 Rev. 03	Fire Protection Static Layout
106.	GG-OC01-100-PCS-ISO-00386 Rev. 03	Ansicht LNG Hochdruckpumpen
107.	GG-OC01-100-PCS--ISO-00384 Rev. 03	Ansicht BOG Verdichter
108.	GG-OC01-100-PCS-DWG-00188 Rev. 02	Aufstellungsplan Tauchflammenverdampfer (SCV)
109.	GG-OC01-100-PCS-DWG-00189 Rev. 01	Schnitt Tauchflammenverdampfer (SCV)
110.	GG-OC01-100-PCS--ISO-00391 Rev. 03	Ansicht LNG TKW Beladung
111.	GG-OC01-100-PCS--ISO-00392 Rev. 03	Ansicht LNG EKW Beladung
112.	GG-OC01-100-PCS-DWG-00310 Rev. 01	Aufstellungsplan Erdgas Messstation
113.	GG-OC01-100-PCS-DWG-00319 Rev. 01	Aufstellungsplan Und Schnitt Indirekte LNG Verdampfer (IFVS)
114.	GG-OC01-100-PCS-DWG-00320 Rev. 01	Aufstellungsplan und Schnitt Druckluftversorgungsanlage
115.	GG-OC01-100-CIV-DWG-00430 Rev. 01	Löschwasserpumpenstation
116.	GG-OC01-100-PCS-DWG-00323 Rev. 02	LNG Hochdruckpumpen
117.	GG-OC01-100-MAR--ISO-00382 Rev. 04	Anleger 1 (Haupt) Typische Ansichten
118.	GG-OC01-100-MAR--ISO-00383 Rev. 04	Anleger 2 (Klein) Typische Ansichten
119.	GG-OC01-100-MAR-DWG-00296 Rev. 07	Anleger 1 (Haupt) Typische Draufsicht Ausrüstungen

-
- 120. **GG-OC01-100-MAR-DWG-00297 Rev. 07** Anleger 1 (Haupt) Typischer Schnitt
 - 121. **GG-OC01-100-MAR-DWG-00298 Rev. 07** Anleger 2 (Klein) Typische Draufsicht
 - 122. **GG-OC01-100-MAR-DWG-00299 Rev. 07** Anleger 2 (Klein) Typischer Schnitt
 - 123. **GG-OC01-100-PCS-ISO-00389 Rev. 04** Typische Ansichten LNG Lagertank T-211
 - 124. **GG-OC01-100-PCS-ISO-00390 Rev. 04** Typische Ansichten LNG Lagertank T-221
 - 125. **GG-OC01-100-PIP-DWG-00332 Rev. 05** Höhenplan – Ansichten A-A
 - 126. **GG-OC01-100-PIP-DWG-00338 Rev. 05** Höhenplan – Ansichten B-B, C-C und D-D

B.3. Literatur

- 127. **BP Process Safety Series** LNG Fire Protection & Emergency Response; IChemE, 2nd edition 2007

Anhang C Verzeichnisse

C.1. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BOG	Boil-off-Gas (das durch Wärmeeintrag in LNG verdampfte Gas (Erdgas))
BE	Betriebseinheit
CCTV	Closed Circuit Television (Überwachungskamerasystem)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DN	Nennweite (bei Rohrleitungsteilen)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EKW	Eisenbahnkesselwagen
EN	Europäische Norm
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
HD	Hochdruck
HFT	Hardware-Fehlertoleranz
IFV	Intermediate Fluid Vaporizer (Indirekte Verdampfer mit Zwischenmedium)
IPL	Independent Protection Layer
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
MIC	Mindestzündstromverhältnis
MSO	Minimum Sendout (Betriebszustand: Minimale Ausspeisung von Erdgas)
MSR	Mess-, Steuer- und Regel-(Einrichtungen)
MZE	Mindestzündenergie
ND	Niederdruck
NE	praktisch nicht relevante Ausdehnung
NFPA	National Fire Protection Association (gemeinnützigen US-amerikanischen Gesellschaft; Herausgeber umfangreicher Regelwerke zum Brandschutz)
NSW	Normspaltweite (bei Rohrleitungsteilen)
OEG	obere Explosionsgrenze
PN	Nenndruckstufe
PSV	Sicherheitsventil (Überdruckventil)
SCV	Submerged Combustion Vaporizer (Tauchflammenverdampfer)
SIL	Safety Integrity Level (Sicherheits-Integritätslevel)
TKW	Tankkesselwagen
TRGS	Technische Regeln für Gefahrstoffe
TSV	Sicherheitsventil (Übertemperatursicherheitsventil)

UEG untere Explosionsgrenze
USV unterbrechungsfreie Stromversorgung
ZÜS zugelassene Überwachungsstelle

C.2. Tabellenverzeichnis

- Tabelle 1:** Stoffdaten LNG
Tabelle 2: Temperaturklassen
Tabelle 3: Sicherheitstechnische Kennzahlen der entzündbaren Flüssigkeiten und brennbare Gase
Tabelle 4: Lüftungsmaßnahmen nach DIN EN 60079-10-1
Tabelle 5: Bewertung von Lüftungsmaßnahmen gemäß DIN EN 60079-10-1
Tabelle 6: Zoneneinteilung gemäß GefStoffV
Tabelle 7: Kennzeichnung nicht-elektrischer Betriebsmittel
Tabelle 8: Kennzeichnung elektrischer Betriebsmittel
Tabelle 9: Grenzkriterien zur Vermeidung von Büschelentladungen
Tabelle 10: Anzahl der Schutzmaßnahmen bei der Absicherung von Abluftleitungen
Tabelle 11: Klassifizierungsstufen gemäß TRGS 725
Tabelle 12: Zuordnung unterschiedlicher Zuverlässigkeitskennwerte
Tabelle 13: Zuordnung von Herstellerbewertungen
Tabelle 14: Zur Prüfung befähigte Personen
Tabelle 15: Prüfungen nach BetrSichV
Tabelle 16: Kennzeichnung der explosionsgefährdeten Bereiche
Tabelle 17: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – wasserseitige LNG-Umschlagseinrichtungen – Anleger 1 & 2
Tabelle 18: Zoneneinteilung im Inneren der Apparate – LNG-Lagertanks, Tauchpumpen & TKW-/EKW-Beladung
Tabelle 19: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Lagertanks & Tauchpumpen
Tabelle 20: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-TKW-Beladung
Tabelle 21: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-EKW-Beladung
Tabelle 22: Zoneneinteilung im Inneren der Apparate - Verdichter & Fackel
Tabelle 23: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdichter
Tabelle 24: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich –Fackel
Tabelle 25: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – LNG-Entleerungssystem
Tabelle 26: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – BOG-Rückkondensator & LNG-Hochdruckpumpen
Tabelle 27: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Verdampfer
Tabelle 28: Zoneneinteilung im Aufstellungsbereich – Druckregel- und Messanlagen
Tabelle 29: Sicherheitstechnischen Kennzahlen Wasserstoff

C.3. Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1:** Ausschnitt Übersichtsplan (landseitig)
Abbildung 2: Ausschnitt Übersichtsplan (wasserseitig)

C.4. Anhangsverzeichnis

	Zeichnungsnummer	Beschreibung Planinhalt
1.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-01	Ex-Zonenplan Anleger 1 (U_24_02_01)
2.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-02	Ex-Zonenplan Anleger 2 (U_24_02_02)
3.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-07	Ex-Zonenplan Erdgas Messstation (U_24_02_07)
4.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-11	Ex-Zonenplan LNG-Tank T211 (U_24_02_03)
5.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-12	Ex-Zonenplan LNG-Tank T221 (U_24_02_04)
6.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-20	Ex-Zonenplan Verdichtergebäude (U_24_02_08)
7.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-LNG-Freianlage	Ex-Zonenplan LNG-Freianlage (U_24_02_09)
8.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-41	Ex-Zonenplan LNG-TKW-Beladung (U_24_02_05)
9.	Ex-Zonenplan-Ex-13434-19-45	Ex-Zonenplan LNG-EKW-Beladung (U_24_02_06)