

17.1 Sonstige Unterlagen

Nachfolgend sind zwei Unterlagen (17_01 und 17_02) hier zur Information eingefügt:

17_01_01 bis 17_01_05: Beschreibung der zukünftigen mögliche Nachnutzung des LNG Terminal gemäß § 5 Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG Beschleunigungsgesetz LGG) (fünf Dateien)

17_02: Bewertung kerntechnische Anlagen (Kurzbeschreibung aus PFV_ EB U_ 19_1 und 1_1) , (eine Datei)

Anlagen:

- 17_01_01_Nachnutzung_LNG_NH3_Kap_0_1.pdf
- 17_01_02_Nachnutzung_LNG_NH3_Kap_2.pdf
- 17_01_03_Nachnutzung_LNG_NH3_Kap_3.pdf
- 17_01_04_Nachnutzung_LNH_NH_Kap_4.pdf
- 17_01_05_Stellungnahme zur Umruestkosten_0.pdf
- 17_02_Zf_kerntechn_ Störfallv.pdf



German LNG Terminal GmbH

Erläuterungsbericht

Nachweis der Umrüstbarkeit des German LNG-Terminals in Brunsbüttel zur Einfuhr, Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Ammoniak ab dem 01.01.2044

Projekt Number: P600
Dokument Number: P602-200002028-001
Dokumenttyp: Bericht

2	26-09-2023	Entwurf	H. Großmann	E. Martinez	G. Mariën
Rev.	Datum	Status	erstellt	geprüft	freigegeben



Inhalt

1	Einleitung	3
1.1	<i>Projekthintergrund.....</i>	3
1.2	<i>Standort</i>	3
1.3	<i>Genehmigungsverfahren</i>	3
1.4	<i>Aufgabenstellung.....</i>	6
2	Nachweisführung	6
2.1	<i>Nachweis angemessener Sicherheitsabstände zu Schutzobjekten</i>	6
2.2	<i>Nachweis der Beschaffenheit der Fundamente, der Außenwände und der Dachkonstruktion der LNG-Lagertanks</i>	8
2.3	<i>Nachweis der Materialeignung für den LNG-Lagertank</i>	9
3	Beigefügte Unterlagen zur Nachweisführung	13

1 Einleitung

1.1 Projekthintergrund

Die German LNG Terminal GmbH plant am Standort Brunsbüttel die Errichtung und den Betrieb eines Terminals zur Aufnahme und Lagerung von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas) (**LNG-Terminal**). Das Gesamtvorhaben des LNG-Terminals umfasst neben den eigentlichen LNG-Tanks zur Aufnahme und Lagerung von LNG und deren Nebeneinrichtungen auch eine wasserseitige Umschlagseinrichtung für seegehende LNG-Tanker (**Hafeninfrastruktur**).

1.2 Standort

Der vorgesehene Standort des LNG-Terminals befindet sich innerhalb des Stadtgebietes der Stadt Brunsbüttel im Landkreis Dithmarschen, Schleswig-Holstein. Ca. 2,6 km westlich befindet sich die Mündung des Nord-Ostsee-Kanals in die Elbe. Die Grenze zur Nachbargemeinde Büttel im Osten befindet sich in ca. 500 m Entfernung.

Die nächstgelegene Wohnbebauung liegt in westlicher Richtung, in ca. 1,3 km Entfernung (Stadtteil Brunsbüttelkoog). Brunsbüttel hat ca. 12.600 Einwohner und gehört mit einer Bevölkerungsdichte von ca. 195 Einwohnern je km² zu den Siedlungsschwerpunkten im überwiegend ländlich strukturierten und dünn besiedelten Kreisgebiet. In östlicher Richtung befindet sich in ca. 1,8 km Entfernung die besiedelte Ortslage der Gemeinde Büttel.

Die Projektfläche hat eine Größe von ca. 51 ha.

1.3 Genehmigungsverfahren

Die beiden wesentlichen Genehmigungsverfahren ergeben sich aus dem Genehmigungsverfahren nach §§ 4 und 10 Bundesimmissionsschutzgesetz BImSchG und einem hafenrechtlichen Planfeststellungsverfahren nach § 95 Absatz 1 Landeswassergesetz Schleswig-Holstein (LWG SH) in Verbindung mit dem Landesverwaltungsgesetz Schleswig-Holstein (LVwG SH), §§ 72 bis 77 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), dem LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) und dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG).

Die nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 1 und Abbildung 2) zeigen den Standort und die wesentlichen Anlagenbereiche für das LNG-Terminal.

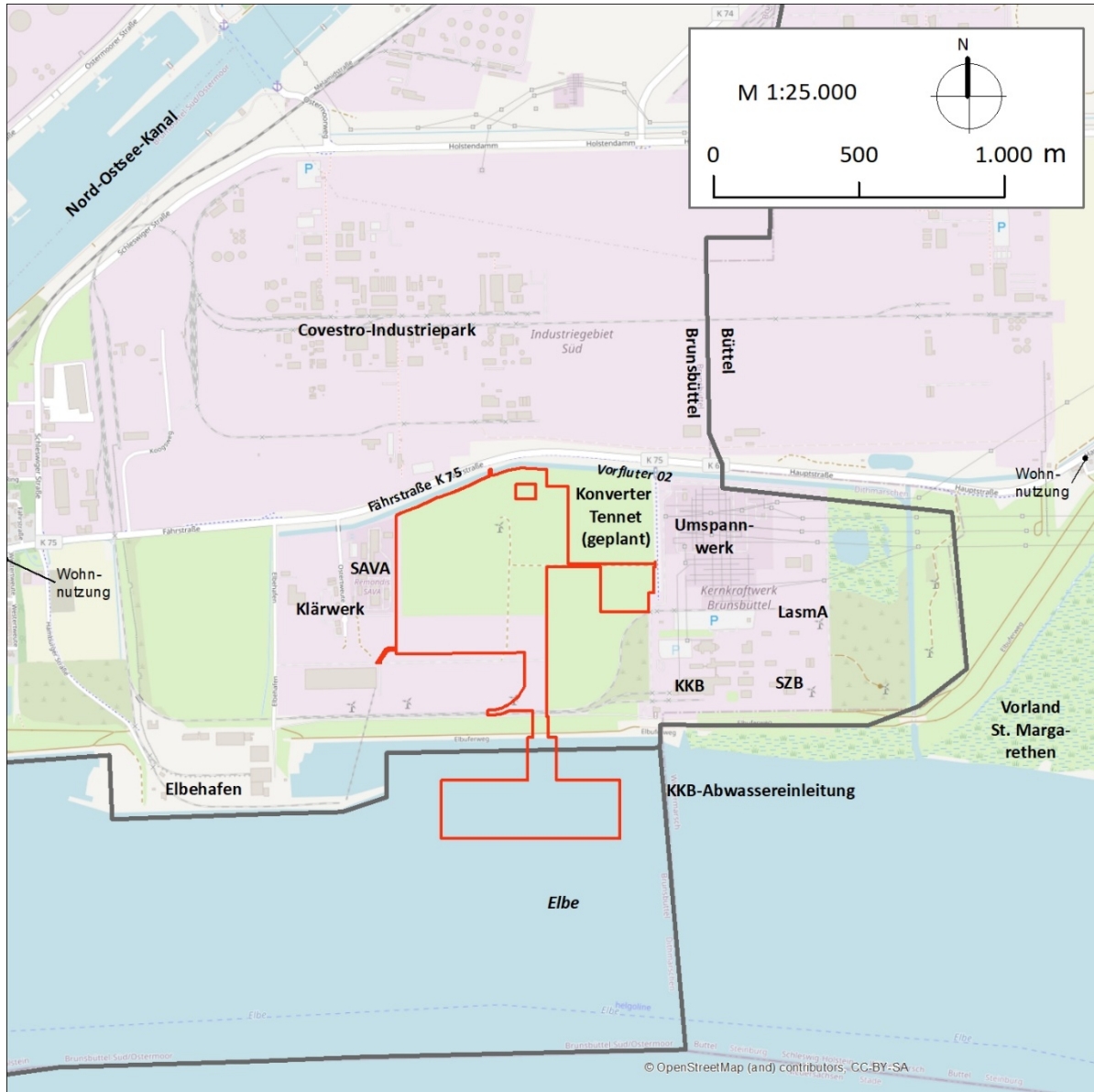


Abbildung 1: Standort German LNG-Terminal in Brunsbüttel (rot markiert)

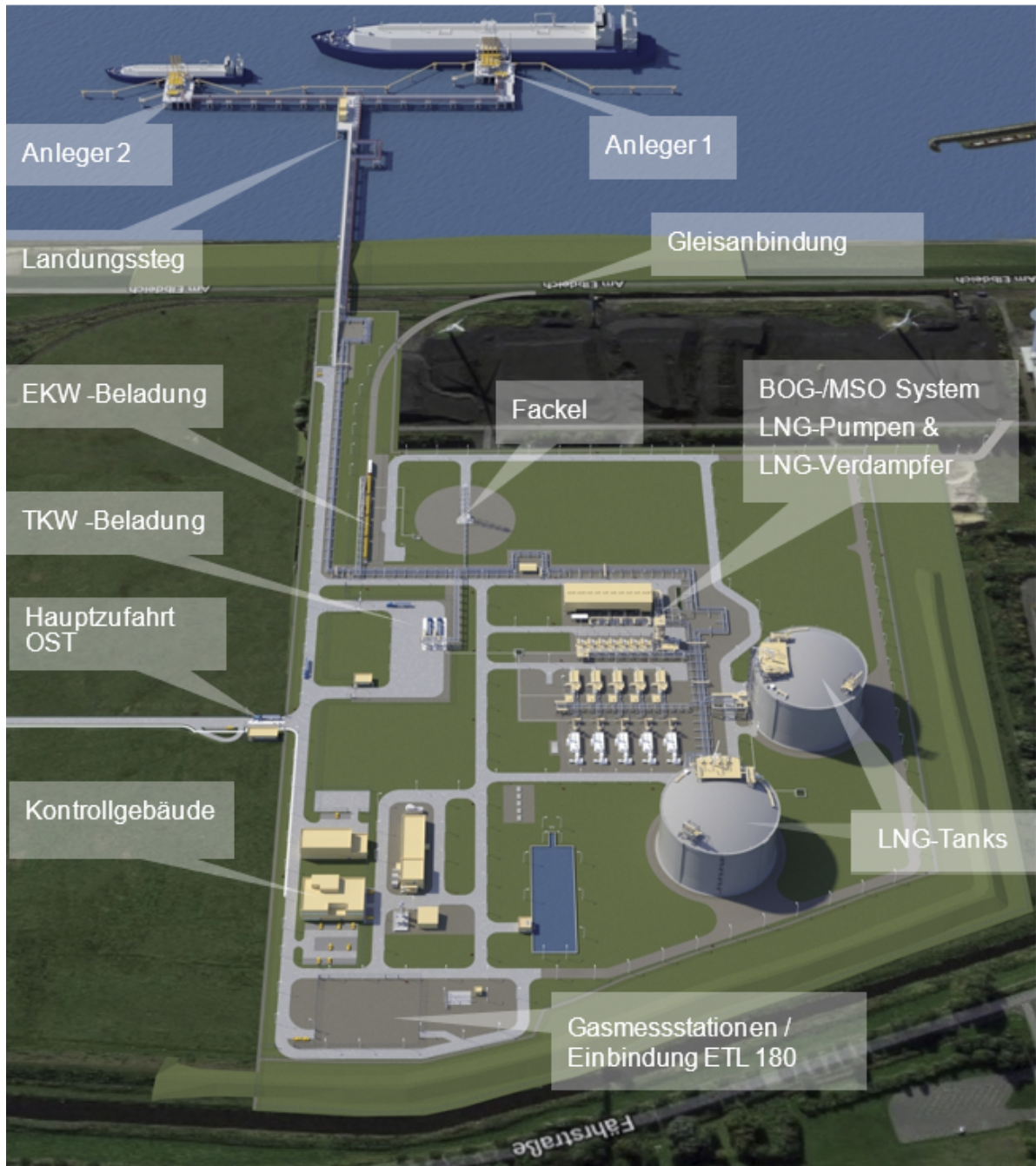


Abbildung 2: LNG-Terminal mit wesentlichen Anlageteilen

1.4 Aufgabenstellung

Gemäß dem LNG-Beschleunigungsgesetzes (LNGG) vom Juli 2023 ist ein Nachweis für die Nachnutzung des LNG- Terminals ab dem 01.01.2044 zu führen. Diese Nachnutzung soll die spätere Möglichkeit einer Nutzung zur Einfuhr, Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Ammoniak umfassen. Der vorliegende Nachweis gliedert sich in drei Themenbereiche auf:

- Nachweis angemessener Sicherheitsabstände des Terminals zu Schutzobjekten im Betrieb mit verflüssigtem Ammoniak
- Nachweis der Beschaffenheit der Fundamente, der Außenwände und der Dachkonstruktion der LNG-Lagertanks für einen Betrieb mit verflüssigtem Ammoniak
- Nachweis, dass die Materialien und der innere Aufbau der LNG-Lagertanks umgerüstet werden können, damit die statischen, sicherheitstechnischen und störfallrechtlichen Anforderungen für die Lagerung und den Umgang mit verflüssigtem Ammoniak erfüllt werden.

Es soll die grundsätzliche Machbarkeit einer Umrüstung / Nachnutzung mit Ammoniak nachgewiesen, aber keine Genehmigungs- oder Ausführungsplanung vorwegnehmen werden. Gemäß LNGG muss diese Genehmigung bis zum 01.01.2035 beantragt werden.

2 Nachweisführung

2.1 Nachweis angemessener Sicherheitsabstände zu Schutzobjekten

Zum Nachweis angemessener Sicherheitsabstände zu Schutzobjekten wurde ein sicherheitstechnisches Gutachten gemäß dem Leitfaden KAS-18 erstellt (Unterlage zu Kap 1). Anhand der Konfiguration für das LNG-Terminal wurden sechs verschiedene mögliche „Ammoniak-Störfallszenarien“ unterstellt und deren Auswirkungen berechnet. Daraus kann ein abdeckendes Szenario definiert werden.

Für die Beurteilung der Auswirkung von atmosphärischen Ammoniakfreisetzungen ist insbesondere die toxische Wirkung auf Menschen zu bewerten. Eine Brand- und Explosionsgefahr durch Ammoniak spielt aufgrund eines engen Explosionsbereichs (14,0 – 32,5 Vol-%) und einer großen Mindestzündenergie und hohen Zündtemperatur eine untergeordnete Rolle bei der Betrachtung von Ammoniakfreisetzungen. Ohne externe Wärmezufuhr erlischt ein Ammoniakbrand sofort.

Als Störfallbeurteilungswert für die Toxizität wurde der **ERPG-2 Wert von 150 ppm** gewählt. Der ERPG (Emergency Response Planning Guidelines) Wert ist für eine Expositionszeit von einer Stunde definiert. Es wurde eine standortbezogene mittlere Ausbreitungsklasse (4/D) gemäß dem Leitfaden KAS-18 für die Gefährdung berücksichtigt. Zusätzlich wurde eine ungünstige Wetterlage betrachtet.

Als Ergebnis ist festzuhalten:

Für die wasserseitige Freisetzung von Ammoniak direkt an der Übergabestelle Schiff/Land ergibt sich für die mittlere Ausbreitungsklasse ein **Abstand von 290 m** von der Freisetzungsstelle, bei dem der ERPG-2 Wert unterschritten wird. Schutzbedürftige Gebiete und Objekte sind davon nicht betroffen.

Für den landseitigen Bereich mit einer Freisetzung von Ammoniak auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe ergibt sich für die mittlere Ausbreitungsklasse ein **Abstand von 260 m** von der Freisetzungsstelle, bei dem der ERPG-2 Wert unterschritten wird. Schutzbedürftige Gebiete und Objekte sind davon auch hier nicht betroffen.

Die Detail-Beschreibungen der angesetzten Störfälle, Berechnungen und Ergebnisse sind in dem Gutachten beschrieben. Die Ergebnisse der Szenarien sind in den folgenden beiden Abbildungen (Abbildung 3 und Abbildung 4) grafisch dargestellt.

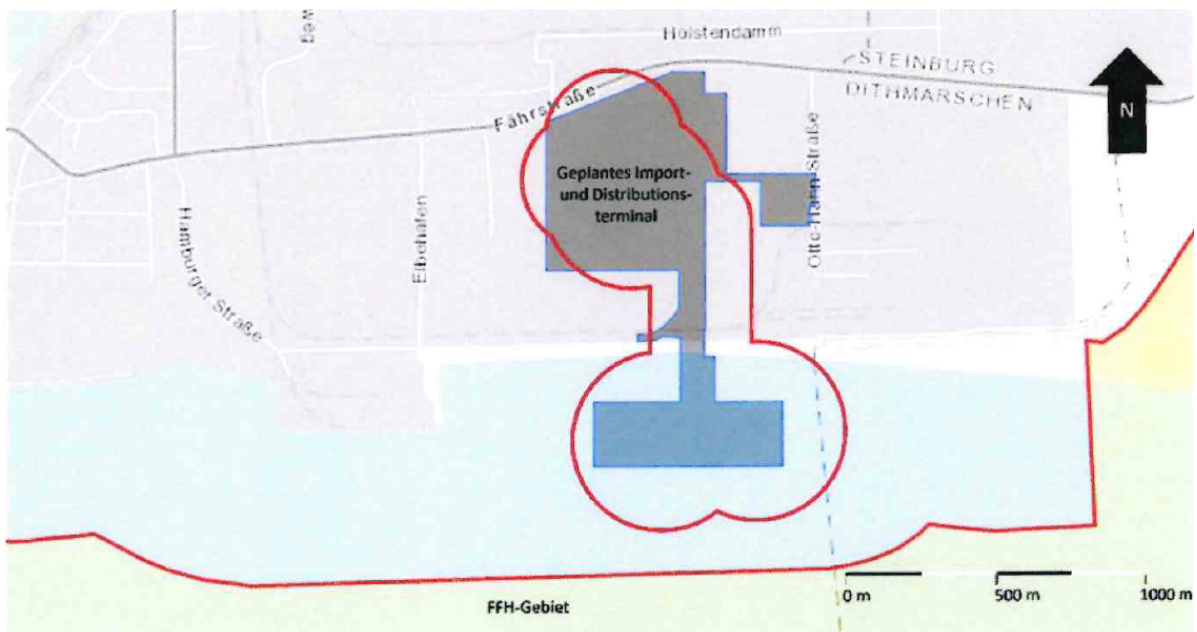


Abbildung 3: Geplantes LNG-Terminal (grau mit blauem Rahmen) mit ERPG-2-Kontur für Ammoniak (150 ppm) bei Wetterklasse 4/D und das südlich bzw. östlich gelegene FFH-Gebiet „Schleswig-Holsteinisches Elbästuar und angrenzende Flächen“ (gelb mit rotem Rahmen)

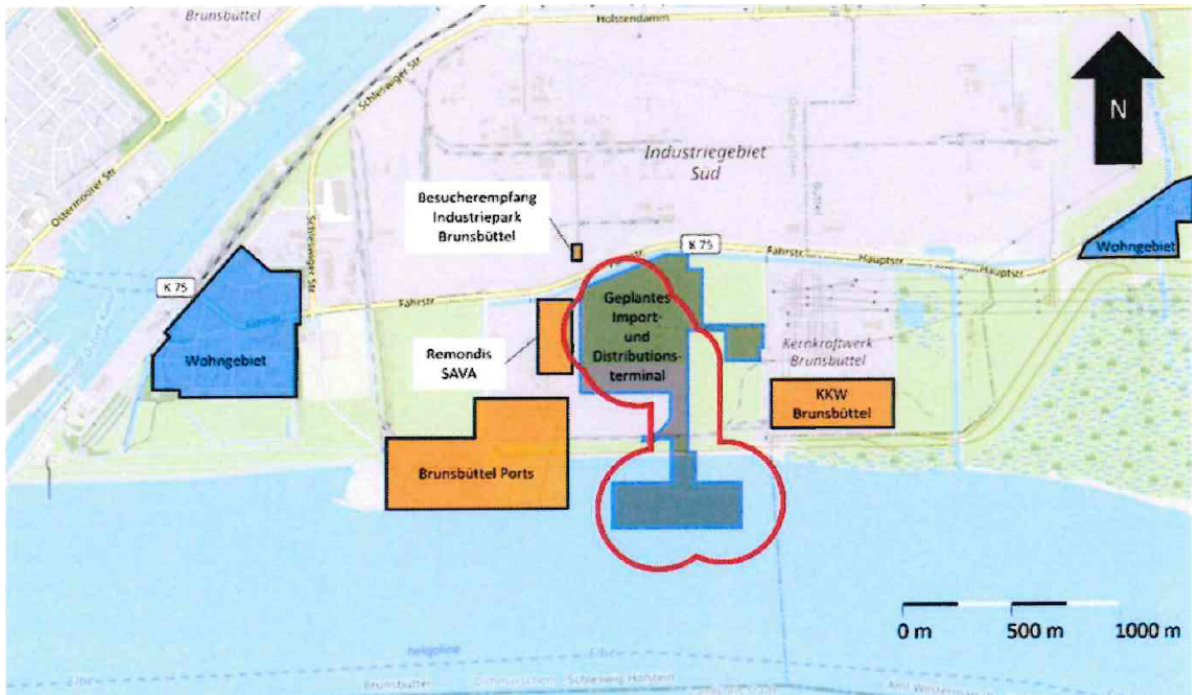


Abbildung 4: Betriebe (orange mit schwarzem Rahmen), Wohnbebauung (blau mit schwarzem Rahmen) und Fahrrinne der Elbe (unterer Bildrand) im Umfeld des LNG-Terminal (grau mit blauem Rahmen) mit ERPG-2-Kontur für Ammoniak (150 ppm) bei Wetterklasse 4/D (rot)

2.2 Nachweis der Beschaffenheit der Fundamente, der Außenwände und der Dachkonstruktion der LNG-Lagertanks

Das Dokument „Planungsgrundlagen LNG-Tank“ wurde im Rahmen der Bauantragsunterlagen erstellt. Der Bauantrag ist einkonzentriert in das Genehmigungsverfahren nach §§ 4 und 10 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Die Planungsgrundlage ist das initiale Planungsdokument und beinhaltet u.a. Hinweise und Vorgaben zu der gewählten Geometrie, Beschreibungen des Bauwerks und der Baustoffe, Regelwerke, Vorgabe für konstruktive Durchbildungen, Berechnungsmethoden und Tests. Ein weiterer wesentlicher Bereich sind die Bereiche Gründung und Belastungen. Der Themenkomplex Belastungen wird detailliert unterteilt in ständige Lasten, die sich aus dem gesamten Tankbauwerk ergeben, sowie veränderliche, zyklische und außergewöhnliche Belastungen sowie Lasten während der Prüfungen. Weiterhin werden Belastungen aus anzusetzenden Erdbebenbelastungen betrachtet.

Für den hier zu führenden Nachweis zur späteren Nachnutzung sind schon heute folgende Belastungen abgedeckt:

- Veränderliche Lasten infolge des Betriebs. Die LNG-Lagertanks sind im Betriebszustand für die Lagerung von LNG ausgelegt. Für die tragwerksplanerische Bemessung wird jedoch ein **Produktdichte von 682 kg/m³** angewendet. Das entspricht der Dichte von Ammoniak im Betriebszustand.
- Veränderliche Lasten u.a. Verkehrs- und Kranlasten, Schnee, Wind, Eislasten, Temperatur und Bauzustände.
- **Außergewöhnliche Belastungen mit Störfallrelevanz**, die sich aus einer Leckage des Innenbehälter, einer Explosionsdruckwelle von außen, Anprall und Beschuss, Wärmebelastung durch Brandeinwirkungen oder Überflutung ergeben.
- Belastungen während der Prüfung. Der erforderliche Testfüllstand mit Wasser wird für den Betrieb mit LNG in Anlehnung an DIN-EN 14620-5 ermittelt. Das entspricht etwa 60% des Bemessungsfüllstandes (maximum design level MDLL). Für einen späteren Betrieb mit Ammoniak wird der auszuführender Testfüllstand mit **etwa 85% Füllstand MDLL** entsprechend der höheren Dichte von Ammoniak festgelegt.

Weiterführende Erläuterungen zum Aufbau doppelwandiger Tanks, der wesentlichen Komponenten und der verwendeten Materialien sowie Auslegungsdokumente und Generalpläne zu den LNG-Tanks befinden sich in den beigefügten Unterlagen (Unterlagen zu Kapitel 2).

Der Nachweis der Beschaffenheit der Fundamente, der Außenwände und der Dachkonstruktion der LNG-Lagertanks für einen Betrieb und bei Störfällen mit Ammoniak ist damit gegeben. Eine detaillierte Ausführungsplanung wird dann im Rahmen der Realisierungsphase durchgeführt.

2.3 Nachweis der Materialeignung für den LNG-Lagertank

Für die spätere Lagerung von verflüssigtem Ammoniak ist das potenzielle Auftreten von Spannungsrisskorrosion (SPRK, Stress Corrosion Cracking [SCC]) zu betrachten. Diverse veröffentlichte Fachinformationen / -studien befassen sich mit dem Thema SPRK (siehe Referenzen REF 4.1, REF 4.2, REF 4.3, REF 4.4).

Der Innentank (Boden, Mantel, Randbleche) des LNG-Lagertanks wird für den LNG-Betrieb aus einem kaltzähem Werkstoff gemäß DIN EN 10028-4 1.5663 - in der Umgangssprache 9%-Nickel-Material - hergestellt. Bisher gibt es noch keine Langzeituntersuchungen/ Nachweise, dass 9%-Ni-Material das Risiko einer SPRK minimiert und für die Lagerung von verflüssigtem Ammoniak geeignet ist. Weiterführende, erfolgsversprechende Langzeituntersuchungen zur Einsetzbarkeit von 9%-Nickel-Material sind derzeit nicht bekannt oder vorgesehen.

Es wird daher der grundsätzlich machbare Weg zum Nachweis der Umrüstbarkeit der LNG-Lagertanks für die Lagerung von verflüssigtem Ammoniak gewählt. Dazu ist anzumerken, dass die vorgenannten Studien und Untersuchungen gezeigt haben, dass es bei dem Kontakt mit gasförmigem Ammoniak zu keiner SPRK kam. Es ist daher vorgesehen, den Innentank mit einer Stahlauskleidung (Cladding) zu versehen. Als Material stehen verschiedene, für Ammoniak zugelassener Edelstähle (z.B. 1.4307/ 1.4301) zur Verfügung.

Vereinfacht werden die LNG-Lagertanks nach der LNG-Nutzung aufgewärmt und geöffnet. Auf der Innenseite des Innentanks werden schmale Blechstreifen horizontal angeschweißt. Diese dienen als Träger für die Auskleidungsbleche. Es werden alle erforderlichen zerstörungsfreie Prüfungen durchgeführt, einschl. einer Dichtigkeitsprüfung und eines Belastungstests. Abschließend werden die Tanks mit Ammoniak wieder in Betrieb genommen. Die wesentlichen Schritte dieser Umrüstung sind in Abbildung 5 chronologisch dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung dieser Umrüstung erfolgt im Dokument „P602-000-013039023-201 – Edelstahl-Auskleidung des Innentanks – Konzeptbeschreibung“. Ein prinzipieller Vergleich des Tankaufbaus vor der Umrüstung (LNG-Betrieb) und danach (Ammoniak-Betrieb) ist im Dokument „P600-000-013039009-202 – Development of LNG / NH3 Tanks“ dargestellt.

Die Perlit-Isolierung zwischen der Innen- und Außenwand des LNG-Lagertanks wird im Rahmen der Umrüstung durch eine an der Außenwand angebrachte Isolierung, z.B. basierend auf Polyisocyanat, ersetzt. Dadurch könnte es in seltenen Betriebsszenarien zur Kondensation von gasförmigen Ammoniak an der Außenwand des Innentanks kommen. Um dort die Gefahr von SPRK zu vermeiden, wird eine Beschichtung aufgetragen. Alternativ könnte eine Ammoniak-undurchlässige Isolierung auf der Innenwand montiert werden, die aufgrund der höheren Oberflächentemperatur eine Kondensation verhindert. Eine genauere Betrachtung der Aspekte zur Kondensation von Ammoniak an der Innenwand erfolgt im Dokument „P602-000-013023021-201 – Einflüsse der Kondensation“.

Zusätzlich wird in dem neu entstehenden Raum zwischen der Innenseite des Innentanks und der anzubringenden Stahlauskleidung (Cladding) ein Leckage-Überwachungssystem auf Glasfaser-Basis installiert. Dieses Leckerkennungssystem kann in das bestehende Leckerkennung für das LNG-Terminal integriert werden und ermöglicht die kontinuierliche Messung der Temperaturen in dem Zwischenraum zwischen der Verkleidung und dem Innentank. Kleinste Lecks können somit erkannt werden.

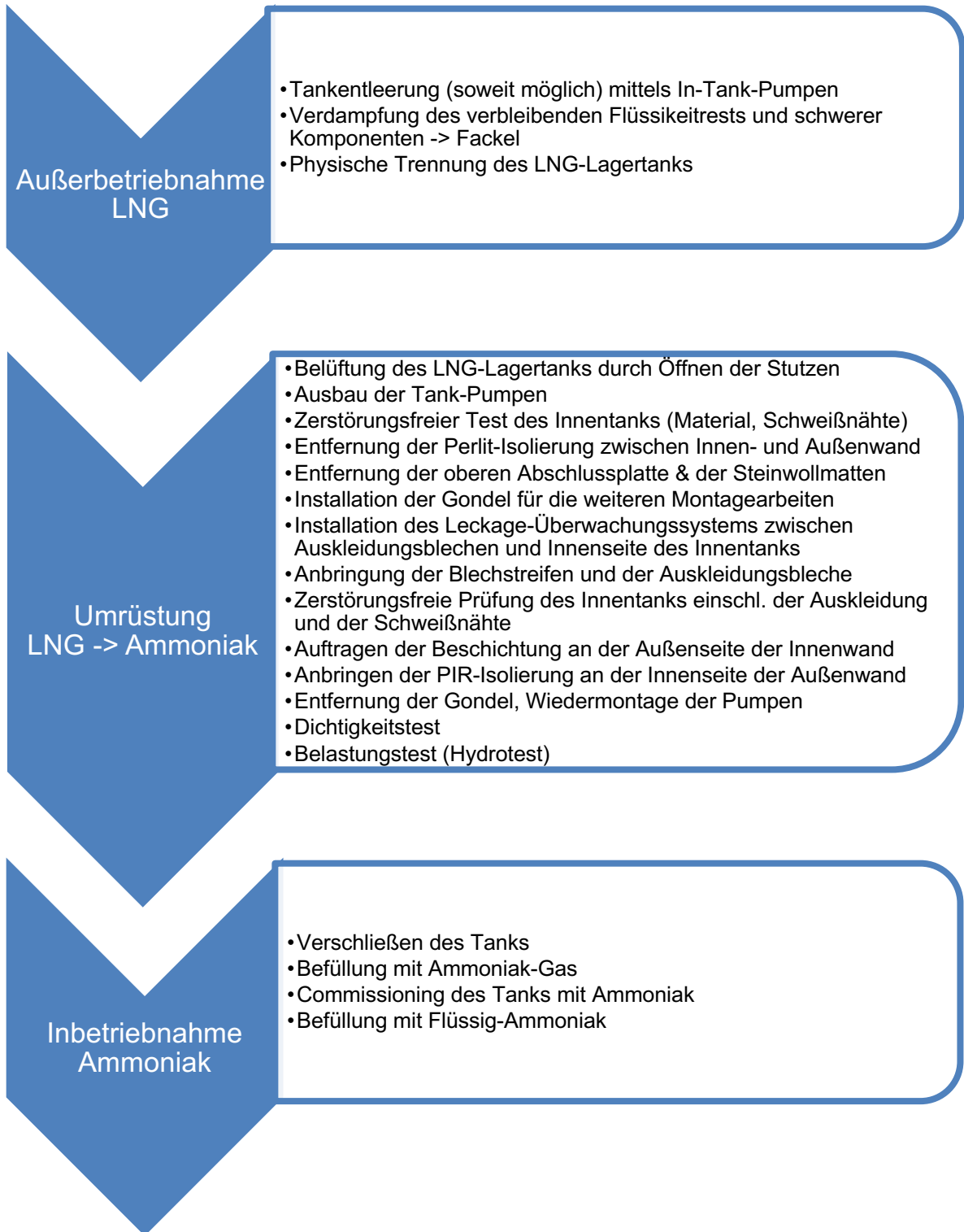


Abbildung 5: Wesentliche Schritte der Umrüstung eines LNG-Lagertanks für die Lagerung von Ammoniak

Projekt No.: P602
Dok. No.: P602-200002028-002
Rev. 2
Date: 26. Sept. 2023
Page: 12 of 14



Das Leckage-Überwachungssystem beruht auf dem „Raman-Streulichtprinzip“. Beispielhaft aus einer Herstellerbeschreibung:

„Dabei wird ein Lichtimpuls (oder Laserimpuls) in eine Glasfaser eingeleitet und bei Ausbreitung in der Glasfaser durch die Glasfasermoleküle gestreut. Hierbei kommt es zum Energieaustausch mit den Gitterschwingungen. Wenn der Lichtimpuls in der Glasfaser gestreut wird, entsteht ein Stokes-Signal (längere Wellenlänge) und ein Anti-Stokes-Signal (kürzere Wellenlänge). Beide Signale werden dabei gegenüber der Lichtquelle „verschoben“ (sogenannter Signal-Shift). Das Intensitätsverhältnis der beiden Signalkomponenten hängt von der Temperatur an jener Stelle ab, an der die Raman-Streuung auftritt. Diese Temperatur kann somit durch Messen der jeweiligen Intensitäten der vorherrschenden Stokes- und Anti-Stokes-Signale bestimmt werden. Außerdem wird ein Teil des gestreuten Lichts, der als Rückstreuung bezeichnet wird, zur Lichtquelle zurückgeführt. Die Stelle der Temperaturmessung kann somit durch Messen der Zeit bestimmt werden, welche die Rückstreuung benötigt, um zur Quelle zurückzukehren.“

Weitere Details zu dem Leckage-Überwachungssystem auf Glasfaser-Basis sind in Dokument „P602-000-013015034-201 – Glasfaseroptisches Leckage-Erkennungssystem – Konzeptbeschreibung“ beschrieben.

Mit der Edelstahlaukleidung aus einfachen geometrischen Stahlelementen auf der Innenseite der Innentank kann die Nachnutzung der beiden LNG-Lagertanks für die Lagerung von verflüssigtem Ammoniak schon jetzt bestätigt werden. Die Beschichtung auf der Außenseite des Innentanks verhindert die SPRK in Falle einer Kondensation des gasförmigen Ammoniaks in Spaltraum zwischen Innen- und Außentank. Die installierte glasfaseroptische Leckageerkennung detektiert frühzeitig Leckagen. Das für den LNG-Betrieb gewählte Tankkonzept mit vollständiger Sicherheitshülle gewährt auch im Ammoniakbetrieb dabei eine sichere Umschließung.

3 Beigefügte Unterlagen zur Nachweisführung

Die nachfolgende Übersicht zeigt die für die Nachweisführung vorgeschlagenen Unterlagen. Ein Teil dieser Unterlagen wurden durch den Generalübernehmer in englischer Sprache erstellt und durch German LNG Terminal GmbH ins Deutsche übersetzt.

Tabelle 1: Übersicht der beigefügten Unterlagen

Kapitel/ Chapter	Bereich / Area	Titel Title	Dok.-Art / Doc type	Dokument Nummer / Document number
1.1	Schutz- abstände	Sicherheitstechnisches Gutachten zu möglichen Auswirkungen bei atmosphärischen Freisetzungen von Ammoniak bei der Nachnutzung des German LNG-Terminals Brunsbüttel als Ammoniak-Import-Terminal Bericht PS/17744/23, Fa. Inburex Consulting Gesellschaft für Explosionsschutz und Anlagensicherheit	Gutachten	17744_DB_20230808
2.1	LNG Tanks	Planungsgrundlagen LNG-Tank (LNG Tank Design Basis)	Technische Spezifikation	P600-010041024-002 Rev. 5
2.2	LNG Tanks	LNG-Doppelwand-Tanks mit vollständiger Sicherheitshülle	Technische Spezifikation	P602-000-013039023-202 Rev. B
2.3	LNG Tanks	Datenblatt für LNG-Lagertanks	Technische Spezifikation	P602-000-013001008-001 Rev. 3
2.4	LNG Tanks	General Arrangement drawing für LNG-Lagertank T211	Zeichnung	P600-000-013039009-201 Rev. 1
2.5	LNG Tanks	Vorgesehene Grundkomponenten und – materialien für LNG-Tanks	Technische Spezifikation	P602-000-013039023 -203 Rev. 1

Kapitel/ Chapter	Bereich / Area	Titel Title	Dok.-Art / Doc type	Dokument Nummer / Document number
3.1	LNG Tanks	Edelstahl-Auskleidung des Innentanks – Konzeptbeschreibung	Technische Spezifikation	P602-000-013039023-201 Rev. 3
3.3	LNG Tanks	Development of LNG / NH3 Tanks	Zeichnung	P600-000-013039009-202 Rev. 1
3.3	Instrumentation/Control	Glasfaseroptisches Leckage- Erkennungssystem Konzeptbeschreibung	Technische Spezifikation	P602-000-013015034-201 Rev. 2
3.4	LNG-Tanks	Einflüsse der Kondensation	Technische Spezifikation	P602-000-013023021-201 Rev. 2
3.5	LNG Tanks (Mechanical)	Stainless Steel Plates Specification	Technische Spezifikation	P600-000-013039034-202 Rev. B
3.6	LNG Tanks (Mechanical)	pWPS. Stainless Steel Welding	Technische Spezifikation	P600-000-013039042-201 Rev. B
3.7	LNG Tanks (Mechanical)	pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding	Technische Spezifikation	P600-000-013039042-202 Rev. B
REF 4.1	Reference	Stress Corrosion Cracking of Steels in Ammonia: Specially Vapor-Phase Cracking	Forschungsartik el	
REF 4.2	Reference	SCC in Low-Temperature Ammonia Storage Tanks	Forschungsartik el	
REF 4.3	Reference	Measures for Reducing SCC in Anhydrous Ammonia Storage Tanks	Forschungsartik el	
REF 4.4	Reference	Fit for Purpose Evaluation of 9% Ni Steel Tank for Ammonia Storage	Forschungsber icht	

Sicherheitstechnisches Gutachten

zu möglichen Auswirkungen bei atmosphärischen Freisetzungen von Ammoniak bei der Nachnutzung des German LNG-Terminals Brunsbüttel als Ammoniak-Import-Terminal

Bericht Nr. PS/17744/23

Hamm, 11. August 2023

INBUREX Consulting
Gesellschaft für
Explosionsschutz und
Anlagensicherheit mbH

August-Thyssen-Str. 1
59067 Hamm
Telefon: +49 (0)2381 973 11 0
Telefax: +49 (0)2381 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.	PS/17744/23	
Einstufung	Vertraulich (Informationsseite offen)	
Titel	Sicherheitstechnisches Gutachten zu möglichen Auswirkungen bei atmosphärischen Freisetzungen von Ammoniak bei der Nachnutzung des German LNG-Terminals Brunsbüttel als Ammoniak-Import-Terminal	
Verfasser	M.Sc. David Vockroth, Dr. rer. nat. Ulrike Hermann, Dr.-Ing. Klaus Hermann, Dipl.-Ing. Raphael Müller	
Zusammenfassung	<p>Für das in Brunsbüttel geplante German LNG-Terminal besteht das Vorhaben zur Nachnutzung als Import-Terminal für flüssiges Ammoniak als nachhaltigen Energieträger. Die INBUREX Consulting GmbH hat Ausbreitungsrechnungen gemäß dem Leitfaden KAS-18 durchgeführt, deren Ergebnisse im weiteren Planungsverlauf als Grundlage für die Begutachtung zur Umsetzung des § 50 BImSchG genutzt werden können.</p> <p>Die Ergebnisse sind im vorliegenden Bericht zusammengefasst.</p>	
Auftraggeber	German LNG Terminal GmbH, Elbehafen, 25541 Brunsbüttel	
Kontaktperson	Herr Hans-Joachim Grossmann	
Telefon	+49 (0) 228 943708-15	
Email	hans.grossmann@goce.de	
Auftragnehmer	INBUREX GmbH, August-Thyssen-Straße 1, 59067 Hamm	
Fachbereich	Prozess-Sicherheit	
Ort u. Datum	Hamm, 11. August 2023	
Unterschriften	 Dr.-Ing. Klaus Hermann Bereichsleiter Prozess-Sicherheit Geschäftsführung	 Dipl.-Ing. Raphael Müller bekannt gegebener Sachverständiger gemäß §29b BImSchG Bereichsleiter Störfall-Vorsorge

Inhaltsverzeichnis

Informationsseite	2
Inhaltsverzeichnis	3
1. Aufgabenstellung	5
2. Beschreibung des Importterminals [2]	6
3. Umfeld des Importterminals	8
4. Beschreibung der Szenarien	10
4.1. Szenario 1: Freisetzung von flüssigem NH ₃ an der Schiffsverladung	10
4.2. Szenario 2: Freisetzung von flüssigem NH ₃ im Bereich der Transferleitung	11
4.3. Szenario 3: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite der Niederdruck-Pumpe	11
4.4. Szenario 4: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas- Verdichters nach dem Kondensator	12
4.5. Szenario 5: Freisetzung von gasförmigen NH ₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas- Verdichters vor dem Kondensator.....	12
4.6. Szenario 6: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe	13
5. Allgemeines	14
5.1. Stoffbeschreibung Ammoniak.....	14
5.2. Beurteilung der atmosphärischen Ammoniakausbreitung.....	14
5.3. Störfallbeurteilungswerte für die Toxizität von Ammoniak	15
5.4. Ausbreitungsklasse	16
5.5. Information zum Simulationsprogramm	16
6. Ergebnisse	17
6.1. Szenario 1: Freisetzung von flüssigem NH ₃ an der Schiffsverladung	17
6.1.1. Lachenverdampfung	17
6.1.2. Gasausbreitung	18
6.2. Szenario 2: Freisetzung von flüssigem NH ₃ im Bereich der Transferleitung	19
6.2.1. Lachenverdampfung	19
6.2.2. Gasausbreitung	20
6.3. Szenario 3: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite der Niederdruck-Pumpe	21
6.3.1. Lachenverdampfung	21
6.3.2. Gasausbreitung	22

6.4.	Szenario 4: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters nach dem Kondensator	23
6.4.1.	Lachenverdampfung	23
6.4.2.	Gasausbreitung	24
6.5.	Szenario 5: Freisetzung von gasförmigen NH ₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters vor dem Kondensator	25
6.5.1.	Gasausbreitung	25
6.6.	Szenario 6: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe	26
6.6.1.	Lachenverdampfung	26
6.6.2.	Gasausbreitung	27
7.	Zusammenfassung	28
Anhang A	Verwendete Unterlagen und Literatur	29
Anhang B	Lageplan mit ERPG-2-Kontur für Ammoniak (150 ppm) bei Wetterklasse 4/D	30
Anhang C	Karten der Umgebung des Import- und Distributionsterminals	31
C.1	FFH-Schutzgebiet	31
C.2	Betriebe und Wohnbebauung	31
Anhang D	Detaillierte Ergebnisse der Berechnungen	32
D.1	Allgemeine Eingabedaten	32
D.2	Szenario 1: Freisetzung von flüssigem NH ₃ an der Schiffsverladung	32
D.3	Szenario 2: Freisetzung von flüssigem NH ₃ im Bereich der Transferleitung	33
D.4	Szenario 3: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite der Niederdruck-Pumpe	34
D.5	Szenario 4: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters	36
D.6	Szenario 5: Freisetzung von gasförmigen NH ₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters vor dem Kondensator	37
D.7	Szenario 6: Freisetzung von flüssigem NH ₃ auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe	38

1. Aufgabenstellung

Am Standort Brunsbüttel plant die German LNG-Terminal GmbH ein Import-Terminal für verflüssigtes Erdgas (LNG). Für dieses Terminal besteht die Planung zur Nachnutzung für den Import von flüssigem Ammoniak (NH_3) als nachhaltigen Energieträger. Das Terminal umfasst zwei Lagertanks für kälteverflüssigtes NH_3 inklusive wasser- und landseitiger Be- und Entladeinfrastruktur sowie Einrichtungen zur Kondensation und Rückführung von Boil-off-Gas.

Die German LNG-Terminal GmbH hat die INBUREX Consulting GmbH mit der Durchführung von Ausbreitungsrechnungen gemäß dem Leitfaden KAS-18 [1] beauftragt, um die Ergebnisse im weiteren Planungsverlauf als Grundlage für die Begutachtung zur Umsetzung des § 50 BImSchG nutzen zu können.

Die INBUREX Consulting GmbH hat für verschiedene Szenarien Ausbreitungsrechnungen durchgeführt und die Bereiche mit einer relevanten toxischen Gefährdung ermittelt (d. h. Bereiche, in denen der ERPG-2-Wert für Ammoniak überschritten werden kann).

Die Ergebnisse der Ausbreitungsrechnungen sind im vorliegenden Bericht zusammengefasst.

2. Beschreibung des Importterminals [2]

Das in Brunsbüttel geplante Import- und Distributions-Terminal umfasst zwei Lagertanks, in denen zunächst LNG gelagert werden soll. Als Nachnutzung mit nachhaltigeren Energieträgern ist der Umschlag und die Lagerung von NH_3 geplant. Dieses wird flüssig bei Atmosphärendruck und ca. -33 °C gelagert. Die Ansicht des geplanten Terminals aus der Vogelperspektive (Nordansicht) ist in Abbildung 1 gezeigt.

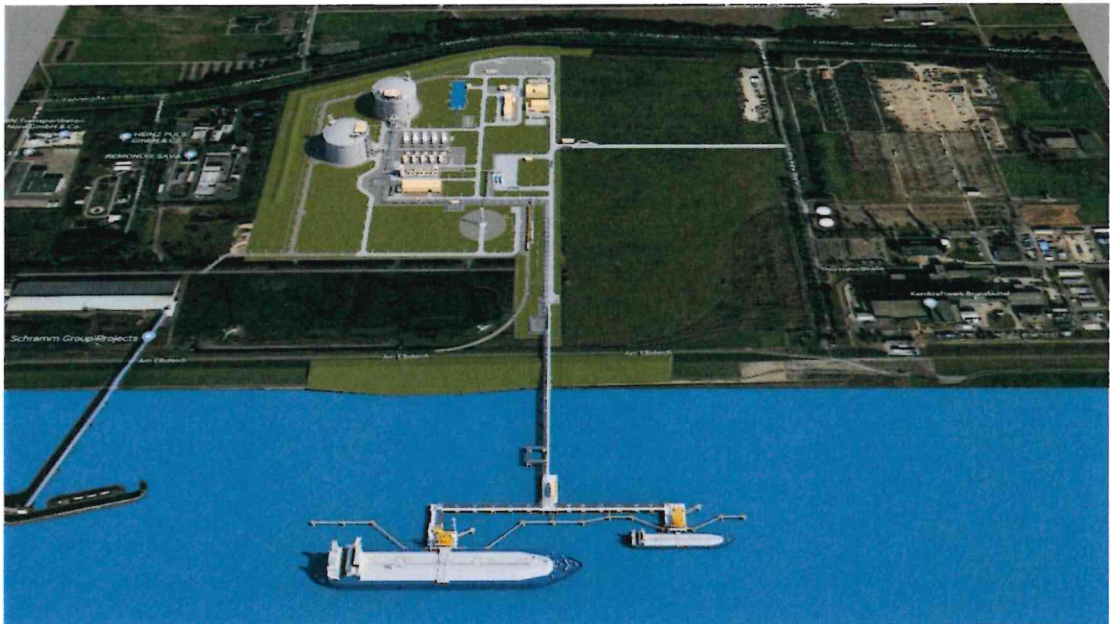


Abbildung 1 – Nordansicht des geplanten Terminals [3]

Die Anlieferung des NH_3 erfolgt seeseitig über Schiffe. Diese werden am Schiffsanleger über Ladearme entladen. Das flüssige NH_3 wird über eine Transferleitung in die Lagertanks gefördert. Der Bereich der Ladearme ist mit einer Auffangeinrichtung für austretendes NH_3 ausgestattet, um den Eintrag des wassergefährdenden Ammoniaks in die Nordsee bzw. Elbe zu verhindern.

Die Lagertanks mit einem Fassungsvermögen von je 165.000 m^3 (114.000 t) sind doppelwandig aus Stahl gebaut und mit einer zusätzlichen Betonumhausung als mechanischen Schutz versehen. Die Zwischenräume sind isoliert, um den Wärmeeintrag aus der Umgebung zu reduzieren, und leckageüberwacht.

Durch eingebrachte Wärme und bei der Lagertankbefüllung entsteht ein Überschuss an NH_3 -Dampf (Boil-off-Gas). Um einen Überdruck im Tankinneren zu vermeiden, wird der Dampf abgeführt, in Verdichtern mit Zwischenkühlern verdichtet, anschließend kondensiert und in die

Lagertanks zurückgeführt. Für den Fall der erhöhten NH₃-Entnahme kann flüssiges NH₃ verdampft werden, um so einen Unterdruck im Tankinneren zu vermeiden.

Die NH₃-Entnahme aus den Lagertanks zur Verladung auf Schiffe, Eisenbahn- und Tankesselwagen oder Weiterleitung an lokale nachgeschaltete Verbraucher (nicht Teil dieser Betrachtungen) erfolgt über Tauchpumpen. Diese sind in Standrohren installiert, die vom jeweiligen Tankdach aus in den Lagertank reichen. Für die Weiterleitung des flüssigen NH₃ zum nachgeschalteten Verbraucher sind weiterhin Hochdruckpumpen vorgesehen.

3. Umfeld des Importterminals

Die Errichtung des Import- und Distributions-Terminals ist im Südosten von Brunsbüttel geplant. Die Stadt Brunsbüttel ist u.a. bekannt durch das inzwischen stillgelegte Kernkraftwerk und die Schleusenanlagen des Nord-Ostsee-Kanals, einer der meistbefahrenen künstlichen Wasserstraßen der Welt. Abbildung 2 zeigt des geplanten Import- und Distributions-Terminal und dessen Umfeld:



Abbildung 2: Umfeld des geplanten Betriebsbereiches des Import- und Distributions-Terminals (grau mit blauem Rahmen) [4]

In unmittelbarer Nähe des Betriebsgeländes befinden sich zunächst Grünflächen und daran anschließend wird der Betriebsbereich des Import- und Distributions-Terminals begrenzt durch:

- Die Fährstraße K75 (öffentliche Straße) im Norden (getrennt durch eine ca. 50 m breite, wallartige Grünfläche)
- Im Osten durch derzeit unbebautes Industriegebiet bis zur Otto-Hahn-Straße
- Im Süden landseitig durch das Betriebsgelände der Brunsbüttel Port GmbH
- Im Westen durch das Betriebsgelände der Remondis SAVA (Sonderabfallverbrennungsanlage) (getrennt durch einen ca. 50 m breiten, wallartigen Grünstreifen)

An die Otto-Hahn-Straße schließt sich südöstlich das Gelände des Kernkraftwerks Brunsbüttel an. Das Kernkraftwerk wurde 2011 endgültig stillgelegt. Mit dem Entfernen des letzten Brennelements im Juni 2017 und der letzten Brennstäbe im Februar 2018 haben rund 99 Prozent des radioaktiven Inventars die Anlage verlassen. Der Reaktor Druckbehälter und seine

Einbauten wurden 2023 entfernt. Seit Ende 2020 liegt für das Kernkraftwerk die zweite Stilllegungs- und Abbaugenehmigung vor. [5]

Auf dem Gelände des Kernkraftwerks gibt es weiterhin ein Standortzwischenlager (SZB) für teils hochradioaktiven, aber auch schwach- und mittlerradioaktiven Abfall. Das Genehmigungsverfahren für dieses Zwischenlager ist nach einem ablehnenden Gerichtsurteil von 2013 noch nicht abgeschlossen [5].

Der gesamte Bereich des Import- und Distributions-Terminals wird mit einem Schutzzaun abgesichert. Sicherheitsbereiche werden durch Zugangsüberwachung und ein Kamerasystem (Closed Circuit Television, CCTV) abgesichert [2].

Die Hauptzufahrt erfolgt über die Zufahrt „Otto-Hahn-Straße“. Im südwestlichen Bereich (südlich der Remondis SAVA) ist noch zusätzlich eine Nebenzufahrt geplant.

Weitere Entfernungen zu direkten Nachbarbetrieben bzw. nächster Wohnbebauung:

In einer Entfernung von ca. 130 m westlich vom Betriebsbereich des Import- und Distributions-Terminals befindet sich die Firma Remondis SAVA mit einer Sonderabfall-Verwertungsanlage als nächstliegender Industriebetrieb.

Der zentrale Besucherempfang für den ChemChoast Park Brunsbüttel am Tor 1 (Parkplatz der Firma Covestro) liegt ca. 200 m nordwestlich vom Betriebsbereich des Import- und Distributions-Terminals entfernt. Daran anschließend liegt im gesamten nördlichen Bereich des Terminals der ChemChoast Park Brunsbüttel mit verschiedenen Firmen und verfahrenstechnischen Anlagen.

Erste Wohnbebauungen sind westlich zum Betriebsbereich in einer Entfernung von ca. 1.300 m vorhanden (Wohnbebauung „Westertweute“).

Circa 400 m südlich des Schiffsanlegers beginnt das FFH-Gebiet „Schleswig-Holsteinisches Elbästuar und angrenzende Flächen“ (Natura-2000-ID DE2323392).

Die Wohnbebauung sowie das FFH-Gebiet sind Schutzobjekte im Sinne des § 3 (5d) BImSchG.

Sensible Einrichtungen wie Schulen oder Krankenhäuser und Hauptverkehrsstraßen befinden sich erst in mehreren Kilometern Abstand zum Terminal. Wasserseitig ist südlich des Schiffsanlegers die Fahrrinne der Elbe.

Eine detailliertere Übersicht des Umfeldes des Import- und Distributions-Terminals mittels Karten ist in Anhang C gegeben.

4.2. Szenario 2: Freisetzung von flüssigem NH₃ im Bereich der Transferleitung

Es wird eine Leckage in der Transferleitung von der Schiffsverladung zum Lagertank angenommen. Die Freisetzung des flüssigen Ammoniaks erfolgt landseitig bei maximalem Pumpenförderdruck von 10 bar_ü. Die Eingangsdaten für die Simulation sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2 - Eingangsdaten für die Simulation des Szenarios 2

Parameter	Wert / Einheit
Temperatur	-33 °C
Druck	10 bar _ü
Freisetzungshöhe	0 m (Lachenbildung am Boden)
Leckage-Durchmesser	25 mm (490 mm ²)
Ausflusskennziffer	0,62
Freigesetztes Medium	NH ₃ flüssig
Freisetzungszeit	10 min
Untergrund	Beton

4.3. Szenario 3: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite der Niederdruck-Pumpe

Es wird eine Leckage im Bereich der Druckleitung der Niederdruck-Pumpen angenommen. Die Freisetzung des flüssigen Ammoniaks erfolgt dabei auf dem Tankdach mit dem maximalen Förderdruck der innenliegenden Tauchpumpen von 10 bar_ü. Die Eingangsdaten für die Simulation sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3 - Eingangsdaten für die Simulation des Szenarios 3

Parameter	Wert / Einheit
Temperatur	-33 °C
Druck	12 bar _ü
Freisetzungshöhe	57 m (auf dem Tankdach) bzw. 0 m (Lachenbildung am Boden)*
Leckage-Durchmesser	25 mm (490 mm ²)
Ausflusskennziffer	0,62
Freigesetztes Medium	NH ₃ flüssig

Freisetzungszeit	10 min
Untergrund	Beton

*Aufgrund der Kuppelform des Tankdaches und des Leitungsverlaufs ist anzunehmen, dass der Großteil des entweichenden Ammoniaks vom Behälterdach abläuft und am Boden eine Ammoniaklache bildet.

4.4. Szenario 4: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters nach dem Kondensator

Es wird eine Leckage auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters, aber nach dem Kondensator, angenommen. Die Ammoniak-Freisetzung erfolgt somit flüssig bei maximalem Verdichterdruck von 20 bar_ü. Die Eingangsdaten für die Simulation sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4 - Eingangsdaten für die Simulation des Szenarios 4

Parameter	Wert / Einheit
Temperatur	-33 °C
Druck	20 bar _ü
Freisetzungshöhe	0 m (Lachenbildung am Boden)
Leckage-Durchmesser	25 mm (490 mm ²)
Ausflusskennziffer	0,62
Freigesetztes Medium	NH ₃ flüssig
Freisetzungszeit	10 min
Untergrund	Beton

4.5. Szenario 5: Freisetzung von gasförmigen NH₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters vor dem Kondensator

Es wird eine Leckage auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters, aber vor dem Kondensator, angenommen. Die Ammoniak-Freisetzung erfolgt somit gasförmig bei maximalem Verdichterdruck von 20 bar_ü. Die Eingangsdaten für die Simulation sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5 - Eingangsdaten für die Simulation des Szenarios 5

Parameter	Wert / Einheit
Temperatur	70 °C
Druck	20 bar _ü
Freisetzungshöhe	1 m
Leckage-Durchmesser	25 mm (490 mm ²)
Ausflusskennziffer	0,62
Freigesetztes Medium	NH ₃ gasförmig
Freisetzungszeit	10 min

4.6. Szenario 6: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe

Es wird eine Leckage auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe angenommen. Die Ammoniak-Freisetzung erfolgt flüssig. Das Ansetzen des Ausspeisedrucks von 50 bar_ü erfolgt auf Basis der Anforderungen des nachgeschalteten Ammoniak-Krackers von 40 bis 50 bar_ü Eingangsdruck. Die Eingangsdaten für die Simulation sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6 - Eingangsdaten für die Simulation des Szenarios 6

Parameter	Wert / Einheit
Temperatur	-33 °C
Druck	50 bar _ü
Freisetzungshöhe	0 m (Lachenbildung am Boden)
Leckage-Durchmesser	25 mm (490 mm ²)
Ausflusskennziffer	0,62
Freigesetztes Medium	NH ₃ flüssig
Freisetzungszeit	10 min
Untergrund	Beton

5. Allgemeines

5.1. Stoffbeschreibung Ammoniak

Ammoniak (CAS 7664-41-7) ist ein stark stechend riechendes, farbloses, gut wasserlösliches und giftiges Gas, das reizend und erstickend wirkt. Gasförmiges Ammoniak kann vor allem über die Lunge aufgenommen werden. Dabei wirkt es durch Reaktion mit Feuchtigkeit stark ätzend auf die Schleimhäute. Auch die Augen werden durch die Einwirkung von Ammoniak stark geschädigt. Darüber hinaus ist Ammoniak als umweltgefährlicher und entzündbarer Stoff eingestuft. [6]

Für die Simulation werden die in Tabelle 7 gezeigten Stoffdaten von wasserfreiem Ammoniak zugrunde gelegt.

Tabelle 7 - Stoffeigenschaften von wasserfreiem Ammoniak [6]

Stoffeigenschaft	Wert / Einheit
Schmelzpunkt	-77,7 °C (bei 1 atm)
Siedepunkt	-33,4 °C (bei 1 atm)
Dichte der flüssigen Phase am Siedepunkt	0,6819 kg l ⁻¹ (bei 1 atm)
Relative Gasdichte (Dichteverhältnis zu trockener Luft bei gleicher Temperatur und gleichem Druck)	0,60
GHS-Gefahrstoffkennzeichnung	H: 221-280-331-314-400 P: 210-260-280-273-304+340-303+361 353-305+351+338-315-377-381-405-403

5.2. Beurteilung der atmosphärischen Ammoniakausbreitung

Bei der Beurteilung der Auswirkung von atmosphärischen Ammoniakfreisetzungen ist insbesondere die toxische Wirkung auf Menschen zu bewerten. Eine Brand- und Explosionsgefahr durch Ammoniak spielt aufgrund eines engen Explosionsbereichs von 14 bis 32,5 Vol-% und einer großen Mindestzündenergie von 14 mJ bzw. hohen Zündtemperatur von 630 °C eine untergeordnete Rolle bei der Betrachtung von Ammoniakfreisetzungen [7]. Ohne externe Wärmezufuhr erlischt ein Ammoniakbrand sofort [6].

5.3. Störfallbeurteilungswerte für die Toxizität von Ammoniak

Die Freisetzung eines toxischen Stoffes hat die Bildung einer toxischen Wolke zur Folge. Diese Wolke gefährdet bei ausreichenden Konzentrationen Mitarbeitende oder unbeteiligte Personen. Diese Gefährdung wird in den Störfallbeurteilungswerten berücksichtigt.

Zur Beurteilung der toxischen Wirkung wird der ERPG-2-Wert herangezogen [1, 8]. Die ERPG-Werte sind für eine Expositionszeit von einer Stunde in drei Schweregraden definiert.

Definitionen der ERPG (Emergency Response Planning Guidelines)-Werte [9]

ERPG-1 Wert:

Der ERPG-1 Wert beschreibt die maximale luftgetragene Konzentration, unterhalb derer angenommen wird, dass beinahe sämtliche Personen dieser bis zu einer Stunde ausgesetzt werden können, ohne dass ihnen mehr als leichte, vorübergehende Gesundheitseffekte oder nur nicht erkennbare Geruchsbelästigungen widerfahren.

ERPG-2 Wert:

Der ERPG-2 Wert beschreibt die maximale luftgetragene Konzentration, unterhalb derer angenommen wird, dass beinahe sämtliche Personen dieser bis zu einer Stunde ausgesetzt werden können, ohne dass ihnen irreversible oder andere gravierende Gesundheitseffekte widerfahren, die ihre Fähigkeit beeinträchtigen können, um Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

ERPG-3 Wert:

Der ERPG-3 Wert beschreibt die maximale luftgetragene Konzentration, unterhalb derer angenommen wird, dass beinahe sämtliche Personen dieser bis zu einer Stunde ausgesetzt werden können, ohne dass lebensbedrohende Gesundheitseffekte auftreten oder sich entwickeln können.

Der ERPG-2 Wert für Ammoniak beträgt 150 ppm [9]. Verglichen zur unteren Explosionsgrenze von Ammoniak ist der ERPG-2 Wert ca. 930 mal kleiner. Der Gefahrenbereich in Bezug auf die toxische Wirkung von Ammoniak ist somit bestimmend für atmosphärische Ammoniakausbreitungen.

5.4. **Ausbreitungsklasse**

Als Berechnungsgrundlage für die Ausbreitung von Stoffen in der Atmosphäre dient die sogenannte Ausbreitungsklasse. Es handelt sich hierbei um eine einfache Einteilung der möglichen Turbulenzzustände der bodennahen Atmosphäre in wenige Klassen, die aus leicht zu ermittelnden meteorologischen Daten bestimmt werden können. Die Ausbreitungsklasse bezeichnet den Turbulenzzustand und damit die Verdünnungsfähigkeit der Atmosphäre.

Die Berechnungen sind für eine mittlere Wetterlage (neutral, Pasquill-Klasse D, Windgeschwindigkeit 4 m s^{-1}) durchgeführt worden. Anhand deren Ergebnisse erfolgt die Festlegung des Abstandes zwischen Betriebsbereich und schutzbedürftigen Gebieten [1].

Hinweis:

Die häufigste Windgeschwindigkeit am Standort Brunsbüttel beträgt circa 4 m s^{-1} [10]. Durch die genauere Kenntnis der Wetterdaten wird hierbei von dem Standardwert für mittlere Wetterlagen von 3 m s^{-1} gemäß dem Leitfaden KAS-18 abgewichen [1].

5.5. **Information zum Simulationsprogramm**

Zur numerischen Berechnung der Auswirkungen von Stoff- und Energiefreisetzungen wird die Software ProNuSs in der Version 9.42.2 verwendet [11]. Diese Software basiert auf der VDI Richtlinie 3783 (Ausbreitung von störfallbedingten Freisetzungen – Sicherheitsanalyse, Mai 1987) und ist bei der Anwendung im deutschsprachigen Raum etabliert. Verwendet werden die im Leitfaden KAS-18 vorgesehenen Berechnungsmodelle [1].

6. Ergebnisse

Die Ergebnisse der Berechnungen der Ammoniakkonzentration für die ausgewählten Szenarien sind in diesem Kapitel aufgeführt.

6.1. Szenario 1: Freisetzung von flüssigem NH₃ an der Schiffsverladung

Es wird ein Massenstrom von 9,561 kg s⁻¹ freigesetzt. Davon verdampfen 0,013 kg s⁻¹ spontan, wodurch 9,549 kg s⁻¹ zur Lachenbildung beitragen. Es wird eine zusammenhängende Lache auf der stählernen Auffangeinrichtung am Schiffsanleger angenommen.

6.1.1. Lachenverdampfung

Abbildung 3 zeigt den Ammoniakmassenstrom, der durch die Lachenverdampfung an die Atmosphäre abgegeben wird.

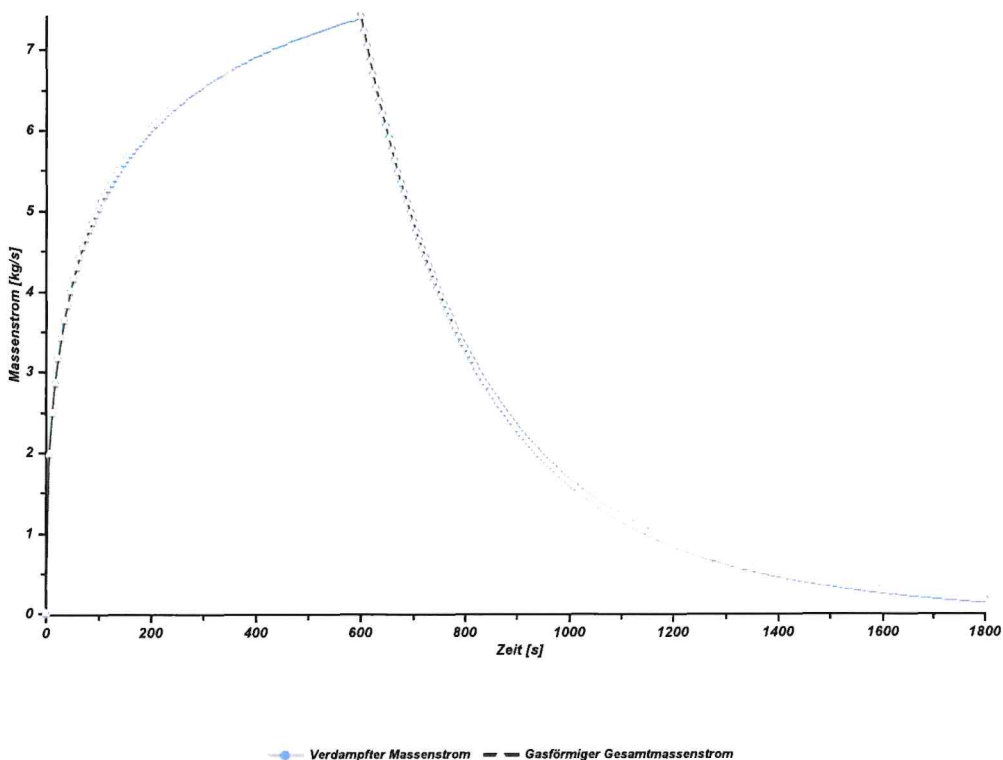


Abbildung 3 - Ammoniakmassenstrom bei der Lachenverdampfung im Szenario 1
(Ausbreitungsklasse 4/D)

6.1.2. Gasausbreitung

Im Folgenden wird die gasförmige Ausbreitung des aus der Lache verdampfenden Ammoniaks im Szenario 1 betrachtet. Abbildung 4 zeigt den Konzentrationsverlauf von Ammoniak in 2 m Höhe über dem Boden bei der Ausbreitungsklasse 4/D.

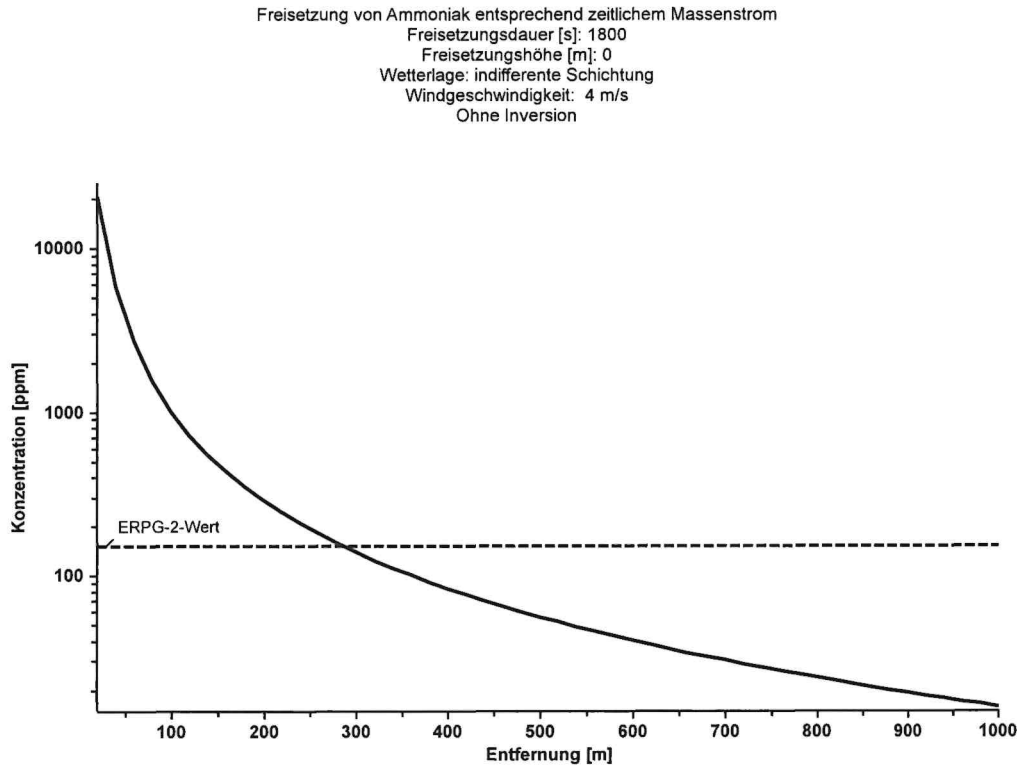


Abbildung 4 - Ammoniakkonzentration in 2 m Höhe im Szenario 1 (Ausbreitungsklasse 4/D)

Der ERPG-2-Wert wird in 2 m Höhe bis zu einer Entfernung von ca. 290 m überschritten.

6.2. Szenario 2: Freisetzung von flüssigem NH₃ im Bereich der Transferleitung

Es wird ein Massenstrom von 9,561 kg s⁻¹ freigesetzt. Davon verdampfen 0,013 kg s⁻¹ spontan, wodurch 9,549 kg s⁻¹ zur Lachenbildung beitragen.

6.2.1. Lachenverdampfung

Abbildung 5 zeigt den Ammoniakmassenstrom, der durch die Lachenverdampfung an die Atmosphäre abgegeben wird.

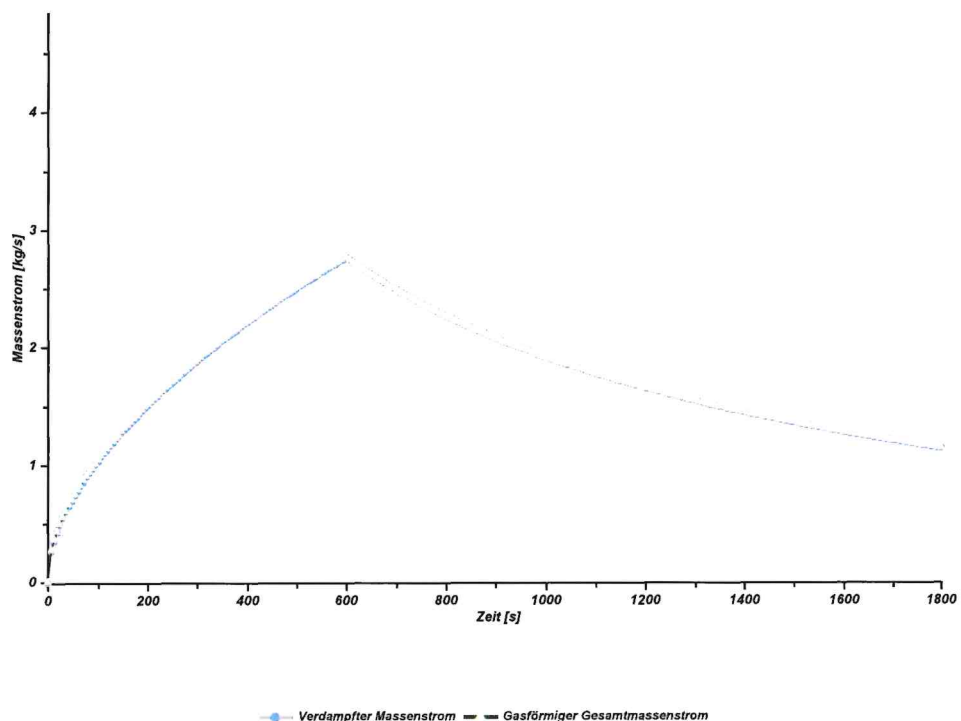


Abbildung 5 - Ammoniakmassenstrom bei der Lachenverdampfung im Szenario 2
(Ausbreitungsklasse 4/D)

6.2.2. Gasausbreitung

Im Folgenden wird die gasförmige Ausbreitung des aus der Lache verdampfenden Ammoniaks im Szenario 2 betrachtet. Abbildung 6 zeigt den Konzentrationsverlauf von Ammoniak in 2 m Höhe über dem Boden bei der Ausbreitungsklasse 4/D.

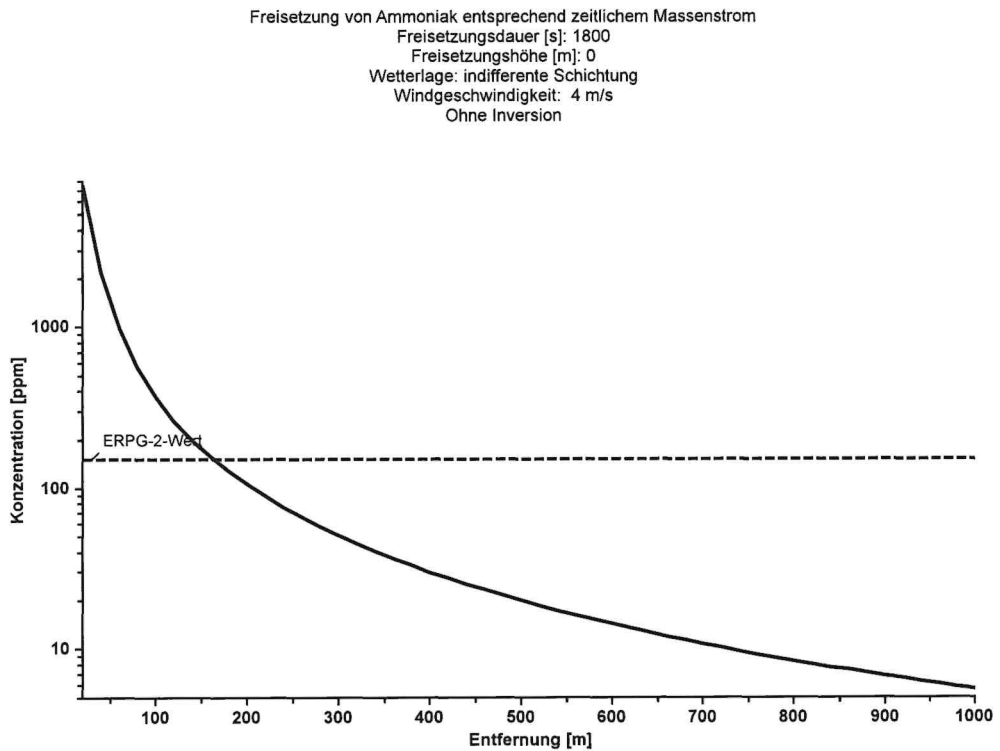


Abbildung 6 - Ammoniakkonzentration in 2 m Höhe im Szenario 2 (Ausbreitungsklasse 4/D)

Der ERPG-2-Wert wird in 2 m Höhe bis zu einer Entfernung von ca. 165 m überschritten.

6.3. Szenario 3: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite der Niederdruck-Pumpe

Es wird ein Massenstrom von 10,474 kg s⁻¹ freigesetzt. Davon verdampfen 0,014 kg s⁻¹ spontan, wodurch 10,460 kg s⁻¹ zur Lachenbildung beitragen. Aufgrund der Kuppelform des Tankdaches und der Montage der Pumpen bzw. Standrohre am Tankdachrand wird angenommen, dass das flüssige Ammoniak vornehmlich abläuft und eine Lache am Boden (0 m Höhe) bildet. Die Verdampfung von Ammoniak auf dem Tankdach wird daher nach Rücksprache mit dem Auftraggeber [12] vernachlässigt.

6.3.1. Lachenverdampfung

Abbildung 7 zeigt den Ammoniakmassenstrom, der durch die Lachenverdampfung an die Atmosphäre abgegeben wird.

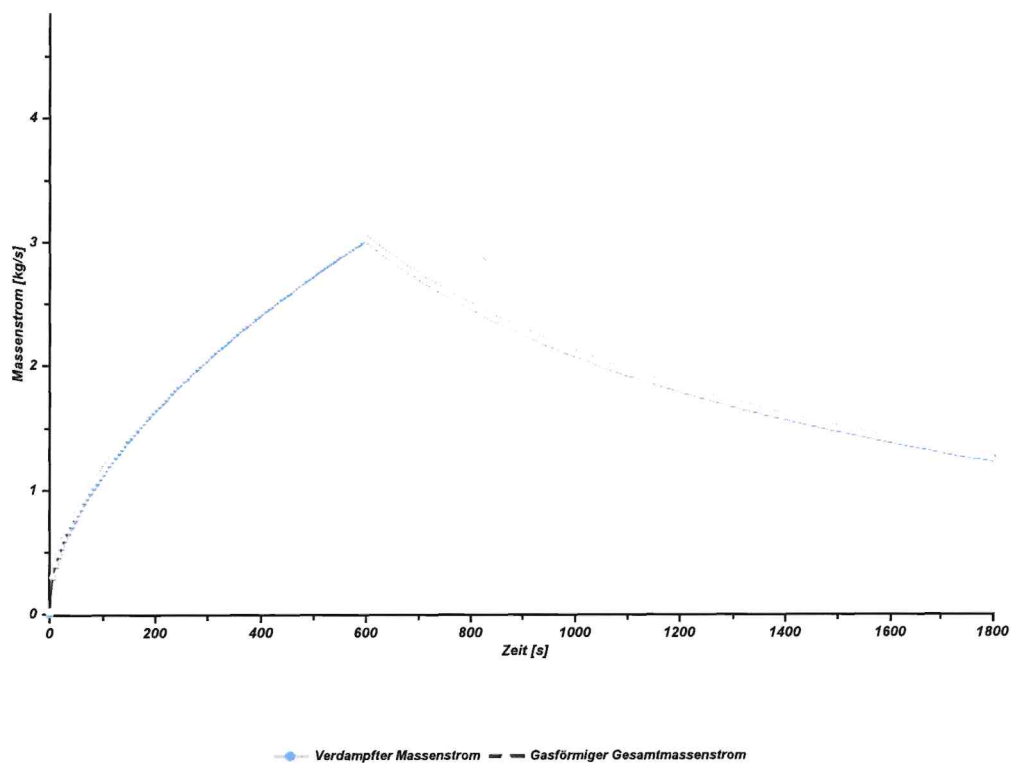


Abbildung 7 - Ammoniakmassenstrom bei der Lachenverdampfung im Szenario 3
(Ausbreitungsklasse 4/D)

6.3.2. Gasausbreitung

Im Folgenden wird die gasförmige Ausbreitung des aus der Lache verdampfenden Ammoniaks im Szenario 3 betrachtet. Abbildung 8 zeigt den Konzentrationsverlauf von Ammoniak in 2 m Höhe über dem Boden bei der Ausbreitungsklasse 4/D.

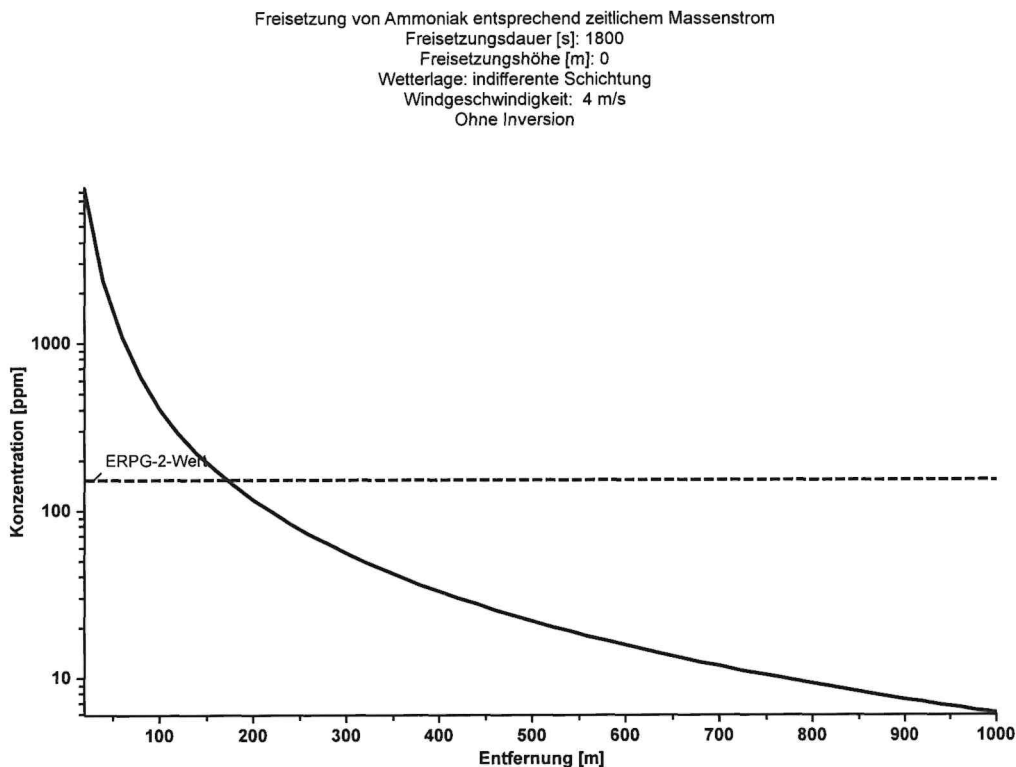


Abbildung 8 - Ammoniakkonzentration in 2 m Höhe im Szenario 3 (Ausbreitungsklasse 4/D)

Der ERPG-2-Wert wird in 2 m Höhe bis zu einer Entfernung von ca. 175 m überschritten.

6.4. Szenario 4: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters nach dem Kondensator

Es wird ein Massenstrom von 13,522 kg s⁻¹ freigesetzt. Davon verdampfen 0,018 kg s⁻¹ spontan, wodurch 13,504 kg s⁻¹ zur Lachenbildung beitragen.

6.4.1. Lachenverdampfung

Abbildung 9 zeigt den Ammoniakmassenstrom, der durch die Lachenverdampfung an die Atmosphäre abgegeben wird.

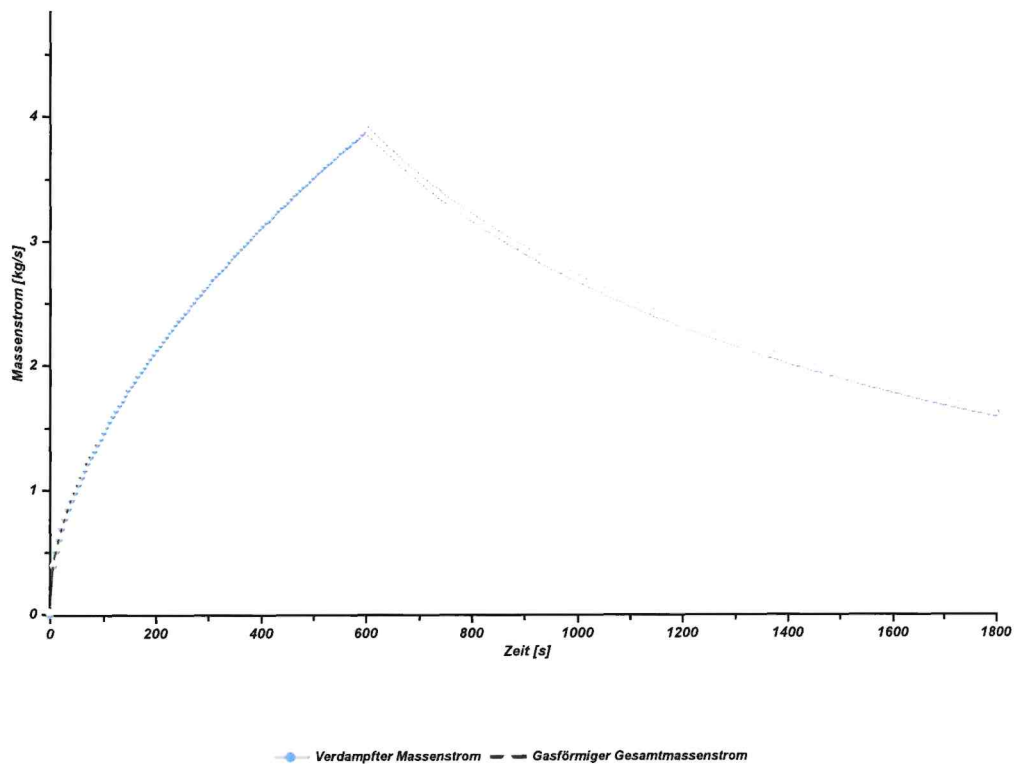


Abbildung 9 - Ammoniakmassenstrom bei der Lachenverdampfung im Szenario 4
(Ausbreitungsklasse 4/D)

6.4.2. Gasausbreitung

Im Folgenden wird die gasförmige Ausbreitung des Ammoniaks im Szenario 4 betrachtet. Abbildung 10 zeigt den Konzentrationsverlauf von Ammoniak in 2 m Höhe über dem Boden bei der Ausbreitungsklasse 4/D.

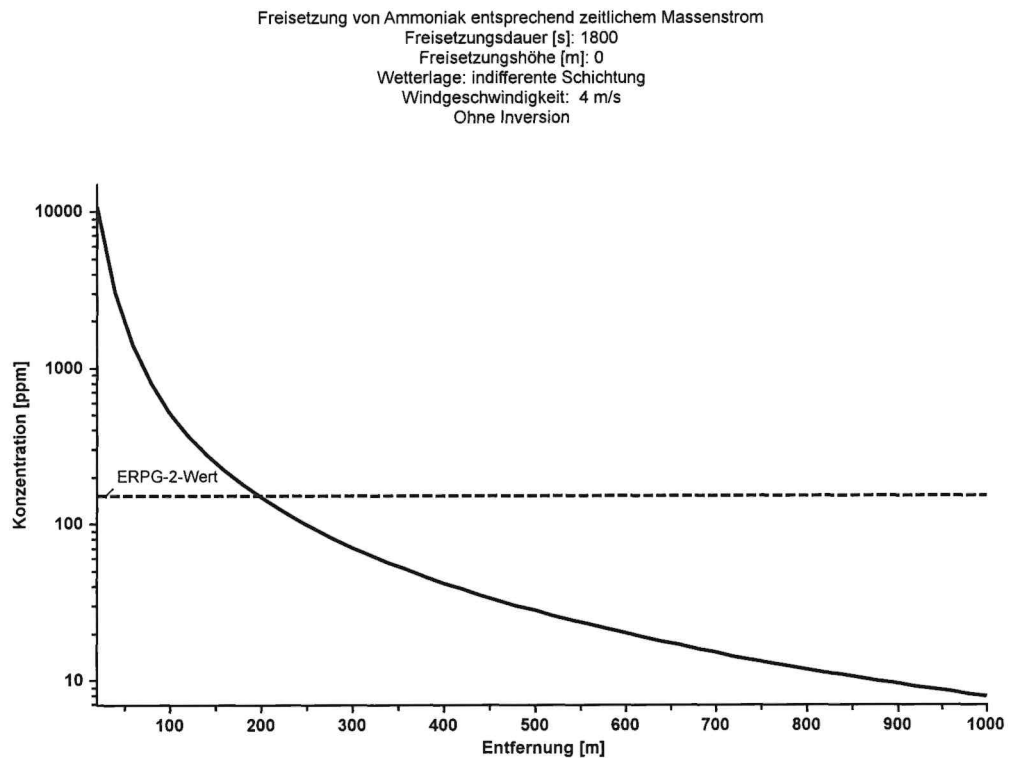


Abbildung 10 - Ammoniakkonzentration in 2 m Höhe im Szenario 4 (Ausbreitungsklasse 4/D)

Der ERPG-2-Wert wird in 2 m Höhe bis zu einer Entfernung von ca. 200 m überschritten.

6.5. Szenario 5: Freisetzung von gasförmigen NH₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters vor dem Kondensator

Es wird ein gasförmiger Massenstrom von 1,086 kg s⁻¹ freigesetzt.

6.5.1. Gasausbreitung

Im Folgenden wird die gasförmige Ausbreitung des Ammoniaks im Szenario 5 betrachtet. Abbildung 11 zeigt den Konzentrationsverlauf von Ammoniak in 2 m Höhe über dem Boden bei der Ausbreitungsklasse 4/D.

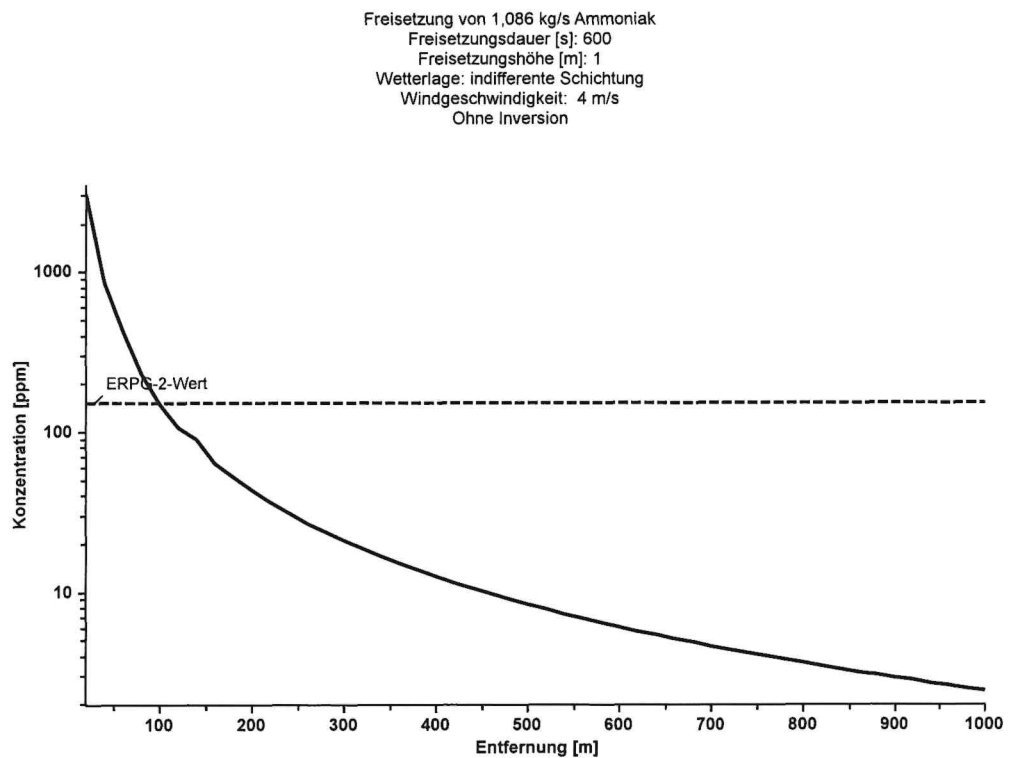


Abbildung 11 - Ammoniakkonzentration in 2 m Höhe im Szenario 5 (Ausbreitungsklasse 4/D)

Der ERPG-2-Wert wird in 2 m Höhe bis zu einer Entfernung von ca. 100 m überschritten.

6.6. Szenario 6: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe

Es wird ein Massenstrom von 21,380 kg s⁻¹ freigesetzt. Davon verdampfen 0,028 kg s⁻¹ spontan, wodurch 21,352 kg s⁻¹ zur Lachenbildung beitragen.

6.6.1. Lachenverdampfung

Abbildung 12 zeigt den Ammoniakmassenstrom, der durch die Lachenverdampfung an die Atmosphäre abgegeben wird.

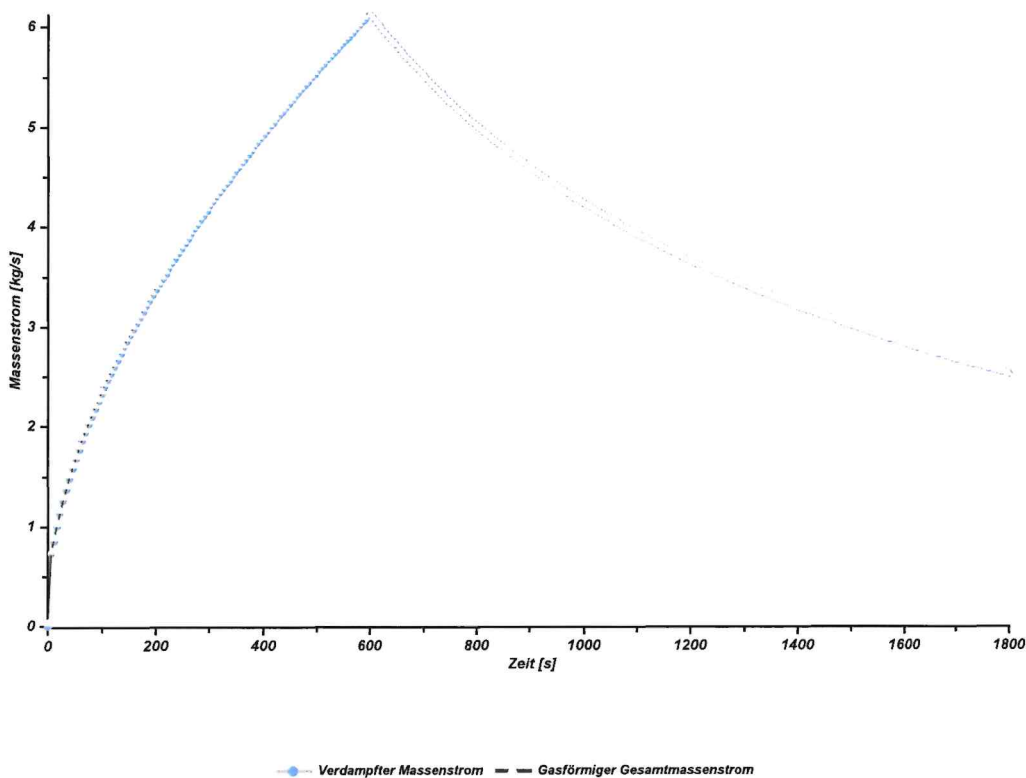


Abbildung 12 - Ammoniakmassenstrom bei der Lachenverdampfung im Szenario 6
(Ausbreitungsklasse 4/D)

6.6.2. Gasausbreitung

Im Folgenden wird die gasförmige Ausbreitung des aus der Lache verdampfenden Ammoniaks im Szenario 6 betrachtet. Abbildung 13 zeigt den Konzentrationsverlauf von Ammoniak in 2 m Höhe über dem Boden bei der Ausbreitungsklasse 4/D.

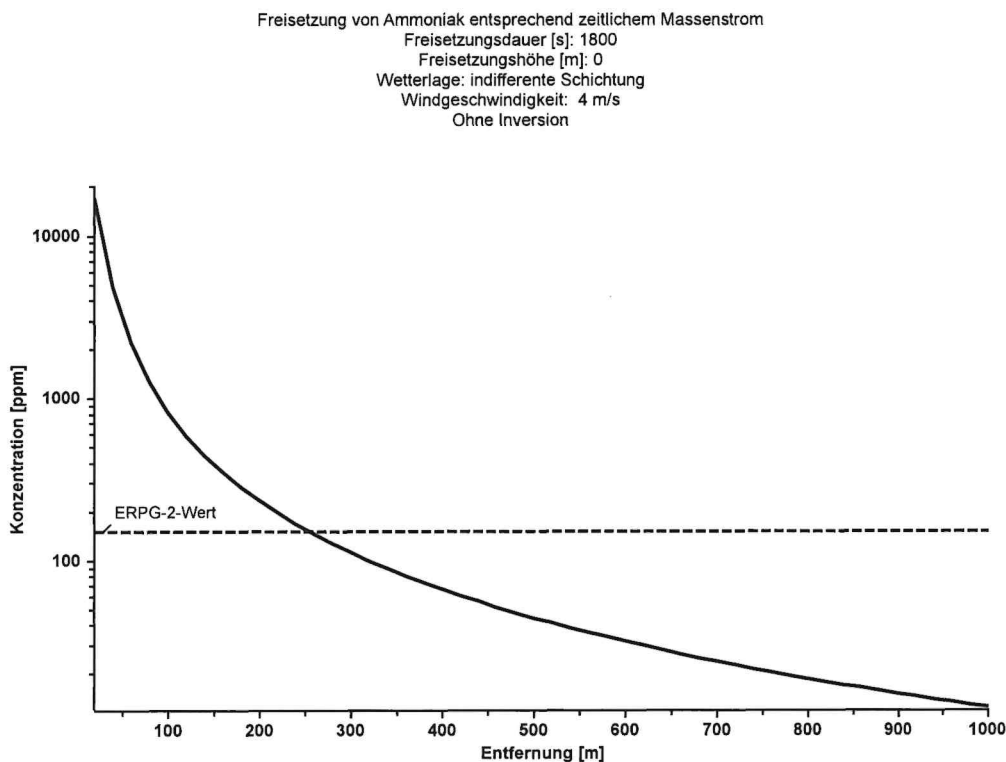


Abbildung 13 - Ammoniakkonzentration in 2 m Höhe im Szenario 6 (Ausbreitungsklasse 4/D)

Der ERPG-2-Wert wird in 2 m Höhe bis zu einer Entfernung von ca. 260 m überschritten.

7. Zusammenfassung

Am Standort Brunsbüttel plant die German LNG-Terminal GmbH ein Import-Terminal für verflüssigtes Erdgas. Für dieses Terminal besteht die Planung zur Nachnutzung für den Import von flüssigem Ammoniak als nachhaltigen Energieträger.

Die INBUREX Consulting GmbH hat im Auftrag der German LNG Terminal GmbH Ausbreitungsrechnungen gemäß dem Leitfaden KAS-18 [1] durchgeführt, deren Ergebnisse im weiteren Planungsverlauf als Grundlage für die Begutachtung zur Umsetzung des § 50 BImSchG genutzt werden können.

Für ausgewählte Szenarien sind die Bereiche mit einer relevanten toxischen Gefährdung ermittelt worden (d. h. Bereiche, in denen der ERPG-2-Wert für Ammoniak überschritten werden kann).

Der größte Bereich toxischer Gefährdung ergibt sich für das Szenario 1, der Freisetzung von flüssigem Ammoniak an der Schiffsverladung. Bei der mittleren Ausbreitungsklasse 4/D wird der ERPG-2-Wert für Ammoniak (150 ppm) erst nach einer Entfernung von 290 m unterschritten. Die Freisetzung bei diesem Szenario erfolgt direkt an der Schiffsverladung am über 200 m vom Festland entfernten Schiffsanleger.

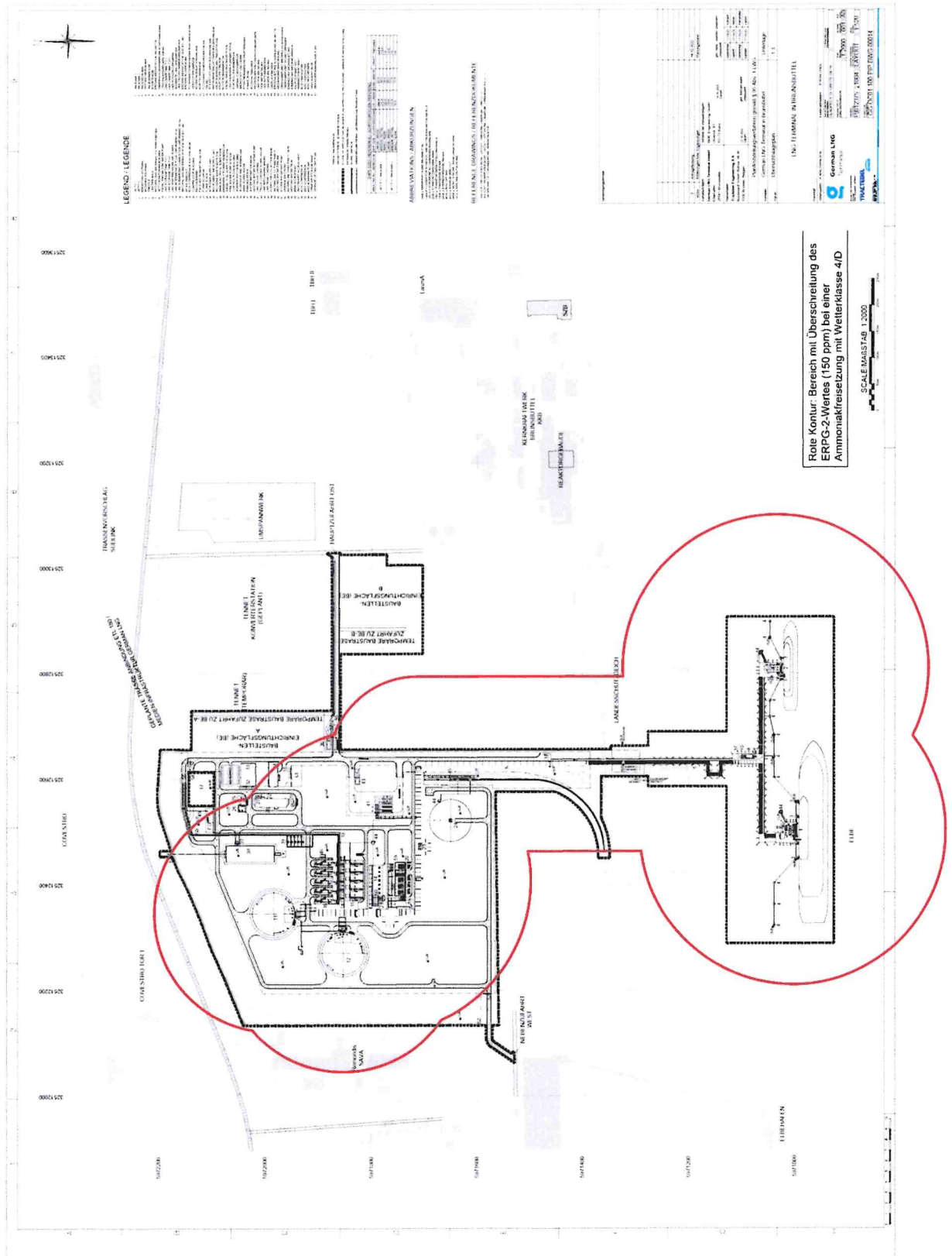
Bei der landseitigen Freisetzung ist das Szenario 6 (Leckage an den Hochdruckpumpen), als das Szenario mit dem größten Bereich toxischer Gefährdung, aufzuführen. Hierbei ergibt sich bei mittlerer Ausbreitungsklasse 4/D ein Abstand von 260 m bis zur Unterschreitung des ERPG-2-Wertes. Landseitig ist somit das Szenario 6 als das abdeckende Szenario anzusehen. Gemäß Leitfaden KAS-18 dient der bei dieser Ausbreitungsklasse berechnete maximal Abstand zur Festlegung des Mindestabstandes zwischen Betriebsbereich und schutzbedürftigen Gebieten [1]. Im Rahmen der weiteren Planung des Vorhabens sollte ein größerer Mindestabstand angesetzt werden als der rechnerische Mindestabstand. Es wird die Einhaltung eines Mindestabstandes von 350 m empfohlen.

Im Anhang B ist der Lageplan des geplanten Importterminals gezeigt. Die rote Kontur zeigt die Bereiche in denen der ERPG-2-Wert für Ammoniak (150 ppm) bei einer Ausbreitung mit mittlerer Wetterlage (4/D) überschritten wird. Sowohl das FFH-Gebiet im Süden als auch die Wohnbebauung im Westen des geplanten Importterminals haben als Schutzobjekte im Sinne des § 3 (5d) BImSchG mit 400 bzw. 1.300 m einen ausreichenden Schutzabstand zum Terminal.

Anhang A **Verwendete Unterlagen und Literatur**

- [1] Kommission für Anlagensicherheit, Leitfaden KAS-18, „Empfehlungen für Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfall-Verordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung – Umsetzung § 50 BImSchG“, November 2010
- [2] German LNG GmbH, Process Description „German LNG Terminal“, 26.03.2019
- [3] German LNG GmbH, Nordansicht LNG Terminal Brunsbüttel, 15.10.2019
- [4] <https://www.openstreetmap.de/karte/>, 09.08.2023
- [5] perspektive-brunsbuettel.de, 08.08.2023
- [6] GESTIS Stoffdatenbank, <https://gestis.dguv.de/data?name=001100>, letzter Zugriff: 16.03.2023
- [7] TRAS 110 - Sicherheitstechnische Anforderungen an Ammoniak-Kälteanlagen, 16.09.2021
- [8] Störfall-Kommission, Bericht „Kriterien zur Beurteilung akzeptabler Schadstoffkonzentrationen“, 31.12.1993
- [9] AIHA Guideline Foundation, „ERPG/WEEL Handbook“, 2016
- [10] Deutscher Wetterdienst, „Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Schleswig Holstein“, 2004
- [11] ProNuSs Engineering GmbH, „ProNuSs– Programm für numerische Störfallsimulation“, Version 9.42.2
- [12] Schriftliche Kommunikation mit Hans-Joachim Grossmann, 31.03.2023
- [13] <https://natura2000.eea.europa.eu/Natura2000/SDF.aspx?site=DE2323392>, 09.08.2023

Anhang B Lageplan mit ERPG-2-Kontur für Ammoniak (150 ppm) bei Wetterklasse 4/D



Anhang C Karten der Umgebung des Import- und Distributionsterminals

C.1 FFH-Schutzgebiet

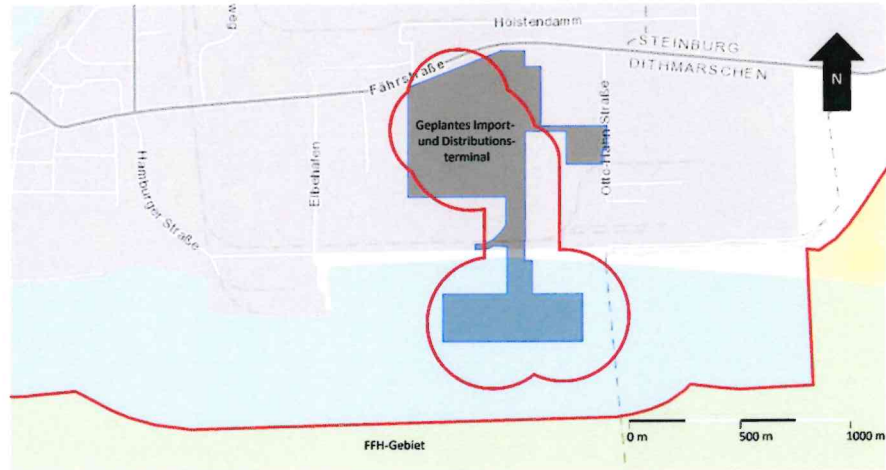


Abbildung 14 - Geplantes Import- und Distributionsterminals (grau mit blauem Rahmen) mit ERPG-2-Kontur für Ammoniak (150 ppm) bei Wetterklasse 4/D (rot) und das südlich bzw. westlich gelegene FFH-Gebiete „Schleswig-Holsteinisches Elbästuar und angrenzende Flächen“ (gelb mit rotem Rahmen) [nach 13]

C.2 Betriebe, Wohnbebauung und Verkehrswege

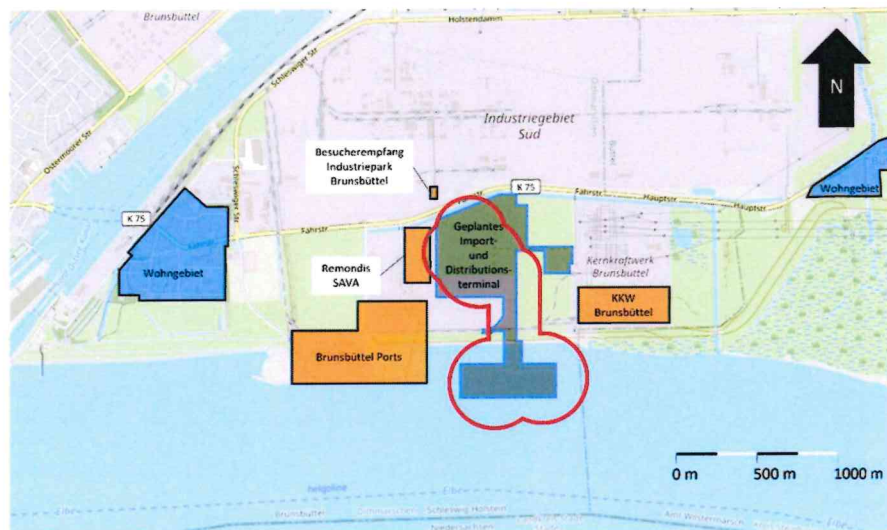


Abbildung 15 – Betriebe (orange mit schwarzem Rahmen), Wohnbebauung (blau mit schwarzem Rahmen) und Fahrrinne der Elbe (unterer Bildrand) im Umfeld des Import- und Distributions-Terminals (grau mit blauem Rahmen) mit ERPG-2-Kontur für Ammoniak (150 ppm) bei Wetterklasse 4/D (rot) [nach 4]

Anhang D Detaillierte Ergebnisse der Berechnungen

D.1 Allgemeine Eingabedaten

Ausgewählter Stoff:	Ammoniak
Windgeschwindigkeit in Anemometerhöhe [m/s]:	4,0
Anemometerhöhe [m]:	10,0
Exponent für das Geschwindigkeitsprofil:	0,28
Umgebungstemperatur [K]:	293,15
Wärmeeinstrahlung [kW/m ²]:	1,0

D.2 Szenario 1: Freisetzung von flüssigem NH₃ an der Schiffsverladung

Massenstrom

Eingabedaten

Leckfläche [mm ²]:	490,0
Anzahl der Austrittsöffnungen [-]:	1
Ausflussziffer [-]:	0,62
Temperatur des freigesetzten Stoffes [K]:	240,15
Gesamtdruckdifferenz [bar]:	10,0
Modell:	Bernoulli mit Flash-Verdampfung, kein Spray-Modell

Ergebnisse

Freigesetzter flüssiger Massenstrom [kg/s]:	9,561
Freigesetzter gasförmiger Massenstrom [kg/s]:	0,000
Flash-Verdampfung [kg/s]:	0,013
Massenstrom für die Lachenbildung [kg/s]:	9,549

Lachenverdampfung

Eingabedaten

Schichtdicke [mm]:	5,0
Zeitdauer der Berechnung [s]:	1800,0
Bodenmaterial:	Stahl
Wärmeleitfähigkeit des Bodens [W/mK]:	4,5000E+01
Dichte des Bodens [kg/m ³]:	7,8500E+03
Wärmekapazität des Bodens [kJ/kgK]:	4,6000E+02
Massenstrom:	aus vorheriger Berechnung
Modell:	Mackay-Matsugu

Ergebnisse

Siehe Abbildung 3

Gasausbreitung

Eingabedaten

Rauhigkeitsklasse [-]:	5,00
Rauhigkeitshöhe [m]:	1,20
mittlere Bebauungshöhe [m]:	20
Massenstrom:	aus Lachenverdampfung
Quellabmessungen:	Punktquelle
Quellhöhe [m]:	0
Emissionsdauer [s]:	1,8000E+03

Ergebnisse

Siehe Abbildung 4

D.3 Szenario 2: Freisetzung von flüssigem NH₃ im Bereich der Transferleitung

Massenstrom

Eingabedaten

Leckfläche [mm ²]:	490,0
Anzahl der Austrittsöffnungen [-]:	1
Ausflussziffer [-]:	0,62
Temperatur des freigesetzten Stoffes [K]:	240,15
Gesamtdruckdifferenz [bar]:	10,0
Modell:	Bernoulli mit Flash-Verdampfung, kein Spray-Modell

Ergebnisse

Freigesetzter flüssiger Massenstrom [kg/s]:	9,561
Freigesetzter gasförmiger Massenstrom [kg/s]:	0,000
Flash-Verdampfung [kg/s]:	0,013
Massenstrom für die Lachenbildung [kg/s]:	9,549

Lachenverdampfung

Eingabedaten

Schichtdicke [mm]:	5,0
Zeitdauer der Berechnung [s]:	1800,0
Bodenmaterial:	Beton
Wärmeleitfähigkeit des Bodens [W/mK]:	1,0000E+01
Dichte des Bodens [kg/m ³]:	2,1000E+03
Wärmekapazität des Bodens [kJ/kgK]:	8,8000E+02
Massenstrom:	aus vorheriger Berechnung
Modell:	Mackay-Matsugu

Ergebnisse

Siehe Abbildung 5

Gasausbreitung

Eingabedaten

Rauhigkeitsklasse [-]:	5,00
Rauhigkeitshöhe [m]:	1,20
mittlere Bebauungshöhe [m]:	20
Massenstrom:	aus Lachenverdampfung
Quellabmessungen:	Punktquelle
Quellhöhe [m]:	0
Emissionsdauer [s]:	1,8000E+03

Ergebnisse

Siehe Abbildung 6

D.4 Szenario 3: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite der Niederdruck-Pumpe

Massenstrom

Eingabedaten

Leckfläche [mm ²]:	490,0
Anzahl der Austrittsöffnungen [-]:	1
Ausflussziffer [-]:	0,62
Temperatur des freigesetzten Stoffes [K]:	240,15
Gesamtdruckdifferenz [bar]:	12,0
Modell:	Bernoulli mit Flash-Verdampfung, kein Spray-Modell

Ergebnisse

Freigesetzter flüssiger Massenstrom [kg/s]:	10,474
Freigesetzter gasförmiger Massenstrom [kg/s]:	0,000
Flash-Verdampfung [kg/s]:	0,014
Massenstrom für die Lachenbildung [kg/s]:	10,460

Lachenverdampfung

Eingabedaten

Schichtdicke [mm]:	5,0
Zeitdauer der Berechnung [s]:	1800,0
Bodenmaterial:	Beton
Wärmeleitfähigkeit des Bodens [W/mK]:	1,0000E+01
Dichte des Bodens [kg/m ³]:	2,1000E+03
Wärmekapazität des Bodens [kJ/kgK]:	8,8000E+02
Massenstrom: aus vorheriger Berechnung	
Modell: Mackay-Matsugu	

Ergebnisse

Siehe Abbildung 7

Gasausbreitung

Eingabedaten

Rauhigkeitsklasse [-]:	5,00
Rauhigkeitshöhe [m]:	1,20
mittlere Bebauungshöhe [m]:	20
Massenstrom:	aus Lachenverdampfung
Quellabmessungen:	Punktquelle
Quellhöhe [m]:	0
Emissionsdauer [s]:	1,8000E+03

Ergebnisse

Siehe Abbildung 8

D.5 Szenario 4: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters

Massenstrom

Eingabedaten

Leckfläche [mm ²]:	490,0
Anzahl der Austrittsöffnungen [-]:	1
Ausflussziffer [-]:	0,62
Temperatur des freigesetzten Stoffes [K]:	240,15
Gesamtdruckdifferenz [bar]:	20,0
Modell:	Bernoulli mit Flash-Verdampfung, kein Spray-Modell

Ergebnisse

Freigesetzter flüssiger Massenstrom [kg/s]:	13,522
Freigesetzter gasförmiger Massenstrom [kg/s]:	0,000
Flash-Verdampfung [kg/s]:	0,018
Massenstrom für die Lachenbildung [kg/s]:	13,504

Lachenverdampfung

Eingabedaten

Schichtdicke [mm]:	5,0
Zeitdauer der Berechnung [s]:	1800,0
Bodenmaterial:	Beton
Wärmeleitfähigkeit des Bodens [W/mK]:	1,0000E+01
Dichte des Bodens [kg/m ³]:	2,1000E+03
Wärmekapazität des Bodens [kJ/kgK]:	8,8000E+02
Massenstrom:	aus vorheriger Berechnung
Modell:	Mackay-Matsugu

Ergebnisse

Siehe Abbildung 9

Gasausbreitung

Eingabedaten

Rauhigkeitsklasse [-]:	5,00
Rauhigkeitshöhe [m]:	1,20
mittlere Bebauungshöhe [m]:	20
Massenstrom:	aus Lachenverdampfung
Quellabmessungen:	Punktquelle
Quellhöhe [m]:	0,00
Emissionsdauer [s]:	1,8000E+03

Ergebnisse

Siehe Abbildung 10

D.6 Szenario 5: Freisetzung von gasförmigen NH₃ auf der Druckseite des Boil-off-Gas-Verdichters vor dem Kondensator

Massenstrom

Eingabedaten

Leckfläche [mm ²]:	490,0
Anzahl der Austrittsöffnungen [-]:	1
Ausflussziffer [-]:	0,62
Temperatur des freigesetzten Stoffes [K]:	343,15
Gesamtdruckdifferenz [bar]:	20,0
Modell:	Bernoulli mit Flash-Verdampfung, kein Spray-Modell

Ergebnisse

Freigesetzter flüssiger Massenstrom [kg/s]:	0,000
Freigesetzter gasförmiger Massenstrom [kg/s]:	1,086
Flash-Verdampfung [kg/s]:	0,000
Massenstrom für die Lachenbildung [kg/s]:	0,000

Gasausbreitung

Eingabedaten

Rauhigkeitsklasse [-]:	5,00
Rauhigkeitshöhe [m]:	1,20
mittlere Bebauungshöhe [m]:	20
Massenstrom:	1,086 kg/s für 600 s
Quellabmessungen:	Punktquelle
Quellhöhe [m]:	1,00
Emissionsdauer [s]:	1,8000E+03

Ergebnisse

Siehe Abbildung 11

D.7 Szenario 6: Freisetzung von flüssigem NH₃ auf der Druckseite der Hochdruck-Pumpe

Massenstrom

Eingabedaten

Leckfläche [mm ²]:	490,0
Anzahl der Austrittsöffnungen [-]:	1
Ausflussziffer [-]:	0,62
Temperatur des freigesetzten Stoffes [K]:	240,15
Gesamtdruckdifferenz [bar]:	50,0
Modell:	Bernoulli mit Flash-Verdampfung, kein Spray-Modell

Ergebnisse

Freigesetzter flüssiger Massenstrom [kg/s]:	21,380
Freigesetzter gasförmiger Massenstrom [kg/s]:	0,000
Flash-Verdampfung [kg/s]:	0,028
Massenstrom für die Lachenbildung [kg/s]:	21,352

Lachenverdampfung

Eingabedaten

Schichtdicke [mm]:	5,0
Zeitdauer der Berechnung [s]:	1800,0
Bodenmaterial:	Beton
Wärmeleitfähigkeit des Bodens [W/mK]:	1,0000E+01
Dichte des Bodens [kg/m ³]:	2,1000E+03
Wärmekapazität des Bodens [kJ/kgK]:	8,8000E+02
Massenstrom:	aus vorheriger Berechnung
Modell:	Mackay-Matsugu

Ergebnisse

Siehe Abbildung 12

Gasausbreitung

Eingabedaten

Rauhigkeitsklasse [-]:	5,00
Rauhigkeitshöhe [m]:	1,20
mittlere Bebauungshöhe [m]:	20
Massenstrom:	aus Lachenverdampfung
Quellabmessungen:	Punktquelle
Quellhöhe [m]:	0,00
Emissionsdauer [s]:	1,8000E+03

Ergebnisse




Siehe Abbildung 13



German LNG Terminal GmbH
Brunsbüttel, Deutschland

Planungsgrundlagen LNG-Tank

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Dokumenttyp: Technische Spezifikation

5	01.08.2023	Änderung Hydrotest-Anforderung	 E. Martinez	 W. Schlott	 G. Marien
Rev.	Datum	Status	Ersteller	Prüfer	Genehmiger

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 2 von 96



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	11
2	Nomenklatur und Abkürzungen	12
3	Physikalische Einheiten und Dimensionen	13
4	Referenzen	14
4.1	<i>Allgemeines.....</i>	14
4.2	<i>Nationale Verordnungen und Gesetze</i>	14
4.3	<i>Tragwerksplanung, Baustoffe und Errichtung.....</i>	14
4.4	<i>Literatur</i>	18
4.5	<i>Projektspezifische Dokumente</i>	19
5	Funktionale Beschreibung der Struktur	21
5.1	<i>Glossar und Bauteilliste.....</i>	24
5.2	<i>Klassifizierung des Tankbauwerks.....</i>	28
6	Bauwerksabmessungen	29
7	Gründung	30
8	Belastungen.....	32
8.1	<i>Ständige Lasten</i>	32
8.1.1	<i>Eigengewicht des Tankbauwerks.....</i>	32
8.1.2	<i>Eigengewicht der Tankausrüstung.....</i>	32
8.1.3	<i>Eigengewicht der Perlitdämmung</i>	32
8.2	<i>Veränderliche Lasten infolge Betriebes.....</i>	32
8.2.1	<i>Lasten infolge Flüssigkeit</i>	32
8.2.2	<i>Lasten infolge Gasdrucks</i>	34



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 3 von 96

8.3	<i>Veränderliche Lasten</i>	35
8.3.1	Verkehrslasten.....	35
8.3.2	Kranlasten.....	36
8.3.3	Schneelasten.....	36
8.3.4	Windlasten.....	37
8.3.5	Eislasten.....	37
8.3.6	Temperatur.....	38
8.3.7	Bauzustände	39
8.3.8	Lasten infolge Rohrleitungen.....	40
8.3.9	Lasten infolge externer Strukturen.....	41
8.4	<i>Lasten während der Prüfung</i>	42
8.4.1	Hydrostatischer Test.....	42
8.4.2	Pneumatischer Test.....	43
8.5	<i>Setzungen</i>	44
8.6	<i>Zyklische Belastungen</i>	44
8.6.1	Befüllungs- und Entleerungsvorgänge.....	44
8.6.2	Schwankungen des Gasdrucks.....	44
8.6.3	Außerbetriebnahme des Tanks	44
8.6.4	Dynamische Lasten infolge Pumpenbetrieb.....	45
8.7	<i>Vorspannung</i>	45
8.8	<i>Außergewöhnliche Belastungen</i>	45
8.8.1	Außergewöhnliche Lasten in Zusammenhang mit EN 1991-1-7.....	45
8.8.2	Leckage des Primärbehälters.....	46
8.8.3	Leckage auf dem Dach.....	47
8.8.4	Explosionsdruckwelle	48
8.8.5	Anprall und Beschuss.....	49
8.8.6	Wärmebelastung infolge Brand.....	49



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 4 von 96

8.8.7	Überflutung	50
8.9	<i>Erdbebenbelastung</i>	50
8.9.1	Generelles.....	50
8.9.2	OBE – Erdbebenbelastung im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit.....	52
8.9.3	SSE - Erdbebenbelastung im Grenzzustand der Tragfähigkeit.....	53
8.10	<i>Teilsicherheitsbeiwerte</i>	53
8.11	<i>Bemessungskombinationen</i>	53
9	Baustoffe - Bauteile aus Beton	55
9.1	<i>Betongüte und Expositionsklassen</i>	55
9.2	<i>Bewehrung</i>	55
9.3	<i>Spannstahl</i>	56
9.4	<i>Teilsicherheitsbeiwerte</i>	57
9.5	<i>Besondere Anforderungen an die Rissbreite</i>	57
9.6	<i>Besondere Anforderungen an der die Flüssigkeitsdichtheit</i>	58
10	Baustoffe - Bauteile aus Metall	59
10.1	<i>Allgemeines</i>	59
10.2	<i>Innentank</i>	59
10.2.1	Grenzzustände der Tragfähigkeit.....	59
10.2.2	Grenzzustände der Gebrauchstauglichkeit.....	61
10.3	<i>Thermischer Eckschutz (TPS)</i>	61
10.4	<i>Auskleidung</i>	61
10.5	<i>Stahldach</i>	62
10.6	<i>Abgehängte Decke</i>	64
10.7	<i>Begehungsanlage im Inneren des Tankbauwerk</i>	64



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 5 von 96

10.8	Stützen und Verrohrung im Tankbauwerk	65
11	Thermische Isolierung	67
11.1	Allgemeines	67
11.2	Bodenbereich	67
12	Thermische Berechnungen	69
12.1	Boil-off Berechnung (Wärmeeintrag)	69
12.2	Eisbildung an Stützen	69
13	Konstruktive Durchbildung	70
13.1	Massivbau	70
13.1.1	Allgemeines:	70
13.1.2	Vorspannung	70
13.1.3	Stützenkragen	71
13.1.4	Sockel	71
13.1.5	Montageöffnungen (TCO)	72
13.1.6	Einbauplatten	73
13.1.7	Temporäre Drainage:	74
13.1.8	Auflagering des Innentank	75
13.2	Stahlbau	75
13.2.1	Innentank	75
13.2.2	Thermischer Eckschutz	77
13.2.3	Stützen	78
13.2.4	Auskleidung	79
13.2.5	Abgehängte Decke	79
13.2.6	Dach	79
13.2.7	Begehungsanlage im Inneren des Tankbauwerks	80



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 6 von 96

13.3	Dämmung	80
14	Annex A: Füllstandberechnung	82
14.1	Allgemeines.....	82
14.2	Definitionen.....	82
14.2.1	Bemessungsrelevante Füllstände im Innentank.....	82
14.2.2	Flüssigkeitsvolumina.....	82
14.2.3	Füllstandalarme.....	83
14.3	Ablaufdiagramm	83
15	Annex B: Druckzustände im Tank	86
16	Annex C: Berechnungsmethoden	87
16.1	Allgemeines.....	87
16.2	Dynamische Boden-Bauwerks-Interaktion	87
16.2.1	Bodenmodell	87
16.2.2	Außentank	88
16.2.3	Flüssigkeit und Innentank.....	88
16.2.4	Etagenspektren.....	88
17	Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich	90
17.1	Allgemeines.....	90
17.2	Bauteile und Baustoffe mit Tieftemperaturbelastung	91
17.3	Zustimmung im Einzelfall	92
18	Annex E: hydrostatischer und pneumatischer Tanktest.....	94
18.1	Hydrostatischer Test	94
18.2	Messungen.....	95
18.2.1	Allgemeines	95



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 7 von 96

18.2.2	Inklinometer (dauerhaft)	95
18.2.3	Höhenmessbolzen (dauerhaft)	95
18.2.4	Ringraum (temporär)	95
18.3	<i>Pneumatischer Test</i>	95
18.4	<i>Verträglichkeit</i>	96

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 8 von 96



Abbildungsverzeichnis

Abb. 5-1: Betonbauteile und Stahldach	24
Abb. 5-2: Thermischer Eckschutz und Wandauskleidung	25
Abb. 5-3: Innentank.....	26
Abb. 5-4: Stützen	27
Abb. 6-1: Isometrische Ansicht des Tankbauwerks nach [R60].....	29
Abb. 8-1: Geltungsbereich Eurocode (durchgehende Linie) bzw. EN 13480 (Strich-Punkt-Linie)	41
Abb. 8-2: räumliche Verteilung des Explosionsdrucks auf Tankwand und -dach [R47]	48
Abb. 8-3: Zeitverlaufsfunktion des Explosionsdrucks [R47].....	48
Abb. 13-1: Typisches Detail des TCO.....	73
Abb. 13-2: Temporäre Drainage (exemplarisch).....	74
Abb. 14-1: Füllstandsdiagramm (exemplarisch)	85
Abb. 18-1: Füllstände im hydrostatischen Test (exemplarisch)	94

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 9 von 96



Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Abkürzungsverzeichnis.....	12
Tab. 3-1: physikalische Dimensionen	13
Tab. 3-2: Abkürzungen	13
Tab. 5-1: Glossar Betonbauteile – englische und deutsche Bezeichnung	24
Tab. 5-2: Glossar Thermischer Eckschutz – englische und deutsche Bezeichnung	24
Tab. 5-3: Glossar Innentank – englische und deutsche Bezeichnung.....	25
Tab. 5-4: Glossar Auskleidung – englische und deutsche Bezeichnung	26
Tab. 5-5: Glossar Stahldach – englische und deutsche Bezeichnung	26
Tab. 5-6: Glossar Stutzenanlage – englische und deutsche Bezeichnung	27
Tab. 5-7: Typische Stutzen und Verrohrungselemente – englische und deutsche Bezeichnung.....	27
Tab. 5-8: Klassifizierung des Tankbauwerks	28
Tab. 7-1: Bodenschichtung nach [R49].....	30
Tab. 8-1: Flüssigkeitsbelastung	33
Tab. 8-2: Flüssigkeitstemperaturbelastung.....	34
Tab. 8-3: Gasdruckbelastung.....	34
Tab. 8-4: klimatische Temperatur p = 0,01	38
Tab. 8-5: klimatische Temperatur p = 0,10	38
Tab. 8-6: Belastungen im hydrostatischen Test.....	42
Tab. 8-7: Belastungen im pneumatischen Test	43
Tab. 8-8: Teilsicherheitsbeiwerte Vorspannung (Einwirkung).....	45
Tab. 8-9: Anprallbelastung.....	49
Tab. 8-10: Materialdämpfung.....	52
Tab. 9-1: Betongüte und Expositionsklassen.....	55
Tab. 9-2: Betonstabstahleigenschaften	55
Tab. 9-3: Spannstahleigenschaften	56
Tab. 9-4: Teilsicherheitsbeiwerte im ULS	57
Tab. 10-1: Teilsicherheitsbeiwerte ULS.....	59
Tab. 10-2: Teilsicherheitsbeiwert SLS	61



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 10 von 96

Tab. 10-3: Teilsicherheitsbeiwerte ULS	62
Tab. 10-4: Teilsicherheitsbeiwerte ULS	63
Tab. 10-5: Teilsicherheitsbeiwerte ULS	65
Tab. 14-1: Tankvolumenströme (exemplarisch)	84
Tab. 14-2: Kenndaten Pumpe / Pumpenschacht (exemplarisch)	84
Tab. 15-1: Druckzustände im Tank (exemplarisch)	86

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 11 von 96



German LNG
Terminal

1 Einleitung

Die German LNG Terminal GmbH plant am Standort Brunsbüttel die Errichtung und den Betrieb eines Terminals zur Aufnahme und Lagerung von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas) (LNG-Terminal). Das Gesamtvorhaben umfasst neben den eigentlichen LNG-Tanks zur Aufnahme und Lagerung von LNG u.a. auch eine wasserseitige Umschlagseinrichtung für seegehende LNG-Tanker, mehrere LNG-Pumpen zur Ausspeisung von LNG, sowie verbindende Rohrleitungen, Sicherheitseinrichtungen und Nebenanlagen.

Dieses Dokument beschreibt im Wesentlichen die tragwerksplanerischen Anforderungen für die beiden Tankbauwerke T-211 und T-221 des LNG-Terminals in Brunsbüttel. Dies beinhaltet unter anderem:

- Erläuterungen zur Funktionsweise des gesamten Tankbauwerks und einzelner Komponenten
- Vorgaben zur Bemessung (Lastannahmen, Kombinationen und statische Nachweise)
- Vorgaben zu thermischen Berechnungen, sofern diese die Tragwerksplanung beeinflussen
- Vorgaben zur konstruktiven Durchbildung

Des Weiteren sind in den Anhängen Anforderungen an die Baustoffe, die Tests der Tankbauwerke und die Berechnungsmethoden enthalten.

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 12 von 96

2 Nomenklatur und Abkürzungen

Tab. 2-1: Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
abZ	--	allgemeine bauaufsichtliche Zulassung
BOG-rate	Boil-off gas rate	Verdampfungsrate infolge klimatischem Wärmeeintrag
CL	Centre line	Mittellinie oder Achse
ESD	Emergency shut-down	Notfall-Abschaltung
FC	Full containment (tank)	Doppelwandiger Tank mit vollständiger Sicherheitshülle
GOK	Top of soil	Geländeoberkante
IT	Inner tank, primary container	Innentank, Primärbehälter
LNG	Liquefied natural gas	Verflüssigtes Erdgas
MDLL	Maximum design liquid level	Höchstmöglicher Füllstand
minNOL	Minimum Normal Operating liquid level	Niedrigster Füllstand im Betrieb
MNOL	maximum Normal Operating liquid level	Höchster Füllstand im Betrieb, Bemessungsfüllstand
OK	Top of ... e.g. soil, concrete, steel	Oberkante, z.B. Baugrund, Beton, Stahl
PCS	Plant control system	Prozessleitsystem
PSHA	Probabilistic seismic hazard assessment	Probabilistische seismische Gefährdungsanalyse
SIL	safety integrity level	Sicherheitsanforderungsstufe
SLS	Serviceability Limit state	Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit
SRSS	Square root of sum of square	Quadratwurzel der Summe der Einzelquadrate (Überlagerungsregel bei seismischen Bemessungen)
ULS	Ultimate limit state	Grenzzustand der Tragfähigkeit
TCO	Temporary construction opening	Montageöffnung der Wand der Betontanks
TPS	Thermal protection system (also: thermal corner protection TCP)	Thermischer Eckschutz
WEZ	Heat affected zone	Wärmeeintragszone
ZiE	--	Zustimmung im Einzelfall

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 13 von 96

3 Physikalische Einheiten und Dimensionen

Dieses Dokument und alle zur Planung, Errichtung und zum Betrieb des Tankbauwerks erforderlichen Unterlagen müssen dem internationalen Einheitensystem (SI-System) folgen. Als Dezimaltrennzeichen ist das Komma zu verwenden ($1/10 = 0,1$).

Tab. 3-1: physikalische Dimensionen

Einheit	Englischer Name	Deutscher Name
a	year	Jahr
h	hour	Stunde
min	minute	Minute
s	second	Sekunde
m	meter	Meter
kg	kilogram	Kilogramm
t	ton	Tonne (1000 kg)
K	Kelvin	Kelvin
°C	Degree Celsius	Grad Celsius
barg	Bar gauge	Bar gauge (Druck relativ zum atmosphärischen Druck)

Tab. 3-2: Abkürzungen

Einheit	Englischer Name	Deutscher Name
d_{\max}	Height of convective wave	Höhe der konvektiven Welle
e, t	thickness (thin-walled item)	Wanddicke, Blechstärke
g	Gravity ($9,81 \text{ m/s}^2$)	Erdbeschleunigung ($9,81 \text{ m/s}^2$)
H	height	Höhe
R	Radius	Radius
Vol-%	Volume percent	Volumenprozent
ρ	density	Dichte



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 14 von 96

4 Referenzen

4.1 Allgemeines

Für die Tragwerksplanung ist der jeweilige nationale Anhang der Eurocodes für Deutschland (NA Deutschland) bzw. die einschlägige DIN-Norm zu berücksichtigen. Die jeweils anwendbare Ausgabe mit Anlagen und Einschränkungen ist in der Musterverwaltungsvorschrift der technischen Baubestimmungen (MVV TB) des DIBt aufgeführt.

Normen, die in Abschnitt 4.3 mit (*) gekennzeichnet sind, sind nicht in der MVV TB herangezogen, werden jedoch für die Planung, Bemessung und Errichtung herangezogen.

4.2 Nationale Verordnungen und Gesetze

- [R1] Musterverwaltungsvorschrift der technischen Baubestimmungen MVV TB, DIBt
- [R2] Landesbauordnung Schleswig-Holstein
- [R3] TRAS 310: Technische Regel für Anlagensicherheit
- [R4] TRAS 320: Technische Regel für Anlagensicherheit
- [R5] Hochwassergefahrenkarten, Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein.
www.zebis.landsh.de

4.3 Tragwerksplanung, Baustoffe und Errichtung

- [R6] DIN EN 1990: Grundlagen der Tragwerksplanung
- [R7] DIN EN 1991: Einwirkungen auf Tragwerke
 - Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau
 - Teil 1-2: Brandeinwirkungen auf Tragwerke
 - Teil 1-3: Schneelasten
 - Teil 1-4: Windlasten
 - Teil 1-5: Temperatureinwirkungen (*)



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 15 von 96

- Teil 1-6: Einwirkungen während der Bauausführung (*)
 - Teil 1-7: Außergewöhnliche Einwirkungen
 - Teil 3: Einwirkungen infolge von Kranen und Maschinen
 - Teil 4: Einwirkungen auf Silos und Flüssigkeitsbehälter
- [R8] DIN EN 1992: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken
- Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau
 - Teil 1-2: Allgemeine Regeln – Tragwerksbemessung für den Brandfall
 - Teil 3: Silos und Behälterbauwerke aus Beton (*)
- [R9] DIN EN 1993: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten
- Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau
 - Teil 1-3: Ergänzende Regeln für kaltgeformte Bauteile und Blech
 - Teil 1-4: Ergänzende Regeln zur Anwendung von nichtrostenden Stählen
 - Teil 1-5: Plattenförmige Bauteile
 - Teil 1-6: Festigkeit und Stabilität von Schalen
 - Teil 1-7: Plattenförmige Bauteile mit Querbelastrung
 - Teil 1-8: Bemessung von Anschlüssen
 - Teil 1-9: Ermüdung
 - Teil 1-10: Stahlsortenauswahl im Hinblick auf Bruchzähigkeit und Eigenschaften in Dickenrichtung
 - Teil 4-2: Tankbauwerke
 - Teil 6: Kranbahnen
- [R10] DIN EN 1994: Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton
- Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau
 - Teil 1-2: Tragwerksbemessung für den Brandfall
- [R11] DIN EN 1997: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik
- Teil 1: Allgemeine Regeln
 - Teil 2: Erkundung und Untersuchung des Baugrunds
- [R12] DIN EN 1998: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben
- Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten
 - Teil 4: Silos, Tankbauwerke und Rohrleitungen

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 16 von 96

[R13] DIN EN 1999: Bemessung und Konstruktion von Aluminiumtragwerken

- Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln
- Teil 1-5: Schalentragwerke

[R14] DIN EN 14620: Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C

- Teil 1: Allgemeines
- Teil 2: Metallische Bauteile
- Teil 3: Bauteile aus Beton
- Teil 4: Dämmung
- Teil 5: Prüfen, Trocknen, Inertisieren und Kaltfahren

[R15] DIN 1054: Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erdbau- und Grundbau

[R16] DIN 4149: Bauten in deutschen Erdbebengebieten

[R17] DIN 18799-1: Ortsfeste Steigleiteranlagen an baulichen Anlagen

[R18] DIN 1055: Einwirkungen auf Tragwerke

- Teil 5: Schnee- und Eislasten

[R19] DIN EN 10204: Metallische Erzeugnisse – Arten von Prüfbescheinigungen

[R20] DIN EN 10025: Warmgewalzte Erzeugnisse aus Baustählen

- Teil 1: Allgemeine technische Lieferbedingungen
- Teil 2: Technische Lieferbedingungen für unlegierte Baustähle

[R21] DIN EN 10028: Flacherzeugnisse aus Druckbehälterstählen (*)

- Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- Teil 4: Nickellegierte kaltzähe Stähle

[R22] DIN EN 10088: Nicht-rostende Stähle

- Teil 1: Verzeichnis der nicht-rostenden Stähle
- Teil 2: Technische Lieferbedingungen für Blech und Band aus korrosionsbeständigen Stählen für allgemeine Verwendung

[R23] DIN EN 10029: Warmgewalztes Stahlblech von 3 mm Dicke an – Grenzabmaße und Formtoleranzen

[R24] DIN EN 10138: Spannstähle (Entwurf) (*)

- Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- Teil 2: Draht



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 17 von 96

- Teil 3: Litze
 - Teil 4: Stäbe
- [R25] DIN EN 206: Beton – Festlegung, Eigenschaften, Herstellung und Konformität
- [R26] DIN EN 10080: Stahl für die Bewehrung von Beton – Schweißgeeigneter Betonstahl – Allgemeines
- [R27] DIN 488 Betonstahl
- Teil 1: Stahlsorten, Eigenschaften, Kennzeichnung
 - Teil 2: Betonstabstahl
 - Teil 3: Betonstahl in Ringen, Bewehrungsdraht
 - Teil 6: Übereinstimmungsnachweis
- [R28] DIN 447: Einpressmörtel für Spannglieder – Allgemeine Anforderungen
- [R29] DIN 445: Einpressmörtel für Spannglieder – Prüfverfahren
- [R30] DIN 446: Einpressmörtel für Spannglieder – Einpressverfahren
- [R31] DIN EN 523: Hüllrohre aus Bandstahl für Spannglieder – Begriffe, Anforderungen und Konformität
- [R32] DIN EN 524: Hüllrohre aus Bandstahl für Spannglieder – Prüfverfahren
- Teil 1: Ermittlung der Formen und Maße
 - Teil 2: Bestimmung des Biegeverhaltens
 - Teil 3: Hin- und Herbiegeversuch
 - Teil 4: Bestimmung der Querbelaastbarkeit
 - Teil 5: Bestimmung der Zugfestigkeit
 - Teil 6: Bestimmung der Dichtheit
- [R33] DIN 1045: Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton
- Teil 2: Beton – Festlegung, Eigenschaften, Herstellung und Konformität – Anwendungsregeln zu DIN EN 206-1
 - Teil 3: Bauausführung
- [R34] DIN EN ISO 17660: Schweißen – Schweißen von Betonstahl
- Teil 1: Tragende Schweißverbindungen
- [R35] DIN EN 1090: Ausführung von Stahltragwerken und Aluminiumtragwerken
- Teil 1: Bewertung und Überprüfung der Leistungsbeständigkeit für tragende Bauteile aus Stahl und Aluminium
 - Teil 2: Technische Regeln für die Ausführung von Stahltragwerken



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 18 von 96

- Teil 3: Technische Regeln für die Ausführung von Aluminiumtragwerken
- [R36] DIN EN 13670: Ausführung von Tragwerken aus Beton
- [R37] DIN EN 1536: Ausführung von Arbeiten im Spezialtiefbau – Bohrpfähle
- [R38] DIN EN 12699: Ausführung von Arbeiten im Spezialtiefbau – Verdrängungspfähle (mit DIN SPEC 18538: Ergänzende Festlegungen zu DIN EN 12699:2001-05, Ausführung spezieller geotechnischer Arbeiten (Spezialtiefbau) – Verdrängungspfähle)
- [R39] DafStb-Richtlinie für die Herstellung und Verwendung von zementgebundenem Vergussbeton und Vergussmörtel
- [R40] DIN EN ISO 6892: Metallische Werkstoffe – Zugversuch
 - Teil 1: Prüfverfahren bei Raumtemperatur
 - Teil 3: Prüfverfahren bei tiefen Temperaturen
- [R41] DIN EN ISO 3834: Qualitätsanforderungen für das Schmelzschweißen von metallischen Werkstoffen
 - Teil 1: Kriterien für die Auswahl der geeigneten Stufe der Qualitätsanforderungen
 - Teil 2: Umfassende Qualitätsanforderungen
 - Teil 3: Standard-Qualitätsanforderungen
 - Teil 4: Elementare Qualitätsanforderungen
 - Teil 5: Dokumente, deren Anforderungen erfüllt werden müssen, um die Übereinstimmung mit den Anforderungen nach ISO 3834-2, ISO 3834-3 oder ISO 3834-4 nachzuweisen

4.4 Literatur

- [R42] (nicht vergeben)
- [R43] Bundesvereinigung der Prüfeningenieure für Bautechnik e.V.: Anforderungen an das Aufstellen EDV-unterstützter Standsicherheitsnachweise
- [R44] CEB committee Euro-International de Béton, Bulletin d'Information No187: Concrete structures under impact and impulsive loading, synthesis report, 1988
- [R45] Betonkalender 2019, Design and Construction of LNG Storage Tanks, Dr. J. Rötzer

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 19 von 96

- [R46] JRC Report: Commentary and worked examples to EN 1993-1-10 “Material toughness and through thickness properties” and other toughness-oriented rules in EN 1993
- [R47] DIN 25449: Bauteile aus Stahl- und Spannbeton in kerntechnischen –anlagen - Sicherheitskonzept, Einwirkungen, Bemessung und Konstruktion
- [R48] Anpassungsrichtlinie Stahlbau, Deutsches Institut für Bautechnik, Dezember 2001

4.5 Projektspezifische Dokumente

- [R49] Unterlage 14.1: Geotechnisches Baugrundgutachten – Bodenuntersuchung für Brunsbüttel LNG terminal, FUGRO
- [R50] Unterlage 14.2: Standortspezifische probabilistische seismische Gefährdungsbeurteilung für das LNG-Projekt Brunsbüttel, FUGRO
- [R51] Unterlage 14.3: Orientierende Umweltuntersuchungen am Standort Brunsbüttel, LNG Terminal Brunsbüttel, FUGRO
- [R52] Unterlage 14.4: Geotechnisches Baugrundgutachten – Brunsbüttel LNG terminal: Schwingungen erzeugt durch Rammarbeiten, FUGRO
- [R53] Unterlage 14.5.1: Gründungsempfehlung zum Bauvorhaben LNG-Terminal Brunsbüttel: LNG-Tanks, GuD consult
- [R54] Unterlage 1.3: Übersichtslageplan, TRACTEBEL
- [R55] Unterlage 2.2.1: Höhenplan - Draufsicht, TRACTEBEL
- [R56] Unterlage 2.2.2: Höhenplan – Ansichten A-A, TRACTEBEL
- [R57] Unterlage 2.2.3: Höhenplan – Ansichten B-B, C-C und D-D, TRACTEBEL
- [R58] Unterlage 21.2.1: Typischer Schnitt LNG Lagertank, TRACTEBEL
- [R59] Unterlage 21.2.2: Draufsicht Aufstellungs-Ausrüstungsplan LNG-Lagertank T-221, TRACTEBEL
- [R60] Unterlage 21.2.3: Draufsicht Aufstellungs-Ausrüstungsplan LNG-Lagertank T-211, TRACTEBEL
- [R61] Unterlage 21.2.4: Typische isometrische Ansicht LNG Lagertank T-211, TRACTEBEL
- [R62] Unterlage 21.2.5: Typische isometrische Ansicht LNG Lagertank T-221, TRACTEBEL
- [R63] Unterlage 21.2.6: LNG Lagertank - typischer Bauablauf, TRACTEBEL
- [R64] Unterlage 20.2: Grundlagen der Prozessauslegung, TRACTEBEL

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 20 von 96



German LNG
Terminal

[R65] Unterlage 19.5: Bericht zu Störfallszenarien und deren Auswirkungen im Rahmen der konventionellen Störfallvorsorge, INBUREX Consulting

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 21 von 96

5 Funktionale Beschreibung der Struktur

Die Tankbauwerke T-211 und T-222 sind als doppelwandige Tanks mit vollständiger Sicherheitshülle (engl.: full-containment tank, FC-tank) geplant. Dies beinhaltet im Wesentlichen einen stählernen Innentank (Primärbehälter), der von einem vorgespannten Stahlbetonbehälter (Sekundärbehälter) umschlossen wird. Zusammen formen beide ein integrales Tanksystem zur Lagerung tiefkalt verflüssigte- Gases - hier verflüssigtes Erdgas.

Der Innentank ist ein freistehendes, einwandiges, oben offenes stählernes Tankbauwerk, dessen Aufgabe im Endzustand es ist, die Flüssigkeit unter allen berücksichtigten Belastungen (Betriebs- und Katastrophenszenarien) zu lagern.

Der Außentank ist ein freistehendes, einwandiges, bi-axial vorgespanntes Betontankbauwerk, welches aus Bodenplatte, Wand, Traufring und Kuppeldach besteht.

Die Funktionen des Außentanks sind:

- Primärhülle für den Dampf während des normalen Betriebs (Auskleidung)
- Den Primärbehälter von allen Belastungen von außen abzuschirmen (außer Erdbeben)
- Im Falle einer Leckage des Primärbehälters das gesamte Lagergut aufzunehmen und dampfdicht zu bleiben. Eine kontrollierte Entgasung (Druckausgleich) über das Druckentlastungssystem kann dann erfolgen.

Die vollständige Gasdichtigkeit wird durch eine Stahlauskleidung an der Innenseite des Betontanks an Boden, Wand und Dach gewährleistet, damit weder Erdgas nach außen noch Luft und Luftfeuchtigkeit nach innen dringt. An der Wand sind diese Stahlbleche mit einbetonierten und rückverankerten Blechstreifen gasdicht verschweißt.

Im Bodenbereich liegt die Auskleidung auf der Bodenplatte lose auf und besteht aus überlappend verschweißten Stahlblechen, die am Rand mit der Wandauskleidung verschweißt werden.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 22 von 96

Im Dachbereich wird die Auskleidung auf einem Dachgespärre bestehend aus radialen Sparren und Ringträgern an den Obergurten verschweißt. Im äußeren Bereich wird das Stahldach an einem Dacheckring verschweißt, welcher wiederum im betonierten Trauftring rückverankert ist.

Die thermische Isolierung wird zwischen Innen- und Außentank angeordnet. Im Bereich zwischen Innentankbodenblech und der Bodenplatte des Außentanks werden zwei druckfeste Isoliersysteme eingebaut, die jeweils aus einem mehrlagigen druckfesten Aufbau von Isolierblöcken (Schaumglas) mit dazwischenliegenden bituminösen Ausgleichsschichten bestehen. Etwa auf halber Höhe der Bodenisolierung wird ein zweiter stählerner Boden (engl.: secondary bottom) eingebaut, der fast bis zum Außentank geführt wird, dann in eine zylindrische Membran übergeht und auf etwa 5 bis 6 m über der Oberkante Bodenplatte in der Betonwand verankert wird. Sinn dieses flüssigkeitsdichten, thermischen Eckschutzes (engl.: thermal corner protection TCP) ist es, die Schnittgrößen im Übergangsbereich der Betonwand in die Bodenplatte infolge des thermischen Zwangs im Falle einer Leckage des Primärbehälters zu verringern.

Damit weder im Betrieb noch im Havariefall des Innentanks oder während des pneumatischen Tests Differenzdrücke zwischen den Gasvolumina im Hauptbehälter und unter dem thermischen Eckschutz entstehen, werden oben offene Rohre am oberen Ring des TCP verschweißt und bis über den Leckagefüllstand geführt.

Im Ringraum kommt Perlite als thermische Isolierung zum Einsatz. Damit es durch betriebsbedingte thermische Kontraktion und Perlitschüttung nicht zu übermäßigen Ringdruckspannungen kommt, werden außenseitig auf dem Innentank Mineralwolleplatten als Ausgleichsschicht befestigt.

Oberhalb des offenen Innentanks wird eine ebene Decke von der Kuppel abgehängt (engl.: suspended deck). Auf ihr wird lagenweise Mineralwolle als thermische Isolierung verlegt. Es gibt keine kraft- oder formschlüssige Verbindung zwischen der



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 23 von 96

Decke und dem Innentank. Der Ausgleich des Gasdrucks erfolgt durch Öffnungen mit Kragen in der Decke.

Die Stutzenanlage des Tankbauwerks ist ausschließlich auf dem Dach angeordnet.

Diese beinhaltet unter anderem Stutzen zur:

- Befüllung
- Entleerung (mittels Tauchpumpen in Pumpenschächten)
- Begehung
- Stickstoffeinleitung (zur Inbetriebnahme)
- Gaseinleitung, -rückführung und -zirkulation
- Befestigung von Füllstands-, Druck- und Temperatursensoren
- Befestigung von Tanküberdruck und Tankunterdruckventilen
- Nachfüllung von Perlit, falls es zu Setzungen kommt.

Die Details sind auf den verfahrenstechnischen Fließbildern sowie den Rohrleitungs- und Instrumentierungs- Fließbildern dargestellt.

5.1 Glossar und Bauteilliste

Englische und deutsche Bezeichnung und Abkürzung (od = ohne Darstellung)

Tab. 5-1: Glossar Betonbauteile – englische und deutsche Bezeichnung

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
1	outer (concrete) tank	Außentank, Betontank
1.1	slab	Bodenplatte
1.2	(concrete) wall	Betonwand
1.3	eaves beam	Traufring
1.4	concrete (roof)	Betondach
1.5	(inner tank) foundation ring	(Innentank) Auflagerring
1.6	concrete leveling layer(s)	(Beton) Ausgleichsschicht(en)
1.7	buttress	Lisene
1.8	concrete nozzle collar	Betonierte Stützenkragen
1.9	plinth	Sockel
1.10	anchor pocket	Ankertasche (Vorspannung)
1.11 od	duct	Hüllrohr (Vorspannung)
1.12 od	tendon	Spannglied

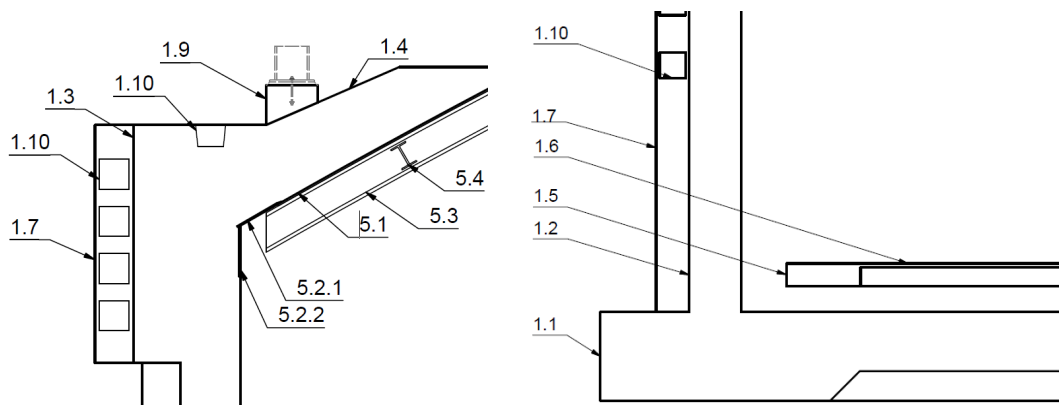


Abb. 5-1: Betonbauteile und Stahldach

Tab. 5-2: Glossar Thermischer Eckschutz – englische und deutsche Bezeichnung

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
2	Thermal corner protection, thermal protection system TPS	Thermischer Eckschutz
2.1	Bottom plate	Bodenblech
2.2	Bottom annular plate	Bodenringblech
2.3	Cylindrical shell	zylindrischer Mantel
2.4	Closure plate	Abdeckblech

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 25 von 96

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
2.5	ring embedment	Kreisförmiges Ringeinbauteil

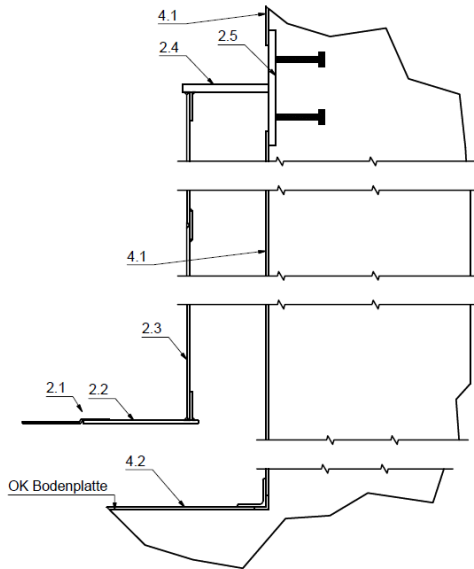


Abb. 5-2: Thermischer Eckschutz und Wandauskleidung

Tab. 5-3: Glossar Innentank – englische und deutsche Bezeichnung

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
3	Inner tank	Innentank
3.1	Bottom plate	Bodenblech
3.2	Bottom annular plate	Bodenringblech
3.3	Cylindrical shell	Zylindrischer Mantel
3.4	Top ring stiffener	Kopfringsteife
3.5	Intermediate ring stiffener	Zwischenringsteife

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 26 von 96

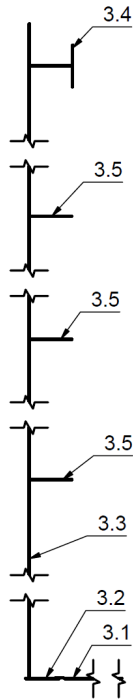


Abb. 5-3: Innentank

Tab. 5-4: Glossar Auskleidung – englische und deutsche Bezeichnung

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
4	Steel liner	(Stahl) Auskleidung
4.1	wall liner plate	Wandauskleidungsblech
4.2	Bottom liner plate	Bodenauskleidungsblech
4.3 od	Vertical embedment	Vertikales Einbauteil

Tab. 5-5: Glossar Stahldach – englische und deutsche Bezeichnung

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
5	Steel roof	Stahldach
5.1	Roof plate	Dachblech
5.2	Roof corner ring	Dacheckring
5.2.1	Compression bar	Druckkonus
5.2.2	Compression ring	Druckring
5.2.4	Temporary roof anchor	Temporärer Dachanker
5.3	Polar beam, rafter	Sparren
5.4	Lateral beam	(Dach) Ringträger

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 27 von 96

Tab. 5-6: Glossar Stutzenanlage – englische und deutsche Bezeichnung

ID-Nummer	Englischer Begriff	Deutscher Begriff
6	Nozzle	Stutzen
6.1	Sleeve pipe	Mantelrohr
6.2	Nozzle pipe	Stutzenrohr
6.3	Diaphragm plate	Diaphragma Blech, Ringblech
6.4	Gusset	Knotenblech, Steifenblech
6.5	repad	Verstärkungsblech

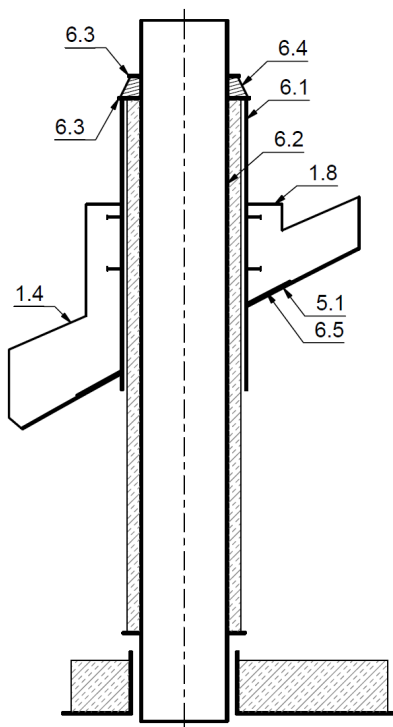


Abb. 5-4: Stutzen

Tab. 5-7: Typische Stutzen und Verrohrungselemente – englische und deutsche Bezeichnung

Instrument nozzle	Instrumentierungsstutzen
bottom fill standpipe	Befüllungsstutzen mit Standrohr (unten geschlitzt, zur Befüllung des Tanks von unten)
Top fill nozzle with splash plate	Befüllungsstutzen (zur Befüllung des Tanks von oben) mit Spritzblech

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 28 von 96

Pump nozzle with pump-column	Pumpenstutzen mit Pumpenschacht
Nitrogen inlet purge	Stickstoffeinleitung und -spüleleitung
Cool down ring	Abkühlring
manhole	Mannloch
Equipment hole	Materialloch
Balancing pipes	Druckausgleichsleitungen (zwischen den Gasvolumina unter und über dem TPS)

5.2 Klassifizierung des Tankbauwerks

Tab. 5-8: Klassifizierung des Tankbauwerks

Konsequenz Klasse	CC 3
Beanspruchungskategorie	SC 1
Herstellungskategorie	EXC 3
Herstelltoleranz-, Qualitätsklasse (s. EN 1993-1-6)	B
Überwachungskategorie (s. DIN 1045-3)	2
Lebensdauer	50 a

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 29 von 96

6 Bauwerksabmessungen

Die Tankbauwerke werden im nordwestlichen Bereich der Anlage errichtet [R54]. Die Hauptabmessungen des Tankbauwerks sind in der Zeichnung [R58] dargestellt. Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch die Südwestansicht des Tankbauwerks T-211 mit Treppenturm, Rohrführung, Dachbühnen und maschinentechnischer Ausstattung. Die Notleiter (2. Fluchtweg) ist auf der Rückseite angeordnet. Die Pläne [R59] bis [R62] zeigen exemplarisch die Anordnung der Dachbühnen, Rohrleitungen und der maschinentechnischen Ausrüstung.

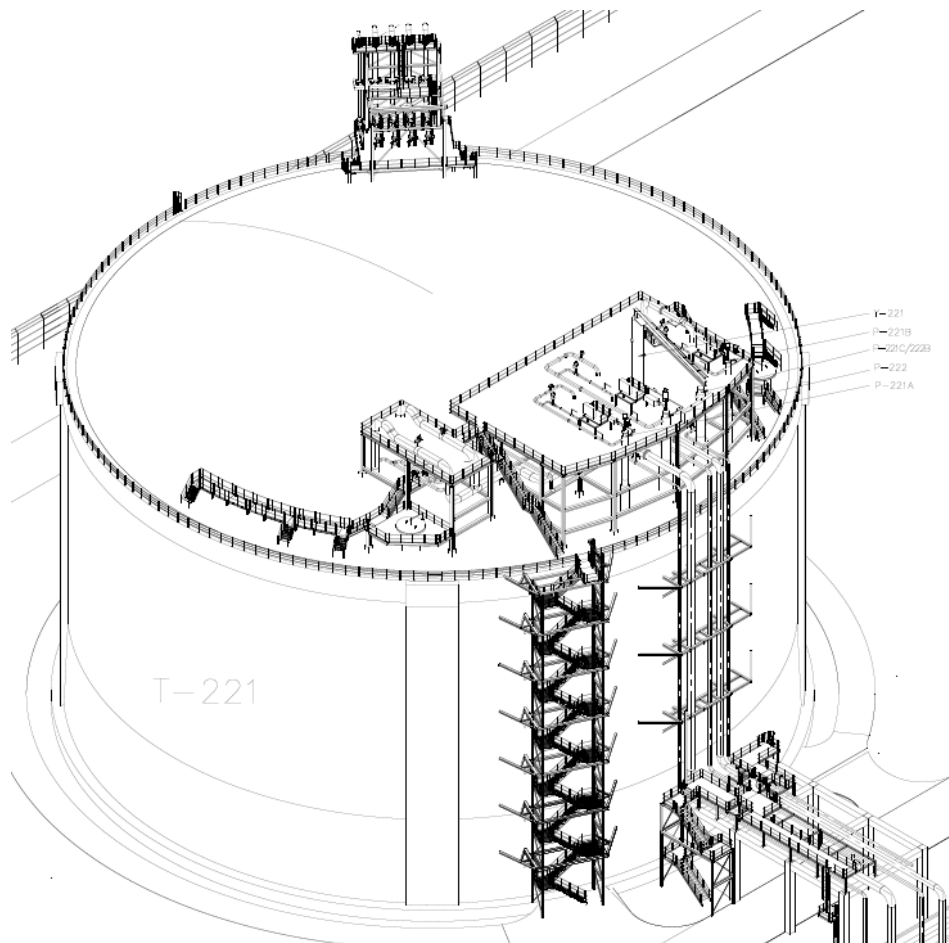


Abb. 6-1: Isometrische Ansicht des Tankbauwerks nach [R60]

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 30 von 96

7 Gründung

Eine detaillierte Bodenuntersuchung ist in [R49] sowie [R51] und [R52] zu finden.

Im Wesentlichen ist folgende nahezu homogene, horizontal ausgerichtete Bodenschichtung im Bereich der Tankbauwerke zu finden:

Tab. 7-1: Bodenschichtung nach [R49]

Schicht	Basistiefe unter GOK	Kurzbeschreibung
Aufschüttung	0 - ~ 2 m	Anthropogene Aufschüttung (A)
1a	bis 17 -18 m	organischer Ton bis torfiger Ton, (TA-OT)
1b	b–s 20,5 - 24 m	Feinsand bis Mittelsand (SE)
2	bis 27,6 – 30 m	Mittelsand (SE)
3	bis 54 – 54,8 m	Mittelsand bis Grobsand (SE)
4	bis 66,7 – 85 m	Ton (TA-TM)
5	bis > 100 m	Geschiebemergel, Ton (TL-ST)

Die anstehende obere Bodenschicht 1a ist nicht ausreichend tragfähig für die Belastungen durch das Tankbauwerk, so dass diese mittels einer Tiefgründung / Bodenverbesserung in die tragfähigen tieferen Schichten abgeleitet werden müssen.

Die tragfähige Bodenschicht 1b ist in erreichbarer Tiefe für eine Tiefgründung nach der Bodenuntersuchung. Der momentane Planstand sieht eine Bohrpfahlgründung vor, deren Pfahlköpfe in die Bodenplatte des Tanks einbinden. Folgende Alternative für den vertikalen und horizontalen Lastabtrag wird untersucht:

- Entkoppelte Tiefgründung

Die Pfahlköpfe binden nicht in die Bodenplatte ein. Direkt unter der Bodenplatte und über den Pfahlköpfen wird eine oberflächennahe Bodenverbesserung mit Geotextil durchgeführt, die die Lasten des Bauwerks in die Pfahlköpfe einleitet. Die horizontale und vertikale Lastausbreitung im Boden nachzuweisen ist.

Nähere Details zu beiden Varianten sind in [R53] erläutert. Die Geländeoberkante im Bereich des Tanks liegt nach [R55] - [R57]. bei ca. +2,2 m NHN Die Bodenplatte muss frostsicher gegründet werden; konstruktiv sollte die Bodenplatte ca. 0,5 m aus

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 31 von 96

dem Erdreich herausragen, um die Zugänglichkeit der Inklinometer und Bodenheizung zu gewährleisten.

Der Grundwasserspiegel sind [R49] zu entnehmen. Jahreszeitliche Schwankungen sind zu berücksichtigen. Infolge der schwachen Durchlässigkeit des Bodens kann es zu flächigen Wasseransammlungen durch Niederschlag an der Oberfläche kommen. Die Verwendung von Schrägpfählen ist nicht zulässig. Für die Bemessung der äußeren Tragfähigkeit der Pfähle ist sowohl die Einzeltragfähigkeit als auch die Tragfähigkeit der Pfahlgruppe nachzuweisen. Die innere Tragfähigkeit ist nach DIN EN 1992 nachzuweisen.

Besondere Anforderungen an die Berechnung und Bemessung unter seismischer Einwirkung sind in Annex C: Berechnungsmethoden angegeben.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 32 von 96

8 Belastungen

8.1 Ständige Lasten

8.1.1 Eigengewicht des Tankbauwerks

Die Wichten respektive Dichten der Baustoffe sind den einschlägigen Teilen des Eurocodes (EN 1991-1-1) oder Werkstoffnorm (z.B. EN 10025, EN 10028 etc.) zu entnehmen.

Sollten vorgenannte Normen keine Werte beinhalten, sind die Werte aus den zutreffenden Datenblättern der Hersteller zu entnehmen oder durch Versuche zu bestimmen.

Eigengewichtslasten sind mit Teilsicherheitsbeiwerten nach EN 1990 in der Bemessung zu berücksichtigen.

8.1.2 Eigengewicht der Tankausrüstung

Die Eigengewichtslasten der Tankausrüstung (Ventile, Pumpen, etc.) sind ebenso zu behandeln, mit der Ausnahme, dass diese zu Wartungszwecken demontiert sein können – also eine günstige Wirkung in diesem Fall mit Null anzusetzen ist.

8.1.3 Eigengewicht der Perlitdämmung

Der horizontale und vertikale Silodruck infolge der Perlitschüttung im Ringraum zwischen Innentank und Außentank ist abweichend von EN 1990 mit einem erhöhten Teilsicherheitsbeiwert $\gamma_{g,Dämmung,unfav}$ von 1,5 zu berücksichtigen.

8.2 Veränderliche Lasten infolge Betriebes

8.2.1 Lasten infolge Flüssigkeit

Der Behälter ist im Betriebszustand für die Lagerung von LNG zu bemessen.

Die chemische Zusammensetzung des LNG und seine physikalischen Eigenschaften sind in [R64] enthalten.

Für die tragwerksplanerische Bemessung gilt:



Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 33 von 96

Tab. 8-1: Flüssigkeitsbelastung

Charakteristische Flüssigkeitsdichte $\rho_{LNG,k}$	kg/m ³	483,2
Teilsicherheitsbeiwert für Flüssigkeitslasten $y_{F,LNG}$	[-]	1.35

für die Bemessung soll eine maximale Produktdichte von 682 kg/m³ angewendet werden.¹

Hinweis: Da der Innentank oben offen ist, gibt es eine deterministische Grenze für den maximalen hydrostatischen Druck. Nach derzeitigem Entwurfsstand ist im Betriebszustand (MNOL) das Verhältnis $H_{IT} / MNOL = 38,252 / 37,161 = 1.034$.

Die Füllstandsmessung erfüllt SIL 3. Damit ist ein Überfüllen faktisch ausgeschlossen und der Teilsicherheitsbeiwert $y_{F,LNG}$ nach DIN EN 1991-4 konservativ.

Der charakteristische hydrostatische Wand- und Bodendruck sind nach EN 1991-4 mit folgender Gleichung zu ermitteln:

$$p_{LNG,k} = \rho_{LNG,k} \cdot g \cdot z \tag{GL 8-1}$$

mit:

z = korrespondierende Höhe unter dem jeweiligen Füllstand.

Der Bemessungsfüllstand MNOL nach aktuellem Planstand ist 37.161 m. Zu den Anforderungen an die Füllstandberechnung wird auf Annex A: Füllstandberechnung dieses Dokumentes verwiesen.

Die Lagerungstemperatur des LNG ist abhängig von der chemischen Zusammensetzung und dem Druckzustand im Tank. Für statische und dynamische Bemessungen gilt:

¹ Basierend auf Bauherrenentscheidung

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 34 von 96

Tab. 8-2: Flüssigkeitstemperaturbelastung

Charakteristische Flüssigkeitstemperatur $T_{LNG,k}$	°C	-162,1
Teilsicherheitsbeiwert für Flüssigkeitstemperatur $y_{F,LNG,T}$	[-]	1,05

Der Innentank ist so zu konstruieren, dass infolge thermischer Kontraktion keine radialen oder meridionalen Zwangsspannungen entstehen. Eine kraft- oder formschlüssige Verbindung nach oben (Decke, Kuppel) oder in radialer Richtung ist nicht zulässig. Dies trifft nicht auf die Perlit-Isolierung im Ringraum zu.

Der Füllstand MDLL (siehe Annex A: Füllstandberechnung) ist als außergewöhnliche Belastung zu berücksichtigen (siehe DIN EN 1991-4 (2.2) und (3.5)).

8.2.2 Lasten infolge Gasdrucks

Der Innentank ist oben offen, so dass dieser nicht für den Gasdruck zu bemessen ist. Der Außentank mit stählerner Auskleidung ist für folgende Druckzustände zu dimensionieren.

Tab. 8-3: Gasdruckbelastung

Max. Bemessungsüberdruck $p_{pneu,max,k}$	mbarg	300
Min. Bemessungsunterdruck $p_{pneu,min,k}$	mbarg	-10
Bandbreite der Betriebsdrücke $p_{pneu,op,k}$	mbarg	50 – 250
Teilsicherheitsbeiwert für Gasdrucklasten y_{pneu}	[-]	1,2

Hinweis: Die Druckzustände im Tank werden ständig kontrolliert. Als Absicherung der Druckzustände gibt es sowohl eine Abschaltung im Prozessleitsystem (PCS) als auch eine Notfallabschaltung (ESD-System). Die Druckausgleichsventile sind redundant und „fail-safe“. Mit diesen Absicherungsmaßnahmen ist der Teilsicherheitsbeiwert für den betriebsbedingten Über- und Unterdruck konservativ.

Sofern sich die Auskleidung an der tragenden Betonschale bei innerem Überdruck abstützen kann, kann dies in der Berechnung berücksichtigt werden. Die Auskleidung muss für inneren Überdruck nicht freitragend bemessen werden.

Insbesondere die Bandbreite der Betriebsdrücke hängt von den verfahrenstechnischen Fließbildern ab und muss während der Ausführungsplanung

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 35 von 96

einschließlich der korrespondierenden Druckalarmlinien festgelegt werden. Weitere Informationen sind in Annex B: Druckzustände im Tank dieses Dokumentes enthalten.

Es sind Öffnungen in der abgehängten Decke vorzusehen, die einen Druckausgleich zwischen den Gasvolumina unterhalb der Decke (und oberhalb der Flüssigkeitsstandes) und oberhalb der Decke (und unterhalb Kuppel) ermöglichen. Dies betrifft insbesondere die spontane Verdampfung von LNG infolge Stratifikation und anschließender Durchmischung der Flüssigkeit („Roll-over“).

Konstruktiv sind mindestens 8 Öffnungen gleichmäßig über die Deckenfläche vorzusehen (Durchmesser ≥ 200 mm); die Ringspalte bei Durchführungen durch die abgehängte Decke können in der Berechnung angesetzt werden. Die Auftriebslast muss in jedem Fall mit 1,5-facher Sicherheit kleiner als die 1,0-fache Eigengewichtslast sein.

Die Rohrführungen, die den Gasraum im Tank mit dem Gasraum unter dem zweiten Boden verbinden, sind so zu dimensionieren, dass es zu keinen nennenswerten Differenzdrücken kommen kann und ein Heben des Tankboden in Test- und Betriebszuständen ausgeschlossen werden kann. Das Eigengewicht der Auflast (Ausgleichsschicht, Innentank, etc.) darf angesetzt werden.

8.3 Veränderliche Lasten

8.3.1 Verkehrslasten

Dach:

Eine Verkehrslast von $1,2 \text{ kN/m}^2$ auf die projizierte Dachfläche ist anzusetzen. Eine Gleichzeitigkeit mit Schnee oder innerem Unterdruck braucht nicht berücksichtigt zu werden.

Für die Anforderungen an die stahlbaulichen Strukturen auf (Dachstahlbau) und neben (Notleiter, Treppenturm, Rohrführung) dem Betontank wird die einschlägigen Teile aus DIN EN 1990 und DIN EN 1993 verwiesen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 36 von 96

Abgehängte Decke:

- s. Kapitel: 8.3.7

8.3.2 Kranlasten

Zu Wartungsarbeiten an den Innentankpumpen ist als integraler Bestandteil des Dachstahlbaus eine Kranbahn mit Laufkatze vorzusehen. Die Kranlasten sind separat an den Fußpunkten des Dachstahlbaus auszuweisen.

Die Laufkatze muss mit 2 simultan operierenden Seilen ausgestattet sein, um ein unbeabsichtigtes Herabstürzen der Pumpe zu verhindern. Durch diese Maßnahme ist die Betrachtung einer außergewöhnlichen Lastsituation „Anprall der Pumpe auf die Dachkuppel“ nicht erforderlich.

Die Hebekapazität soll dem 1,5-fachen Gewicht der Pumpe mit Kopfplatte (headplate) entsprechen.

Alternativ kann ein Turmkran im Bereich des Traufrings installiert werden. Die Flucht- und Rettungswege sind bei der Wahl der Aufstellortes zu berücksichtigen. Bezüglich der Ausstattung und der Lastübertragung gelten die gleichen Vorgaben wie für Konstruktion mit Laufkatze.

8.3.3 Schneelasten

Schneelasten sind nach DIN EN 1991-1-3 für den Standort Brunsbüttel in der Schneelastzone 2 mit $s_k = 0.85 \text{ kN/m}^2$ anzusetzen. Eine Erhöhung des lastseitigen Teilsicherheitsbeiwertes der Schneelast y_{Schnee} nach TRAS 320 um $K_{FI} = 1,1$ auf $y_{\text{Schnee}} = 1,1 \times 1,5 = 1,65$ ist vorzunehmen.

Schneelasten sind zusätzlich als außergewöhnliche Einwirkung nach DIN EN 1990 zu berücksichtigen. Dabei ist die Schneelast mit dem 2,3-fachen Wert der charakteristischen Schneelast nach DIN EN 1990 anzusetzen [R1].

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 37 von 96

8.3.4 Windlasten

Windlasten sind nach DIN EN 1991-1-4 für den Standort Brunsbüttel wie folgt anzusetzen:

- Windzone 4 - Küste:
 - Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0} = 30$ m/s und
 - Basisgeschwindigkeitsdruck $q_{b,0} = 0,56$ kN/m²
- Geländekategorie II
 - Rauigkeitslänge $z_0 = 0,05$ m
 - Profilexponent $\alpha = 0,16$

Eine Erhöhung des lastseitigen Teilsicherheitsbeiwertes der Windlast y_{Wind} nach TRAS 320 um $K_{FI} = 1,1$ auf $y_{Wind} = 1,1 \times 1,5 = 1,65$ ist vorzunehmen. Die räumliche Verteilung des Winddrucks auf Wand und Kuppel ist nach DIN EN 1991-1-4 anzusetzen.

Anmerkung:

Sofern durch den Bauablauf ausgeschlossen werden kann, dass die inneren Ausbauten (Innentank, Auskleidung, etc.) durch Wind belastet werden, braucht eine Windeinwirkung auf diese nicht berücksichtigt zu werden. Mögliche Maßnahmen können sein (exemplarisch):

- Fertigstellung des Außentanks (Bodenplatte, Wand, Kuppel) bevor mit dem Bau der inneren Ausbauten begonnen wird. In Kombination mit:
- Bauseits montierte Tore, die die inneren Ausbauten vor Windeinwirkungen durch die temporären Wandöffnungen des Außentanks abschirmen und geschlossen werden können.

8.3.5 Eislasten

Eislasten klimatischen Ursprungs an Dach, Wand und Bodenplatte müssen in der Bemessung des Tankbauwerks (Dach, Wand, Bodenplatte) nicht berücksichtigt werden.

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 38 von 96

Die Eislasten im Dachstahlbau sind separat an den Fußpunkten des Dachstahlbaus auszuweisen und sind sofern indirekt in der Bemessung des Tankbauwerks zu berücksichtigen.

Nach TRAS 320 in Kombination mit DIN 1055-5 ist die Zone 1 anzusetzen.

8.3.6 Temperatur

Für die jahreszeitlichen Schwankungen der klimatischen Temperatur ist DIN EN 1991-1-5 zur berücksichtigen. Für die Überschreitungswahrscheinlichkeit $p = 0,01$ ergeben sich die charakteristischen Außenlufttemperaturen zu:

Tab. 8-4: klimatische Temperatur $p = 0,01$

maximale Außenlufttemperatur $T_{\max, \text{klim}, k}$	°C	38,4
minimale. Außenlufttemperatur $T_{\min, \text{klim}, k}$	°C	-26,7

Thermische Zwangsbelastungen infolge des Temperaturgradienten zwischen klimatischer Außentemperatur und Tankinnerem (z.B. Betonwand, Kuppel, etc.) sind zu berücksichtigen.

In Abhängigkeit des Bauzeitenplans müssen für Bauzustände angepasste Außenlufttemperaturen berücksichtigt werden. Der empfohlene Pauschalwert für $T_0 = 10^\circ\text{C}$ aus DIN EN 1991-1-5 wird nicht übernommen, aufgrund der jahreszeitlichen Schwankungen während der avisierten gesamten Dauer der Bauzeit von etwa 3 Jahren.

Für den außergewöhnlichen Lastfall „Leckage des Primärbehälters“ (Leiteinwirkung) sind die klimatischen Temperaturen (Nebeneinwirkung) mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit $p = 0,10$ anzusetzen.

Tab. 8-5: klimatische Temperatur $p = 0,10$

maximale Außenlufttemperatur $T_{\max, \text{klim}, k}$	°C	33,6
minimale. Außenlufttemperatur $T_{\min, \text{klim}, k}$	°C	-17,9

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 39 von 96

8.3.7 Bauzustände

Ein exemplarischer Bauablauf ist in [R63] dargestellt. Generell sind Bauzustände nach EN 1991-1-6 zu berücksichtigen.

Besondere Anforderungen:

- Abgehängte Decke (in Anlehnung an DIN EN 14620):
 - Es ist eine gleichmäßig verteilte Verkehrslast von 0,5 kN/m² anzusetzen (Bauzustand und Wartung, nicht im Betrieb).
 - Es ist eine einzelne Verkehrslast von 1,5 kN verteilt auf eine Grundfläche von 0,3 x 0,3 m an jeder Stelle der Decke – jedoch nicht gleichzeitig – anzusetzen.
 - Es ist zu berücksichtigen, dass ein Deckenhänger im Bauzustand ausfällt. Ein lokales Plastizieren ist zulässig, jedoch ist ein Verlust der Lagesicherheit auszuschließen (z.B. durch kinematische Ketten).
 - Sofern Material (z.B. Mineralwolle) auf dem Deck ungleichmäßig verteilt zwischengelagert werden soll, ist dies in der Bemessung zu berücksichtigen. Die Lagerflächen sind bauseits in Lage und mit maximaler Belastung zu kennzeichnen. Ein Teilsicherheitsbeiwert von 1,5 ist anzusetzen.
- Stahlkuppel:
 - Schneelasten müssen nicht angesetzt werden, sofern Vorkehrungen getroffen werden (Räumung) oder ausgeschlossen werden können (Errichtung im Sommer).
 - Es ist eine gleichmäßig verteilte Verkehrslast von 1,5 kN/m² anzusetzen.
 - Sofern während der Bauzustände Betonstabstahl auf der Stahlkuppel zwischengelagert werden soll, sind diese Flächen gesondert in der Bemessung zu berücksichtigen und mit Angabe der Lage und der maximalen zulässigen Last auf der Kuppel zu kennzeichnen. Ein Teilsicherheitsbeiwert von 1,5 ist anzusetzen.
 - Sofern die Betonage des Dachs unter Luftdruck geschieht, kann dieser in der Bemessung angesetzt werden. Ein 100% redundantes Luftdrucksystem ist vorzusehen. Die Teilsicherheitsbeiwerte für den

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 40 von 96

Grenzzustand der Tragfähigkeit für den inneren Überdruck sind mit 0,9 (günstig) respektive 1.2 (ungünstig) anzusetzen.

- Durch die Betonage in mehreren Abschnitten kommt es zu eingepprägten (Vor-)Verformungszuständen, die in der Bemessung zu berücksichtigen sind.
- Die Betonage ist in geschlossenen Ringen über die komplette Dachdicke vorzunehmen (radiale Breite bis zu etwa 5 m im äußeren Kuppelbereich). Radiale Fugen sind nicht zulässig. Jeder einzelne Betoniervorgang ist fugenlos herzustellen („frisch in frisch“ Betonage).
- Das Dach kann als Verbundkonstruktion entworfen, bemessen und konstruiert werden. Die Regeln aus EN 1994 sind einzuhalten.
- Der Ansatz der Stahlbleche der Kuppel als (Teil-)Ersatz der unteren Bewehrungslage ist nicht zulässig.
- Sofern im Montagezustand der Kuppel Dachsegmente eingehoben werden, sind Hebezustände gesondert nachzuweisen. Sofern dies durch den Bauablauf ausgeschlossen werden kann, müssen Windlasten im Hebezustand nicht betrachtet werden.
- Innentankbegehungsanlage / Leiteranlage
 - Im Betriebszustand sind keine Verkehrslasten anzunehmen.
 - Für Montagezustände sind die Vorgaben der DIN 18799 einzuhalten

8.3.8 Lasten infolge Rohrleitungen

Die Rohrleitungen sind so zu konstruieren, dass diese über Stahlbau (vertikale Rohrführung, Dachbühne, etc.) geführt werden und nicht direkt am Außentank befestigt werden.

Für Rohrleitungsstützen, die durch Innendruck oberhalb von 500 mbarg belastet werden, z.B. die Pumpenschächte, sind nach EN 13480 zu dimensionieren. Besonders Augenmerk gilt beim Lastübergang zwischen den Geltungsbereichen zwischen DIN EN 13480 und Eurocode. Dieser ist an der Außenseite des Mantelrohrs; die Schweißverbindung muss nach DIN EN 1993-1-8 nachgewiesen werden. Der Nachweis des oberen und unteren Ringblechs, des Mantelrohrs und der

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 41 von 96

Verankerung im Beton ist nach den einschlägigen Teilen der DIN EN 1992, 1993 und 1994 zu führen. Die besonderen Regeln für nicht rostende Stähle sind einzuhalten.

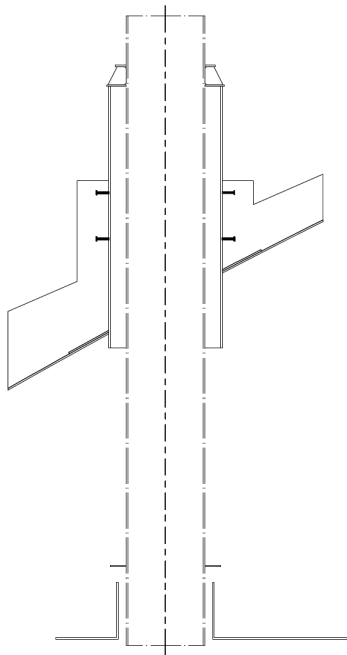


Abb. 8-1: Geltungsbereich Eurocode (durchgehende Linie) bzw. EN 13480 (Strich-Punkt-Linie)

Mantelrohr, Betonkragen und Verankerung sind so zu bemessen und zu konstruieren, dass im Endzustand die Ringnaht zwischen Mantelrohr und Stahlkuppel nicht für den Lastabtrag erforderlich ist.

Montagezustände einschließlich Windlasten (vor Betonage der Kuppel) sind zu berücksichtigen.

Sofern bauverfahrenstechnisch Gasdichtigkeit gewährleistet werden kann, kann auf das Dopplungsblech auf der stählernen Dachhaut verzichtet werden.

8.3.9 Lasten infolge externer Strukturen

Lasten infolge der externen Strukturen (einschließlich Apparate- und Rohrleitungslasten) müssen an den Auflagerpunkten als charakteristische Lasten übergeben werden (Eigengewicht, Wind, Schnee, Rohrschub, Kran, etc.).



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 42 von 96

Zwangsbeanspruchungen infolge Differenzsetzung zwischen Tankbauwerk und externen Strukturen (z.B. Treppenturm, sofern dieser auf einem eigenen Fundament steht) müssen berücksichtigt werden.

Für Zwangsbeanspruchungen infolge Setzungen während der Prüfung wird auf das Kapitel 8.4 verwiesen.

8.4 Lasten während der Prüfung

8.4.1 Hydrostatischer Test

Der Innentank wird einer Probefüllung mit Wasser ausgesetzt. Eine Probefüllung des Außentanks ist nicht vorgesehen. Der Pegel der Wasserfüllung im Innentank errechnet sich in Anlehnung an DIN EN 14620-5 nach:

$$H_{Test} = 1,25 \cdot MDLL \cdot \frac{\rho_{AM,k}}{\rho_{Test,k}} \quad \text{GL 8-2}$$

mit:

Tab. 8-6: Belastungen im hydrostatischen Test

Testflüssigkeit	Wasser
Dichte $\rho_{Test,k}$	1000 kg/m ³
Dichte $\rho_{AM,k}$	682 kg/m ³
Haltezeit bei max. Testfüllstand	min. 24 h
Toleranz	+ 0,0 m / - 0,050 m
Teilsicherheitsbeiwert für die Wasserfüllung $y_{F,Test}$	1,05
Max. Testfüllstand (für die Bemessung zu berücksichtigen) ²	gemäß GL 8-2 (~32.354mm)

² Basierend auf Bauherrenentscheidung und Gleichung GL 8-2

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 43 von 96

Weitere Informationen zur Füllstandberechnung und zum Testablauf sind Annex A: Füllstandberechnung und Annex E: hydrostatischer und pneumatischer Tanktest zu entnehmen.

Sofern möglich, sollten äußere Strukturen (z.B. Treppenturm, Rohrleitungen und ihre Stützkonstruktion) erst nach dem hydrostatischen resp. pneumatischen Test dauerhaft mit dem Tankbauwerk verbunden werden, um Zwängungen infolge der Erstsetzung und anschließender Entspannung zu umgehen. Falls dies infolge des Bauablaufs nicht möglich ist, sind diese Zwangsverformungen zu berücksichtigen. Für das Tankbauwerk sind dies unter anderem lokale Lasteinleitungen an den Verankerungspunkten der äußeren Strukturen.

8.4.2 Pneumatischer Test

Der ausgekleidete Außentank wird einem pneumatischen (Gasdruck) Dichtigkeitstest unterzogen. Die Gasdrücke errechnen sich in Anlehnung an DIN EN 14620 nach:

$$p_{pneu,Test,max,k} = 1,25 \cdot p_{pneu,max,k} \quad \text{GL 8-3}$$

$$p_{pneu,Test,min,k} = 1,0 \cdot p_{pneu,min,k} \quad \text{GL 8-4}$$

Der pneumatische Test kann durchgeführt werden, wenn der Innentank noch mit Wasser gefüllt ist, um das zu komprimierende Luftvolumen im Außentank zu reduzieren. Bei kombiniertem Test wird eine Reduktion des Wasserstandes im Innentank während des pneumatischen Tests empfohlen, um eine unnötige Überbelastung des Fundamentes zu vermeiden.

Tab. 8-7: Belastungen im pneumatischen Test

Teilsicherheitsbeiwert für pneumatische Testlasten $y_{pneu,Test}$	1,05
Toleranz auf (reduzierten) Wasserstand	+ 0,0 m / - 0,050 m
Haltezeit bei max. Testüberdruck	30 min
Toleranz für max. Testüberdruck	+ 2% / - 0%
Haltezeit bei min. Testunterdruck	nicht erforderlich
Toleranz für min. Testunterdruck	+ 0% / - 2%



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 44 von 96

In jedem Fall muss der Testablauf im Vorhinein festgelegt werden und entsprechend in der Bemessung berücksichtigt werden.

8.5 Setzungen

Die Setzungen des Tankbauwerks sind durch folgende Grenzwerte beschränkt:

- Globale Schiefstellung: 1:500
- Differentielle Setzung entlang jeder radialen Linie zwischen Tankmittelpunkt und jedem Punkt auf dem äußeren Umfang der Bodenplatte: 1:300
- Differentielle Setzung entlang des äußeren Umfangs der Bodenplatte: 1:500
- Absolute Setzung bis zum Endzustand: nicht beschränkt, jedoch ist der Zwang infolge Setzung auf betroffene Strukturen (Treppenturm, Rohrführung, etc.) und Komponenten zu berücksichtigen. Siehe dazu: Kapitel 8.4 und 8.3.9.

8.6 Zyklische Belastungen

8.6.1 Befüllungs- und Entleerungsvorgänge

Das Tankbauwerk ist zyklischen Belastungen infolge Befüllung und Entleerung ausgesetzt.

Ein vollständiger Zyklus (Befüllung und Entleerung) zwischen minNOL, MNOL und maxNOL ist alle 6 Tage vorgesehen.

8.6.2 Schwankungen des Gasdrucks

Die Schwankungen sind in der Bandbreite der Betriebsdrücke vorgesehen. Ein vollständiger Zyklus zwischen dem minimalen Betriebsdruck, maximalen Betriebsdruck und minimalen Betriebsdruck ist für die Tragwerksbemessung einmal täglich anzunehmen.

8.6.3 Außerbetriebnahme des Tanks

Planmäßige Außerbetriebnahme (sog. Warmfahren) und Inspektion sind während der Lebensdauer des Tankbauwerks nicht vorgesehen. Zur Abdeckung unvorhersehbarer Ereignisse müssen in der Bemessung 4 Zyklen (Außerbetriebnahme und Wiederinbetriebnahme) berücksichtigt werden

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 45 von 96

8.6.4 Dynamische Lasten infolge Pumpenbetrieb.

Dynamische Lasten infolge Pumpenbetrieb auf die stützenden baulichen Komponenten sind durch einen geeigneten Entwurf zu minimieren. Diese Lasten sind nach DIN EN 1991-3 für die stützenden baulichen Komponenten zu berücksichtigen. Ermüdung dieser ist nach DIN EN 1993-1-9 zu berücksichtigen.

Die Vibrationssensoren sind an der Pumpe zu installieren, um Schwingungen während des Betriebes zu messen und mögliche Schädigungen der Pumpen zu erkennen.

8.7 Vorspannung

Die Belastung durch Vorspannung und Teilvorspannung in Bauzuständen (z.B. Betonage der Kuppel) und im Endzustand ist nach EN 1990 zu berücksichtigen. Insbesondere ist die Spannreihenfolge im Vorhinein festzulegen. Dies betrifft insbesondere die Lisenen und die damit einhergehende erforderliche Querbewehrung bei einseitiger Vorspannung.

Die einwirkungsseitigen Teilsicherheitsbeiwerte sind aus dem NA Deutschland der DIN EN 1992-1 Kapitel 2.4.2 zu übernehmen.

Tab. 8-8: Teilsicherheitsbeiwerte Vorspannung (Einwirkung)

Schwinden y_{SH}	2.4.2.1 (1)	1,0
Vorspannung $y_{P,fav}$	2.4.2.2 (1)	1,0
Vorspannung $y_{P,unfav}$	2.4.2.2 (2)	1,0
Vorspannung bei nicht-linearer Schnittgrößenermittlung $y_{P,unfav}, y_{P,fav}$	2.4.2.2 (2)	1,2 / 0,83
Spaltzugbewehrung	2.4.2.2 (3)	1,35
Ermüdung $y_{F,fat}$	2.4.2.3 (1)	1,0

8.8 Außergewöhnliche Belastungen

8.8.1 Außergewöhnliche Lasten in Zusammenhang mit EN 1991-1-7

Die in EN 1991-1-7 genannten außergewöhnlichen Lasten

- Anprall Straßenfahrzeuge
- Anprall Gabelstapler

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 46 von 96

- Innenraumexplosion

können ausgeschlossen werden und müssen nicht berücksichtigt werden.

8.8.2 Leckage des Primärbehälters

Durch eine deterministische Sicherheitsbetrachtung ist eine Leckage des Primärbehälters in der Bemessung des Außentanks und des thermischen Eckschutzes zu berücksichtigen.

Das maximale Leckagevolumen ist korrespondierend zum Bemessungsfüllstand MDLL im Innentank für den Außentank zu berechnen.

Hinweis: Sofern transiente Analysen erforderlich sind, sollte die theoretische Lochgröße 20 mm betragen. Das Loch ist 1 m über dem Innentankboden angeordnet.

Es ist davon auszugehen, dass der Außentank graduell gefüllt wird.

Zusätzlich zur maximalen Leckagehöhe sind Zwischenhöhen zu untersuchen:

- Für die Bemessung des thermischen Eckschutzes sind Zwischenhöhen mindestens in den Viertelpunkten bis zur Höhe des Abdeckblechs zu berücksichtigen.
 - Die Leckagehöhe bis zum Abdeckblech verursacht den maximalen thermischen Zwang an der Verankerungsstelle infolge des kalten Eckschutzes und des warmen Betontanks.
 - Zusätzlich ist die Auflast infolge maximalem Leckagevolumen in der Bemessung zu berücksichtigen.
- Für die Bemessung des Betontanks sind Zwischenhöhen mindestens in den Achtelpunkten bis zum Leckagefüllstand zu berücksichtigen. Bei jeder Leckagehöhe ist zu berücksichtigen, dass sich aufgrund der thermischen Trägheit des Betontanks das thermische Gleichgewicht (zwischen der kalten Innenseite und der warmen Außenseite der Wand) erst nach Tagen einstellt.

Die Leckage des Primärbehälters bedingt kausal eine zusätzliche Belastung des Außentanks mit dem Bemessungsüberdruck. Die Teilsicherheitsbeiwerte für hydrostatischen Druck und Temperatur sind mit 1,0 anzunehmen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 47 von 96

Die im Betriebszustand gas- und flüssigkeitsdichte Auskleidung des Betontanks aus Baustahl wird als nicht wirksam unter Flüssigkeitstemperatur angesehen, so dass die Funktion Flüssigkeitsdichtigkeit vom Betontank übernommen werden muss. Dafür ist zu gewährleisten, dass in der Betonwand eine 100 mm Restdruckzone vorhanden ist, in der eine Restdruckspannung von 1 N/mm² nicht unterschritten wird.

Hinweise: Es sollten nicht-lineare Berechnungsansätze zur realistischen Abbildung des Betonverhaltens unter kombinierter thermischer und mechanischer Belastung verwendet werden. Eine Anwendung der Superpositionsprinzip entfällt dann.

Für die unterschiedlichen Füllstände sind die Temperaturentwicklungen im Bauteil (z.B. in Form von Isothermen) zu berücksichtigen.

8.8.3 Leckage auf dem Dach

In der Bemessung ist eine Leckage auf dem Dach im Bereich der Pumpenplattform zu berücksichtigen. Für die Leckagemenge ist zu berücksichtigen:

- Lochdurchmesser: Angaben aus [R65]
- Leckagedauer: etwa 5 min (in Abhängigkeit der Detektionsgeschwindigkeit und Reaktionszeit des PCS und ESD-Systems zum Abschalten der Förderpumpen respektive Schließen der Armaturen.)

Für die Leckagemenge, die tatsächlich thermisch das Dach belastet, können Verdampfungsverluste infolge strahlartiger Leckage, Umgebungstemperatur und Kuppeltemperatur angesetzt werden.

Es sind die gleichen Umgebungstemperaturen wie bei Leckage des Primärbehälters anzusetzen.

Potenzielle konstruktive Maßnahmen zur räumlichen Eindämmung und Abführung der Leckage:

- Treppenturm und vertikale Rohrführung sind – sofern gefährdet – durch eine Aufkantung im Bereich des Traufrings zu schützen

8.8.4 Explosionsdruckwelle

Der Außentank und die Gründung sind für eine äußere Explosionsdruckwelle zu bemessen. Die zeitliche und räumliche Verteilung des reflektierten Explosionsdruck ist wie folgt anzunehmen.

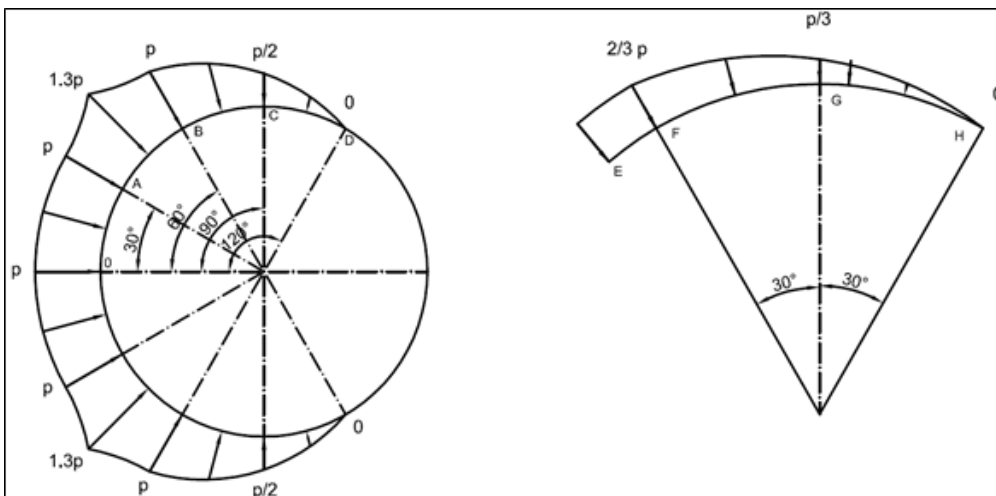


Abb. 8-2: räumliche Verteilung des Explosionsdrucks auf Tankwand und -dach [R47]

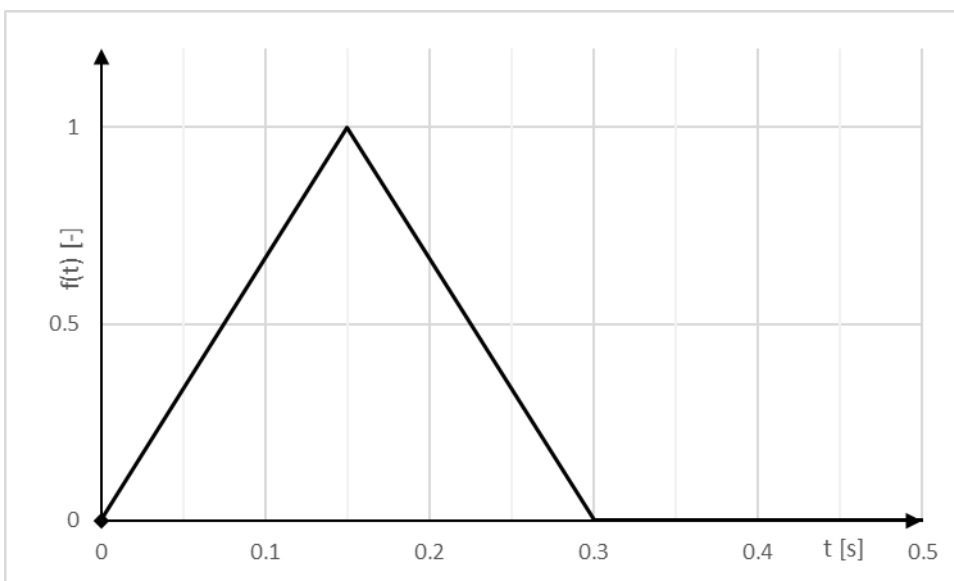


Abb. 8-3: Zeitverlaufsfunktion des Explosionsdrucks [R47]



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 49 von 96

Als oberer Grenzwert für den Zeitverlauf des reflektierten Explosionsdruck wird folgende Gleichung angenommen.

$$p_{ex,max,r}(t) = f(t) \cdot p \quad \text{GL 8-5}$$

mit:

$f(t)$ = zeitliche Verlaufsfunktion nach obiger Abbildung

p = reflektierter Explosionsdruck: 300 mbarg

Der innere Gasdruck im Außentank ist in der Bandbreite der Betriebsdrücke anzunehmen. Die Flüssigkeitslast im Innentank ist mit minNOL (minimale Auflast) und MNOL (maximale Auflast) anzunehmen.

8.8.5 Anprall und Beschuss

In der Bemessung ist eine deterministische Anprall-Last zu berücksichtigen, die senkrecht auf Kuppel oder Wand trifft. Folgende Eigenschaften sind zu berücksichtigen:

Tab. 8-9: Anprallbelastung

Masse des Projektils	kg	150
Geschwindigkeit	m/s	50
Durchmesser	m	0,5
Duktilität	-	keine

Hinweis: der Nachweis muss nach der Methode in CEB 187 [R44] erfolgen.

8.8.6 Wärmebelastung infolge Brand

Die Bemessung des Tankbauwerks muss eine Wärmebelastung durch Brand in der Umgebung beinhalten.

Als erster Richtwert und oberer Grenzwert für die Brandlasten werden folgende Annahmen getroffen:

Brand am Austritt der Abblaseleitung der Überdruckventile:

- Wärmestrahlung: 32 kW/m²
- Dauer: 2h

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 50 von 96



German LNG
Terminal

- Eine ungünstige Windrichtung ist zu berücksichtigen

8.8.7 Überflutung

Nach den Regeln der TRAS 310 sind die Hochwassergefahrenkarten HW₂₀₀ bzw. HQ₂₀₀ für außergewöhnliche Überflutung anzuwenden (siehe [R5]).

Entgegen den überflutungsbedingten Auftriebslasten ist lediglich das Eigengewicht anzusetzen.

Die Wirkung des Hochwassers auf die Tragfähigkeit des Bodens ist zu berücksichtigen. Für diesen Fall ist der Füllstand MNOL zu berücksichtigen.

Der innere Gasdruck im Außentank ist in der Bandbreite der Betriebsdrücke anzunehmen. Befüllungsvorgänge müssen nicht berücksichtigt werden.

Die Bodenheizung des Tanks ist konstruktiv so auszubilden, dass diese auch bei dauerhafter Überflutung funktionsfähig ist und es zu keiner Bildung einer Frostlinse kommen kann. Die Öffnungen der Inklinometerrohre müssen wasserdicht verschließbar sein.

8.9 Erdbebenbelastung

8.9.1 Generelles

Für das Tankbauwerk sind zwei seismische Szenarien in der Bemessung zu berücksichtigen – siehe auch DIN EN 14620:

- OBE – Erdbebenbelastung im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit
 - Entspricht einer Wiederkehrperiode von 475a
 - Überschreitungswahrscheinlichkeit von 10% in 50 Jahren
- SSE – Erdbebenbelastung im Grenzzustand der Tragfähigkeit
 - Entspricht einer Wiederkehrperiode von 4975a
 - Überschreitungswahrscheinlichkeit von 1% in 50 Jahren

Für den Standort ist eine probabilistische seismische Standortgefährdungsanalyse (PSHA) [R50] durchgeführt worden, die die relevanten Antwortspektren enthält. Das



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 51 von 96

in der probabilistischen seismischen Standortgefährdungsanalyse [R50] dargestellte Antwortspektrum für 5000 Jahre ist für das SSE Szenario ungemindert zu berücksichtigen.

Für beide Erdbeben Szenarien ist folgendes zu berücksichtigen.

- Füllstand im Innentank:
 - Der Innentank ist bis zum Füllstand MNOL gefüllt.
 - Der Innentank ist bis zum Füllstand minNOL gefüllt („Tank leer“).
- Der Außentank ist in der Bandbreite der Betriebsdrücke belastet.
- Der Ansatz von Verhaltensbeiwerten für Außentank und Innentank ist nicht zulässig ($q = 1$).
- Die Kombinationsregeln für die seismische Bemessung nach EN 1990 sind zu berücksichtigen. Ein zeitgleiches Auftreten einer anderen außergewöhnlichen Einwirkung braucht nicht berücksichtigt zu werden.

Für das Tankbauwerk sind dynamische Boden-Bauwerks-Interaktionsberechnungen durchzuführen, um die globalen dynamischen Effekte korrekt abzubilden und die erforderlichen Etagenspektren zur Bemessung der einzelnen Komponenten zu ermitteln – siehe auch Annex C: Berechnungsmethoden in diesem Dokument.

Die hydrodynamischen Flüssigkeitsdrücke infolge horizontaler (3 Komponenten) und vertikaler (2 Komponenten) seismischer Anregung müssen nach dem Verfahren in EN 1998-4 Anhang A ermittelt werden und je Richtung mit der SRSS Methode im Rahmen einer Antwortspektrenanalyse kombiniert werden. Trägheitskräfte müssen zusätzlich berücksichtigt werden.

Die Überlagerung der Richtungen erfolgt nach den Regeln aus EN 1998-4 mit einer horizontalen Hauptrichtung, also:

- 1,0x horizontal \pm 0,3x vertikal
- 0,3x horizontal \pm 1,0x vertikal

Der Ansatz einer zweiten horizontalen Hauptrichtung ist infolge der Axialsymmetrie des Tankbauwerks nicht erforderlich (s. EN 1998-4 Kapitel 4.2).

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 52 von 96

Sofern eine Zeitverlaufsrechnung durchgeführt wird, sind die Drücke mittels der direkten Summe zu kombinieren.

Der Innentank ist mit dem erforderlichen Freiboard zu konstruieren, so dass

- ein Überschwappen des LNG in den Isolierraum und
- ein Flüssigkeitskontakt des LNG mit der abgehängten Decke

nicht möglich ist. Dazu ist folgende Ungleichung nachzuweisen (EN 1998-4 A.2.14)

$$H_{IT} \geq \max \left\{ \begin{array}{l} MDLL + 0.3 \text{ m} \\ MNOL + d_{max,OBE} \\ MDLL + d_{max,SSE} \end{array} \right\} \quad \text{GL 8-6}$$

mit:

H_{IT} = Mantelhöhe des Innentanks

d_{max} = Höhe der Schwappwelle im berücksichtigten Erdbebenszenario

Für die Dämpfung werden nach EN 1998 folgende Werte empfohlen:

Tab. 8-10: Materialdämpfung

Material Dämpfung (EN 1998)	OBE	SSE
Stahl	2%	5%
Stahlbeton	5%	7%
Vorgespannter Stahlbeton	4%	5%
Bodenisolierung (je nach Hersteller)	max. 5%	max. 5%

Für abweichende Dämpfungen von 5% müssen die Regeln aus EN 1998-1 bzgl. Dämpfungskorrekturen angewendet werden.

8.9.2 OBE – Erdbebenbelastung im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit

Für das OBE Szenario ist eine Skalierung der hydrostatischen und hydrodynamischen Drücke (γ -fache respektive γ_1 -fache Last) nicht erforderlich.

Ein Abheben von Innentank und Außentank ist nicht zulässig.

Globales Gleiten und Abheben ist mit einer Sicherheit von 1.5 nachzuweisen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 53 von 96

8.9.3 SSE - Erdbebenbelastung im Grenzzustand der Tragfähigkeit

Sofern der unverankerte Innentank abheben sollte, ist die Abhebehöhe durch die Rotation des Bodenrandblechs (EN 1998-4 A.9.5) zu begrenzen. Bei Abheben ist der Membranzustand der Bodenrandbleche und Bodenzentralbleche einschließlich der Verbindung nachzuweisen.

Globales Gleiten ist mit einer Sicherheit von 1,0 nachzuweisen.

8.10 Teilsicherheitsbeiwerte

Die Nachweise der baulichen Komponenten – sowohl aus Beton als auch aus Stahl und Aluminium – müssen nach der Grenzzustandstheorie erfolgen, die in den entsprechenden Teilen der Eurocodes verankert ist.

Die Teilsicherheitsbeiwerte der Einwirkungen sind den einschlägigen Teilen der Eurocodes (EN 1990 und EN 1991) zu entnehmen – sofern diese in diesem Dokument nicht abweichend angegeben sind.

Die Teilsicherheitsbeiwerte der Widerstände sind den einschlägigen Teilen der Eurocodes (EN 1992, EN 1993, EN 1994 und EN 1999) zu entnehmen – sofern diese in diesem Dokument nicht abweichend angegeben sind.

8.11 Bemessungskombinationen

Zur Definition der Bemessungskombinationen und ihrer lastseitigen Grundgleichungen im ULS und SLS wird auf EN 1990 Kapitel 6.4 und 6.5 verwiesen.

Die Bemessung muss folgende Situationen berücksichtigen:

- Bauzustände
- Hydrostatischer und pneumatischer Test
- Inbetriebnahme und Abkühlung
- Betriebszustände
- Außerbetriebnahme und Wiedereinbetriebnahme
- Erdbeben
- Außergewöhnliche Situationen



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 54 von 96

Kombinationsbeiwerte sind nach EN 1990 zu verwenden. Ausnahme bilden kausale Abhängigkeiten z.B.:

- infolge Betriebes: z.B. die Einwirkung Flüssigkeitslast mit LNG bedingt kausal die Einwirkung Flüssigkeitstemperatur. Eine Verwendung eines Kombinationsbeiwertes $\Psi < 1$ ist nicht zulässig.
- Infolge Erdbeben: z.B. die Abminderung der hydrostatischen Last mit $\Psi_{2,i} < 1$ in der Kombination nach Gleichung 6.12.b aus DIN EN 1990 ist nicht zulässig.

Außergewöhnliche Einwirkungen und Erdbebeneinwirkungen müssen nur für die jeweiligen Betriebszustände nachgewiesen werden, wobei nur eine außergewöhnliche Einwirkung respektive Erdbeben gleichzeitig anzusetzen ist.

Der Lastfall OBE (Erdbeben im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit) muss nicht mit anderen außergewöhnlichen Einwirkungen kombiniert werden.

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 55 von 96

9 Baustoffe - Bauteile aus Beton

9.1 Betongüte und Expositionsclassen

Tab. 9-1: Betongüte und Expositionsclassen

Bauteil	Expositionsklasse	Min. Betondruckfestigkeitsklasse
Tiefgründung	XC2, XA1, XS1	C30/37
Bodenplatte	XC4, XF1, XS1	C30/37
Wand, Trauftring, Lisenen	XC4, XF1, XS1	C40/50
Dach (Kuppel), Kragen, Sockel	XC4, XF1, XS1	C30/37
Auflagering des Innentanks	X0	C30/37
Ausgleichsschichten im Tank	X0	C20/25

Um die thermische Isolierwirkung im Bodenbereich zu verbessern, kann gefügedichter Leichtbeton (LC, kein haufwerkporiger Leichtbeton) für die monolithisch herzustellenden Ausgleichsschichten bzw. den Auflagering des Innentanks verwendet werden, sofern dieser die tragwerkplanerischen Anforderungen erfüllt.

Die Betondeckung ist nach EN 1992 festzulegen. Die Betondeckung an der

- Oberseite der Bodenplatte
- Innenseite der Wand
- Unterseite der Kuppel

darf abgemindert werden, da im Betrieb keine Schädigung durch das gelagerte Produkt zu erwarten sind (Expositionsklasse X0) und kein Sauerstoff für atmosphärisch bedingte Korrosion vorhanden ist.

Weitere Ausnahme bilden bewehrte Pfähle, sofern diese zum Einsatz kommen sollten. Dort ist die Mindestbetondeckung von 70 mm einzuhalten.

9.2 Bewehrung

Es ist gerippter, unbeschichteter Betonstabstahl nach DIN 488 zu verwenden.

Tab. 9-2: Betonstabstahleigenschaften

Kurzname	B500B
----------	-------

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 56 von 96

Duktilitätsklasse	B
Streckgrenzenverhältnis	$(R_m / R_e) \geq 1.08$

Nach EN 1992-1-1 Tabelle C.1 ist die Bemessung im Temperaturbereich bis -40°C ohne weitere Überlegungen zulässig.

Für Bauteile, die unter Betriebsbedingungen (z.B. Auflagerring des Innentanks) oder in außergewöhnlichen Bemessungssituationen (Innenseite der Betonwand bei Leckage des Innentanks) Temperaturen unter -40°C ausgesetzt sind, können folgende Ansätze gewählt werden:

- Reduktion der Streckgrenze des Betonstahls in Abhängigkeit der Temperatur
- Wahl einer kaltzähen Bewehrung mit allgemeiner bauaufsichtlicher Zulassung (abZ) oder Zustimmung im Einzelfall (ZiE) sofern diese die mechanischen Anforderungen nach DIN 488 erfüllen.

Für die Eignung der Bewehrung für den Einsatz im Tieftemperaturbereich wird auf Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich verwiesen.

Bewehrungsmuffen müssen für die Anwendung im Tieftemperaturbereich – sofern die Position der Muffe dies erfordert - und für dynamische Beanspruchung (hier: Erdbeben) bauaufsichtlich zugelassen sein.

Das Schweißen von Bewehrung ist planmäßig nicht zulässig. Sofern kaltzähe Bewehrung zum Einsatz kommt, sind Schweißarbeiten an dieser nicht zulässig.

9.3 Spannstahl

Es sind kaltgezogene 7-Draht Spannstahlilitzen im nachträglichen Verbund zu verwenden. Die Einschränkungen der MVV TB Teil A-1 sind zu beachten im Rahmen der bauaufsichtlichen Zulassung des Spannsystems. Das Spannsystem muss für die Anwendung für tiefe Temperaturen bauaufsichtlich zugelassen sein (abZ oder ZiE).

Tab. 9-3: Spannstahleigenschaften

Stahlbezeichnung (prEN 10138)	Y 1860S7-15,7
-------------------------------	---------------

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 57 von 96

Die Hüllrohre müssen nach DIN EN 523 und 524 geeignet sein. Die Eignung des Verpressmörtels ist nach DIN 445 – 447 sicherzustellen.

Spannglieder müssen binnen 1 Woche nach dem Einschießen gespannt und verpresst werden. Die Vorgaben der bauaufsichtlichen Zulassung insbesondere für den Zeitraum zwischen Einschießen und Verpressen sind zu berücksichtigen. Nur verpresste Spannglieder dürfen statisch angesetzt werden unter Beachtung der Aushärtezeiten des Verpressmörtels.

9.4 Teilsicherheitsbeiwerte

Für den Grenzzustand der Tragfähigkeit werden die Teilsicherheitsbeiwerte nach DIN EN 1992-1 verwiesen.

Tab. 9-4: Teilsicherheitsbeiwerte im ULS

Bemessungssituation	γ_c für Beton	γ_s für Betonstahl und Spannstahl
Ständig und vorübergehend	1,5	1,15
Außergewöhnlich / Erdbeben	1,3	1,0

Einwirkung aus Vorspannung: die einwirkungsseitigen Teilsicherheitsbeiwerte sind aus dem NA Deutschland der DIN EN 1991-1 Kapitel 2.4.2 zu übernehmen (siehe auch Kapitel 8.7 dieses Dokumentes).

Ermüdungslasten infolge zyklischer Beanspruchung sind mit $\gamma_{F,fat} = 1,0$ zu berücksichtigen. Für die Widerstände gelten nach DIN EN 1992-1 die Werte der ständigen und vorübergehenden Bemessungssituation.

9.5 Besondere Anforderungen an die Rissbreite

Bezüglich der Rissbreite sind folgende Grenzwerte einzuhalten:

- Vorgespannte Bauteile: $w_k \leq 0,2$
- Nicht vorgespannte Bauteile $w_k \leq 0,3$

Insbesondere die Rissbreite der vorgespannten Wand muss eingehalten werden, um die Flüssigkeitsdichtigkeit des Außentanks in der außergewöhnlichen Bemessungssituation „Leckage des Primärbehälters“ zu gewährleisten.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 58 von 96

Ein Rissbreitennachweis unter Erdbebeneinwirkung ist nicht erforderlich.

Reversible Risse infolge des hydrostatischen und/oder pneumatischen Tests müssen in der Bemessung infolge der avisierten Dauer von etwa 1 bis 2 Monaten nicht gesondert berücksichtigt werden. Irreversible Anteile müssen in der Bemessung in Verbindung mit Betriebszuständen und außergewöhnlichen Bemessungssituationen berücksichtigt werden.

9.6 Besondere Anforderungen an der die Flüssigkeitsdichtheit

Neben der Anforderung an die Flüssigkeitsdichtheit im vorhergehenden Abschnitt, ist nachzuweisen, dass sowohl der Eckschutz flüssigkeitsdicht bleibt als auch dass es zu keiner Ablösung des Eckschutzes im Verankerungsbereich kommt, da sonst Flüssigkeit unter den thermischen Eckschutz gelangen kann.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 59 von 96

10 Baustoffe - Bauteile aus Metall

10.1 Allgemeines

Für alle metallischen Komponenten des Tankbauwerks muss kein Korrosionszuschlag berücksichtigt werden.

Alle metallischen Komponenten des Tankbauwerks müssen mit einem Prüfzeugnis 3.1 zertifiziert sein.

10.2 Innentank

Der Innentank (Boden, Mantel, Steifen, Lasteinleitungsplatten etc.) ist aus Blechen des folgenden Werkstoffs zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10028-4 1.5663

Zur Qualifizierung des Werkstoffs für die Temperaturbereiche Betrieb und Errichtung sind die Vorgaben aus Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich einzuhalten. Die Werkstoffeigenschaften des Stahls erfüllen die grundsätzlichen Anforderungen an die Bemessung nach DIN EN 1993-1-1.

10.2.1 Grenzzustände der Tragfähigkeit

Die Teilsicherheitsbeiwerte auf der Widerstandsseite werden in Anlehnung an DIN EN 1993-4-2 wie folgt festgelegt:

Tab. 10-1: Teilsicherheitsbeiwerte ULS

Widerstand der geschweißten Schalenwand gegenüber dem plastischen Grenzzustand, Querschnittswiderstand	γ_{M0}	1,10
Stabilitätswiderstand der Schalenwand	γ_{M1}	1,10
Bruchwiderstand der geschweißten Schalenwand	γ_{M2}	1,25
Widerstand der Schalenwand gegenüber zyklischer Plastizierung	γ_{M4}	1,10
Widerstand von geschweißten Verbindungen oder Stößen	γ_{M5}	1,25
Ermüdungswiderstand der Schalenwand	γ_{M6}	1,10

Es sind die Grenzzustände der Tragfähigkeit nach DIN EN 1993-1-6 nachzuweisen.

Diese umfassen im Besonderen:

- LS 1: Grenzzustand Plastische Grenze oder Zugbruch
- LS 2: Grenzzustand zyklisches Plastizieren



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 60 von 96

- LS 3: Grenzzustand Beulen
- LS 4: Grenzzustand Ermüdung

Die Stabilitätsnachweise der versteiften Schalenwand unter Außendruck (Perlitdruck und seismische Belastung) sind nach DIN EN 1993-1-6 zu führen. Die Anwendung der Nachweise nach DIN EN 1998-4 A10 ist nicht zulässig (Formelfehler), lediglich das Lastmodell der seismisch induzierten Drücke ist zu übernehmen.

Sofern der Innentank unter seismischer Belastung abheben sollte, gelten folgende Einschränkungen und Hinweise:

- Die Diagramme in DIN EN 1998-4 A9 basieren auf Berechnungen für Festdachtanks mit erhöhter Auflast. Diese sind nicht zu extrapolieren.
- Ein vollständiges Abheben des Bodenrandblechs ist nicht zulässig. Die Naht zwischen Bodenrandblech und Bodenzentralblech muss in Kontakt mit der darunterliegenden Betonschicht bleiben (Begrenzung der radialen Abhebelänge)
- Der Abhebenachweis muss mit einer FE-Berechnung beführt werden. Die Grenzzustände LS 1 und LS 2 sind nachzuweisen.

Unter statischer und dynamischer Belastung kommt es zu mehrdimensionalen Spannungszuständen an verschiedenen Stellen des Innentanks, die in der Bemessung zu berücksichtigen sind:

- Ringzugspannungen infolge hydrostatischer Last
- Ringdruckspannungen infolge Perlitdruck und seismischer Flüssigkeitswirkung
- Schubspannungen infolge seismischer Flüssigkeitswirkung
- Axialdruckspannungen infolge Eigengewicht, Silodruck und seismischer Einwirkung
- Axialzugspannungen infolge seismischer Einwirkung

Für die Wahl des Berechnungskonzeptes wird auf DIN EN 1993-1-6 (2.2) verwiesen.

Die Schweißnahtnachweise sind nach DIN EN 1993-1-8 zu führen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 61 von 96

10.2.2 Grenzzustände der Gebrauchstauglichkeit

Die Teilsicherheitsbeiwerte auf der Widerstandsseite werden in Anlehnung an DIN EN 1993-4-2 wie folgt festgelegt:

Tab. 10-2: Teilsicherheitsbeiwert SLS

Teilsicherheitsbeiwert der Gebrauchstauglichkeit	γ_{MSer}	1,00
--	-----------------	------

Im Rahmen der Gebrauchstauglichkeit und Funktionalität ist darauf zu achten, dass lokale Lasteinleitungen so auszubilden sind, dass thermischer Zwang und Verformung minimiert werden (z.B. radiale Kontraktion der Innentankschale und radial feste Position der im Dach eingehängten Pumpenschächte, die am Innentank seitlich geführt sind).

Die radiale Bauchung infolge des Flüssigkeitsdrucks und die damit einhergehende Verschiebung der schalenseitigen Halterung geführter Rohre ist zu berücksichtigen.

10.3 Thermischer Eckschutz (TPS)

Der thermische Eckschutz ist aus Blechen des folgenden Werkstoffs zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10028-4 1.5663.

Zur Qualifizierung des Werkstoffs für die Temperaturbereiche Betrieb (einschließlich außergewöhnlicher Einwirkungen und Erdbeben) und Errichtung sind die Vorgaben aus Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich einzuhalten.

Für die Grenzzustände der Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit gelten die gleichen Teilsicherheitsbeiwerte wie für den Innentank.

10.4 Auskleidung

Die metallische Auskleidung ist aus Blechen des folgenden Werkstoffs zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10025-2 1.0117 oder 1.0145



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 62 von 96

Es sind die Grenzzustände der Tragfähigkeit nach DIN EN 1993-1-7 nachzuweisen. Schweißnähte sind nach EN 1993-1-8 nachzuweisen. Geschraubte Verbindungen sind nicht zulässig.

Für die Rückverankerung im Beton sind die Grenzzustände der Tragfähigkeit nach DIN EN 1992-4 nachzuweisen.

Hinweise: Das zeitabhängige Betonverhalten ist in der Bemessung der Wandauskleidung als äußerer Zwang zu berücksichtigen. Durch betriebsbedingte wechselnde Druckzustände kann es zu Ermüdungserscheinungen im Bereich der Schweißnaht zwischen Auskleidungsblech und Einbauteil kommen.

10.5 Stahldach

Das Dachgespärre ist aus Walzprofilen der Stahlsorten zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10025-2 1.0117 oder 1.0145 oder 1.0577

Es sind die Grenzzustände der Tragfähigkeit nach DIN EN 1993-1-1 nachzuweisen. Es gelten folgende erhöhte Teilsicherheitsbeiwerte in Anlehnung an DIN EN 1993-1-1 (auch für außergewöhnliche Bemessungssituationen):

Tab. 10-3: Teilsicherheitsbeiwerte ULS

Beanspruchbarkeit von Querschnitten	γ_{M0}	1,10
Beanspruchbarkeit von Bauteilen bei Stabilitätsversagen	γ_{M1}	1,10
Beanspruchbarkeit von Querschnitten bei Bruchversagen infolge Zugbeanspruchung	γ_{M2}	1,25

Schweißnähte und geschraubte Verbindungen sind nach EN 1993-1-8 nachzuweisen. Vorgespannte Schraubverbindungen sind nur nach Rücksprache zulässig.

Für die Dachhaut gelten sinngemäß die gleichen Anforderungen wie für die Auskleidung.

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 63 von 96

Hinweise: Durch die Dachbetonage in Abschnitten kommt es zu eingepprägten Verformungszuständen, die in der Bemessung zu berücksichtigen sind. Sofern das Stahldach mit der Betonkuppel als zusammenwirkende Verbundkonstruktion bemessen wird, sind die Regeln von DIN EN 1994 zu berücksichtigen.

Sofern keine Verbundkonstruktion vorliegt, müssen für das Stahldach keine Gebrauchstauglichkeitsnachweise im Betriebszustand geführt werden. In jedem Fall ist ein minimaler Abstand der Dübel einzuhalten, der ein Ablösen der Dachhaut vom Beton bei betriebsbedingtem Unterdruck verhindert.

Je nach Bauverfahren wird der Dacheckring in den Bauzuständen unterschiedlich belastet. Für die Stahlauswahl des Dacheckrings gelten die gleichen Vorgaben wie für das Dachgespärre. Die Teilsicherheitsbeiwerte auf der Widerstandsseite des Dacheckrings sind im Folgenden tabelliert.

Tab. 10-4: Teilsicherheitsbeiwerte ULS

Widerstand gegenüber dem plastischen Grenzzustand, Querschnittswiderstand	γ_{M0}	1,10
Stabilitätswiderstand	γ_{M1}	1,10
Bruchwiderstand	γ_{M2}	1,25

Während der Bauzustände temporär wirkende Verankerungen des Dacheckrings im Traufring sind mit den gleichen Teilsicherheitsbeiwerten auf der Widerstandsseite nachzuweisen wie das Dachgespärre.

Üblicherweise werden 2 ringförmige Kranbahnen unter der Kuppel positioniert.

- auf dem Radius des Innentanks zur Positionierung der Innentankbleche
- auf dem mittleren Radius des Ringraums für Montagegondeln oder Mannkörbe

Die Kranbahnen können im Endzustand im Tank verbleiben. Die Bemessung ist nach DIN EN 1993-6 durchzuführen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 64 von 96

10.6 Abgehängte Decke

Die abgehängte Decke ist entweder als

- Geschweißte plattenartige, ringversteifte Blechkonstruktion oder
- Geschraubte Kassettendecke

aus Aluminium nach Blechtafeln nach DIN EN 485 und 515 zu konstruieren. Die Bemessung muss nach den einschlägigen Teilen der DIN EN 1999 erfolgen. Die Teilsicherheitsbeiwerte auf der Widerstandsseite sind dem NA Deutschland zu entnehmen.

Die Hängerkonstruktion ist aus Edelstahldrahtseilen mit einstellbarem Spannschloss vorzusehen.

Hinweis: Bei der Auswahl der Verbindungsmittel (Schrauben) muss unter Umständen ein unterschiedlicher Wärmeausdehnungskoeffizient der Materialien berücksichtigt werden, um ein Lösen im kalten Betriebszustand zu verhindern.

Im Betriebszustand sind sowohl die abgehängte Decke als auch der untere Teil der Hängerkonstruktion der Betriebstemperatur ausgesetzt. Es wird auf Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich verwiesen.

10.7 Begehungsanlage im Inneren des Tankbauwerk

Die Begehungsanlage unterhalb der abgehängten Decke ist aus folgendem Werkstoff zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10028-7 1.4301

Hinweise: Für den Werkstoff 1.4301 wird im Zusammenhang mit DIN EN 1993-1-4 auf den Materialstandard DIN EN 10088 verwiesen. Es handelt sich um den gleichen Werkstoff. Zusätzlich sind in DIN EN 10028-7 mechanische Eigenschaften für tiefe Temperaturen hinterlegt (Einwirkung durch Eigengewicht im Betriebszustand). Alternativ können die Verfahren aus DIN EN 1993-1-10 angewendet werden.

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 65 von 96

Die Teilsicherheitsbeiwerte auf der Widerstandsseite der Begehungsanlage sind im Folgenden tabelliert

Tab. 10-5: Teilsicherheitsbeiwerte ULS

Querschnittstragfähigkeit gegenüber ausgeprägtem Fließen einschließlich lokaler Instabilitäten	γ_{M0}	1,10
Bauteiltragfähigkeit gegenüber Instabilitäten entsprechend Bauteilnachweisen	γ_{M1}	1,10
Querschnittstragfähigkeit gegenüber Zugbruch	γ_{M2}	1,25
Beanspruchbarkeit von Schrauben, Nieten, Schweißnähten, Bolzen und Blechen mit Lochleibungsbeanspruchung	γ_{M2}	1,25

Die Begehungsanlage oberhalb der abgehängten Decke ist aus folgendem Werkstoffen zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10025-2 1.0117 oder 1.0145

Es gelten folgende erhöhte Teilsicherheitsbeiwerte in Anlehnung an DIN EN 1993-1-1 (auch für außergewöhnliche Bemessungssituationen):

Beanspruchbarkeit von Querschnitten	γ_{M0}	1,10
Beanspruchbarkeit von Bauteilen bei Stabilitätsversagen	γ_{M1}	1,10
Beanspruchbarkeit von Querschnitten bei Bruchversagen infolge Zugbeanspruchung	γ_{M2}	1,25

10.8 Stützen und Verrohrung im Tankbauwerk

Die Stützen- und Verrohrungsanlage des Tanks ist ausschließlich über das Dach zu führen. Seitliche Anschlüsse (Wand, Mantel) oder am Boden – dauerhaft oder temporär - sind nicht zulässig.

Sofern innere Rohrleitungen nicht in den Geltungsbereich von DIN EN 13480 fallen, sind diese nach EN 1993-1-1 nachzuweisen. Sofern diese Rohrleitungen durch einen Innendruck belastet sind, ist dieser zusätzlich in der Bemessung zu berücksichtigen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 66 von 96

Rohrleitungen, die im Betrieb oder in außergewöhnlichen Situationen (z.B. Leckage Innentank) der Betriebstemperatur ausgesetzt sind, sind aus folgendem Werkstoff zu konstruieren und zu bemessen:

DIN EN 10028-7 1.4301

Die Teilsicherheitsbeiwerte auf der Widerstandsseite sind im Folgenden tabelliert

Bauteiltragfähigkeit gegenüber Instabilitäten entsprechend Bauteilnachweisen	y_{M1}	1,10
Querschnittstragfähigkeit gegenüber Zugbruch	y_{M2}	1,25
Beanspruchbarkeit von Schrauben, Nieten, Schweißnähten, Bolzen und Blechen mit Lochleibungsbeanspruchung	y_{M2}	1,25

Je nach Ausbreitung der Temperatur (z.B. flüssigkeitsführende Rohrleitungen mit Kältefluss durch die Ringbleche ins Mantelrohr) sind angepasste Materialeigenschaften zu berücksichtigen. Informationen zur Eisbildung sind in Kapitel 12.2 genannt.

Stutzen und innere Rohrleitungen, die unter keinen Umständen der Betriebstemperatur ausgesetzt sind und nicht in den Geltungsbereich der DIN EN 13480 fallen, sind aus Baustahl zu konstruieren und zu bemessen. Für die Materialauswahl und die Teilsicherheitsbeiwerte gelten die Anforderungen aus Kapitel 10.5 dieses Dokumentes.

Die Verankerung mit Kopfbolzen in den Betonkragen ist nach EN 1992-4 nachzuweisen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 67 von 96

11 Thermische Isolierung

11.1 Allgemeines

Lediglich die thermische Bodenisolierung sorgt für den Lastabtrag des Innentanks auf die Bodenplatte des Außentanks in Bau-, Test- und Betriebszuständen sowie Erdbeben. Die Schaumglas-Isolierung im Wandbereich unter dem TPS ist drucktragend für die Lasten aus der Perlit-Schüttung und – im Leckagefall des Innentanks – hydrostatische Flüssigkeitslasten.

Alle weiteren thermischen Isolierungen sind lediglich einwirkungsseitig zu berücksichtigen. Dies sind:

- Perlit-Schüttung im Ringraum
- Ausgleichsmatten auf der Außenseite des Innentanks
- Mineralwollematten auf der abgehängten Decke
- Isolierung der Stutzenrohre im zwischen abgehängter Decke und Kuppel

11.2 Bodenbereich

Im Bodenbereich ist ein mehrlagiger Aufbau von Schaumglasblöcken mit dazwischenliegenden bituminösen Ausgleichsbahnen vorzusehen.

Der Tragfähigkeitsnachweis der Bodenisolierung ist nach DIN EN 14620-4 Anhang C³ zu führen, mit folgender Einschränkung:

Die Bemessungseinwirkung („ $y_L \times S$ “ in DIN EN 14620-4 Anhang C) ist durch die Summe der Bemessungseinwirkungen nach DIN EN 1990 Kapitel 6.4 und 6.5 zu ersetzen.

Hinweise: Unter Erdbebeneinwirkung erhöht sich der vertikale Bemessungsdruck auf die Bodenisolierung durch die vertikale Erdbebeneinwirkung und durch das globale Kippmoment des Innentank. Durch den Horizontalschub des

³ In Abwesenheit von Bemessungsregeln in DIN 4119 bzw. Eurocode wird an dieser Stelle auf DIN EN 14620-4 Anhang C verwiesen.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 68 von 96



German LNG
Terminal

Innentanks kommt es einerseits zu Schubspannungen in der Bodenisolierung und andererseits - durch das Krepelmoment des Innentankauflagerrings - zu erhöhten vertikalen Druckspannungen.

Für die Bodenisolierung wird auf Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich verwiesen.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 69 von 96



German LNG
Terminal

12 Thermische Berechnungen

12.1 Boil-off Berechnung (Wärmeeintrag)

Die maximale BOG-Rate ist 0,05 Vol.-% pro Tag. Für die Wärmeeintragsberechnung sind folgende Randbedingungen anzusetzen:

- Der Füllstand im Tank ist MNOL.
- Auf der sicheren Seite ist für die gelagerte Flüssigkeit reines Methan anzunehmen.
- Die atmosphärische Windgeschwindigkeit ist mit 0 m/s anzunehmen.
- Die klimatischen Daten für die Luftfeuchte, Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung sind vom Standort Brunsbüttel zu entnehmen.

12.2 Eisbildung an Stutzen

Es ist sowohl der Kältefluß entlang des Stutzenrohres durch die Ringplatte / Diaphragmablech ins Mantelrohr als auch der Kältefluss durch die Isolierung zwischen Stutzenrohr und Mantelrohr zu berücksichtigen. An der Übergangsstelle vom Mantelrohr zum Betonkragen darf es an der Außenseite zu keiner betriebsbedingten Eisbildung kommen. Die klimatischen Randbedingungen sind vom Standort Brunsbüttel zu berücksichtigen.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 70 von 96

13 Konstruktive Durchbildung

13.1 Massivbau

13.1.1 Allgemeines:

- Alle Kanten sind mit 25mm Dreiecksleisten zu schalen
- Der Wand-Bodenplatten-Anschluss ist biegesteif monolithisch zu bemessen und zu konstruieren.
- Alle äußeren horizontalen Flächen (Überstand der Bodenplatte, Oberseite Traufring, Oberseite Stützenkragen) sind mit 2% Gefälle nach außen herzustellen, um das Abfließen von Regenwasser zu gewährleisten.
- Vertikale Betonierfugen in der Betonwand und im Traufring sind nicht zulässig.
- Die Bodenplatte ist vorzugsweise in einem Betoniervorgang herzustellen.
- Die Bodenplatte sollte im Randbereich unter der Wand mit erhöhter Dicke hergestellt werden.
- Betonierfugen im Dach sind senkrecht zur Schalenmittelfläche anzuordnen
- Der Mindestabstand von horizontalen Betonierfugen in der Wand zur Achse der benachbarten horizontalen Spannglieder muss mindestens 0,3 m betragen. Eine Überdeckung der Spaltzugbewehrung von mindestens 20 mm muss gewährleistet sein.
- Der größte zu verwendende Betonstabstahldurchmesser ist 28 mm.

13.1.2 Vorspannung

- Spanngliedführung:
 - Die Achsen der vertikalen Spannglieder sind tangential äquidistant in der Mittelfläche der Wand anzuordnen. Die vertikalen Spannglieder sollten mit U-Rohren aus Baustahl in der Bodenplatte umgelenkt werden. Der Scheitelpunkt muss im unteren Drittel der Bodenplatte liegen. Alternativ können Festanker zur Verankerung in der Bodenplatte verwendet werden.
 - Horizontale Spannglieder müssen in der äußeren Wandhälfte verlaufen. Ein Mindestabstand zwischen dem Hüllrohr des horizontalen Spanngliedes und dem vertikalen bzw. der wandaußenseitigen Bewehrung ist einzuhalten. Horizontale Spannglieder auf gleicher Höhe



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 71 von 96

müssen vom gleichen Typ (Werkstoff, Querschnitt, Litzenzahl, etc.) sein. Eine Staffelung der Litzenzahl in Abhängigkeit der Höhe infolge statischer Notwendigkeit wird empfohlen.

- Horizontale Spannglieder müssen tangential geradlinig in die Ankertasche der Lisene geführt werden. Eine Gegenkrümmung ist nicht zulässig.
- Ankertaschen:
 - Die Ankerköpfe der horizontalen Spannglieder müssen in Ankertaschen in der Flanke der Lisene verankert werden. Eine vollflächige Vermörtelung der Flanke ist nicht zulässig.
 - Die Abmessungen der Ankertasche sind der jeweiligen bauaufsichtlichen Zulassung zu entnehmen. Der Vergusskörper ist durch einbetonierte konstruktive Bewehrung gegen Herausbrechen zu sichern. Ein nachträgliches Einbohren und Einkleben der konstruktiven Bewehrung ist nicht zulässig.

13.1.3 Stützenkragen

- Alle Dachstützen sind mit Betonkragen zu planen.
- Stützenkragen müssen mindestens 200mm über die Außenhaut der Betonkuppel hinausragen und eine (radiale) Breite von mindestens 200mm haben. Die Fuge zwischen Mantelrohr (bzw. Stützenrohr) und Betonkragen ist dauerelastisch und witterungsbeständig zu versiegeln.

13.1.4 Sockel

- Niedrig belastete Auflagerpunkte der Dachbühne oder des Handlaufs können mit Reaktionsankern befestigt werden. Die Einschränkungen der jeweiligen bauaufsichtlichen Zulassung sind zu berücksichtigen.
- Hoch belastete Auflagerpunkte der Dachbühne sind so auszubilden, dass der tiefste Punkt des Verankerungselements oberhalb der (oberen) Kuppeloberfläche liegt, so dass sich die Bautoleranzen, die infolge der Kuppelbetonage zwangsläufig entstehen, nicht in die Stahlplattform fortsetzen.
- Bei der konstruktiven Durchbildung der Sockel sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 72 von 96

- Die vertikalen Bügel sind paarweise als offene (U-)Bügel zu bemessen. Die erforderliche Übergreifungslänge nach EN 1992 ist einzuhalten. Die offenen Bügel sollen gewährleisten, dass die planmäßige Oberkante des Sockels nicht wesentlich durch die Bautoleranzen der Kuppel gestört wird und die Sollhöhe erreicht wird.
- Eine Umschnürungsbewehrung (horizontal Bügel) ist vorzusehen.
- Sofern ein Vergusspolster erforderlich ist, ist die Dicke auf das Minimum der nachfolgenden Werte zu begrenzen:
 - 20 mm
 - max. Dicke nach bauaufsichtlicher Zulassung des Einbauteils.
- Es ist ausschließlich schwundfreier Vergussmörtel zu verwenden.
- Sofern behelfsweise Unterlegbleche z.B. für die Errichtung der Dachbühnen verwendet werden, sind diese zu entfernen.

13.1.5 Montageöffnungen (TCO)

- Es sind 2 Montageöffnungen vorzusehen: Eine große für bauliche Aktivitäten, eine kleine als Fluchtweg.
 - Die minimalen Abmessungen des kleinen TCO sind: 1,5 x 2,5 m (B x H)
 - Die Abmessungen des großen TCO richten sich nach den Erfordernissen des Bauablaufs.
- Die Unterkante der TCOs sollten baubedingt auf Höhe des Innentankbodens liegen.
- Die Kanten der TCOs müssen mindestens 0,5 m vom nächstliegenden horizontalen und vertikalen Spannglied entfernt sein.
- Die Laibungsfläche der TCOs ist formschlüssig auszubilden. Es ist darauf zu achten, dass die Bewehrungsmuffen ausreichend vor Beschädigungen infolge Bauablauf geschützt sind. Gleiches gilt für die kreuzenden Hüllrohre.
- Es ist ein umlaufender Verpressschlauch vorzusehen.

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 73 von 96

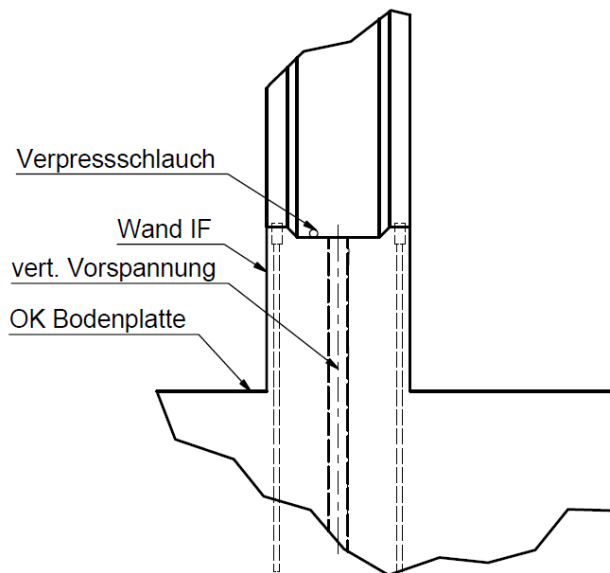


Abb. 13-1: Typisches Detail des TCO

13.1.6 Einbauplatten

- Außenseitig zur Befestigung von Treppenturm, Rohrleitungsgerüst etc.:
 - Die Einbauplatten im Wandbereich sind in Edelstahl (1.4301) auszuführen und mit Kopfbolzen zu verankern. Sofern statisch erforderlich ist eine Schubknagge vorzusehen. Um Mischnähte und Schweißarbeiten auf der Baustelle zu minimieren, sind Fahnenbleche (1.4301) an den Platten zu verschweißen und die Baustahlkonstruktion geschraubt an diesen zu befestigen. Kontaktkorrosion ist konstruktiv auszuschließen.
 - Sofern durch die Tragwerksplanung abgedeckt, können niedrig belastete Auflagerpunkte der Notleiter mit Reaktionsankern befestigt werden.
- Innen: Auskleidung
 - Schweißnähte der Verankerungsbleche sind mit Unterlegblech zu konstruieren.
 - Die Anzahl an Kreuznähten ist auf ein Mindestmaß zu beschränken
- Innen: TPS

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 74 von 96

- Das Abdeckblech ist an Ober- und Unterseite mit dem Ringeinbauteil zu verschweißen.
- Die Verbindung zwischen benachbarten Abdeckblechen ist als durchgeschweißte Stumpfnah zu planen.
- Zwischen radialen Schweißnähten des Abdeckblechs und vertikalen Schweißnähten des zylindrischen Teils müssen mindestens 300 mm liegen.

13.1.7 Temporäre Drainage:

- Es sind mindestens 12 L-förmige temporäre Drainagerohre (z.B. aus Hüllrohr) in die Bodenplatte einzubauen, die Regenwasser auf der Bodenplatte nach außen abführen. Die Enden sind mit einem konstruktiven Querstab zu sichern. Die Drainagerohre sind von unten nach oben mit schwundfreiem Vergussmörtel zu schließen.
- Es sind mindestens 12 temporäre Drainagerohre (z.B. aus Hüllrohr) in das Dach und den Traufing einzubauen, die das Regenwasser auf dem Dach während der Bauphasen nach außen abführen. Die Enden sind mit einem konstruktiven Querstab zu sichern. Die Drainagerohre sind von unten nach oben mit schwundfreiem Vergussmörtel zu schließen. Je nach Betonierplan müssen die Drainagerohre verlängerbar sein.

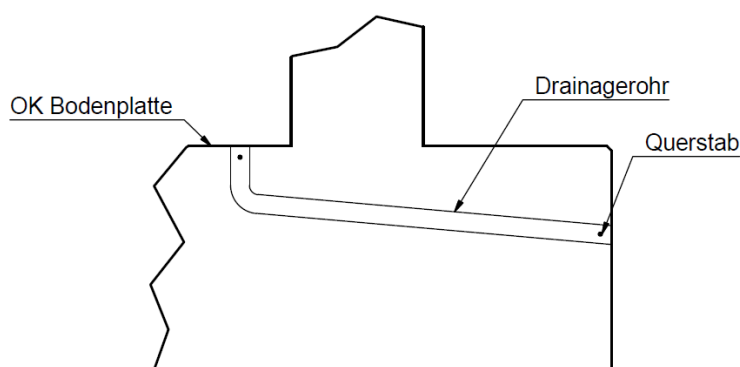


Abb. 13-2: Temporäre Drainage (exemplarisch)



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 75 von 96

13.1.8 Auflagerring des Innentank

Der Auflagerring ist monolithisch und fugenlos in Ortbeton zu planen und auszuführen. Die Bewehrung in Ringrichtung ist durchlaufend zu planen. Die Verwendung von vorgefertigten Betonblöcken ist nicht zulässig.

Die Ebenheitstoleranzen nach DIN EN 14620-2 Kapitel 6.3.1 und 6.3.2 sind einzuhalten.

13.2 Stahlbau

Im Allgemeinen wird auf die Empfehlungen zur konstruktiven Durchbildung der stahlbaulichen Tankkomponenten auf DIN 4119 verwiesen. Sofern dort keine Angaben gemacht werden, wird DIN EN 14620 herangezogen mit folgenden generellen Einschränkungen: Die Berechnungsformeln aus DIN EN 14620-2 sind nicht zu verwenden. Die ermittelten Blech- und Nahtabmessungen müssen auf rechnerischen Nachweisen nach Eurocode basieren. Zur Vereinfachung werden in diesem Abschnitt die Bezeichnungen aus DIN EN 14620-2 verwendet. Von in diesem Abschnitt angegebenen konstruktiven Mindestabmessungen kann abgewichen, wenn eine tragwerksplanerische oder baupraktische Notwendigkeit besteht. Weitere Einschränkungen sind in den folgenden Abschnitten enthalten.

13.2.1 Innentank

- Bodenrandbleche (in Anlehnung an DIN EN 14620-2 Kapitel 5.2.1.1.1)
 - Als konstruktive Mindestabmessung für l_a gilt: 600 mm
 - Als konstruktive Mindestabmessung für e_a gilt: 12 mm
 - Die gegenüberliegenden Kanten der Bodenrandbleche müssen jeweils
 - Gerade sein, wo sie mit dem benachbarten Bodenrandblech verschweißt werden.
 - Konzentrische Bögen sein. Polygonale Kanten in Ringrichtung sind nicht zulässig.
 - Das Bodenrandblech muss dünner ausgeführt werden als der unterste Schuss, um ein mögliches Fließgelenk in der Mantel-Boden-Ecke in das Bodenrandblech zu verlagern.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 76 von 96

- Radiale Nähte zwischen den Bodenrandblechen sind von oben stumpf über die vollständige Blechdicke verschweißt auszubilden (mit keramischer Schweißbadsicherung). Der Abstand dieser Nähte muss in Umfangsrichtung mindestens 300 mm von vertikalen Mantelnähten sein.
- Als konstruktive Mindestabmessung von der Außenseite des Mantelblechs zur Außenkante des Bodenrandblechs ist 80 mm einzuhalten.
- Die Verbindungsnaht zwischen Mantel und Bodenrandblech ist als beidseitige Kehlnaht mit tiefem Einbrand oder als durchgeschweißte Stumpfnah auszuführen. (Hinweis: Die Konfiguration der beidseitigen Kehlnaht mit tiefem Einbrand erleichtert die Blasenprüfung). Die Nahtabmessungen richten sich ausschließlich nach den Bemessungsergebnissen.
- Die Verwendung einer dauerhaften Unterlage (DIN 14620-2 Bild 1 Item 4) ist nicht zulässig. Eine keramische Schweißbadsicherung ist zu verwenden, die nach dem Schweißen zu entfernen ist, so dass die Bodenrandbleche vollflächig aufliegen.
- Bodenbleche (DIN EN 14620-2 Kapitel 5.2.1.1.2)
 - Als konstruktives Mindestmaß für die Überlappung von Bodenblech und Bodenringblech sind 80 mm einzuhalten.
 - Die Verbindung der Bodenbleche ist als Stumpfnah mit Unterlegblech auszuführen.
 - Der äußere Einhüllende der Bodenbleche muss einer Kreiskontur folgen.
 - Sofern Verstärkungsbleche im Bereich der Bodenbleche und Bodenringbleche erforderlich sind (z.B. zur Abstützung von Standrohren), können diese mit einer Heftnaht befestigt werden. Werden diese Bleche umlaufend vollverschweißt ist eine nachträglich verschließbare Bohrung vorzusehen, um das eingeschlossene Luftvolumen abzusaugen.
- Mantelbleche (DIN EN 14620-2 Kapitel 5.2.1.2.1 – 5.2.1.2.3)

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 77 von 96

- Die Mindestdicke richtet sich nach den Ergebnissen der statischen und dynamischen Berechnungen einschließlich Bauzuständen. Die Anforderungen an die Mindestdicke und Berechnungswege in vorgenanntem Kapitel sind nicht anzuwenden (5.2.1.2.1 und 5.2.1.2.2). Für Mindestwandstärken wird auf [R14] verwiesen.
- Die Anforderungen an die Blechdickenstaffelung der Schüsse (unteres Blech in jedem Fall dicker als das darüberliegende) bleiben bestehen.
- Die Mittellinien der Mantelbleche müssen in einer Linie liegen (symmetrischer Kantenversatz bei Schüssen unterschiedlicher Dicke)
- Die konstruktiven Regeln in 5.2.1.2.3 a) – c) bleiben bestehen.
- Abweichend zu den Regeln in 5.2.1.2.3 d) sind die relevanten Einwirkungen aus Kapitel 8 dieses Dokumentes zu verwenden; die Nachweise der Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit sind nach Kapitel 10 dieses Dokumentes zu führen.
- Ringsteifen
 - Ringsteifen sind beidseitig (oberhalb und unterhalb) des Stegblechs mit Kehlnähten an der Zylinderschale zu verschweißen. Heftnähte sind nicht zulässig
 - An Kreuzungen mit vertikalen Mantelnähten sind sogenannte „Mäuselöcher“ vorzusehen. Der minimale Radius des Mäuselochs ist 25 mm.
- Generelle Anforderungen an lokale Verstärkungsbleche
 - Die Anzahl der lokalen Lasteinleitungen z.B. durch Führung der inneren Rohrleitungen ist auf ein Mindestmaß zu beschränken. Lokale Verstärkungsbleche sind in den Ecken mit mindestens 25 mm abzurunden.

13.2.2 Thermischer Eckschutz

Der thermische Eckschutz ist als Membran und nicht freitragend auszubilden. Das heißt, Boden-, Wand- und Abdeckblech können sich auf der darunterliegenden Isolierung bei Drucklasten von oben (bzw. Innen) abstützen.

- Bodenrandbleche

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 78 von 96

- Die Anforderungen an die Bodenrandbleche des Innentanks werden sofern zutreffend übernommen, mit folgenden Ausnahmen:
 - Die konstruktive Mindestdicke ist 5 mm
 - Lokale Verstärkungsbleche müssen umlaufend verschweißt werden
 - Der Anschluss an den Zylinder ist mit einem Unterlegblech zu konstruieren.
- Zylinder
 - Die Verbindungen zwischen den Blechen sind mit Unterlegblechen und durchgehenden Stumpfnähten auszuführen.
 - Die Verbindung der Bleche mit den Bodenrandblechen bzw. Abdeckblechen ist mit Unterlegblechen zu konstruieren.
- Abdeckbleche
 - Die Verbindung zum Ringeinbauteil ist beidseitig umlaufend mit Kehlnähten zu konstruieren.
 - Die Verbindungen zwischen den Abdeckblechen sind als durchgeschweißte Stumpfnah auszuführen.
- Zur Anordnung: s.a. Abbildung in Kapitel 5.1.

13.2.3 Stutzen

Die Verankerung des Mantelrohrs (respektive Stutzenrohr) an den Betonkragen ist mit Kopfbolzen auszuführen. Ein einbetoniertes Ringblech ist nicht zulässig.

Die Fuge zwischen Mantelrohr (respektive Stutzenrohr) und Betonkragen ist dauerelastisch und wetterbeständig zu versiegeln.

- Gas- und flüssigkeitsführende Rohrleitungen
 - Die Verbindung zwischen Stutzen / Stutzenhals und Rohrleitung ist geschweißt (nicht geschraubt) zu konstruieren.
- Andere Stutzen:
 - Der Abschluss der Stutzen ist mit einer geschraubten Verbindung zu konstruieren. Dies gilt u.a. für: Sicherheitsventile (Über- und

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 79 von 96

Unterdruck), Mannlöcher, Abdeckung der Pumpenschächte (Headplate) und Instrumentenstutzen.

Der konstruktive Mindestinnendurchmesser der beiden Einstiegsöffnungen (Mannlöcher) ist 800mm.

13.2.4 Auskleidung

Im Wand-Boden-Eck ist die Verbindung zwischen den Auskleidungsblechen von Boden und Wand mit einem L-Winkel Profil zu konstruieren. Eine typische Anordnung ist in Kapitel 5.1 dargestellt. Die Mindestabmessung ist L100x8 nach DIN EN 10056. Eine Verwendung von gekanteten Blechen ist nicht zulässig.

Alle Schweißverbindungen der Auskleidung sind mit 2 Übergängen auszuführen.

Alternativ zum aufgesetzten L-Profil kann ein mit Kopfbolzen rückverankertes L-Profil in die Bodenplatte (bzw. Wand) eingebaut werden.

13.2.5 Abgehängte Decke

Öffnungen in der Decke z.B. zur Rohrleitungsdurchführung oder Begehung sind mit versteiften Kragen zu konstruieren, die mindestens 100 mm über die daraufliegende Isolierung hinausragen.

Die Begehungsöffnung muss mit einer Absturzsicherung konstruiert werden.

13.2.6 Dach

Bleche der Dachhaut sind auf den Sparren zu verschweißen. Lose aufliegende Dachhaut sind nicht zulässig.

Knoten im Dachgespärre sind vorzugsweise als geschraubte Kopfplattenstöße auszubilden. Laschenstöße sind nur dort zulässig, wo diese nicht mit der Dachhaut kollidieren. Baustellengeschweißte Knoten sind soweit möglich zu vermeiden.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 80 von 96

13.2.7 Begehungsanlage im Inneren des Tankbauwerks

Die Leiteranlage unterhalb der abgehängten Decke ist so zu konstruieren, dass eine unterschiedliche thermische Kontraktion von Innentank und Leiter keine Zwangsspannungen hervorruft.

Die maximale Leiterzuglänge beträgt 6 m, danach muss ein Zwischenpodest angeordnet werden.

Generell sind die konstruktiven Anforderungen der DIN 18799-1 einzuhalten. Lokale Verstärkungsbleche am Innentankmantel müssen aus dem gleichen Material wie der Innentank sein.

Der Steg, der das Mannloch in der Kuppel mit dem Zugang zur Innentankleiter verbindet, muss von der Kuppel abgehängt werden und muss gewährleisten, dass die Deckenisolierung nicht bei Wartungsarbeiten beschädigt wird oder zur Seite geräumt werden muss.

13.3 Dämmung

Auf der Außenseite des Innentankmantels sind in regelmäßigen Abständen Stifte zu aufzukleben, die die Mineralwollematten in ihrer Lage fixieren. Ein Abrutschen der Matten ist durch geeignete konstruktive Maßnahmen, z.B. Klemmscheiben, zu verhindern. An der Oberkante des Innentankmantels sind die Matten über die Kante umzuschlagen und durch ein Klemmsystem zu befestigen.

An der Innenseite des Auflagerrings des Innentanks sollte ein mit Mineralwolle gefüllter Spalt vorgesehen werden, der Zwangsspannungen infolge unterschiedlicher Kontraktion von Beton und Schaumglasblöcken vermeidet.

Die Bodenisolierung ist mehrlagig zu konstruieren mit bituminösen Ausgleichsschichten oder trockenem Sand im Fugenbereich.

Die oberste Lage der Isolierung auf der abgehängten Decke ist mit Aluminiumbeschichtung auszuführen.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 81 von 96

Thermische Isolierung an Stutzenrohren unterhalb Kuppel ist konstruktiv in Position zu halten, z.B. durch Metallbänder.

Es ist über der abgehängten Decke und etwa auf Radius des Innentankmantels ein Perlitzau vorzusehen, der verhindert, dass sich das Perlitreservoir auf der abgehängten Decke verteilt.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 82 von 96

14 Annex A: Füllstandberechnung

14.1 Allgemeines

Die Füllstandberechnung für einen Tank zur Lagerung tiefkalt verflüssigter Gase muss den Anforderungen aller beteiligten Ingenieursdisziplinen gerecht werden. Diese betrifft vor allem Füllstandalarme und die ihre Verarbeitung im PCS (Prozessleitsystem) respektive ESD-System (Notfall Abschaltung), so dass ein Überfüllen des Tanks bzw. eine Beschädigung der Tauchmotorpumpen durch zu niedrigen Füllstand ausgeschlossen werden kann.

Daher wird im Folgenden ein generischer Weg aufgezeigt, wobei die projektspezifischen **bindenden Eingabewerte fett** gedruckt sind. Parameter, die erst während der Ausführungsplanung bestimmt werden können, sind in *kursiv* dargestellt.

14.2 Definitionen

14.2.1 Bemessungsrelevante Füllstände im Innentank

minNOL minimaler Füllstand zum ordnungsgemäßen Betrieb des Tanks (minimum normal operating (liquid) level)

MNOL maximaler Betriebsfüllstand des Tanks (maximum normal operating (liquid) level),

MDLL Höchster möglicher Füllstand, auch Bemessungsfüllstand (maximum design liquid level)

14.2.2 Flüssigkeitsvolumina

Netto Arbeitsvolumen Flüssigkeitsvolumen zwischen minNOL und MNOL (net. Working capacity)

Überfüllungsmarge Flüssigkeitsvolumen zwischen MNOL und MDLL (overfill protection margin)



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 83 von 96

Totvolumen Volumen unterhalb des „NPSHR at rated flow“ der Pumpe. Das Volumen kann nicht bei gefordertem Druck / Volumenstrom entnommen werden, sondern nur bei reduziertem Druck / Volumenstrom durch die Pumpen oder muss verdampft werden (Heel).

14.2.3 Füllstandalarme

LAH, LAHH, LAHHH Hochalarne der Füllstandsmessung (level alarm high, level alarm high-high, level alarm high-high-high). Betriebs- und sicherheitstechnische Warnsignale und Alarme, die z.T. ein automatisches Stoppen der Befüllung des Tanks auslösen)

LAL, LALL Niedrigalarne der Füllstandsmessung (level alarm low, level alarm low-low). Betriebstechnische Warnsignale und Sicherheitsalarne, die z.T. ein automatisches Stoppen der Tankentleerung auslösen)

NPSHR at rated flow erforderliche Haltedruckhöhe bei Nenndurchfluß (net. Positive suction head required at rated flow)

Die Eigenschaften der Füllstandalarne und ihre betriebs- und sicherheitstechnischen Funktionen sind in der Grafik des folgenden Abschnitts dargestellt.

14.3 Ablaufdiagramm

- **Netto Arbeitsvolumen: 165000 m³**
- **Warnintervall LAL – LALL 20 min**
- **Alarmintervall LAH – LAHH 15 min**
- **Alarmintervall LAHH – LAHHH 5 min**
- **Schließzeit LAHHH – MDLL nach Herstellervorgabe**
- **Innentankradius – warm 38,500 m**



Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 84 von 96

- Lichte Höhe zwischen Unterkante Fußventil der Pumpe und Innentankboden im Montagezustand (warm): min. (50 mm; Herstellervorgabe)

Die Volumina berechnen sich basierend auf dem Radius der mittleren Mantelfläche (R_{CL}) und der korrespondieren Höhe respektive Differenzhöhe.

Volumenströme:

Tab. 14-1: Tankvolumenströme (exemplarisch)

Tankbefüllungsvolumenstrom \dot{V}_{in}	10000	m ³ /h
Tankentleerungsvolumenstrom \dot{V}_{out}	3150	m ³ /h
• Innentankpumpe Typ 1 $\dot{V}_{out,1}$ (1x 1500 m ³ /h)	1500	
• Innentankpumpe Typ 2 $\dot{V}_{out,2}$ (3x 550 m ³ /h)	1650	

Für die Ermittlung von LAL und LALL sind die Kenndaten der Innentankpumpe Typ 2 zu verwenden. Verbindliche Kenndaten der Innentank Pumpen sind in den Herstellerspezifikationen zu entnehmen.

Angenommene Kenndaten der Pumpe und des Pumpenschachts (nach Herstellervorgaben anzupassen).

Tab. 14-2: Kenndaten Pumpe / Pumpenschacht (exemplarisch)

Angenommene Höhe des Ansaugtrichters über dem Tankboden – kalt (inkl. thermischer Kontraktion, Öffnung des Fußventils und Einbauhöhe)	0,300	m
Notfall „min. RESTART“ ab UK Ansaugtrichter	0,250	m
NPSHR at rated flow ab UK Ansaugtrichter	1,185	m
Normal „min. RESTART“ ab UK Ansaugtrichter	1,300	m

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 85 von 96

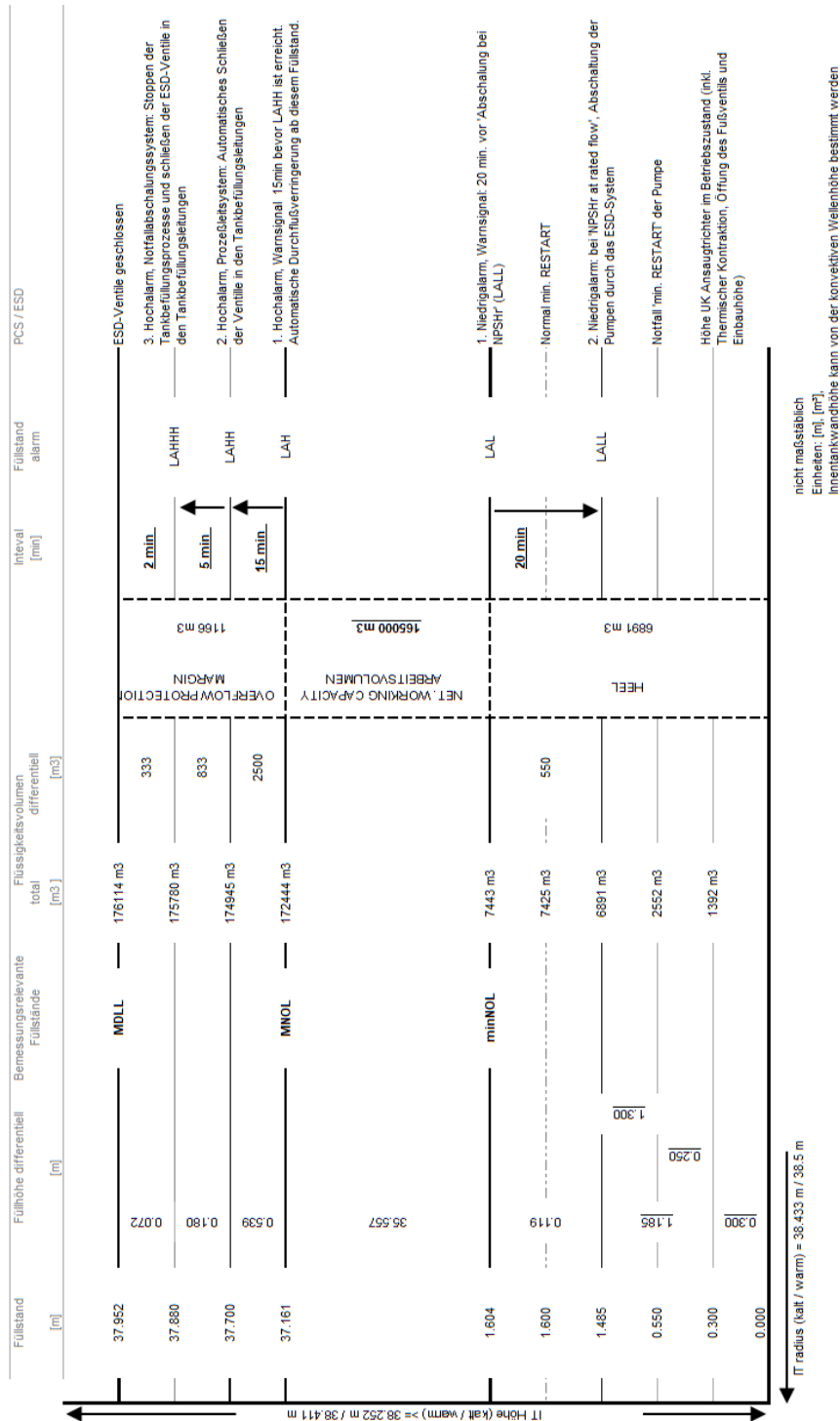


Abb. 14-1: Füllstandsdiagramm (exemplarisch)

Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 86 von 96

15 Annex B: Druckzustände im Tank

In diesem Kapitel werden die Druckzustände, ihre korrespondierenden Warnsignale Alarme und ihre Einbindung in das PCS bzw. ESD-System des Terminals beschrieben.

Tab. 15-1: Druckzustände im Tank (exemplarisch)

Druck [mbarg]	Alarm	Tragwerksplanerische Anforderung	Funktion
300		max. Bemessungsdruck	Drucksicherheitsventile (PSV) öffnen
280			Druckregelventil (PCV) zur Fackel öffnet
265	PAHHH		3. Überdruckalarm Notfallabschaltung (ESD 1) aller Befüllungsvorgänge und schließen der ESD-Ventile
260	PAHH		2. Überdruckalarm Prozessabschaltung (PCS-Stop) Automatisches Stoppen der Befüllungsvorgänge und schließen der Ventile in den Tankbefüllungsleitungen
250	PAH	max. Betriebsdruck	1. Überdruckalarm (Vor-alarm)
50	PAL	min Betriebsdruck	1. Unterdruckalarm (Vor-alarm)
30	PALL		2. Unterdruckalarm Notfallabschaltung (ESD) der BOG-Kompressoren, LP Pumpen und Schiffsverladepumpen
20			Druckregelventil zur Hochdruckerdgasausspeisung öffnet zur Erdgasrückführung als Unterdruckabsicherung
~ -5			Unterdrucksicherheitsventile zur Atmosphäre öffnen
-10		min. Bemessungsdruck	

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 87 von 96

16 Annex C: Berechnungsmethoden

16.1 Allgemeines

Die Schnittgrößen (Spannungen, Kräfte, Momente etc.) der wesentlichen Komponenten des Tanks müssen mit einer als gültig erwiesenen numerischen Berechnung ermittelt werden. Dies gilt für

- Außentank
- Gründung (einschließlich Setzungsberechnung)
- Innentank
- Thermischer Eckschutz (TCP)
- Metallische Wandauskleidung
- Abgehängte Decke
- Flüssiggasführende Leitungen und Stützen zur Befüllung und Entleerung des Tanks

Für die Anforderungen an die Dokumentation wird auf [R43] verwiesen.

16.2 Dynamische Boden-Bauwerks-Interaktion

Die Seismizität am Standort Brunsbüttel ist generell als sehr niedrig einzustufen. Trotz der schwachen seismischen Gefährdung ist eine dynamische Boden-Bauwerks-Interaktionsberechnung durchzuführen, um die relevanten Etagenspektren zu ermitteln.

Dazu ist ein dreidimensionales Modell erforderlich, das die dynamische Wechselwirkung zwischen Bauwerk, Flüssigkeit und Erdreich hinreichend genau abbildet.

16.2.1 Bodenmodell

Es sollten sogenannte „upper bound“ und „lower bound“ Grenzen festgelegt werden, die die Streuung der Bodenparameter berücksichtigen.

Sofern der Boden modelliert wird, ist darauf zu achten, dass durch Wellenreflektion am Rand des Modells die Ergebnisse nicht verfälscht werden.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 88 von 96

Sofern Substrukturmodelle verwendet werden, ist eine realitätsnahe Kopplung des Boden-Gründungs-Modells an das Tank-Flüssigkeitsmodell zu gewährleisten. Dies gilt sowohl die Antwortgrößen der Bewegung (Verschiebung, Beschleunigung) als auch mögliche Schnittgrößen

Der vereinfachte Ansatz aus DIN EN 1998-4 (jeweils eine horizontale und vertikale Wegfeder sowie eine Kippfeder) ist für einen Behälter dieser Größe nicht realitätsnah. Gruppeneffekte der Gründung - sofern zutreffend - müssen berücksichtigt werden.

16.2.2 Außentank

Der Außentank ist als dreidimensionales Schalenmodell (ggfs. Volumenmodell) zu berücksichtigen. Eine Vereinfachung als „Balken mit verteilter Masse“ ist nicht zulässig. Äußere Anbauten sollten als zusätzliche Massen berücksichtigt werden oder diskret modelliert werden.

16.2.3 Flüssigkeit und Innentank

Sowohl die drei horizontalen Komponenten als auch die zwei vertikalen Komponenten der Flüssigkeitswirkung müssen berücksichtigt werden. Eine mechanisch korrekte Abbildung der Innentankstruktur ist zu gewährleisten.

Hinweis: Eine Kopplung von Flüssigkeitsmassen an ein Schalenmodell des Innentanks führt im Allgemeinen zu fehlerhaften Ergebnissen. Sofern ein Abheben des Innentanks ausgeschlossen werden kann, liefern „stick-modells“ korrekte Ergebnisse. Eine Synchronisierung des dynamischen Wand- und Bodendrucks der Schwingungskomponenten ist erforderlich.

16.2.4 Etagenspektren

Die erforderlichen Etagenspektren sind je nach anschließender Bemessung als absolute oder relative Beschleunigungsantwortspektren bzw. Verschiebungsantwortspektren zu berechnen. Typische Orte sind:

- Bodenblech Innentank

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 89 von 96



German LNG
Terminal

- Außentankwand, an den Einbauorten der Verankerungsplatten des Treppenturms bzw. der vertikalen Rohrführung
- Außentankkuppel, an den Fußpunkten des Dachbühne.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 90 von 96

17 Annex D: Qualifizierung der Baustoffe für den Einsatz im Tieftemperaturbereich

17.1 Allgemeines

Eine vereinfachte Hierarchie der baurelevanten Richtlinien, Normen und Gesetze in Deutschland ist im Folgenden dargestellt und mit Beispielen versehen:

Nationale Baugesetze und spezielle Regelungen:

Die Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen MVV TB werden herausgegeben von Deutschen Institut für Bautechnik DIBt.

Das Bundesland Schleswig-Holstein hat mit der Landesbauordnung LBO-SH von 06 Dezember 2021 (Bekanntmachung des Ministeriums für Inneres, Kommunales, Wohnen und Sport vom 24. August 2022 – IV 542-515-429/2016-6655/2022-58389/2022) die Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen VV TB SH Ausgabe Mai 2022, die auf die Muster Verwaltungsvorschrift MVV TB Ausgabe 2021/1, basiert, eingeführt.

Planung und Bemessung:

In der MVV TB werden für die Bemessung der Bauwerke die technischen Regeln der DIN EN Normen, wie zum Beispiel der Eurocodes festgelegt und mit nationalen Festlegungen ergänzt.

Daher wird im Wesentlichen das größtenteils in Deutschland eingeführte europäische Normungskonzept (Eurocode) für die Tragwerkplanung angezogen, um den Stand der Technik zu reflektieren (wie auch im Hauptteil dieses Dokumentes berücksichtigt wurde).

Ausführung und Baustoffe:

Die Ausführung und Baustoffe werden in den in der MVV TB genannten und eingeführten DIN EN Normen beschrieben und eventuell mit nationalen Festlegungen ergänzt.



Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 91 von 96

Im Kontext des in Deutschland gültigen Baurechts ist nach MVV TB Ausgabe 2021-1 unter A.1.2.4.1 „Oberirdischen zylindrische Flachboden-Tankbauwerke“ die technischen Regeln des Eurocodes DIN EN 1993-4.2 aufgeführt. In der zugehörigen Anlage A.1.2.4/8 wird erläutert, dass für Anforderungen aus DIN EN 14015 und DIN EN 14620 (hier als [R14] aufgelistet), die mit den Anforderungen des Eurocodes in Konkurrenz stehen, die Anforderungen des Eurocodes gelten.

Die alte Lfd. Nr. A.1.2.4.4 „Oberirdische zylindrische Flachboden-Tankbauwerke“, die die DIN 4119 einbezog, wurde schon in Ausgabe MVV TB 2020/2 gelöscht.

Die DIN EN 1993-4.2 verweist für Bauwerke, wie die hier beschriebenen LNG-Tanks, auf die DIN EN 14620 „Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahl tanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C“, die ein vollständiges technisches Regelwerk für die Bemessung und Auswahl der Baumaterialien, sowie der Prüfungsanforderungen und Toleranzen, enthält.

17.2 Bauteile und Baustoffe mit Tieftemperaturbelastung

Folgende Baustoffe werden unter ständigen, vorübergehenden oder außergewöhnlichen Bemessungssituationen der Flüssigkeitstemperatur ausgesetzt:

- a) Bleche
 - 1.5663: Innentank, thermischer Eckschutz
 - 1.4301: Innere Verrohrungsanlage, Tankstützen
 - Aluminium: Abgehängte Decke
- b) Verbindungsmittel (Schrauben), sofern z.B. eine geschraubte Konstruktion der abgehängten Decke gewählt wird.
- c) Drahtseile und Spannschlösser der Deckenhänger 1.4401
- d) Kopfbolzen
 - 1.4301: Rückverankerung des thermischen Eckschutz
- e) Bewehrung (kaltzäh)
 - Auflagering des Innentanks

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 92 von 96

- Axial- und Ringbewehrung an der Innenseite der Betonwand in der Temperatureinflusszone der Leckage
- Schubbewehrung und Verbügelung der Betonwand in der Temperatureinflusszone der Leckage
- f) Spannstahl
 - Infolge des Temperaturgradienten zwischen Umgebungstemperatur und Flüssigkeitstemperatur bei Leckage des Primärbehälters kommt es zu Temperaturen von etwa -100°C in der Mittelebene der Wand
- g) Beton
 - Auflagering des Innentanks
 - Ausgleichsschichten
 - Betonwand in der Temperatureinflusszone der Leckage
- h) Drucktragende Isolierung
 - Schaumglas zwischen dem Boden des Innentanks und der Bodenplatte des Außentanks
 - Schaumglas im unteren Wandbereich zwischen dem thermischen Eckschutz und der Betonwand

17.3 Zustimmung im Einzelfall

Entsprechend LBO SH § 17 Ein Verwendbarkeitsnachweis ist für ein Bauprodukt erforderlich, wenn:

1. es keine Technische Baubestimmung und keine allgemein anerkannte Regel der Technik gibt,
2. das Bauprodukt von einer Technischen Baubestimmung (§ 85a Absatz 2 Nummer 3) wesentlich abweicht oder
3. eine Verordnung nach § 85 Absatz 4a es vorsieht.

Die eingeführte DIN EN 14620 eine allgemein anerkannte Regel der Technik ist und die Bemessungsbasis, einschliesslich der Bauproduktauswahl.

Im Fall, dass einzelne Bauprodukte verwendet werden sollen, die nicht in dem Regelwerk der DIN EN 14620 definiert wird, ist eine Zertifizierung im Einzelfall (ZiE) nach §20 der LBO SH erforderlich.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 93 von 96

Ziel der Werkstoffqualifizierung im Rahmen der ZiE ist es, baurelevante Materialeigenschaften in Abhängigkeit der Temperatur zu ermitteln, so dass im Folgenden eine Bemessung nach in Deutschland anerkannten Bemessungsnormen möglich ist.

Für metallische Baustoffe (einschließlich Schweißzusätzen und Wärmeintragszone WEZ) muss der Sprödbruch ausgeschlossen werden, sodass im Folgenden eine Bemessung nach den jeweils relevanten Teilen der Eurocodes erfolgen kann (siehe Verfahren z.B. DIN EN 1993-1-10 und [R46]).

Für den Baustoff Beton ist im Rahmen der Werkstoffqualifizierung insbesondere die Druckfestigkeit sowie der statische und dynamische E-Modul zu bestimmen, um eine sichere Bemessung nach Eurocode zu gewährleisten.

Für die drucktragende Isolierung sind Festigkeitskennwerte für Umgebungs- und Betriebstemperatur im Einklang mit den Verfahren des Eurocode zu ermitteln.

Zusätzlich ist für den Werkstoff 1.5663 eine Zustimmung im Einzelfall für die Bau- und Testzustände (Umgebungstemperatur) erforderlich, da der Werkstoff nicht in der MVV TB enthalten ist.



Projektnummer: P600
 Dokumentnummer: P600-010041024-002
 Revision: 5
 Datum: 01.08.2023
 Seite: 94 von 96

18 Annex E: hydrostatischer und pneumatischer Tanktest

18.1 Hydrostatischer Test

Der Test dient generell als Dichtheitstest für den Innentank und Belastungsprobe für die Gründung. Der Testfüllstand wird in Kapitel 8.4. festgelegt.

Messungen sind bei den folgenden Füllständen durchzuführen: 25%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% und 100%. Bei Zwischenfüllständen über 60% ist die Wasserzufuhr zu stoppen. Ein weiteres Befüllen ist erst zulässig, wenn die Setzung im jeweiligen Lastschritt abgeschlossen ist. Der Entleerungsvorgang muss dem gleichen Schema in umgekehrter Sequenz folgen, um die reversiblen und irreversiblen Anteile der Setzung zu bestimmen. Haltezeiten brauchen beim Entleerungsvorgang nicht berücksichtigt werden, sofern die Messungen zeitlich durchgeführt werden können.

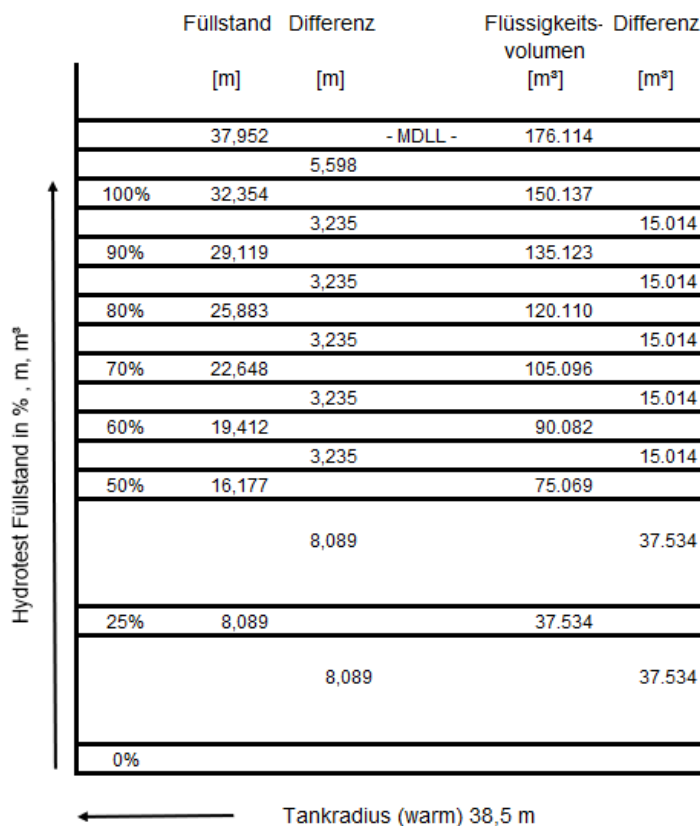


Abb. 18-1: Füllstände im hydrostatischen Test (exemplarisch)

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 95 von 96



German LNG
Terminal

18.2 Messungen

18.2.1 Allgemeines

Während des gesamten Bauablaufs müssen Setzungs- und Verformungsmessungen durchgeführt werden. Insbesondere direkt vor der Befüllung ist eine Nullmessung durchzuführen.

18.2.2 Inklinometer (dauerhaft)

In der Bodenplatte sind 2 senkrecht zueinanderstehende horizontale Inklinometer vorzusehen mit denen die Schüsselung der Bodenplatte gemessen werden kann. Mit dieser Messung kann indirekt der Durchhang der Bodenbleche des Innentanks gemessen werden.

18.2.3 Höhenmessbolzen (dauerhaft)

Auf dem Überstand der Bodenplatte sind 16 einbetonierte äquidistante Höhenmessbolzen vorzusehen.

18.2.4 Ringraum (temporär)

Während der Belastung sind an 16 äquidistanten Stellen folgende Messungen durchzuführen:

- relative Setzung des Innentank zum Außentank
- Bauchung des Innentanks (bis 6 m Schalenhöhe in 1 m Inkrementen, ab 6 m Schalenhöhe in 2 m Inkrementen)
- Abheben/Rotation des Bodenringblechs direkt neben der Schalenwand

18.3 Pneumatischer Test

Während der Tests sind Wetteränderungen zu beobachten, damit atmosphärische Druckschwankungen keine Schädigungen am Bauwerk oder Störungen im Testablauf verursachen. Es ist ein redundantes Druckmesssystem (z.B. U-Meßrohr) während des pneumatischen Tests zu verwenden.

Projektnummer: P600
Dokumentnummer: P600-010041024-002
Revision: 5
Datum: 01.08.2023
Seite: 96 von 96



German LNG
Terminal

18.4 Verträglichkeit

Sofern Flusswasser verwendet wird, sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, die eine relevante Korrosion des Innentanks während des Tests verhindern. Die wasserbenetzten Flächen des Innentanks sind bei Entleerung mit Trinkwasser zu reinigen.

Umweltauflagen bzgl. der Einleitung des benötigten Wassers nach dem Test in die Elbe oder den Vorfluter sind zu beachten.

Rohrleitungen aus Edelstahl sind beim Test vor Flüssigkeitskontakt auf geeignete Weise zu schützen (z.B. Umstülpung mit Kunststoffplanen).

GERMAN LNG - TERMINAL GmbH

Brunsbüttel, Deutschland

LNG-DOPPELWAND - TANKS MIT VOLLSTÄNDIGER SICHERHEITSHÜLLE

Dokument Nummer: P602-000-013039023-202
Projekt-Referenz: P0227693

Rev.	Datum	Status	Ersteller	Geprüft durch	Genehmigt durch
B	07-09-2023	IFR	SSA	SGN	APM

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

Revisionen

Datum	Rev. Status	Zweck der Ausgabe ⁽¹⁾	Bemerkungen	Initialen
07-09-2023	B	Zur Überprüfung	Erste Ausgabe	SSA

⁽¹⁾ Zweck der Ausgabe: zur internen Kontrolle (ICR), zur Information (IFI), zur Überprüfung (IFR), zur Genehmigung (IFA), für den Entwurf (IFD), für die Konstruktion (IFC), Bestand (As Built).

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

INHALTSVERZEICHNIS

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN	4
1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS	4
1.1 Einführung	5
2 NORMEN UND STANDARDS	8
2.1 Referenzdokumente des Bauherrn.....	8
2.2 Referenzdokumente des Auftragnehmers	8
2.3 Normen und Standards	8
3 EIGENSCHAFTEN UND HAUPTBESTANDTEILE VON DOPPELWANDIGEN TANKS	9
3.1 Innentank	10
3.2 Aussentank	10
3.3 Dämmung und Wärmeschutzsystem (TPS)	11
3.4 Dampfsperre	12
4 LNG-DOPPELWAND-TANK KONSTRUKTIONSANFORDERUNGEN.....	12
4.1 Allgemeine Anforderungen.....	12

TABELLEN-INDEX

Tabelle 1: Akronyme und Abkürzungen	4
---	---

ZIFFERN-INDEX

Abbildung 1: Beispiele für LNG-Tank-Arten (1) DIN EN 14620	6
Abbildung 2: Beispiele für LNG-Tank-Arten (2) DIN EN 14620	7
Abbildung 3: Konfiguration für doppelwandige Tanks	9
Abbildung 4: Auslegung der GLNG-Doppelwand-Tanks.....	10
Abbildung 5: Untere Dämmung und TPS.....	12

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzung	Beschreibung
GLNG / Bauherr	Deutsche LNG Terminal GmbH
CSGN / Auftragnehmer	CS Gas Nord - Generalübernehmer
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
Doppelwand-Tank(s)	Doppelwandige(r) Tank(s) mit vollständiger Sicherheitshülle
EN	Europäische Norm
ETA	Europäische Technische Bewertung
FE	Finite Elemente (- Methode)
FEA	Finite-Elemente-Analyse
LNG	Verflüssigtes Erdgas
OBE	(Lastfall) Betriebserdbeben
SLS	Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit
SSE	(Lastfall) Sicheres Herunterfahren Erdbeben
TCO	Temporäre(-r) (Bau-)öffnung, -durchgang
TPS	Thermisches Schutzsystem

Tabelle 1: Akronyme und Abkürzungen

1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS

Die German LNG Terminal GmbH (GLNG) entwickelt ein LNG-Terminal mit zwei LNG-Doppelwand-Speichertanks. Die Dichte des zu speichernden LNG beträgt 483,2 kg/m³. Um später die LNG-Tanks als Speicherbehälter für Wasserstoffderivate (LHN3) nutzen zu können, muss die höhere Dichte von 682 kg/m³ bei der Planung berücksichtigt werden. Dafür ist es notwendig, die Innentanks in Zukunft entweder durch eine geeignete Beschichtung oder eine Verkleidung aus rostfreiem Stahl zu schützen. Ziel dieses Dokuments ist es, die wichtigsten Eigenschaften und Merkmale der doppelwandigen Tanks für verflüssigtes Erdgas zu beschreiben.

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

1.1 Einführung

Die LNG-Technologie nutzt das physikalische Materialverhalten von Erdgas, dessen Hauptbestandteil Methan ist, wo beim Übergang vom gasförmigen in den flüssigen Zustand eine Volumenreduzierung auf 1/600 erfolgt. Dazu muss die Temperatur des Gases auf -162 °C abgesenkt werden. Diese sehr niedrige Temperatur (kryogene Temperatur) erfordert unter anderem eine sorgfältige Auswahl der Materialien, besondere Analyse- und Belastungsszenarien und eine spezielle Konfiguration des LNG-Tanks.

Es gibt mehrere Lagerkonzepte für LNG-Tanks. Diese sind in DIN EN 1473 und DIN EN 14620 definiert, und die Bauweisen hängen von den Auswirkungen einer Freisetzung des flüssigen Produktes aus dem Primärbehälter ab, d. h. von den Folgen eines Versagens des Innentanks. Die Möglichkeiten sind:

- **Einwandiger Tank:** Ein einwandiger Tank besteht aus einem einzigen Behälter (Primärbehälter) zur Lagerung des flüssigen Produkts. Dieser Primärbehälter muss ein selbsttragender, zylindrischer Stahltank sein. Das verflüssigte Gas entweicht in das von der Behälterwand umschlossene Auffangbecken. Bei einem Versagen des Innenbehälters würden die Verdampfung des Flüssiggases und der daraus resultierende Brand einen großen Teil der Anlage in Mitleidenschaft ziehen, und es gibt keine Möglichkeit, die Hitzestrahlung auf nahe gelegene Gebäude zu verhindern.
- **Einwandiger Tank mit Auffangtasse:** Ein einwandiger Tank mit Auffangtasse besteht aus einem flüssigkeits- und dampfdichten Primärbehälter, der selbst ein Einwandiger Tank ist und in einen flüssigkeitsdichten Sekundärbehälter eingebaut ist. Bei einem Versagen des Innenbehälters ist der mit Flüssiggas und Dampf geflutete Bereich kleiner, da der Primärbehälter von einem Sekundärbehälter umschlossen ist. Der Brand der Lache ist auf ein kleineres Gebiet beschränkt und die Beeinträchtigung der umliegenden Anlagen ist geringer.
- **Doppelwandiger Tank mit vollständiger Sicherheitshülle:** Ein doppelwandiger Tank mit vollständiger Sicherheitshülle muss aus einem Primärbehälter und einem Sekundärbehälter, die eine konstruktive Einheit bilden, bestehen. Der Primärbehälter muss ein selbständiger, einwandiger Stahltank sein, der das flüssige Produkt lagert. Bei einem Versagen des Innenbehälters entweicht das verflüssigte Gas in den Sekundärbehälter, der die Lagerflüssigkeit aufnehmen und gleichzeitig keine Flüssigkeit oder Dämpfe austreten lassen darf. Der Gasdampf kann nur über ein Notablassventil austreten. Die Auswirkungen auf die benachbarten Anlagen sind sehr viel geringer.
- **Tank mit Membran-Sicherheitshülle:** Ein Membrantank muss aus einem dünnwandigen Primärbehälter (Membran) aus Stahl, der zusammen mit einer Dämmung und einem

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

Betontank eine Verbundkonstruktion bildet, bestehen. Diese Verbundkonstruktion stellt die Sicherheitshülle für die Flüssigkeit darstellen.

Für das German LNG-Terminal sind beide LNG-Tanks doppelwandige Tanks mit vollständiger Sicherheitshülle.

Die verschiedenen Tankarten sind in den nächsten Abbildungen dargestellt:

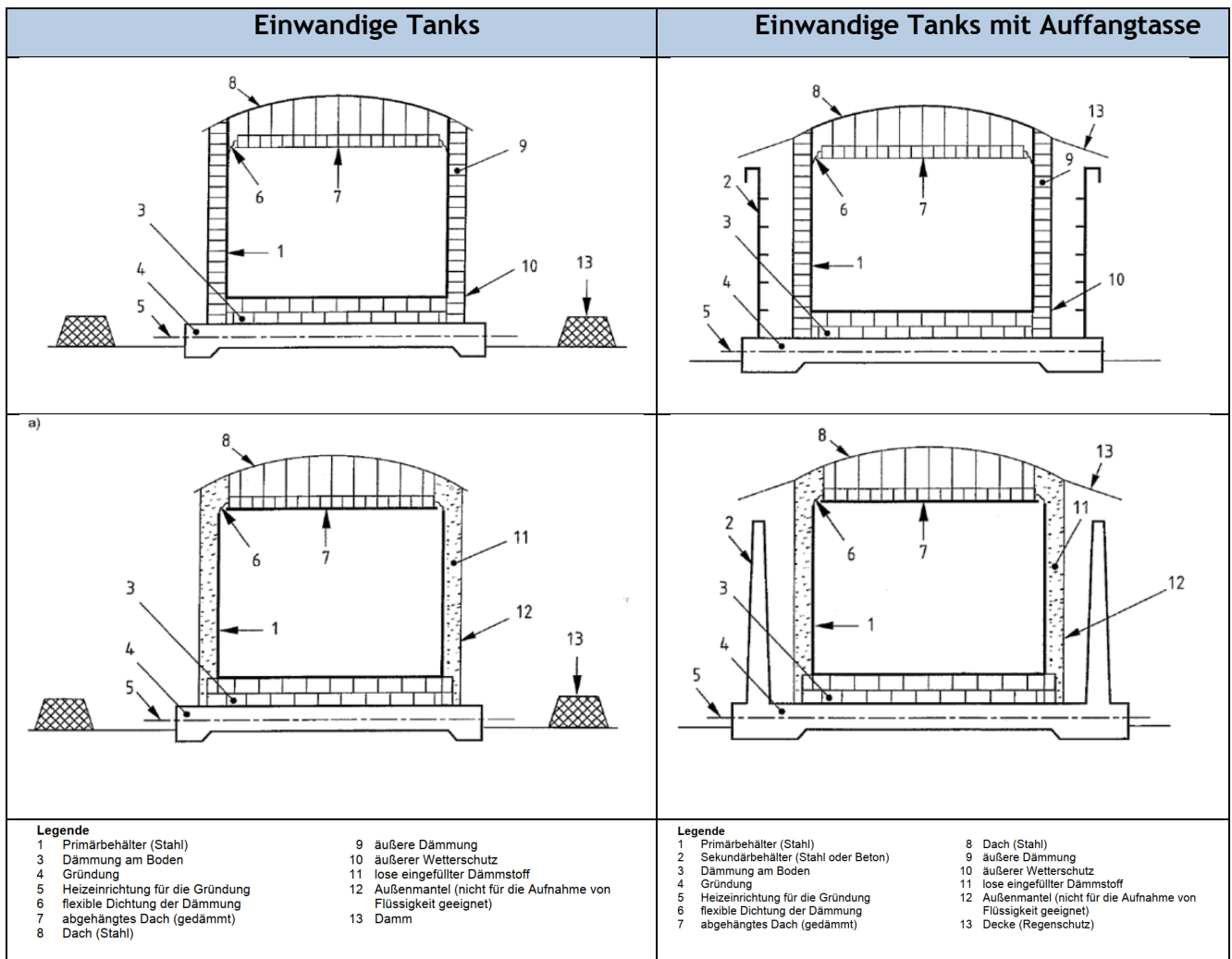


Abbildung 1: Beispiele für LNG-Tank-Arten (1) DIN EN 14620

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

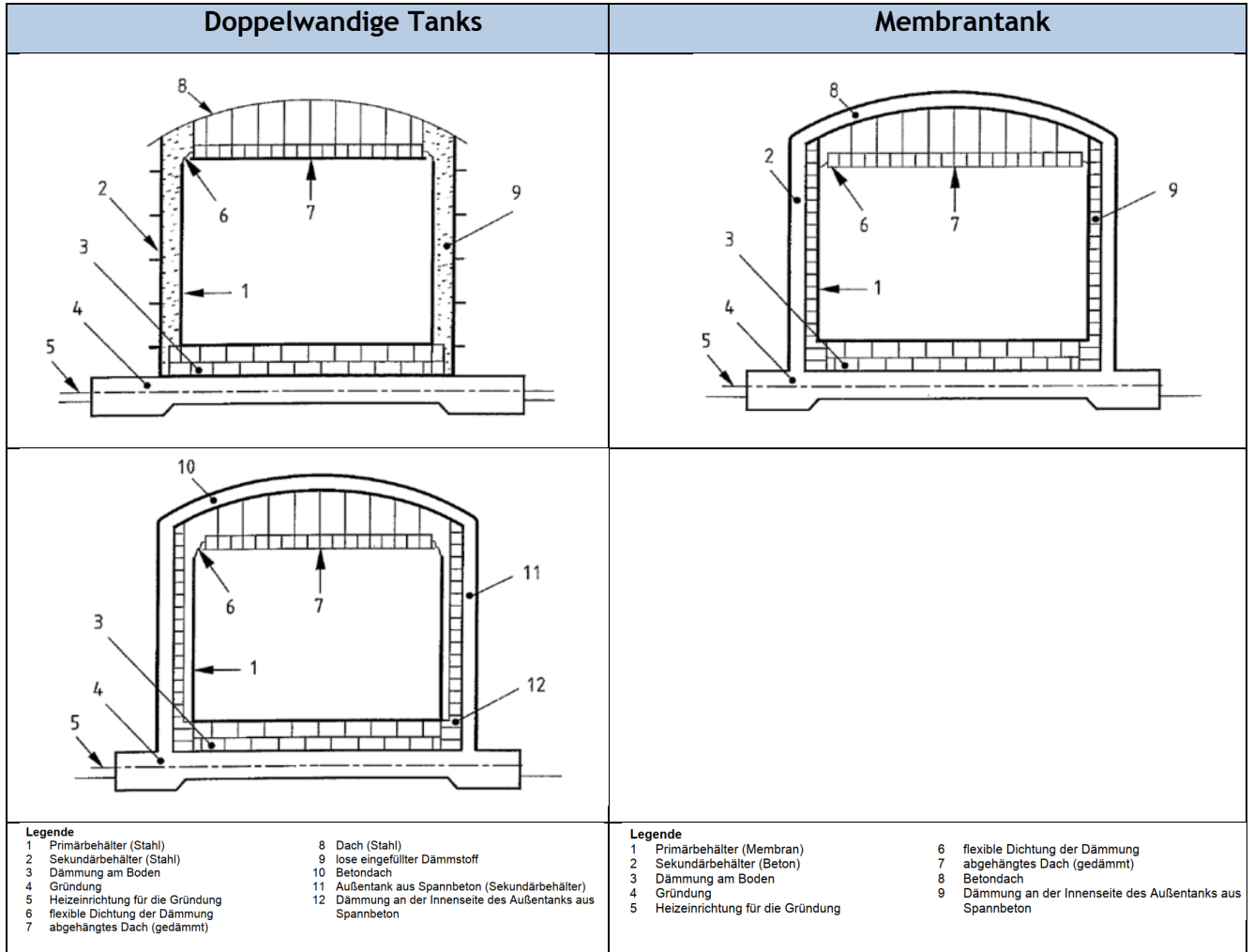


Abbildung 2: Beispiele für LNG-Tank-Arten (2) DIN EN 14620

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

2 NORMEN UND STANDARDS

2.1 Referenzdokumente des Bauherrn

/2.1.1/ P600-010041024-002 Planungsgrundlagen LNG-Tank

2.2 Referenzdokumente des Auftragnehmers

/2.2.1/ P602-000-013001008-001 Datenblatt für LNG-Lagertank

/2.2.2/ P602-000-013039023-203 Vorgesehene Grundkomponenten und -materialien für LNG-Tanks

2.3 Normen und Standards

/2.3.1/ DIN EN 1473 Anlagen und Ausrüstungen für verflüssigtes Erdgas - Planung von landseitigen Anlagen

/2.3.2/ DIN EN 14620 Planung und Herstellung von bauseitigen, vertikalen, zylindrischen Flachbodentanksystemen für die Lagerung von gekühlten, verflüssigten Gasen mit Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -196 °C

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

3 EIGENSCHAFTEN UND HAUPTBESTANDTEILE VON DOPPELWANDIGEN TANKS

Wie in /2.3.2/ definiert, bestehen doppelwandige Tanks aus einem Primär- und einem Sekundärcontainer, die zusammen einen integrierten Lagertank bilden. Die folgende Abbildung zeigt eine allgemeine Ansicht eines typischen doppelwandigen Tanks.

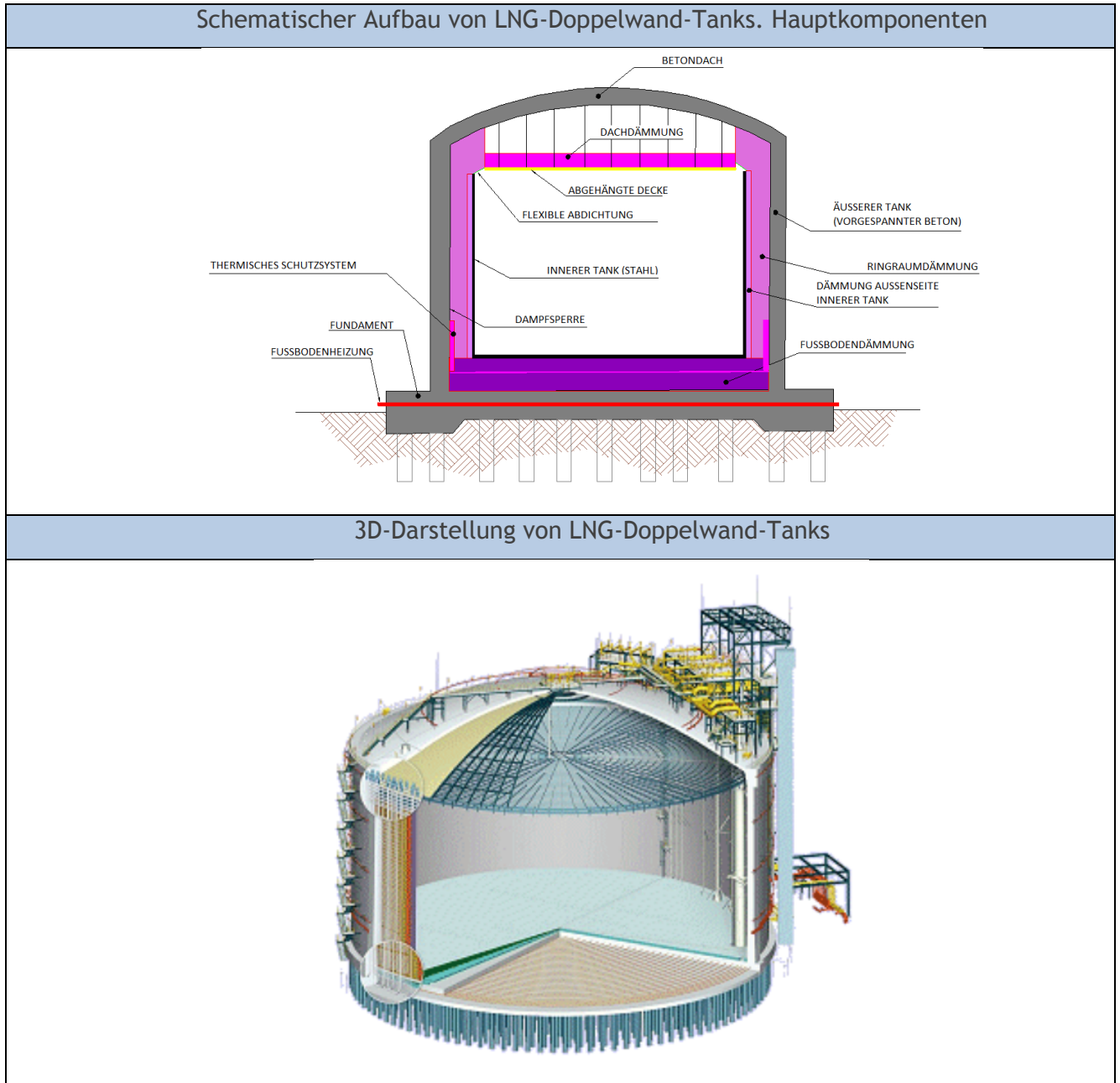


Abbildung 3: Konfiguration für doppelwandige Tanks

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

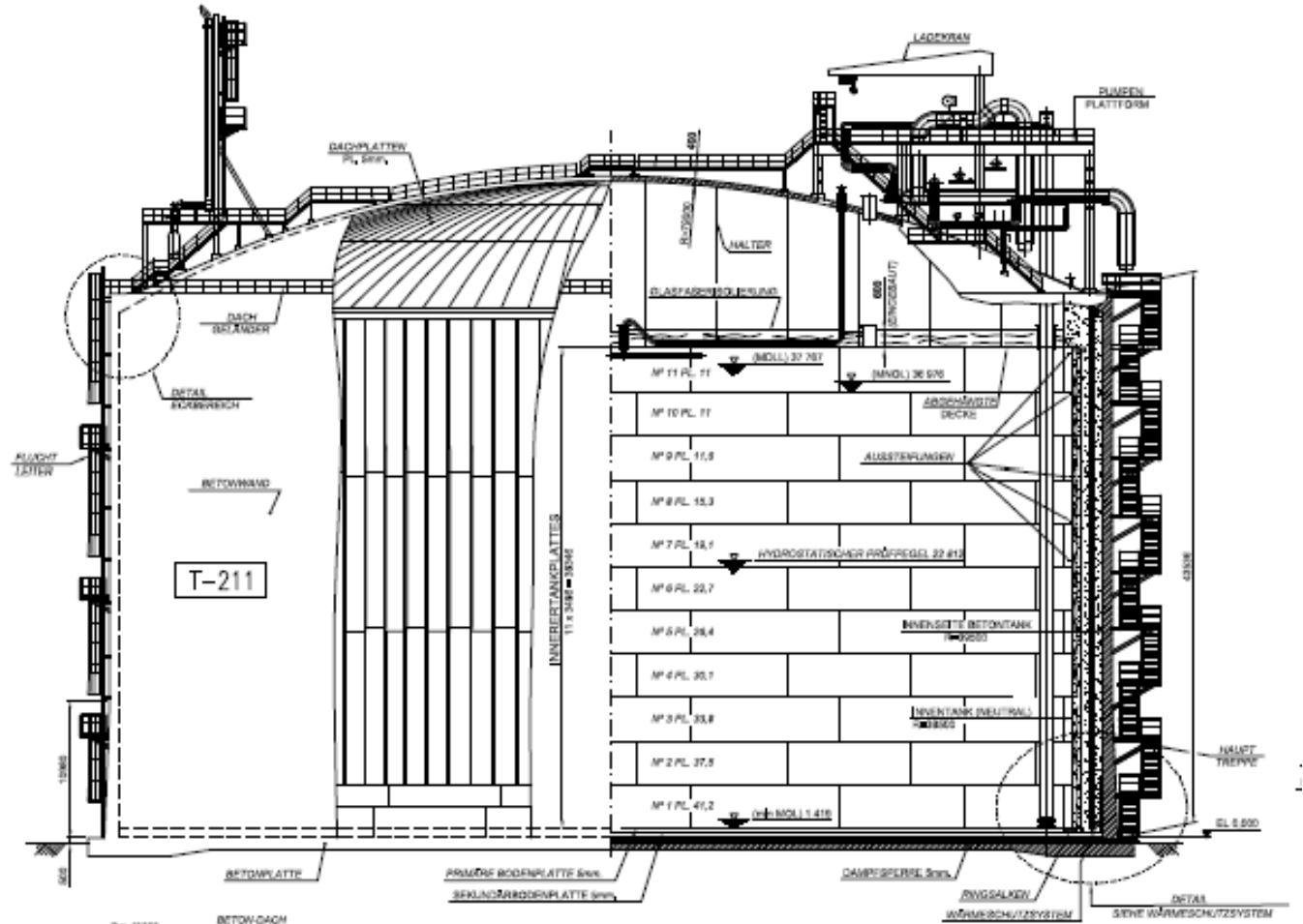


Abbildung 4: Auslegung der GLNG-Doppelwand-Tanks

3.1 Innentank

Der **Primärbehälter (Innentank)** muss als selbständiger, einschaliger Stahltank ausgeführt sein.

Der Innentank hat die Aufgabe, die LNG-Flüssigkeit aufzunehmen. Dieser Tank kann sein:

- Entweder oben offen, in diesem Fall enthält er keinen Produktdampf. Dies ist der häufigste Typ.
- Oder mit einem Kuppeldach ausgestattet, so dass der Produktdampf eingeschlossen ist.

3.2 Aussentank

Der **Zweitbehälter (Außentank)** muss ein selbsttragender Tank mit einem Kuppeldach sein. Dieser Sekundärtank kann ein Stahltank oder ein Betontank sein. Der häufigste Typ ist der *sekundäre Betontank*.

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

Die Hauptfunktionen des Sekundärtanks sind:

- Funktionserhalt der Dampfsperre des inneren Tanks, wenn der Haupttank oben offen ist.
- Funktionserhalt der Wärmedämmung des Primärtanks.
- Im Falle einer Leckage des Primärbehälters muss der äussere Tank das unkontrollierte Austreten des flüssigen Produktes verhindern. Eine kontrollierte Entlüftung mit Überdruckventilen nach oben ist zugelassen.

Der Ringraum zwischen Primär- und Sekundärtank wird für die Dämmung benötigt.

3.3 Dämmung und Wärmeschutzsystem (TPS)

Die Hauptfunktionen der Dämmung sind die Aufrechterhaltung einer definierten Temperatur unterhalb des Siedepunkts, der Schutz der Komponenten des Außenbehälters, die nicht für so niedrige Temperaturen ausgelegt sind, und die Begrenzung der Siederate auf 0,05 % des Volumens (zugelassener Wert). Wärmedämmung und Fundamentheizungen (bei Hochbehältern nicht erforderlich) verhindern das Einfrieren des Bodens und die daraus resultierenden Frostaufbrüche sowie die Bildung von Kondenswasser und Eis auf den Oberflächen des Außenbehälters.

Die Dämmung wird zwischen Innentank und Fundament, Innentank und Außentank, sowie über der Zwischendecke angebracht.

Zwischen der Unterseite des Stahl-Innenbehälters und der Betonplatte des Außenbehälters besteht die Wärmedämmung aus tragfähigem Schaumglas. Der Ringraum zwischen dem Innen- und dem Außentank wird mit Perlit ausgefüllt, und es wird eine Schicht aus elastischem Material (elastische Lage) eingebaut, um die horizontale Wärmeverformung des Innentanks auszugleichen. Die Dämmung auf dem Hängedach besteht in der Regel aus Glasfasermaterial.

Bei Tanks mit einer Außenwand aus Beton und einer starren Verbindung zwischen Wand und Decke müssen zusätzliche thermische Maßnahmen ergriffen werden. Im Falle eines Versagens des inneren Tanks ist die Wand hohen Temperaturschwankungen ausgesetzt (bis zu 200K). Diese Schwankungen führen zu einer radialen Verkürzung und zu sehr hohen Kräften an den Anschlüssen, die zum Versagen des Betonanschlusses Wand-Platte führen. Aus diesem Grund ist eine Übergangszone von 5 m Höhe ab dem Wandfuß vorgesehen, um die Wandschrumpfung zu verringern. Diese Übergangszone ist das Wärmeschutzsystem (TPS), das aus dem Eckschutz und dem Sekundärboden aus 9%Ni besteht. (siehe /2.2.2/). Die folgende Abbildung zeigt den TPS-Aufbau.

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

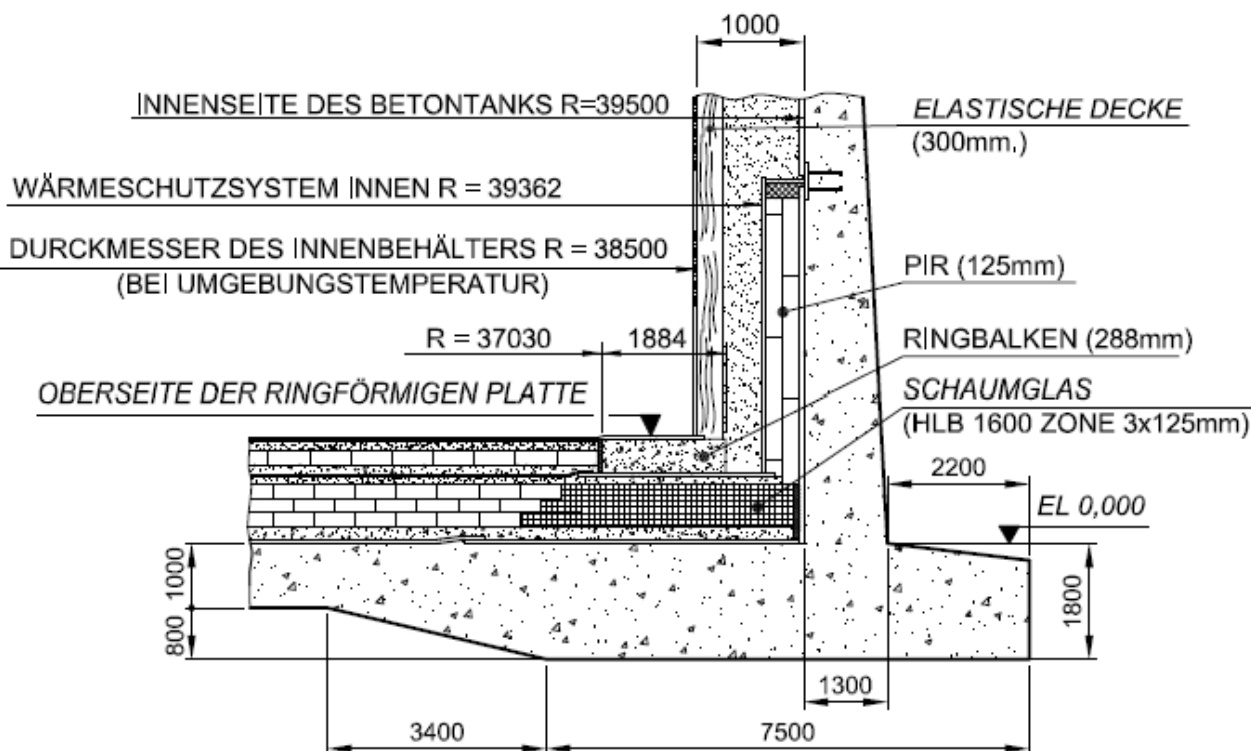


Abbildung 5: Untere Dämmung und TPS

3.4 Dampfsperre

Das Doppelwand-Tankkonzept erfordert eine Dampfsperre an der Innenseite des Sekundärbehälters, d. h. des äußeren Betontanks. Die Dampfsperre muss gegen das Eindringen von Wasserdampf von außen und des Dampfes des gelagerten Produkts von innen ausgelegt sein. Die Ausführung der Dampfsperre erfolgt in der Regel durch Stahlauskleidungen.

4 LNG-DOPPELWAND-TANK KONSTRUKTIONSANFORDERUNGEN

4.1 Allgemeine Anforderungen

Die Mindestanforderungen an LNG-Tanks gemäß /2.3.1/ und /2.3.2/ werden hier definiert.

Die meisten LNG-Tanks sind für einen maximal zulässigen Druck <50 kPa (0,5 bar) ausgelegt. In diesem Fall werden diese Tanks als "Niederdrucktanks" definiert.

Grundsätzlich muss ein Doppelwand-Tank so konstruiert sein, dass er sowohl das flüssige Produkt einschließt als auch die Freisetzung von Dämpfen im Falle eines Produktaustritts aus seinem primären Flüssigkeitsbehälter kontrolliert.

LNG-DOPPELWAND - TANKKONSTRUKTION

Daher müssen die LNG-Tanks für die folgenden Normalbedingungen ausgelegt sein:

- Sichere Lagerung des flüssigen Tankinhaltes bei niedrigen Temperaturen.
- Sicherstellung der Gasdichtheit.
- Sichere Befüllung und Entnahme von LNG.
- Eindämmung der Entstehung von Boil-Off-Gas (Erdgas, das bei der Verdampfung der gekühlten Flüssigkeit durch die Wärme, die durch die Isolierung des Lagertanks geleitet wird, entsteht); in Ausnahmefällen kontrolliertes Abgefackeln oder kontrolliertes Entweichen durch Entlüften.
- Verhindern das Eindringen von Luft und Feuchtigkeit.
- Sicherer Betrieb innerhalb maximalen und minimalen Auslegungsdruck und -temperaturen.
- Begrenzung der Wärmeentwicklung an notwendigen Undichtigkeiten, entsprechend den betrieblichen Anforderungen
- Verhinderung von Frostaufbrüchen
- Gewährleistung der vorgesehenen Befüll- und Entleerungszyklen, einschließlich der Abkühl- und Aufwärmvorgänge, die während der Lebensdauer des Systems vorgesehen sind.
- Erdbebensicherheit (OBE).
- Umweltbelastungen unter normalen Bedingungen.

Darüber hinaus muss die Konstruktion für besondere Risiken ausgelegt sein, basierend auf glaubwürdigen Risikoszenarien, wie z. B.:

- Leckagen, die zu einer allmählichen, plötzlichen oder vollständigen Entleerung des Innenbehälters führen, sind zu berücksichtigen.
- Beständigkeit gegen austretende kryogene Flüssigkeiten.
- Explosionsdruck von Außen.
- Beschusswiderstand für definierte Projektile.
- Wärmestrahlung durch äusseres Feuer.
- Erdbebensicherheit (SSE).

GERMAN LNG-TERMINAL

Brunsbüttel, Deutschland

DATENBLATT FÜR LNG-LAGERTANKS

Dokument Nummer: P602-000-013001008-001					
Projekt-Referenz: P0227693					
Rev.	Datum	Status	Ersteller	Geprüft durch	Genehmigt durch
3	31-08-2023	IFD	SGN	SSA	APM

Datenblatt für LNG-Lagertanks

Revisionen

Datum	Rev. . Status	Zweck der Ausgabe ⁽¹⁾	Bemerkungen	Initialen
06-06-2022	B	Zur Überprüfung herausgegeben	Erste Ausgabe	SGN
17-11-2022	C	Zur Überprüfung herausgegeben	Kommentare zur Revision C eingearbeitet	SGN
10-01-2023	1	für den Entwurf	Änderungen in der Ausrichtung einiger Düsen	SGN
11-04-2023	2	für den Entwurf	Vollständige Umsetzung der Hydroteststufe und Änderung der LNG-Dichte	SGN
31-08-2023	3	für den Entwurf	Teilweise Durchführung von Wasserstandsmessungen	SGN

⁽¹⁾ Zweck der Ausgabe: zur internen Kontrolle (ICR), zur Information (IFI), zur Überprüfung (IFR), zur Genehmigung (IFA), für den Entwurf (IFD), für die Konstruktion (IFC), Bestand (As Built).

Datenblatt für LNG-Lagertanks

INHALTSVERZEICHNIS

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN	6
1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS	7
2 ALLGEMEINE DATEN	8
3 SPEZIFISCHE DATEN	9
3.1 Gespeicherte Produktdaten	9
3.2 Daten der Pegelstände	9
3.3 Entwurfsbedingungen.....	9
3.4 Durchflussmengen.....	10
3.4.1 Durchflußmengen der Flüssigkeiten.....	10
3.4.2 Unterdruckschutzsystem (Vakuum)	10
3.4.3 Druckentlastung.....	10
4 STANDORTDATEN	11
4.1 Temperaturdaten	11
4.2 Untergrenze der relativen Luftfeuchtigkeit.....	11
4.3 Maximal einfallende Sonneneinstrahlung:.....	11
4.4 Erdbebenberechnung	11
5 GEOTECHNISCHE DATEN	16
6 BRANDSCHUTZ	17
6.1 Strahlungswärme	17
6.1.1 Brandfall Feuer von außen (Brandfall im Auffangbecken).....	17
6.1.2 Brandfall Feueraustritt aus Rohr auf dem Tankdach	17
6.1.3 Brandfall Tankkuppel (entzündetes LNG)	17
7 LASTFALL ANPRALL.....	18
8 LASTFALL EXPLOSIONSDRUCKWELLE AUF LNG-TANK.....	19

Datenblatt für LNG-Lagertanks

9	LASTFALL LECKAGE VON ROHRLEITUNGEN	20
10	LASTFALL WÄRMEEINTRITT IN DEN TANK	21
11	ANSCHLÜSSE	22
11.1	Tankpumpen	22
11.2	Füllstutzen	22
11.3	Füllstandsmessungen	22
11.4	Füllstands-/Temperatur- und Dichtemessung.....	22
11.5	Druckentlastungsventile.....	22
11.6	Kran	23
12	ZUSÄTZLICHE INFORMATION	24
13	ZUSAMMENFASSUNG DER BETRIEBSDRÜCKE DER TANKS.....	25
14	REFERENZANORDNUNG FÜR LNG-LAGERTANK.....	26
14.1	Typische Konstruktionsdetails.....	26
14.2	Geometrische Anforderungen	27
15	ÜBERSICHT DER TANKANSCHLÜSSE.....	28

TABELLEN-INDEX

Tabelle 0-1:	Akronyme und Abkürzungen	6
Tabelle 0-2:	System der Einheiten	6
Tabelle 2-1:	Allgemeine Daten.....	8
Tabelle 3-1:	Gespeicherte Produktdaten	9
Tabelle 3-2:	Daten der Flüssigkeitspegel	9
Tabelle 3-3:	Entwurfsbedingungen.....	9
Tabelle 3-4:	Durchflussmengen.....	10
Tabelle 3-5:	Maximale Durchflussrate der PSV für die Entlüftungsgase (Schätzung).....	10
Tabelle 4-1:	Temperaturdaten.....	11
Tabelle 4-2:	Horizontales seismisches Spektrum der SSE.....	13

Datenblatt für LNG-Lagertanks

Tabelle 4-3: Horizontales seismisches Spektrum der OBE	15
Tabelle 10-1: Isolierung.....	21
Tabelle 11-1: Pumpendetails	22
Tabelle 11-2: Befüllvorrichtung	22
Tabelle 11-3: Füllstands - Messinstrumente	22
Tabelle 11-4: Instrumente für Füllstand/Temperatur/Dichte - Überwachung	22
Tabelle 11-5: Kran.....	23
Tabelle 12-1: Zusätzliche Maßnahmen.....	24
Tabelle 13-1: Betriebsdrücke	25
Tabelle 14-1: Übersicht der Anforderungen an einzelner Tankbauteile	27
Tabelle 14-2: Allgemeine Tankabmessungen	27
Tabelle 14-3: Allgemeine Tankhöhenangaben.....	27
Tabelle 15-1: Tankanschlüsse	31

ABBILDUNGEN-INDEX

Abbildung 8-1: Verteilung der Explosionswellen	19
Abbildung 8-2: Zeitlicher Verlauf des Explosionsdrucks	19
Abbildung 14-1: Typischer Entwurf für einen Doppelhüllen-Tank.....	26

Datenblatt für LNG-Lagertanks

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN

In der folgenden Tabelle sind die Definitionen zusammengefasst, die in diesem Dokument verwendet werden können.

Abkürzung	Beschreibung
Projekt	Deutsche LNG Terminal GmbH
Website	Brunsbüttel, Deutschland
GLNG/Bauherr	Deutsche LNG Terminal GmbH
CSGN/Auftragnehmer	CS Gas Nord
EN	Europäische Norm
DIN-EN	Nationale Fassung der Europäischen Norm
LNG	Verflüssigtes Erdgas
PSV	Pressure Safety Valve - Druckausgleichsventil

Tabelle 0-1: Akronyme und Abkürzungen

Das System der Einheiten, das bei der Entwicklung der aus diesem Dokument abgeleiteten Berechnungen verwendet werden kann, ist das internationale System. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über diese Einheiten.

Einheit	Definition
h	Stunde
kg	Kilogramm
s	Zweite
N	Newton
m/mm	Meter/Millimeter
MPa/kPa	MegaPascal/kiloPascal
°C	Grad Celsius
Barg /mbarg	Relativer Atmosphärendruck 0,001 Bar = 1 Millibar

Tabelle 0-2: System der Einheiten

Datenblatt für LNG-Lagertanks

1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS

Dieses Dokument enthält die wichtigsten Daten zu den LNG-Lagertanks (T-211 / T-221) (2 x 165.000 m³) für German LNG Terminal GmbH in Brunsbüttel (Deutschland). Die angegebenen Daten gelten für beide Tanks, mit Ausnahme der ungefähren Lage der Stützen, wie in der Tabelle der Tankanschlüsse angegeben (siehe Abschnitt 15).

Datenblatt für LNG-Lagertanks

2 ALLGEMEINE DATEN

Beschreibung	Wert
Nenninhalt des Tanks für Flüssigkeiten	165 000 m ³
Nominelle Nutzungsdauer	50 Jahre
Typologie der Lagertanks	Doppelwand - Tank mit vollständiger Sicherheitshülle
Erforderliche Anzahl	2
Tags für Lagertanks	T-211 / T-221
Normales Arbeitsvermögen (Anmerkung 1)	≥165 000 m ³
Nutzvolumen (Anmerkung 2)	≥165 000 m ³
Durchmesser des Tanks (Innenbehälter)	77,0 m
Tankhöhe (innerer Tank)	38,346 m
Tankwanddurchmesser (äußerer Tank)	79,0 m (Innendurchmesser) 80,5 m - 81,6 m (Außendurchmesser)
Höhe der Tankwand (äußerer Tank)	≤43,536 m
Durchmesser der Tankplatte (äußerer Tank)	86,0 m
Anmerkungen:	
(1) Das normale Arbeitsvermögen beträgt (165 000 m ³) auf der Grundlage eines minimalen Flüssigkeitsstandes von (1,419 m) (minimaler normaler Betriebspegel) und eines maximalen Flüssigkeitsstandes (maximaler normaler Betriebspegel) von (36,976 m) unter Berücksichtigung der Tankkontraktion bei Betriebstemperatur.	
(2) Das Nutzvolumen des Tanks ist auf die normale Arbeitskapazität eingestellt.	

Tabelle 2-1: Allgemeine Daten

Datenblatt für LNG-Lagertanks

3 SPEZIFISCHE DATEN

3.1 Gespeicherte Produktdaten

Beschreibung	Wert
Gelagerte Flüssigkeit	LNG
Dichte des gelagerten Produkts	483,2 kg/m ³
Auslegungsdichte	682 kg/m ³
Dampfdruck	1.113 bar
Betriebsdruck	Siehe Abschnitt 13
Betriebstemperatur	-162,1 °C
Auslegungstemperatur ^(a)	-162,1 °C

Tabelle 3-1: Gespeicherte Produktdaten

Anmerkung:^(a) Im Falle des Auslaufens des gelagerten Produkts (für die Berechnungen der äußeren Tankstruktur) wird die Auslegungstemperatur wie folgt berücksichtigt:

- 162,1°C, wenn die Materialdichte des gelagerten Produkts auf 483,2 kg/m³ eingestellt ist.
- 35°C, wenn die Materialdichte des gelagerten Produkts auf 682 kg/m³ eingestellt ist.

3.2 Daten der Pegelstände

Flüssigkeitsstände (von der Oberseite des inneren Tankbodens)	Ebene
Hydrostatischer Prüfstand	≤32.196 m
Auslösung bei niedrigem Pegel (LALL-CO)	≥1,300 m
Niedrigpegelalarm = minimaler normaler Betriebspegel (LAL = minNOL)	≥1,419 m
Hochpegelalarm = Maximaler normaler Betriebspegel (MNOL = LAH)	≤36,976 m
Alarm bei hohem Füllstand (LAHH)	≤37,515 m
Hoch-Hoch-Alarm mit Abschaltung (LAHHH-CO)	≤37,695 m
Maximaler Bemessungsflüssigkeitsstand (MDLL)	≤37,767 m

Tabelle 3-2: Daten der Flüssigkeitspegel

3.3 Entwurfsbedingungen

Beschreibung	Wert	Kommentar
Druck	300 mbarg	
Temperatur	-170 °C / +40 °C	Diese Temperaturen sind für Prozesszwecke. Für Berechnungen der Tankstruktur und des Abdampfens, siehe Abschnitt 4
Vakuum	-10 mbarg	

Tabelle 3-3: Entwurfsbedingungen

Datenblatt für LNG-Lagertanks

3.4 Durchflussmengen

3.4.1 Durchflußmengen der Flüssigkeiten

Beschreibung	Durchflussmenge	Bemerkung
Max. Flüssigkeitsfüllmenge	10 000 m ³	Für die obere oder untere Füllung
Maximale Abpumpmenge der Flüssigkeit	1 500 m ³ / h	Für Schiffsladepumpen
	3 x 550 m ³ / h	Für den Versand von Pumpen

Tabelle 3-4: Durchflussmengen

3.4.2 Unterdruckschutzsystem (Vakuum)

Zum Schutz der Tanks vor Unterdruck (Vakuum) wird ein zweistufiges System für den Unterdruckausgleich installiert.

3.4.3 Druckentlastung

Ein System zum Schutz der Tanks vor Überdruck wird eingebaut.

Der maximale Durchfluss für das Entlüftungsgas des Tankverschlusses in die Atmosphäre wird unter Berücksichtigung des Überschlags gemäß EN 1473, Anhang B, §B.2 und §B.12 berechnet:

Beschreibung	Wert
Nenninhalt des Tanks für Flüssigkeiten	165 000 m ³
Bruttotankvolumen (Nutzvolumen + Absatz)	≥171 583 m ³
X 0,0005 = Zulässiger Boil-off pro Tag	≤85.791 m ³ / 24 h
X ^(q) 422 kg/m ³	≤36 203,802 kg / 24 h
X 100	≤150 850 kg/h

Tabelle 3-5: Maximale Durchflussrate der PSV für die Entlüftungsgase (Schätzung)

^(q) nach DIN EN 14620-1, Anhang A.

Der maximale Durchfluss für die Entlüftung von PSVs an der Tankoberseite in die Atmosphäre beträgt 150.850 kg/h.

Datenblatt für LNG-Lagertanks

4 STANDORTDATEN

4.1 Temperaturdaten

Beschreibung	Wert
Maximale Umgebungstemperatur	⁽¹⁾ 38,4 °C / ⁽²⁾ 33,6 °C
Minimale Umgebungstemperatur	⁽³⁾ -26,7 °C / ⁽⁴⁾ -17,9 °C
Normale Umgebungstemperatur	⁽⁵⁾ 10,4 °C
Betriebstemperatur für Außenbehälter	⁽⁶⁾ -8,0 °C
Anmerkungen:	
(1) Maximale Aussentemperatur Sommerbetrieb für Berechnung des LNG-Gas-Verdampfung (Boil-off) an Tankaußenwand und -dach. (2) Für Wärmeschutzsysteme und Außentanks, die von Flüssigkeitsleckagen betroffen sein können. (3) Minimale Aussentemperatur Winterbetrieb für Berechnung des LNG-Gas-Verdampfung (Boil-off) an Tankaußenwand und -dach. (4) Für Außenbehälter mit potentiellen Flüssigkeitsleckagen. (5) Gemäß GG-OC01-000-GEO-REP-00152 Rev 01, §7.1, Grundlagen für LNG-Leckagen (Sommerbetrieb) und Brandschutzberechnungen. (6) Gemäß GG-OC01-000-GEO-REP-00152 Rev. 01, §7.1, Grundlagen für Berechnungen der extremen Winterbetriebsbedingungen für Aussenanlagen.	

Tabelle 4-1: Temperaturdaten

4.2 Untergrenze der relativen Luftfeuchtigkeit

80 % (dieser Wert wird als Basis für Verdampfung- (Boil-Off)-, Betriebsbasis- und LNG-Überlauf- und Brandrisiko-Berechnungen verwendet)

4.3 Maximal einfallende Sonneneinstrahlung:

1000 W/m² als Grundlage für LNG-Gas-Verdampfung (Boil-off) Berechnungen.

4.4 Erdbebenberechnung

- Horizontale Beschleunigung - Safe Shutdown Earthquake (SSE): $\leq 0,0255g$.
- Vertikale Beschleunigung - Safe Shutdown Earthquake (SSE): $\leq 0,0179g$.
- Horizontalbeschleunigung - Operating Basis Earthquake (OBE): $\leq 0,0045g$.
- Vertikale Beschleunigung - Operating Basis Earthquake (OBE): $\leq 0,0032g$.

Diese Werte und die entsprechenden Diagramme stammen aus dem Dokument "Standortspezifische probabilistische seismische Gefährdungsbeurteilung für das LNG-Projekt Brunsbüttel / Deutschland Fugro Dokument Nr.: 362-19-006-01 rev1, 30 September 2019" nach der Generierung neuer Spektren in Bodennähe gemäß dem in DIN EN 1998-1/NA:2021-07 (Anhang NA.F (informativ)) "Erläuterung des

Datenblatt für LNG-Lagertanks

Verfahrens zur Bestimmung der seismischen Einwirkung im Falle von Scherwellengeschwindigkeiten unter 150 m/s" angegebenen Verfahren.

SSE horizontal
[Oberfläche]

T [sec]	Sa [g]
0,00	0,026
0,02	0,033
0,05	0,045
0,10	0,096
0,50	0,0956
0,60	0,0956
0,70	0,0956
0,75	0,0956
0,80	0,0956
0,90	0,0956
1,00	0,0689
1,25	0,0536
1,50	0,0446
1,75	0,0383
2,00	0,0335
2,50	0,0214
3,00	0,0149
3,50	0,0109
4,00	0,0084
4,50	0,0066
5,00	0,0054
10,00	0,0025

Datenblatt für LNG-Lagertanks

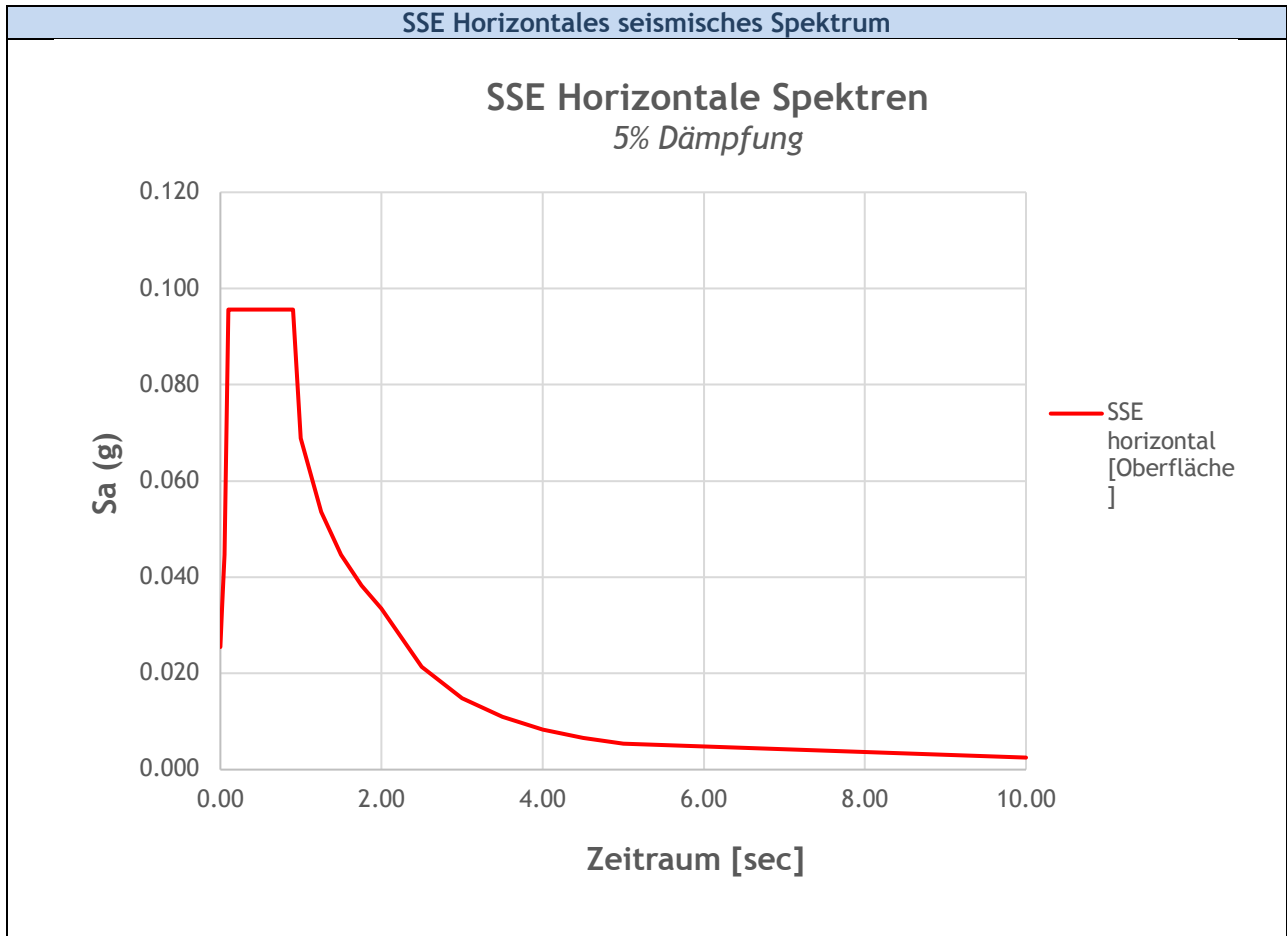


Tabelle 4-2: Horizontales seismisches Spektrum der SSE

Datenblatt für LNG-Lagertanks

OBE horizontal
[Oberfläche]

T [sec]	Sa [g]
0,00	0,0045
0,02	0,0059
0,05	0,0079
0,10	0,0197
0,50	0,0197
0,60	0,0197
0,70	0,0197
0,75	0,0197
0,80	0,0197
0,90	0,0125
1,00	0,0098
1,25	0,0074
1,50	0,0056
1,75	0,0045
2,00	0,0038
2,50	0,0024
3,00	0,0017
3,50	0,0009
4,00	0,0007
4,50	0,0006
5,00	0,0005
10,00	0,0002

Datenblatt für LNG-Lagertanks

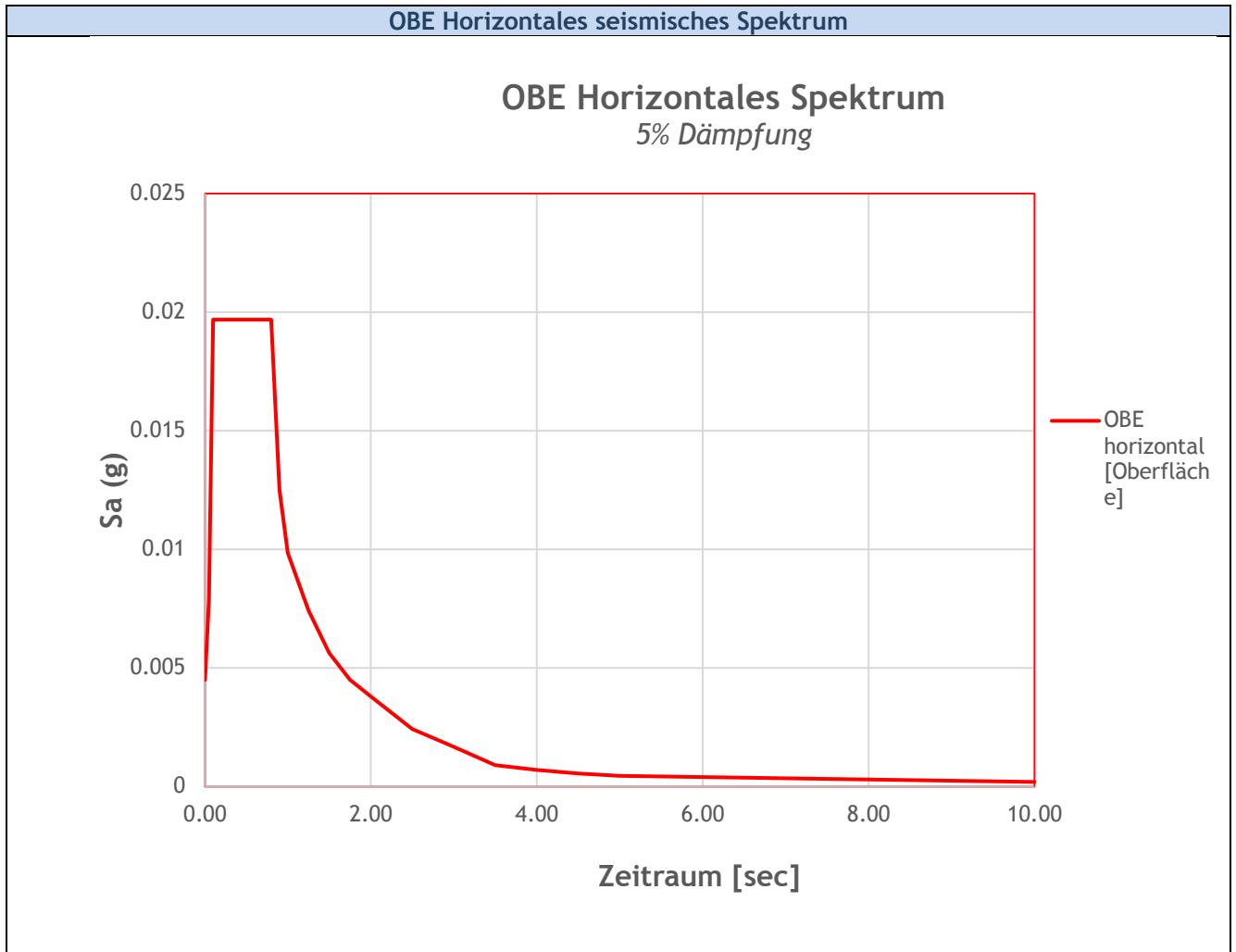


Tabelle 4-3: Horizontales seismisches Spektrum der OBE

Anmerkung: Das vertikale Antwortspektrum in Bodennähe wird als das 0,7-fache des empfohlenen elastischen horizontalen Antwortspektrums in Bodennähe betrachtet.

Datenblatt für LNG-Lagertanks

5 GEOTECHNISCHE DATEN

Geotechnische Daten stammen aus den folgenden Quellen:

- Geotechnisches Bodengutachten Bodenuntersuchung für LNG-Terminal Brunsbüttel
Fugro Dokument Nr.: 006_EN_rev0436219, 25. Februar 2021
- Interpretativer und technischer Bodenbericht
Standortuntersuchung für das LNG-Terminal Brunsbüttel
Fugro Dokument Nr.: 362 19 006, 13. September 2019
- Orientierende Umweltuntersuchung
Standortuntersuchung für das LNG-Terminal Brunsbüttel
Fugro Dokument Nr.: 362 19 006_2, 12. August 2019
- Erläuterungsbericht und Bodendaten als Planungsgrundlage
Standortuntersuchung für das LNG-Terminal Brunsbüttel
BRUNSBÜTTEL/Schleswig-Holstein, Deutschland
Fugro Dokument Nr.: 362 19 006_Anhang B, 7. August 2019
- Erläuterungsbericht und Bodendaten als Planungsgrundlage
Standortuntersuchung für das LNG-Terminal Brunsbüttel
Fugro Dokument Nr.: 362 19 006 - Kurzfassung, 29. August 2019
- P600-000-000002028-004 Geotechnischer Auslegungsbericht (Onshore)

Datenblatt für LNG-Lagertanks

6 BRANDSCHUTZ

6.1 Strahlungswärme

6.1.1 Brandfall Feuer von außen (Brandfall im Auffangbecken)

Brandlastannahmen

- Maximal anzunehmender Wärmestrahlung: $\leq 32 \text{ kW/m}^2$
- Dauer des Brandereignisses: < 2 Stunden

Anmerkung: an der Wand des Tanks, die dem Ort der Brandgefahr zugewandt ist (Lage am Tank nicht näher spezifiziert, aber unter der Annahme, dass die Feuerquelle weit genug entfernt ist, um einen Abschnitt von mindestens 120° der Tankseiten zu beeinflussen und keine unterschiedlichen Brandlastbedingungen entlang der Wand zu schaffen)

6.1.2 Brandfall Feueraustritt aus Rohr auf dem Tankdach

Brandlastannahmen

- Maximal anzunehmende Wärmestrahlung, die hauptsächlich Tankkuppel und auf dem Dach montierte Geräte betreffen.
- Maximale Wärmestrahlung auf der Tankkuppel: $\leq 32 \text{ kW/m}^2$.
- Maximale Wärmestrahlung mit Einwirkung auf die Ausrüstung: $\leq 15 \text{ kW/m}^2$.
- Dauer des Brandereignisses: < 2 Stunden.

6.1.3 Brandfall Tankkuppel (entzündetes LNG)

- Maximal anzunehmende Wärmestrahlung mit Einfluss auf die Tankkuppel und auf dem Dach installierte Ausrüstung (Wärmestrahlung wie in 6.1.2).
- Dauer des Brandereignisses: 5 min (gemäß GG-OC01-000-SAF-REP-00325_R06 Ausbreitungs-/Brand-/Explosionsfolgenanalyse).
- Bemessungswert der LNG-Leck: $287 \text{ m}^3 / \text{h}$ (gemäß GG-OC01-000-SAF-REP-00325_R06 Ausbreitungs-/Brand-/Explosionsfolgenanalyse, §8.1).

Datenblatt für LNG-Lagertanks

7 LASTFALL ANPRALL

Der Behälter (Aussenwand und Kuppel) wird für folgende Aufpralllasten ausgelegt:

- Anfliegendes Projektil (starrer Körper) 150 kg
- Aufprallfläche Kreis von 0,5 m Durchmesser
- Geschwindigkeit 50 m/s (180 km/h)

Datenblatt für LNG-Lagertanks

8 LASTFALL EXPLOSIONSDRUCKWELLE AUF LNG-TANK

Der Tank wird so ausgelegt, dass er dem Druck einer Explosionswelle standhält. Die zeitliche und räumliche Verteilung dieses Explosionsdrucks wird wie folgt angenommen:

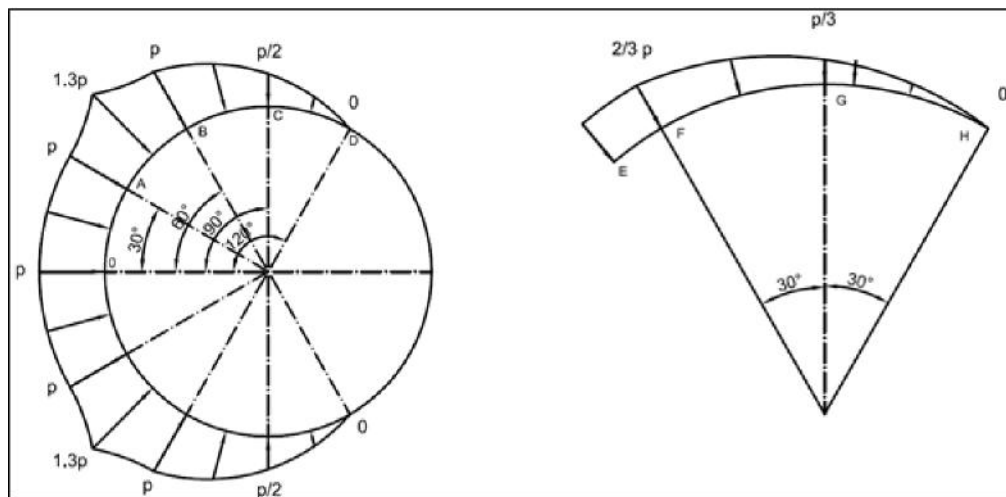


Abbildung 8-1: Verteilung der Explosionswellen

Die obige Verteilung ist der Explosionsdruck auf Tankwand- und - Kuppel.

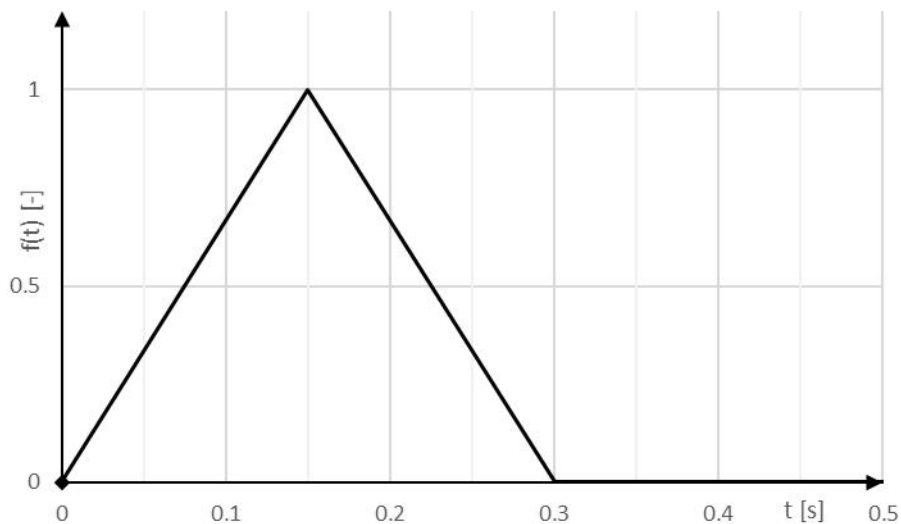


Abbildung 8-2: Zeitlicher Verlauf des Explosionsdrucks

Diagramm mit zeitlicher Funktion des Explosionsdrucks.

p = reflektierter Explosionsdruck (Vorgabe 300 mbarg)

Datenblatt für LNG-Lagertanks

9 LASTFALL LECKAGE VON ROHRLEITUNGEN

Leckagemengen von LNG-Rohrleitungen auf dem Tankdach werden aufgefangen und vom Tankdach abgeleitet. Ein ebenerdiges Auffangsystem wird wie folgt bemessen: 3m x 3m x 3,5m.

Die Leckagedauer wird mit maximal 5 Minuten angenommen, bevor die Leckagestelle geschlossen werden kann.

Datenblatt für LNG-Lagertanks

10 LASTFALL WÄRMEEINTRITT IN DEN TANK

Der maximale Wärmeeintritt in den Lagertank ist auf 0,05 % des Bruttotankinhalts pro Tag, bezogen auf reines Methan, festgelegt und wird wie folgt berechnet:

Beschreibung	Wert
Nenninhalt des Tanks für Flüssigkeiten	165 000 m ³
Bruttotankvolumen (Nutzvolumen + Totvolumen) ^(*)	≥171 583 m ³
X 0,0005 = erwartete Verdampfung (Boil-off) pro Tag	85.791 m ³ / 24 h
X 422 kg/m ³	36 203 kg / 24 h
X 0,482 MJ/kg	17 450 MJ / 24 h
÷ (3,6 x 24) = Zulässiger Wärmeverlust	202 kW
^(*) : Das Bruttovolumen des Tanks ist das Volumen, das zwischen dem Tankboden und dem maximalen normalen Betriebsniveau (MNOL) gespeichert ist.	

Tabelle 10-1: Isolierung

Es ist nachzuweisen, dass der Wärmeverlust jedes Tanks (durch Auslegung des Temperaturgefälles und der Wärmeeintritte durch Wand, Boden und Dach, einschließlich Wärmebrücken) die Obergrenze von 0,05 % einhält.

Datenblatt für LNG-Lagertanks

11 ANSCHLÜSSE

11.1 Tankpumpen

Beschreibung	Wert
Anzahl der Pumpen	4
Anzahl der Pumpenrohre	Drei (3) identische Pumpen der Größe DN 600 mm für die Ausspeisung und eine (1) der Größe DN 1000 mm für die Schiffsbeladung.
Auslegungsdruck des Pumpenrohres	18,3 bar
Hydrostatischer Testdruck Pumpenrohr	27,45 bar
Gewicht der einzelnen Pumpensets	≈3000 kg / 6300 kg (Pumpengruppe + elektrische Kabel + Haltekabel + Kopfplatte, usw.)

Tabelle 11-1: Pumpendetails

11.2 Füllstutzen

Beschreibung	Wert
Anzahl der erforderlichen Füllstutzen	1 x oben. 1 x unten
Ausführung als Standrohr (unten Befüllung)	10 000 m ³ /h
Ausführung mit Spritzblech (oben Befüllung)	10 000 m ³ /h

Tabelle 11-2: Befüllvorrichtung

11.3 Füllstandsmessungen

Beschreibung	Wert
Anzahl der erforderlichen Schutzrohre	4
Gerät zur Messung	Radar
Größe der Stutzen	DN 100

Tabelle 11-3: Füllstands - Messinstrumente

11.4 Füllstands-/Temperatur- und Dichtemessung

Beschreibung	Wert
Anzahl der erforderlichen Schutzrohre	1
Gerät zur Messung	Servo
Größe der Stutzen	DN 300

Tabelle 11-4: Instrumente für Füllstand/Temperatur/Dichte - Überwachung

11.5 Druckentlastungsventile

Für Überdruckentlastungsventile, die in die Atmosphäre abblasen, ist die vorgesehene Anzahl von vier (4) Ventilen durch Berechnungen zu bestätigen. Die endgültige Anzahl der Sicherheitsventile wird bei der Detailplanung festgelegt. Unterdruckventile sind ebenfalls zu berechnen

Datenblatt für LNG-Lagertanks

11.6 Kran

Beschreibung	Wert
Anzahl der benötigten Krane	1 pro Tank
Hebekraft	≥ 6 300 kg (150 % des maximalen Gewichts der schwersten Tankpumpe)
Hubgeschwindigkeit - Langsam	1,5 m/min (Wartungsdienst der Pumpe)
Hubgeschwindigkeit - Normal	3,0 m/min (allgemeine Arbeiten)

Tabelle 11-5: Kran

Datenblatt für LNG-Lagertanks

12 ZUSÄTZLICHE INFORMATION

Beschreibung	Wert	Bemerkung
Hydrostatisches Prüfmedium	Brackwasser aus der Elbe	Labortechnische Untersuchungen der Wasserqualität zur Vermeidung von Korrosion erforderlich
Dichte	$\geq 1\,000\text{ kg/m}^3$	
Löschwasser	Vorhandenes Löschwasser	
Kalibrierung des Tanks	In Anlehnung an ISO 7507-4	

Tabelle 12-1: Zusätzliche Maßnahmen

Datenblatt für LNG-Lagertanks

13 ZUSAMMENFASSUNG DER BETRIEBSDRÜCKE DER TANKS

Beschreibung	Druck [mbarg]
MRP, RV's, die in die Atmosphäre abblasen	330
SP, RVs, die in die Atmosphäre abblasen (iv)	300 ^(b)
PAHHH (Pressure Alarm High High High), ESD des (Ent-)Ladevorgangs	265
PAHH, ESD des (Ent-)Ladevorgangs	260
PCV (Druckregelventil) zur Druckentlastung zum Fackelsystem	280
PAH Maximaler normaler Betriebsdruck (Voralarm)	250
Normaler Betriebsdruck	50 bis 200
PAL, Minimaler normaler Betriebsdruck (Voralarm)	50
PALL, ESD der BOG-Kompressoren, LP-Pumpen und Schiffsbeladung	30
PCV (Druckregelventil) öffnet zur Gaseinspeisung aus Hochdruck-Gasausspeiseleitung in den Tank (Vacuum-Schutz)	20
PALLL (Pressure Alarm Low Low Low) ESD des gesamten Terminals	10
Atmosphärischer Druck	0
SP, Unterdruck (Vakuum) Entlastungsventil öffnet	-5
Unterdruck (Vakuum) Entlastung maximaler Durchfluss (Nenndruck)	-10 ^(c)
Anmerkungen: a. Glossar: MRP = Maximaler Entlastungsdruck RV = Überdruckventil SP = Sollwert des Entlastungsdruck PAHH = Sicherheitsabschaltung, Auslösung bei hohem Druck (Druckalarm Hoch Hoch) PAH = Hochdruck-Voralarm PAL = Niederdruck-Voralarm PALL = Sicherheitsabschaltung, Auslösung bei Minimaldruck ESD = Sicherheitsabschaltung b. Tank Bemessungs Überdruck c. Tank Bemessungs Unterdruck d. Die Toleranz für den Sollwert des Überdruckventils darf < ±3% nicht überschreiten.	

Tabelle 13-1: Betriebsdrücke

Datenblatt für LNG-Lagertanks

14 REFERENZANORDNUNG FÜR LNG-LAGERTANK

14.1 Typische Konstruktionsdetails

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Komponenten des Tanks beschrieben.

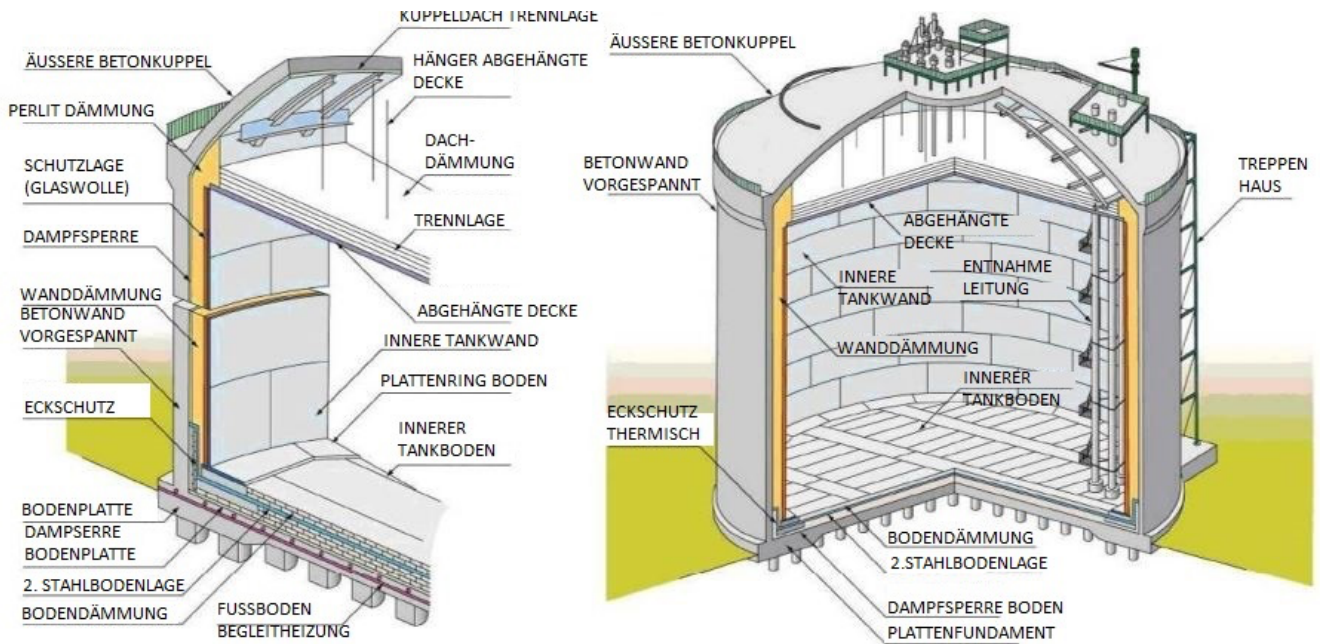


Abbildung 14-1: Typischer Entwurf für einen Doppelhüllen-Tank.

Datenblatt für LNG-Lagertanks

14.2 Geometrische Anforderungen

Beschreibung	Wert
Dicke der Bodenplatte des äußeren Tanks (Mitte)	Mindestens 1 000 mm
Dicke der Bodenplatte des äußeren Tanks (Rand)	Mindestens 1 800 mm
Dicke der Wand des Außentanks (Beton)	~750 - 1 300 mm
Dicke der Tankkuppel (Beton)	Mindestens 400 mm
Dicke der Bodenbleche des Innentanks	Mindestens 5 mm
Dicke des zweiten Bodenbleches	Mindestens 5 mm
Dicke der Bodenauskleidungsbleche	Mindestens 5 mm
Dicke der Dachbleche	Mindestens 5 mm
Dicke der Bodenringbleches des Innentanks	Mindestens 22,5 mm
Dicke des Thermischen-Eckschutzes (TPS)	Mindestens 8 mm
Dicke des zylindrischen Mantels des Innentanks (variabel je Höhe)	Minimum von 10 mm bis zu 35,5 mm
Dicke der abgehängten Decke (ohne Isolierung)	Mindestens 5 mm
Dicke der Isolierung der abgehängten Decke (nach Setzung)	≥ 600 mm
Gesamtdicke der Isolierung im Ringraum zwischen Außentank und Innentank	1000 mm
Dicke der Bodenisolierung (Beton, Sand, Schaumglas, usw.)	≥ 843 mm

Tabelle 14-1: Übersicht der Anforderungen an einzelner Tankbauteile

Beschreibung	Wert
Innendurchmesser des Innentanks	77 m
Innendurchmesser des Außentanks	79 m
Innenradius der Betonkuppel des Außentanks	79 m
Außendurchmesser der Tankbodenplatte	≥ 86 m

Tabelle 14-2: Allgemeine Tankabmessungen

Beschreibung	Wert
Höhe des Innentanks	38,346 m
Höhe des Außentanks	≤43,536 m
Oberkante Bodenplatte (Bezugshöhe)	+2,70 mNHN

Tabelle 14-3: Allgemeine Tankhöhenangaben

Datenblatt für LNG-Lagertanks

15 ÜBERSICHT DER TANKANSCHLÜSSE

Tabelle der Verbindungen							Ungefähre Lage der Stutzen (Anmerkung 9)		
SYM	GRÖSSE [m]	RAT [lb]	FAC	LINE SPEZIFIKATION	SERVICE	ANMERKUNGEN	RADIUS [mm]	ORIENTIERUNG (T-211)	ORIENTIERUNG (T-221)
N3A	600	300	RF	SS	PUMPENROHR-LP-PUMPE	Anmerkung 6	35450	182,2°	92,2°
N3B	600	300	RF	SS	PUMPENROHR-LP-PUMPE	Anmerkung 6	35450	174,7°	84,7°
N3C	600	300	RF	SS	PUMPENROHR-LP-PUMPE	Anmerkung 6	35450	168,1°	78,1°
N3D	1000	300	RF	SS	PUMPENROHR SCHIFFSLADEPUMPE	Anmerkung 6	35450	188,4°	98,4°
N9	150	300	RF	SS	PUMPENROHR ENTLÜFTUNG	Verkleinerung 6 "x4"	33500	162,4°	72,4°
N1	900		BW	SS	FÜLLLEITUNG OBEN		35700	194,1°	104,0°
N2	900		BW	SS	FÜLLLEITUNG UNTEN	Standrohr bis Tankboden	35700	197,8°	107,8°
N8	700		BW	SS	GAS-AUSLASS VERDICHTER ZU		33000	158,7°	68,7°
N7	100		BW	SS	ANSCHLUSS FÜR TANKABKÜHLUNG	Anmerkung 7	36200	200,5°	110,5°
N13	100	150	RF	SS	TANKSPÜLANSCHLUSS		36200	156,0°	66,0°
N17A	100	150	RF	SS	SPÜLANSCHLUSS RINGRAUM ISOLIERUNG	Anmerkung 7	37800	123,5°	33,5°
N17B	100	150	RF	SS	SPÜLANSCHLUSS RINGRAUM ISOLIERUNG	Anmerkung 7	37800	27,4°	297,4°
N14A1	50	150	RF	SS	PRIMÄRER BODENSPÜLANSCHLUSS	Anmerkung 7	38700	295,0°	205,0°
N14A2	50	150	RF	SS	PRIMÄRER BODENSPÜLANSCHLUSS	Anmerkung 7	38700	115,0°	25,0°
N14B1	50	150	RF	SS	SEKUNDÄRER BODENSPÜLANSCHLUSS	Anmerkung 7	38700	121,5°	31,5°
N14B2	50	150	RF	SS	SEKUNDÄRER BODENSPÜLANSCHLUSS	Anmerkung 7	38700	303,0°	213,0°
N10	900		BW	SS	ANSCHLUSS DRUCKENTLASTUNGSVENTILE VERTEILLEITUNG		35500	49,8°	319,8°
N11	50		BW	SS	ANSCHLUSS DRUCKENTLASTUNGSVENTILE STEUERUNGS (PILOT) LEITUNG	Gleicher Stutzen wie N10	34750	49,8°	319,8°
N12A	300	150	RF	CS	UNTERDRUCK (VAKUUMSCHUTZ) VENTIL		1684	45,0°	315,0°
N12B	300	150	RF	CS	UNTERDRUCK (VAKUUMSCHUTZ) VENTIL		1684	96,0°	6,0°

Datenblatt für LNG-Lagertanks

Tabelle der Verbindungen							Ungefähre Lage der Stutzen (Anmerkung 9)		
N12 C	300	150	R F	CS	UNTERDRUCK (VAKUUMSCHUTZ) VENTIL		1684	147,0°	57,0°
N12 D	300	150	R F	CS	UNTERDRUCK (VAKUUMSCHUTZ) VENTIL		1684	264,0°	174,0°
N12 E	300	150	R F	CS	UNTERDRUCK (VAKUUMSCHUTZ) VENTIL		1684	315,0°	225,0°
N6A	50	300	R F	SS	SPÜLLEITUNG ZU PUMPENROHR LP PUMPE		3545 0		
N21 A	25	300	R F	SS	SPÜLUNG FÜR KABELANSCHLUSSKASTEN		3545 0		
N4A	250	300	R F	SS	LP LNG PUMPE AUSSPEISELEITUNG		3545 0		
N5A	80	300	R F	SS	PUMPENROHRENTLÜFTUNG	Zur Sammelleitung	3545 0		
N6B	50	300	R F	SS	SPÜLLEITUNG ZU PUMPENROHR LP PUMPE		3545 0		
N21 B	25	300	R F	SS	SPÜLUNG FÜR KABELANSCHLUSSKASTEN		3545 0		
N4B	250	300	R F	SS	LP LNG PUMPE AUSSPEISELEITUNG		3545 0		
N5B	80	300	R F	SS	PUMPENROHRENTLÜFTUNG	Zur Sammelleitung	3545 0		
N6C	50	300	R F	SS	SPÜLLEITUNG ZU PUMPENROHR LP PUMPE		3545 0		
N21 C	25	300	R F	SS	SPÜLUNG FÜR KABELANSCHLUSSKASTEN		3545 0		
N4C	250	300	R F	SS	LP LNG PUMPE AUSSPEISELEITUNG		3545 0		
N5C	80	300	R F	SS	PUMPENROHRENTLÜFTUNG	Zur Sammelleitung	3545 0		
N6D	50	300	R F	SS	SPÜLLEITUNG ZU PUMPENROHR SCHIFFSLADEPUMPE		3545 0		
N21 D	25	300	R F	SS	SPÜLUNG FÜR KABELANSCHLUSSKASTEN		3545 0		
N4D	350	300	R F	SS	SCHIFFSLADEPUMPE AUSSPEISELEITUNG		3545 0		
N5D	80	300	R F	SS	PUMPENROHRENTLÜFTUNG	Zur Sammelleitung	3545 0		
K5A	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR DRUCKTRANSMITTER	Anmerkung 4, 2	3485 0	113,0°	23,0°
K5B	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR DRUCKTRANSMITTER	Anmerkung 4	3485 0	124,5°	34,5°
K5C	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR DRUCKTRANSMITTER	Anmerkung 4	3492 5	23,1°	293,1°

Datenblatt für LNG-Lagertanks

Tabelle der Verbindungen							Ungefähre Lage der Stutzen (Anmerkung 9)		
K5D	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR DRUCKTRANSMITTER	Anmerkung 4	34850	119,5°	29,5°
N16	300	150	R F	CS	TANKKUPPELENTLÜFTUNG		1684	213,0°	123,0°
K3D	100	150	R F	SS	FÜLLSTANDSMESSUNG TYP RADAR	Schutzrohr, Anmerkung 11	34550	29,9°	299,9°
K1	300	150	R F	SS	DICHTE/TEMPERATUR/FÜLLSTANDS-MESSUNG TYP SERVO	Stutzen mit Reduzierung DN300 auf DN 150, Schutzrohr DN 300, Anmerkung 1	34445	27,4°	297,4°
K3B	100	150	R F	SS	FÜLLSTANDSMESSUNG TYP RADAR	Schutzrohr, Anmerkung 11	34750	121,5°	31,5°
K3C	100	150	R F	SS	FÜLLSTANDSMESSUNG TYP RADAR	Schutzrohr, Anmerkung 11	34750	24,9°	294,9°
K3A	100	150	R F	SS	FÜLLSTANDSMESSUNG TYP RADAR	Schutzrohr, Anmerkung 11	34520	117,0°	27,0°
K2A	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURTRANSMITTER (TEMPERATURFÜHLER)	Gleicher Stutzen wie K3A	34807	117,0°	27,0°
K2B	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURTRANSMITTER (TEMPERATURFÜHLER)	Gleicher Stutzen wie K3A	34807	27,4°	297,4°
K4A	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURTRANSMITTER (RTD IM TANKDOM UNTER KUPPELDACH)	Anmerkung 3	34850	115,0°	25,0°
K4B	50	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURTRANSMITTER (RTD IM GASRAUM)	Anmerkung 5	34675	23,1°	293,1°
N19	150	150	R F	CS	STUTZEN FÜR PERLITNACHFÜLLUNG	56 Stutzen	37800	Anmerkung 10	Anmerkung 10
M1	1300	150	R F	CS	EINSTIEGSÖFFNUNG FÜR MATERIALIEN		32300	210,5°	120,5°
M2	900	150	R F	CS	EINSTIEGSÖFFNUNG FÜR PERSONAL		32300	217,0°	127,0°
N15	100	150		CS	ENTLÜFTUNG EINSTIEGSÖFFNUNG M2	Montiert auf M2	32300	217,4°	127,4°
N18 A	150	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURFÜHLER (RTD)		37800	7,0°	277,0°
N18 B	150	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURELEMENTE (RTD)		37800	97,0°	7,0°

Datenblatt für LNG-Lagertanks

Tabelle der Verbindungen							Ungefähre Lage der Stützen (Anmerkung 9)		
N18 C	150	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURELEMENTE (RTD)		3780 0	187,0°	97,0°
N18 D	150	150	R F	SS	ANSCHLUSS FÜR TEMPERATURELEMENTE (RTD)		3780 0	277,0°	187,0°

Anmerkungen:

1. Bohrung in Schutzrohr min. 25 mm im Abstand von < 300 mm
2. Verbindung mit Stützen N14A zur Differenzdruckmessung.
3. Schutzrohr, das sich über den gesamten Kuppelraum erstreckt, ohne in den Innentank geführt zu werden.
4. Die Stützen führen nicht durch die abgehängte Decke
5. Das Schutzrohr muss bis zum Boden des Innentanks reichen.
6. Stützen N3A/B/C/D. Die Pumpenrohre im Tank müssen in einem angemessenen Abstand zueinanderstehen, damit sich die Pumpen nicht gegenseitig behindern. Ein Abstand von etwa 2500 mm zwischen zwei Pumpenrohre (Achse zu Achse) ist einzuhalten.
7. Um eine vollständige Abdeckung zu gewährleisten, sind zwei Halbringe (ein Ring für das Abkühlsystem) als Verteilersystem vorzusehen.
8. SS steht für rostfreien Stahl / CS für Kohlenstoffstahl.
9. Weitere Informationen zu den tatsächlichen Radien und Ausrichtung der Stützen; siehe Zeichnungen P600-000-011039009-044 und P600-000-012039009-044 .
10. Winkelmaß von 6,429°
11. Schutzrohr, das sieben (7) m unter dem maximalen Betriebsfüllstand der Lagerflüssigkeit endet.

Tabelle 15-1: Tankanschlüsse

1

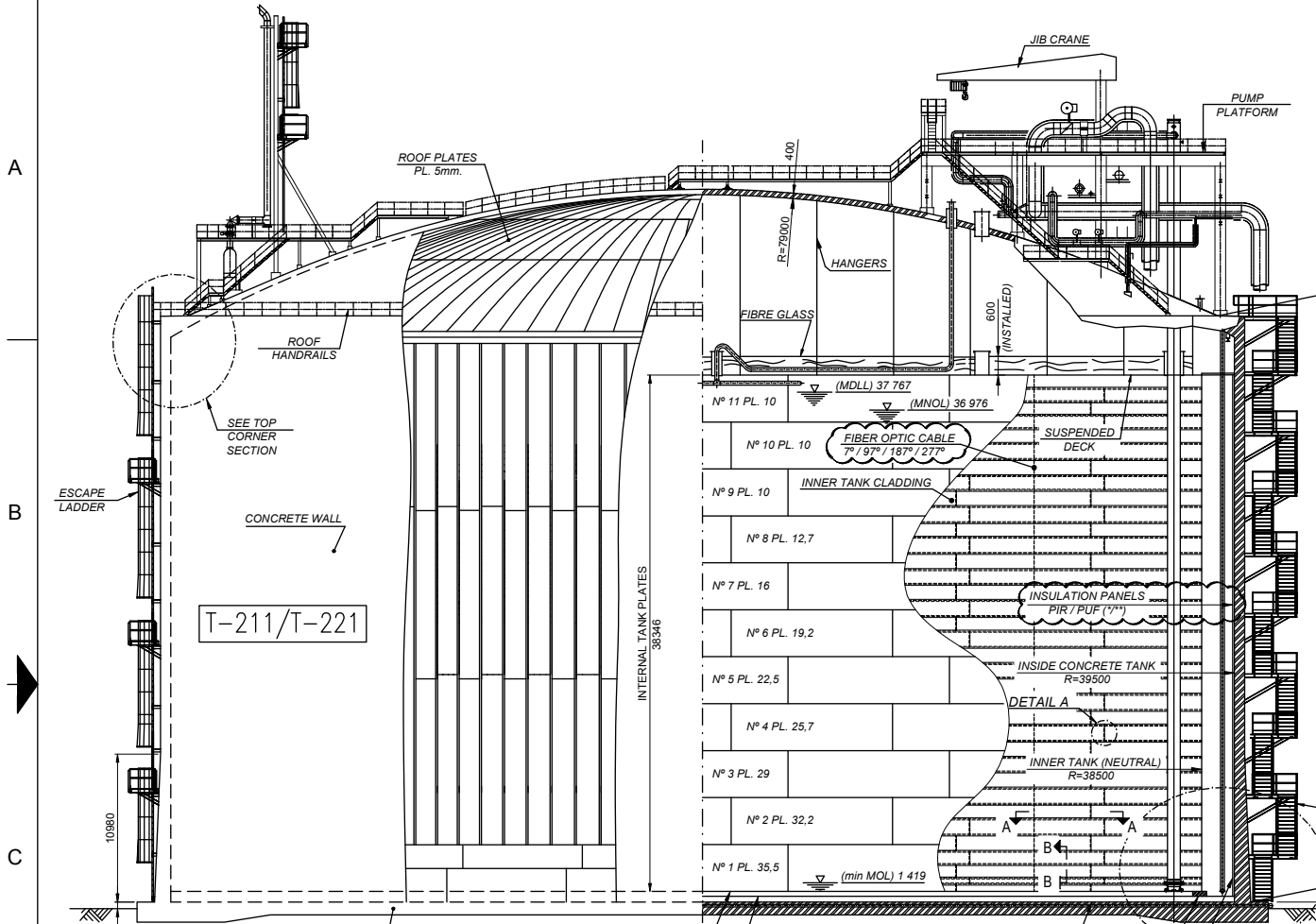
2

3

4

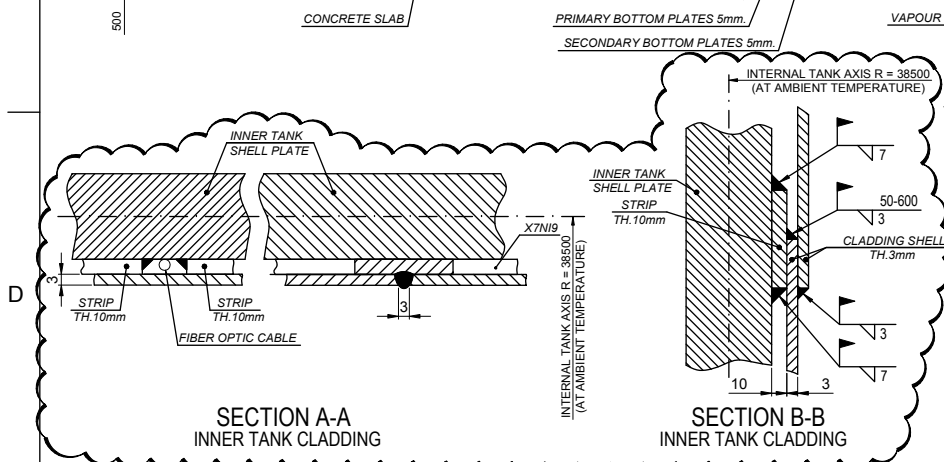
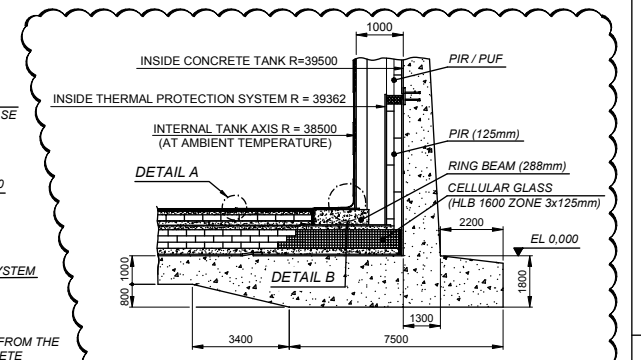
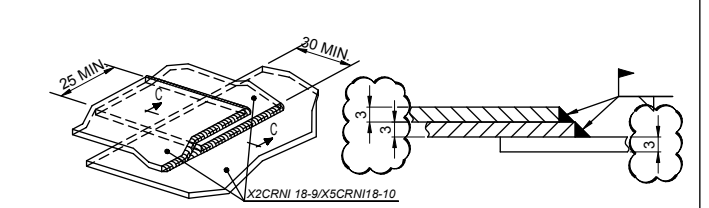
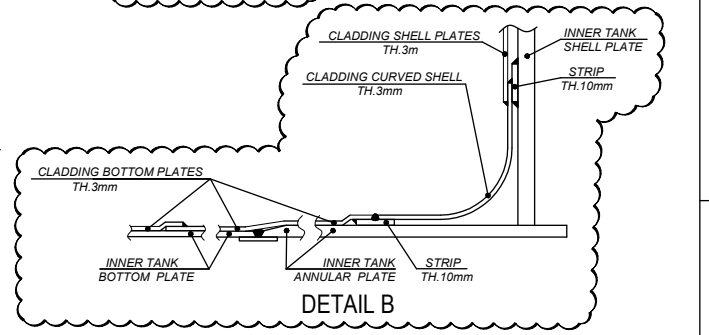
5

6



LNG TANK - CLADDING MATERIAL SPECIFICATION		
ELEMENT	MATERIAL	SPECIFICATION
METALLIC STRIPS	X7N19 (1.4663)	P600-000-013039034-005
CLADDING SHELL PLATES	X2CRN18-9/X5CRN18-10	P600-000-013039034-202
CLADDING BOTTOM PLATES	X2CRN18-9/X5CRN18-10	P600-000-013039034-202

(*) PIR POLYISOCYANURATE FOAM
 (**) PUF POLYURETHANE FOAM



- NOTES:**
- 1.- ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES (mm). ELEVATIONS ARE IN MILLIMETRES (mm) FROM THE TANK RELATIVE ELEVATION +0,000 THAT CORRESPONDS TO THE TOP OF THE CONCRETE SLAB (TOC), AND IT IS EQUIVALENT TO THE ELEVATION +2,700 m NHN.
 - 2.- ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES UNLESS NOTED OTHERWISE.
 - 3.- FROM THE TOP OF CONCRETE SLAB UP TO 5,00 m. OF HEIGHT.
 - 4.- ALL LEVELS ARE IN MILLIMETRES FROM TOP OF BOTTOM PLATE OF INNER TANK.

REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
1	ICR - ISSUED FOR PERMIT	12-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM
B	ICR - ISSUED FOR EMPLOYER REVIEW	04-05-23	ACDC	SGN/SSA	APM

EMPLOYER: German LNG Terminal	CONTRACTOR: cobra sener CS Gas North	VENDOR/SUBCONTRACTOR: sener
<small>THE INFORMATION CONTAINED IN THIS DOCUMENT IS CONFIDENTIAL AND RESTRICTED, AND IS TO BE USED ONLY FOR THE PURPOSES ESTABLISHED IN THE DOCUMENT. NO MODIFICATION, EXPLOITATION, REPRODUCTION, REPERCUSSION, COMMUNICATION TO ANY THIRD PARTY, DISSEMINATION OR DISTRIBUTION OF THE WHOLE OR ANY PART OF THE DOCUMENT IS PERMITTED WITHOUT THE PRIOR WRITTEN CONSENT OF CS Gas North. FAILURE TO RESPOND TO ANY REQUEST FOR SUCH CONSENT SHALL IN NO WAY BE CONSTRUED AS A WAIVER OF SUCH RIGHTS.</small>		
CAD FILE No: P600-000-013039009-201_2_General View_T-211	PROJECT: GERMAN LNG - TERMINAL Brunsbüttel, Germany	DRAWING TITLE: GENERAL ARRANGEMENT DRAWING (W. CLADDING CONCEPT & TYPICAL DETAILS)
SCALE: --:--	REFERENCE: P0227693	DRAWING No: P600-000-013039009-201
ORIGINAL SIZE: A3		SHEET 1 OF 1

GERMAN LNG - TERMINAL

Brunsbüttel, Germany

VORGESEHENE GRUNDKOMPONENTEN UND - MATERIALIEN FÜR LNG-TANKS

Dokument Nummer: P602-000-013039023-203					
Projekt-Referenz: P0227693					
Rev	Datum	Status	Ersteller	Geprüft durch	Genehmigt durch
1	13-09-2023	IFA	SGN	SSA	APM

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

Revisionen

Datum	Rev. Status	Zweck der Ausgabe ⁽¹⁾	Bemerkungen	Initialen
06-09-2023	B	ICR	Erste Ausgabe	SGN
13-09-2023	1	IFA	Erstellt zur Genehmigung	SGN

⁽¹⁾ Zweck der Ausgabe: zur internen Kontrolle (ICR), zur Information (IFI), zur Überprüfung (IFR), zur Genehmigung (IFA), für den Entwurf (IFD), für die Konstruktion (IFC), Bestand (As Built).

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

INHALTSVERZEICHNIS

1	AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN	4
2	AUFGABENSTELLUNG	5
3	HAUPTELEMENTE DER ÄUSSEREN TANKHÜLLE	5
3.1	Generelle Ausgestaltung der Tanks (für LNG und Ammoniak).....	5
3.2	Obere und untere Bestandteile des Tanks.....	6
4	HAUPTBESTANDTEILE FÜR DEN INNENTANK UND DAS WÄRMESCHUTZSYSTEM.....	8
4.1	Bestandteile des Wärmeschutzsystems	8
4.2	Bestandteile der inneren Tankhülle	9
5	ZUSÄTZLICHE MECHANISCHE BESTANDTEILE.....	10
5.1	Bestandteile der Wand - Dampfsperre (Auskleidung).....	10
5.2	Metalldach und Zubehörteile	10
5.3	Stützen und innenliegende Rohrleitungsteile.....	11
6	HAUPTBESTANDTEILE DER DÄMMUNG.....	12
6.1	DÄMMUNG TANKBODEN UND TANKINNENSEITEN	12
6.2	Dämmung der abgehängten Decke	14

TABELLEN-ÜBERSICHT

Tabelle 1-1:	Abkürzungen und Bedeutungen	4
Tabelle 2-1:	Bestandteile der äußeren Tankhülle	7
Tabelle 3-1:	Bestandteile des Wärmeschutzsystems.....	8
Tabelle 3-2:	Bestandteile innere Tankhülle	9
Tabelle 4-1:	Bestandteile der Wandverkleidung	10
Tabelle 4-2:	Dachverkleidung (innen), Rahmen und Zubehörteile	10
Tabelle 4-3:	Stützen und innenliegende Rohrleitungsteile.....	11
Tabelle 5-1:	Dämmung vor dem Wärmeschutzsystem, um den Innenbehälter und unter dem Behälterboden.....	12
Tabelle 5-2:	Abgehängte Decke und Dämmung der abgehängten Decke	14

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

ABBILDUNGEN-ÜBERSICHT

Abbildung 3-1: Allgemeine Tankgestaltung 6

Abbildung 2-2: Obere und untere Bestandteile der äußeren Tankhülle 7

Abbildung 3-1: Bestandteile des Wärmeschutzsystems..... 8

Abbildung 3-2: Bestandteile innere Tankhülle 9

Abbildung 4-1: Stutzen und innenliegende Rohrleitungsteile 11

Abbildung 5-1: Dämmung vor dem Wärmeschutzsystem, um den Innenbehälter und unter dem Behälterboden..... 13

Abbildung 5-2: Dämmung der abgehängten Decke 15

1 AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzung	Bedeutung
GLNG / Bauherr	German LNG Terminal GmbH
CSGN / Auftragnehmer	CS Gas North / Generalübernehmer
SS	Edelstahl
LNG	Verflüssigtes Erdgas
SFLT	Geeignet für Tiefsttemperaturen (Suitable For Low Temperature)

Tabelle 1-1: Abkürzungen und Bedeutungen

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

2 AUFGABENSTELLUNG

Die German LNG Terminal GmbH (GLNG) entwickelt ein LNG-Terminal mit zwei LNG-Speichertanks. Die Dichte des zu speichernden LNG beträgt 483,2 kg/m³. Um jedoch später eine Umnutzung der LNG-Tanks in Speicherbehälter für Wasserstoffderivate (LHN3) zu ermöglichen, muss die höhere Dichte von 682 kg/m³ bei der Planung berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollten die Innentanks in Zukunft entweder durch eine geeignete Beschichtung (auf den Innen- und Außenflächen) oder durch eine Verkleidung aus rostfreiem Stahl geschützt werden.

Ziel dieses Dokuments ist es, die grundlegenden Komponenten des Tanks und die vorgesehenen Materialien zu beschreiben. Darüber hinaus werden die Anforderungen an diese Materialien und die Auswahlkriterien aufgezeigt. Zu diesem Zweck sind einige Skizzen beigefügt, in denen die Hauptkomponenten hervorgehoben werden.

Die Materialauswahl für die Konstruktion und den Bau der LNG-Tanks richtet sich nach den chemischen, physikalischen und mechanischen Eigenschaften unter den Prozessbedingungen sowie nach den Anforderungen und Vorgaben der DIN EN 14620.

3 HAUPTELEMENTE DER ÄUSSEREN TANKHÜLLE

3.1 Generelle Ausgestaltung der Tanks (für LNG und Ammoniak)

Abbildung 3-1 zeigt die Hauptbestandteile des gesamten Tanks mit Ausnahme der elektrischen, leittechnischen und außenliegenden Rohrleitungskomponenten.

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

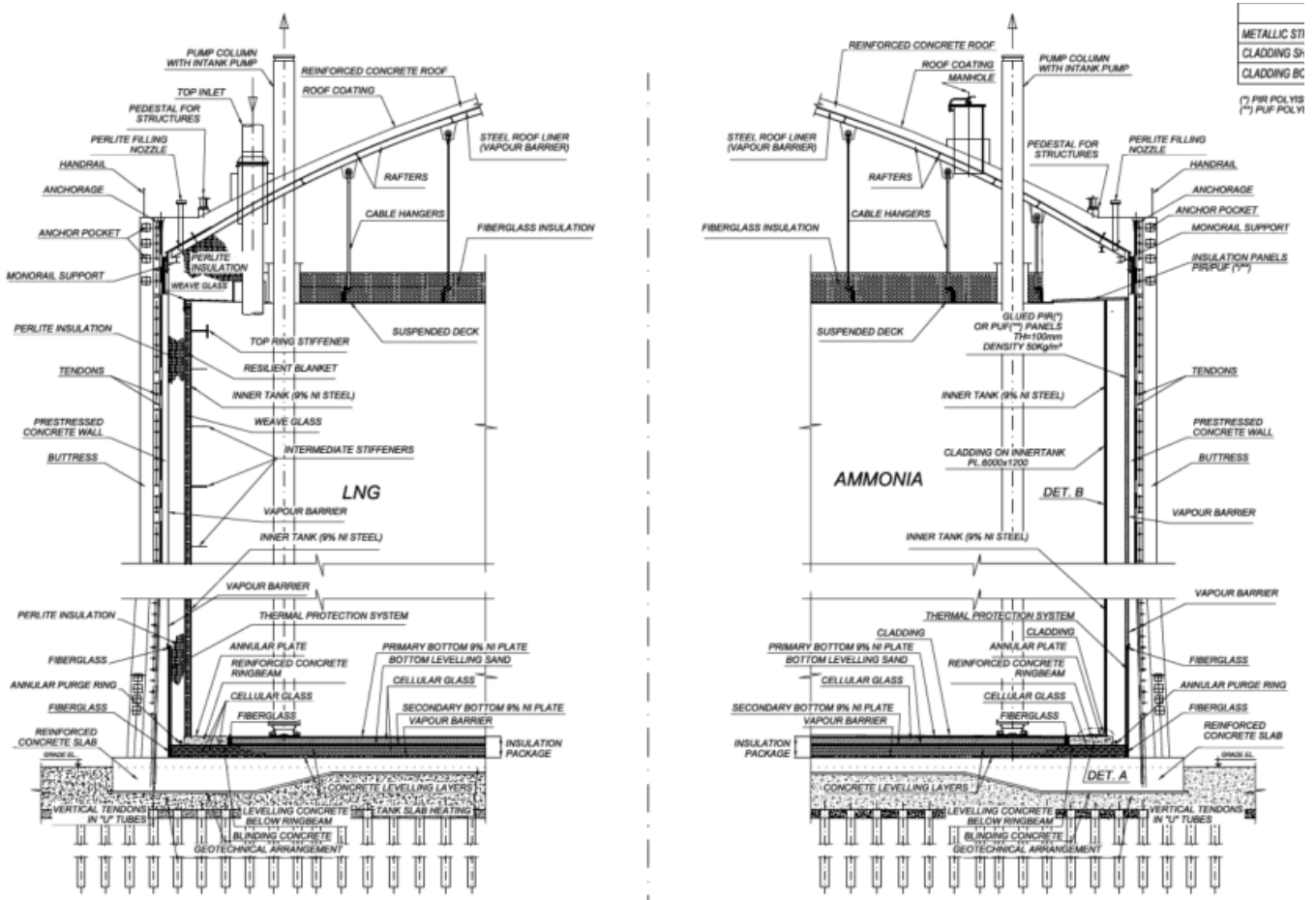


Abbildung 3-1: Allgemeine Tankgestaltung

3.2 Obere und untere Bestandteile des Tanks

[Siehe auch Abbildung 3-2 und 4-1)

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
1.1	Bodenplatte	Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1	Hohe Festigkeit
1.2	Wand	Kryogener Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1 & DIN EN 14620	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
1.4	Dachkuppel	Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1	Hohe Festigkeit
1.7	Rückverankerung der Spannritzen	Kryogener Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1 & DIN EN 14620	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
1.8	Betonkragen	Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1	Hohe Festigkeit

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
1.9	Sockel	Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1	Hohe Festigkeit
1.10	Ankertaschen	Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1	Hohe Festigkeit
1.11	Vertikale Spannrohre	C-Stahl S235JH	DIN EN-2458	Steifigkeit
1.12	Spannglied	C-Stahl Y1860S7	DIN EN-10138-3	Hohe Zugfestigkeit ≤ 1860 MPa
1.13	Horizontale Spannrohre	Feuerverzinkter kohlenstoffarmer Stahl	DIN EN-10346 / DIN EN-10142	Biegefähigkeit

Tabelle 3-1: Bestandteile der äußeren Tankhülle

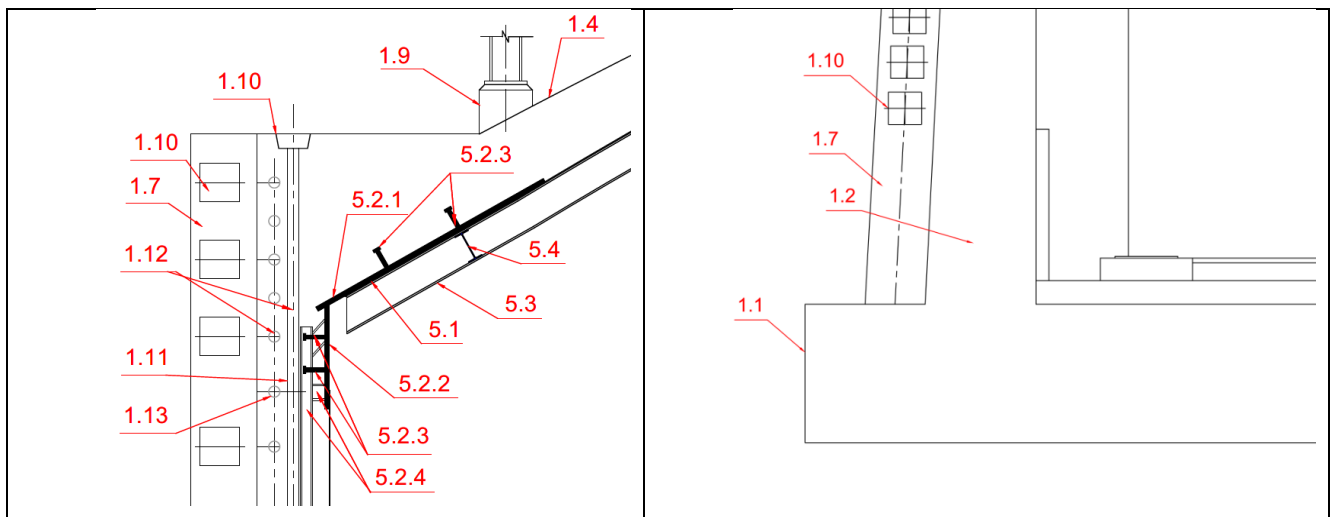


Abbildung 3-2: Obere und untere Bestandteile der äußeren Tankhülle

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

4 HAUPTBESTANDTEILE FÜR DEN INNENTANK UND DAS WÄRMESCHUTZSYSTEM

4.1 Bestandteile des Wärmeschutzsystems

[Siehe Abbildung 4-1 und Abbildung 6-1]

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
2.1	Untere Stahlbodenlage	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
2.2	Untere Ringplatten	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
2.3	Plattenverkleidung	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
2.4	Obere Abschlußplatte	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
2.5	Einbauplatte	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
2.6	Bolzen	X5CrNi18-10 (1.4301)	DIN EN ISO 13918-SD3	Gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
2.7	Rückwärtige Versteifungen	X7Ni9 (1.5663)	(EN 10028-4)	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen

Tabelle 4-1: Bestandteile des Wärmeschutzsystems

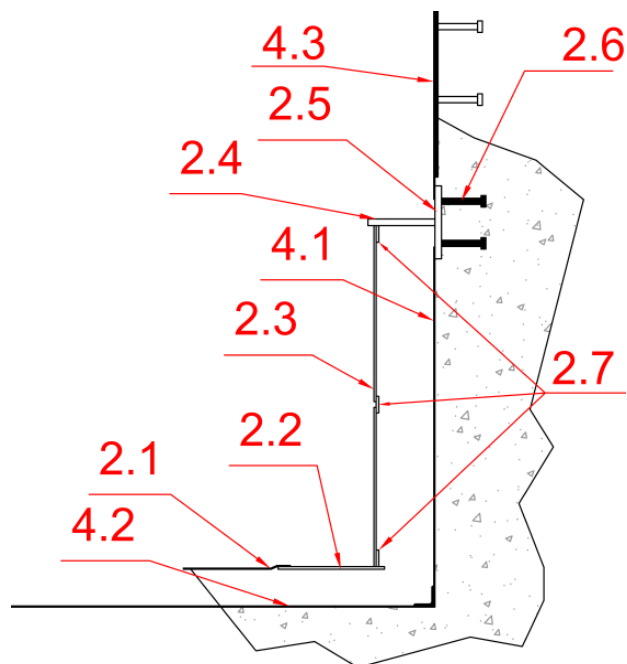


Abbildung 4-1: Bestandteile des Wärmeschutzsystems

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

4.2 Bestandteile der inneren Tankhülle

[Siehe Abbildung 4-2]

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
3.1	Bodenplatte	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen.
3.2	Ringbodenplatte	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
3.3	Wandplatten	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
3.4	Obere Ringaussteifung	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
3.5	Zwischenring-Aussteifungen	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
3.6	Verstärkungsplatten	X7Ni9 (1.5663)	DIN EN-10028-4	
3.7	Wandverkleidung	X5CrNi18-10 (1.4301) / X2CrNi18-9 (1.4307)	DIN EN-10088-2	Gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen.

Tabelle 4-2: Bestandteile innere Tankhülle

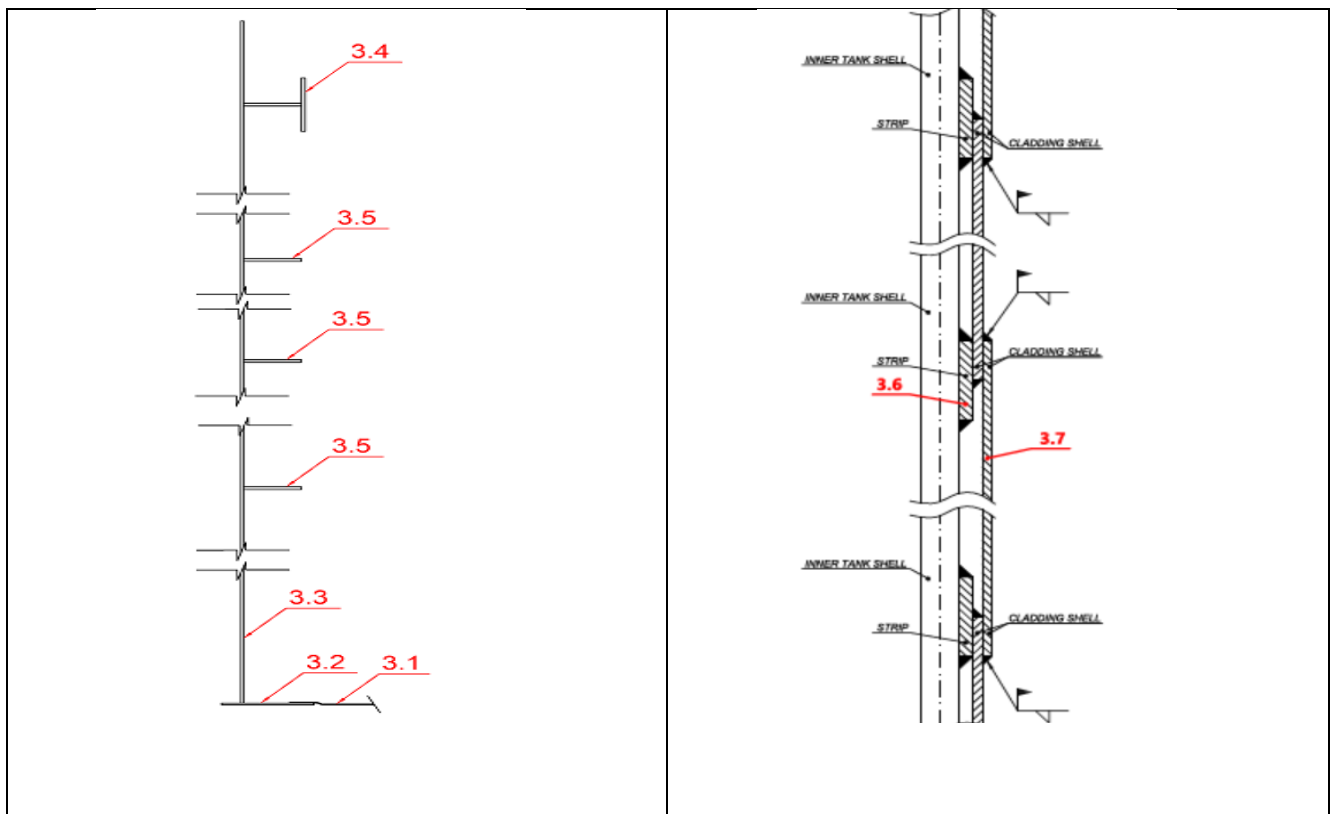


Abbildung 4-2: Bestandteile innere Tankhülle

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

5 ZUSÄTZLICHE MECHANISCHE BESTANDTEILE

5.1 Bestandteile der Wand - Dampfsperre (Auskleidung)

[See Abbildung 4-1]

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
4.1	Wandauskleidungsplatte	S355J2	DIN EN 10025-2	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei mäßigen niedrigen Temperaturen.
4.2	Bodenauskleidungsplatte	S355J2	DIN EN 10025-2	
4.3	Vertikale Einbauteile	S355J2	DIN EN 10025-2	

Tabelle 5-1: Bestandteile der Wandverkleidung

5.2 Metaldach und Zubehörteile

[Siehe Abbildung 3-2 und Abbildung 5-1]

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
5.1	Dachauskleidung	S355J2	DIN EN 10025-2	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei mäßigen niedrigen Temperaturen.
5.2	Ringbalken Dach			
5.2.1	Kompressionsring [geneigte Auskleidung]	S355J2	DIN EN 10025-2	
5.2.2	Kompressionsring [vertikale Auskleidung]	S355J2	DIN EN 10025-2	
5.2.3	Rückverankerungen	S235J2+C450	DIN EN ISO 13918	Hohe Festigkeit
5.2.4	Dachverankerungen temporär	S275JR	DIN EN 10025-2	
5.3	Radiale Balken, Sparren	S275J2	DIN EN 10025-2	Dachschalung und für sehr moderat niedrige Temperaturen
5.4	Rundumlaufende Träger	S275J2	DIN EN 10025-2	

Tabelle 5-2: Dachverkleidung (innen), Rahmen und Zubehörteile

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

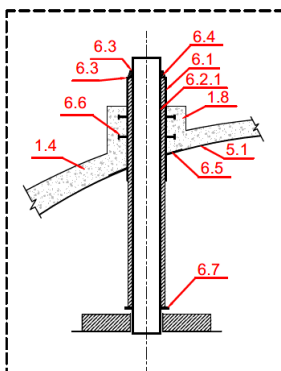
5.3 Stutzen und innenliegende Rohrleitungsteile

[Siehe Abbildung 5-1]

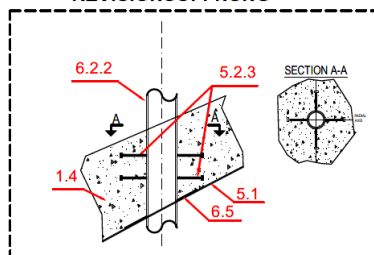
Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahlkriterien
6.1	Schutzrohr	X2CrNi18-9 (1.4307)	DIN EN 10088-4	Geeignet für niedrige Temperaturen (SFLT).
6.2	Innere Verrohrung			
6.2.1	Edelstahlrohr	304/304L (Ø ≤ 6") / 304/304L Class1 (Ø > 6")	ASTM A312 TP / ASTM A358	(SFLT)
6.2.2	Rohr aus C-Stahl	S355J2	DIN EN 10025-2	
6.3	Rohrversteifungen [umlaufend]	X5CrNi18-10 (1.4301)	DIN EN 10088-4	(SFLT)
6.4	Rohrversteifungen [Vertikal]	X2CrNi 18-9 (1.4307)	DIN EN 10088-4	(SFLT)
6.5	Verstärkungsplatten	S355J2	DIN EN 10025-2	Moderat niedrige Temperatur
6.6	Rückverankerungen	X5CrNi18-10 (1.4301)	DIN EN ISO 13918-SD3	(SFLT)
6.7	Haltering für Dämmung	X2CrNi18-9 (1.4307)	DIN EN 10088-2	(SFLT)

Tabelle 5-3: Stutzen und innenliegende Rohrleitungsteile

ZUGANGSSTUTZEN PROZESS



PERLIT - EINFÜLLSTUTZEN + REVISIONSÖFFNUNG



ZUGANGSSTUTZEN LEITTECHNIK (INSTRUMENTIERUNG)

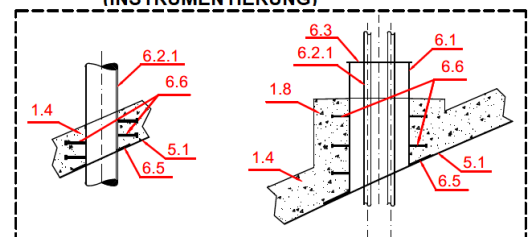


Abbildung 5-1: Stutzen und innenliegende Rohrleitungsteile

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

6 HAUPTBESTANDTEILE DER DÄMMUNG

6.1 DÄMMUNG TANKBODEN UND TANKINNENSEITEN

[Siehe Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2]

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahl-kriterien
7.1	Wärmeschutz-system (TPS)	Polyisocyanurate Schaumglas PIR	DIN EN 14308	Niedrige Wärmeleitfähigkeit
7.2	Perlit Dämmung	Perlit	DIN EN 15599-1	Niedrige Wärmeleitfähigkeit
7.3	Elastische Auskleidung	Matten aus Stein- oder Glaswolle		
7.4	Stahlbeton Ring-Balken	Kryogener Stahlbeton C40/50	DIN EN-1992-1-1 & DIN EN 14620-3	Gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
7.7	Schaumglasdämmung	Schaumglas HLB 1600	DIN EN 14305	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
7.8	Ausgleichsbeton	Magerbeton C20/25	DIN EN-1992-1-1	
7.9	Schaumglasdämmung	Schaumglas HLB 1200	DIN EN 14305	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
7.10	Sandausgleichslage	Sand / Sandgemisch		Ermöglicht Schweißen
7.11	Ausgleichsbeton	Magerbeton C20/25	DIN EN-1992-1-1	
7.12	Dampfsperre	Pittcourse 100	DIN EN 14305	Flexibles Material zum Nivellieren und Abfedern von „Schaumglas“.

Tabella 6-1: Dämmung vor dem Wärmeschutzsystem, um den Innenbehälter und unter dem Behälterboden.

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

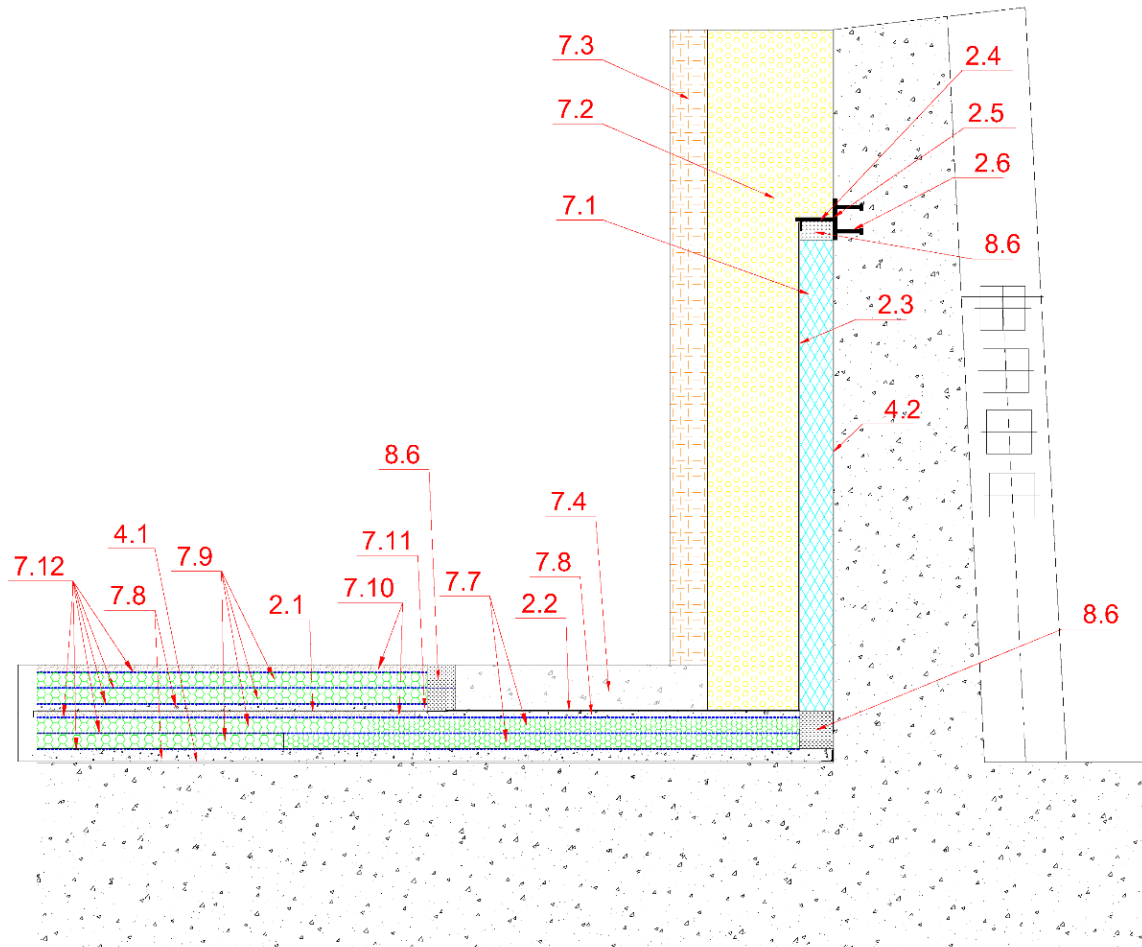


Abbildung 6-1: Dämmung vor dem Wärmeschutzsystem, um den Innenbehälter und unter dem Behälterboden.

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

6.2 Dämmung der abgehängten Decke

[Siehe Abbildung 6-2]

Ident-Nummer	Bestandteil	Material	Anforderungen (gemäß:)	Auswahl-kriterien
8.1	Platten der abgehängten Decke	EN AW 5083-0	DIN EN 485 / DIN EN 573	Geringe Dichte und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
8.2	Abhänger/Kabel	Edelstahl	DIN 3053	Hohe Festigkeit und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
8.3	Schrauben, Sechskantmuttern und Gewindebolzen	X5CrNi 18-10 (1.4301)	DIN EN ISO 3506 / DIN EN 10088-1	Gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
8.4	L-Winkel Aussteifungsprofil	Ausführung 1D	DIN EN 10088-3	Gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
8.5	Anschlussplatten	EN AW 5083-0	DIN EN 485 / DIN EN 573	Geringe Dichte und gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen
8.6	Dämmung der abgehängten Decke	Glasfaser	DIN EN 14620-4	Geringe Wärmeleitfähigkeit
8.7	Perlit-Lagesicherung	Aluminiumlegierung Typ 3004	EN AW-3004	Gutes Verhalten bei niedrigen Temperaturen und geringer Dichte

Tabelle 6-2: Abgehängte Decke und Dämmung der abgehängten Decke

Vorgesehene Grundkomponenten und -Materialien für LNG-Tanks

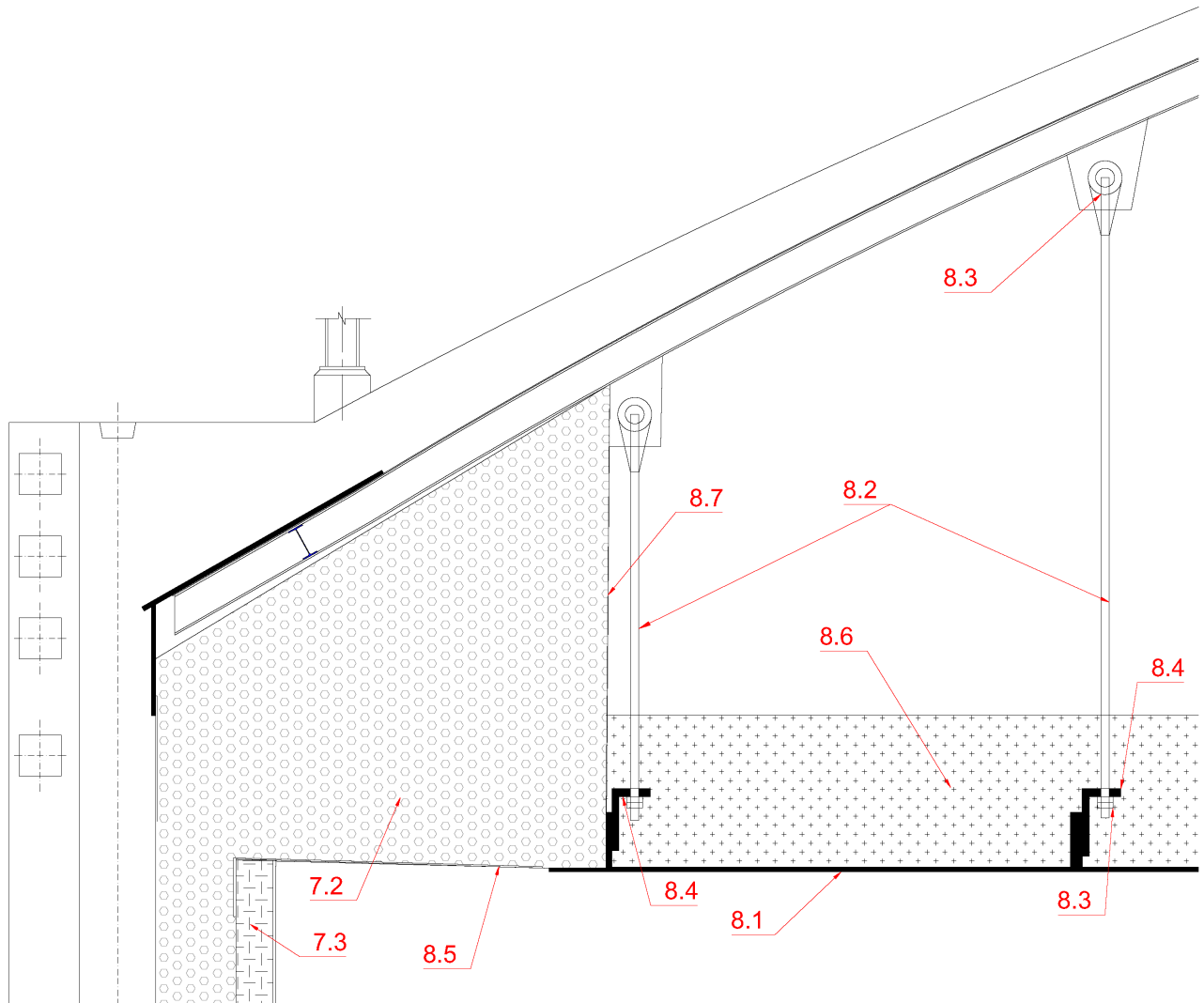


Abbildung 6-2: Dämmung der abgehängten Decke

GERMAN LNG - TERMINAL

Brunsbüttel, Deutschland

EDELSTAHL-AUSKLEIDUNG DES INNENTANKS - KONZEPTBESCHREIBUNG

Dokument Nummer: P602-000-013039023-201
Projekt-Referenz: P0227693

Rev.	Datum	Status	Erstellt von	Geprüft durch	Genehmigt durch
3	13-09-2023	IFA	SGN	SSA	APM

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

INDEX

1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS 4

2 REFERENZDOKUMENTE 5

 2.1 Projektdokument 5

 2.2 Referenzdokumente des Generalübernehmer 5

 2.3 Richtlinien und Normen 5

3 INNENTANKKONZEPT 5

 3.1 Allgemeine Beschreibung des Innentanks 5

 3.2 Material des Innentanks 6

4 AUSKLEIDUNGSKONZEPT 6

 4.1 Allgemeine Beschreibung der Auskleidung 6

 4.2 Material der Auskleidung 6

 4.3 Material der Unterkonstruktion 6

5 INSTALLATION DER AUSKLEIDUNG 6

 5.1 Allgemeines 6

TABELLEN-INDEX

Tabelle 1-1: Akronyme und Abkürzungen 4

Tabelle 5-1: Übersicht der Schweißnahtprüfungen 13

ABBILDUNGEN-INDEX

Abbildung 5-1: Entfernen der Blindflansche der Stützen N19 (siehe roter Pfeil) 8

Abbildung 5-2: Aussaugen von Perlit 9

Abbildung 5-3: Entfernen der äußeren Bleche der abgehängten Decke (die Platten sind mit einem roten Pfeil gekennzeichnet) 10

Abbildung 5-4: Einschienenbahn, die bei der Montage des Verkleidungssystems verwendet wird... 11

Abbildung 5-5 Ausrichtung der Düsen auf dem Betondach des Tanks T-221 14

Abbildung 5-6: Ausrichtung der Stützen auf dem abgehängten Decke des Tanks T-221 15

Abbildung 5-7: Phase der Verlegung der Auskleidung 16

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzung	Beschreibung
GLNG / Auftraggeber	Deutsche LNG Terminal GmbH
CSGN Generalübernehmer	CS Gas Nord
SS	Rostfreier Stahl, Edelstahl
LNG	Verflüssigtes Erdgas

Tabelle 1-1: Akronyme und Abkürzungen

1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS

Die German LNG Terminal GmbH (GLNG) plant den Bau eines LNG-Terminals in Brunsbüttel, der zwei LNG-Lagertanks enthält. Ab dem Jahr 2044 sollen diese Lagertanks für Wasserstoffderivate, wie zum Beispiel Ammoniak, genutzt werden und die prinzipielle Eignung hierfür ist heute schon nachzuweisen.

Die Dichte des zu speichernden LNG beträgt 483,2 kg/m³. Um jedoch eine Verwendung der LNG-Tanks in Lagertanks für Wasserstoffderivate, wie zum Beispiel Ammoniak (LNH₃) zu ermöglichen, muss eine Dichte von (682 kg/m³) bei der Bemessung des Lagertanks berücksichtigt werden.

Zusätzlich muss die Eignung des Innentankmaterials für das neue Produkt, wie zum Beispiel Ammoniak (LNH₃, sichergestellt sein. Da es zurzeit noch keine zuverlässigen Materialuntersuchungen für 9% Nickelstahl und flüssigen, tiefkalten Ammoniak (LNH₃) gibt, ist eine Beschichtung oder Auskleidung des Innentanks aus Edelstahlblech vorzusehen, um das Problem der Spannungsrisskorrosion (SCC) zu vermeiden. Zinkbeschichtungen wurden als potenzielle Lösungen für geeignet angesehen, aber ob ihre Eignung bestätigt wird, ist in einem künftigen Testprogramm zu prüfen. Daher wird als sichere Lösung eine Auskleidung aus Edelstahlblech beschrieben.

Ziel dieses Dokuments ist es, die Methode der Edelstahlauskleidung des Innentanks der LNG-Lagertanks konzeptionell zu beschreiben.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

2 REFERENZDOKUMENTE

2.1 Projektdokument

/2.1.1/ P600-010041024-002 Planungsgrundlagen LNG-Tank

2.2 Referenzdokumente des Generalübernehmer

/2.2.1/ P600-000-013039034-005 X7Ni9 Material Specification
/2.2.2/ P600-000-013039009-201 General Arrangement drawing
/2.2.3/ P600-000-013039034-202 Stainless Steel Plates Specification
/2.2.4/ P600-000-013039042-201 pWPS Stainless Steel Welding
/2.2.6/ P602-000-013039023-201 Edelstahlauskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung
/2.2.7/ P602-000-013015034-201 Faseroptisches Leckage Erkennungssystem Konzeptbeschreibung
/2.2.8/ P600-000-013039009-202 Development of LNG / NH3 Tanks
/2.2.9/ P602-000-013001008-001 Datenblatt für LNG-Lagertank

2.3 Richtlinien und Normen

/2.3.1/ DIN EN 14620 Entwurf und Herstellung von vor Ort gebauten, vertikalen, zylindrischen Stahltanks mit flachem Boden für die Lagerung von gekühlten, verflüssigten Gasen mit Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C. Alle Teile.

3 INNENTANKKONZEPT

3.1 Allgemeine Beschreibung des Innentanks

Der Innentank ist der Primärcontainer, in dem das verflüssigte Erdgas gelagert wird, und der, zusammen mit dem Außentank (Sekundärbehälter), einen Lagertank bildet, der als doppelwandiger Tank mit vollständiger Sicherheitshülle (im Englischen als „full-containment type tank“) bezeichnet wird.

Der Innentank ist eine freistehende Tanktasse mit zylindrischer Wand und Boden.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

3.2 Material des Innentanks

Der Innentank wird aus einem hochfesten 9% Nickelstahl gefertigt (Symbol X7Ni9, Seriennummer 1.5663 gemäß EN 10028-4, §8.3.2, Tabelle 1).

4 AUSKLEIDUNGSKONZEPT

4.1 Allgemeine Beschreibung der Auskleidung

Das Auskleidungskonzept besteht aus einem System aus Stahlblechstreifen aus 9%-Nickel-Stahl, die auf die Innenseite des Tanks geschweißt werden, und als eine Unterkonstruktion für die Auskleidungsbleche verwendet wird. Die Stahlblechstreifen werden in verschiedenen Höhen auf der Innenseite des Innentanks in Umfangsrichtung angeordnet und verschweißt. Die Art der Schweißnähte ist in dem Dokument /2.2.2/ dargestellt.

Auf diese Unterkonstruktion wird die metallische Auskleidung geschweißt. Die Auskleidung besteht aus dünnen Edelstahlblechen, die so ausgelegt und vorgeformt sind, dass sie dem Flüssigkeitsdruck (zusätzlich zum Eigengewicht) standhalten, bis der Kontakt mit der Innenfläche des Innenbehälters hergestellt ist, und dieser den hydrostatischen Druck der Flüssigkeitsdruck durch die Produktfüllhöhe im Innentank aufnimmt.

4.2 Material der Auskleidung

Die Auskleidung besteht aus rostfreiem Stahl, der in der Referenz /2.2.3/ beschrieben ist.

4.3 Material der Unterkonstruktion

Die Unterkonstruktion besteht aus demselben Material wie der Innentank, also 9%-Nickel Stahl (siehe §3.2 dieses Dokuments) definiert ist.

5 INSTALLATION DER AUSKLEIDUNG

5.1 Allgemeines

Die Installation des Auskleidungssystems (sowohl der Unterkonstruktion als auch der Auskleidungsbleche) erfolgt, nachdem der Tank mit dem gelagerten Flüssigerdgas (LNG) außer Betrieb genommen wurde (d. h. der Innentank wird vollständig entleert, der gesamte LNG-Tank wird auf die Umgebungsbedingungen angewärmt und mit Stickstoff gasfrei gespült, anschließend wird der

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

Stickstoff durch Luft ersetzt, bis die Bedingungen im Tank eine gefahrlose Öffnung und Begehung des Tanks erlauben).

Bei der Außerbetriebnahme des Tanks sind die folgenden grundlegenden Schritte zu beachten:

1. Die Tanks werden geleert, bis der niedrigste Füllstand im Tank erreicht ist. Dazu werden die Niederdruckpumpen (in den Pumpenrohren N3A, N3B und N3C) verwendet. Diese Pumpen sind: P-211A, P-211B, P-211C und 211D für Tank T-211 und P-221A, P-221B, P-221C und P221D für Tank T-221.
2. Die LNG-Restflüssigkeit im Innentank, die nicht ausgepumpt werden konnte, muss verdampft werden und gasförmig aus dem Tank abgeführt werden. Durch den Wärmeeintritt aus der Umgebung in den kalten Tank durch Boden und Wand erfolgt eine sehr langsame Verdampfung des flüssigen LNGs zu Erdgas. Eine Beschleunigung der Verdampfung kann durch Einspeisen von warmem Erdgas aus dem vorhandenen Boil-off-Gas-(BOG)-Verdichtersystem in den Tank erfolgen. Das Erdgas aus dem Tank kann verdichtet werden und zur Verwendung in ein Pipelinesystem eingespeist werden. Alternativ besteht die Möglich das Erdgas in der Fackel zu verbrennen.
3. Eine Spülung mit Stickstoff ist erforderlich, die restlichen Erdgasmengen aus dem Tank zu entfernen und ein explosionsfähiges Gasgemisch im Tank zu vermeiden. Dabei wird von dem Tankinnenraum durch die Perlitolisierung zum Fackelsystem gespült.
4. Nachdem die Erdgaskonzentration unter 5% ist, wird die Stickstoffatmosphäre im Tank durch eine Luftspülung entfernt, um eine gefahrlose Öffnung des Tanks und Begehung zu erlauben.
5. Sobald sichere Arbeitsbedingungen im Inneren des Tanks gewährleistet sind, werden die Mannlöcher M1 und M2 zusammen mit den Stutzen (N16) geöffnet. Für einen vollständigen Lufteintritt werden auch die Stutzen N14A1, N14A2, N17A und N17B ebenfalls geöffnet. Die Luftspülung mit trockener Luft wird weitergeführt.
6. Parallel zu den Spülaktivitäten werden die angeschlossenen Rohrleitungen vom Tank getrennt. Diese Trennung erfolgt entweder mit Steckscheiben oder mit Ausbaustücken. Die Intankpumpen werden ausgebaut und Geräte der Meß- und Regeltechnik vor Beschädigung geschützt. Elektrische Systeme werden sicher getrennt.

Die Abbildung 5-5 zeigt die Position und den Betrieb der einzelnen in diesem Abschnitt aufgeführten Stutzen auf dem Tankdach. Die Abbildung 5-6 zeigt die Lage der Mannlöcher auf der abgehängten Decke.

Die Sauerstoffkonzentration wird kontinuierlich gemessen.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

Die Arbeiter werden durch das Mannloch M2 in den Tank gelangen. Das Mannloch M1 ist vorgesehen Material in den Tank oder aus dem Tank zu bringen.

Eine weitere Vorbereitung, bevor die Installation des Auskleidungssystems beginnen kann, ist die Entfernung des Isoliermaterials aus dem Zwischenraum zwischen Innen- und Außentank. Der Arbeitsablauf hierfür ist wie folgt:

1. Die Stützen N19 werden alle geöffnet (56 Blindflansche) [Siehe Abbildung 5-1].

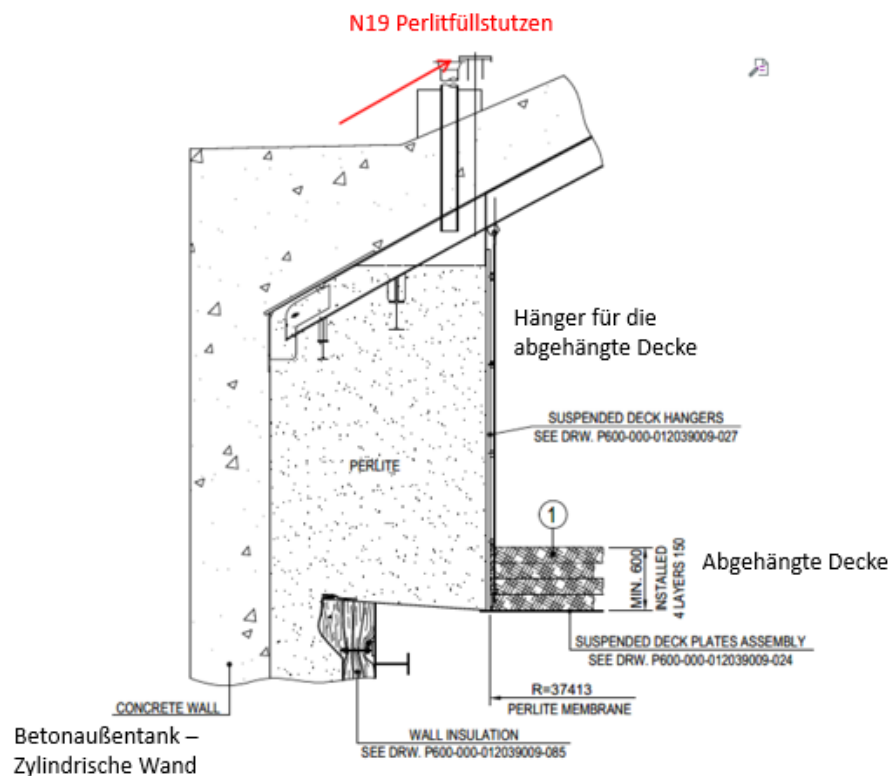


Abbildung 5-1: Entfernen der Blindflansche der Stützen N19 (siehe roter Pfeil)

2. Auspumpen von Perlit

Das Perlit soll aus dem Zwischenraum zwischen Innen- und Außentank durch die Perlitfüllstutzen (N19) vollständig entfernt werden. Das Perlit wird mit Industriestaubsauger und Ansauglanzen, bzw. Schläuchen, aus dem Tank gesaugt.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

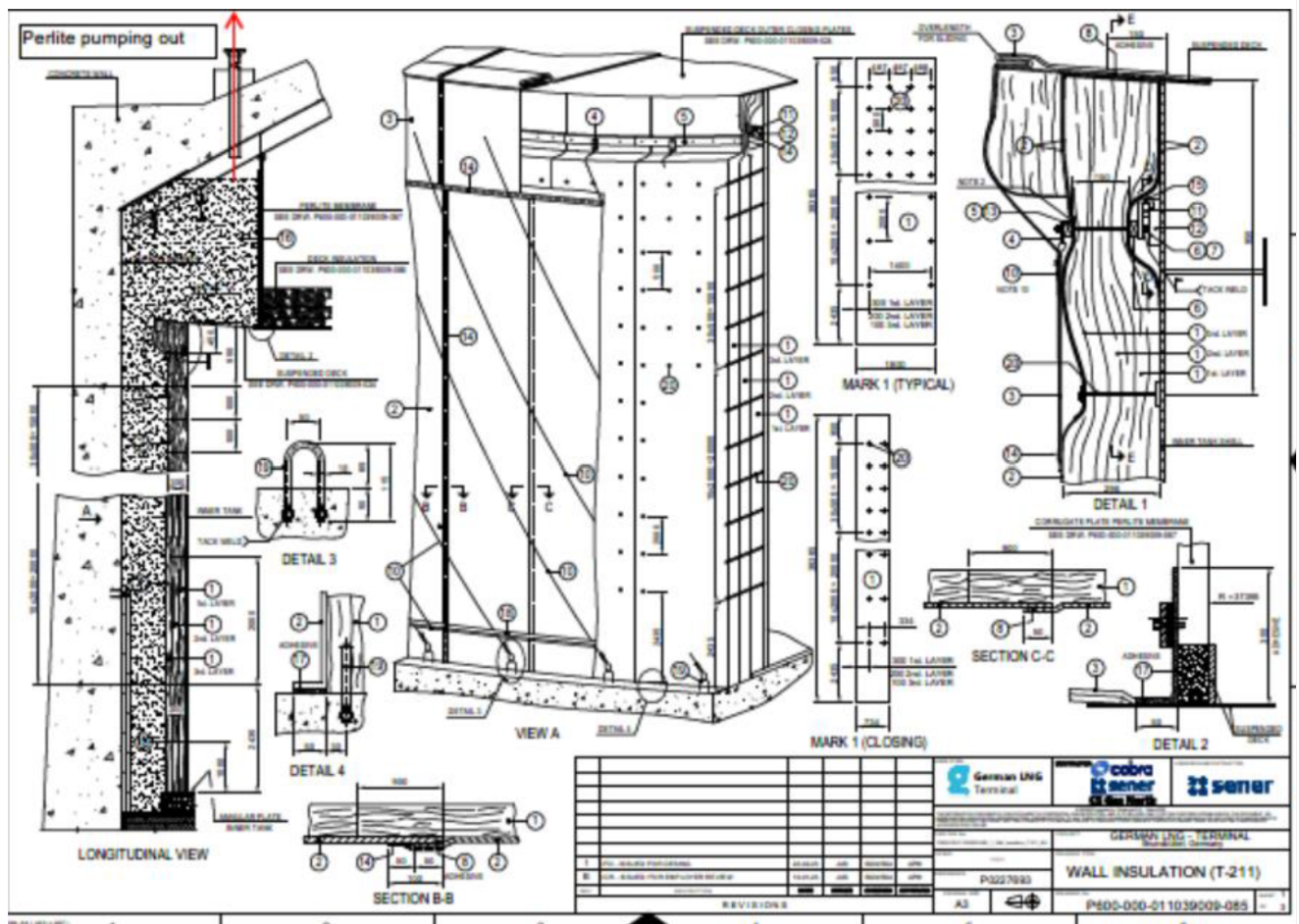


Abbildung 5-2: Aussaugen von Perlit

- Entfernen der Äußeren Platten der abgehängten Decke und Entfernung der Ausgleichsmatten auf der Außenseite des Innentanks

Für die Montagearbeiten an der Innentankwand ist es erforderlich ein Gondelsystem zu verwenden, damit die Arbeiten sicher ausgeführt werden können. Im Tank sind 2 Kranbahnen installiert, die bei der Montage verwendet wurden. Um die vorhandenen Kranbahnen wieder zu benutzen, müssen die äußeren Bleche der abgehängten Decke entfernt wird, damit eine Gondel eingehängt werden kann und frei umlaufen kann. Die Abbildung 5-3 zeigt die zu entfernenden Abschlussplatten.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

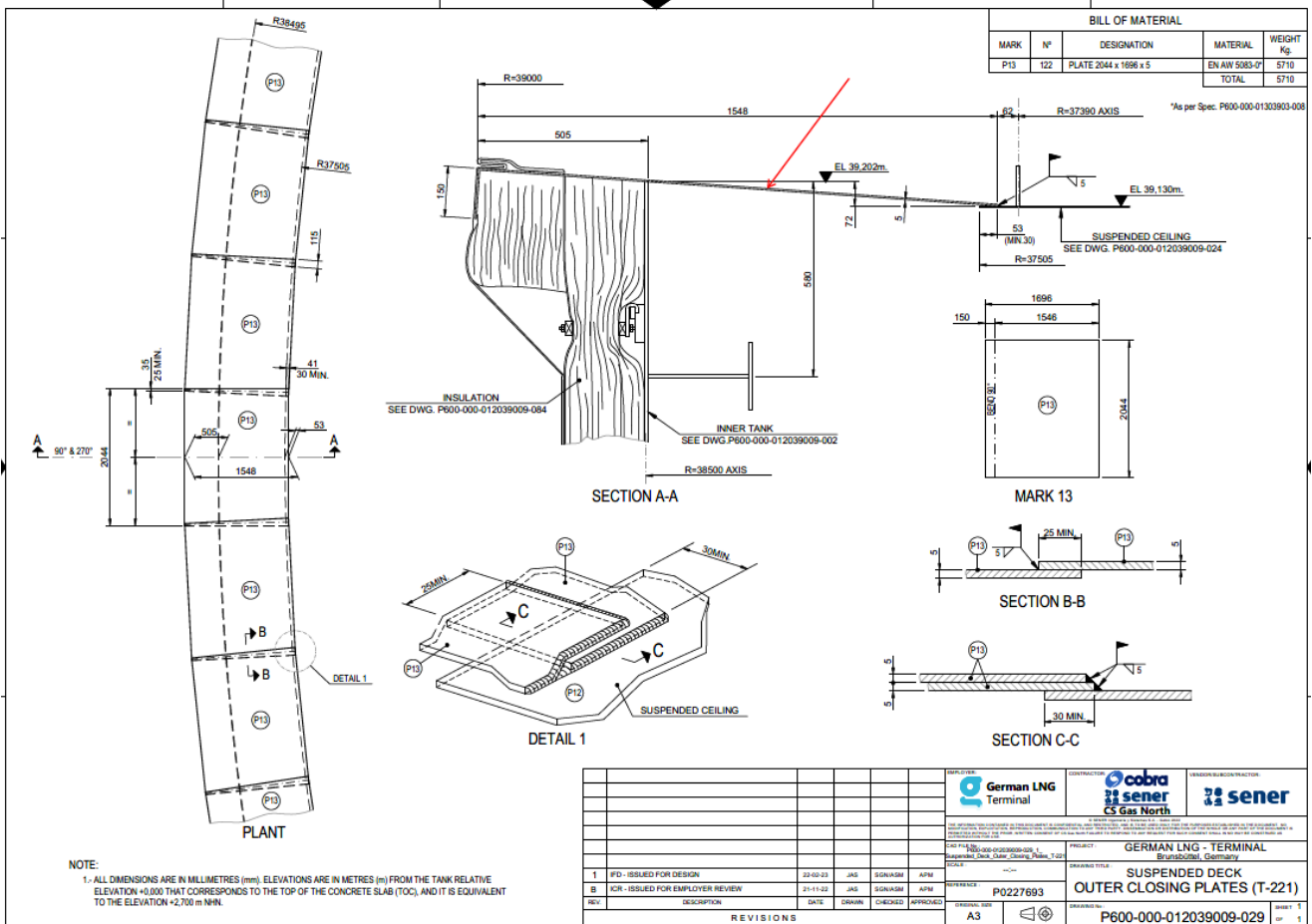


Abbildung 5-3: Entfernen der äußeren Bleche der abgehängten Decke (die Platten sind mit einem roten Pfeil gekennzeichnet)

4. Die Gondel wird an die bestehende Kranbahn eingehängt.

Die Kranbahn, die als Träger der Gondel verwendet werden soll, ist in der Abbildung 5-4 gezeigt.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

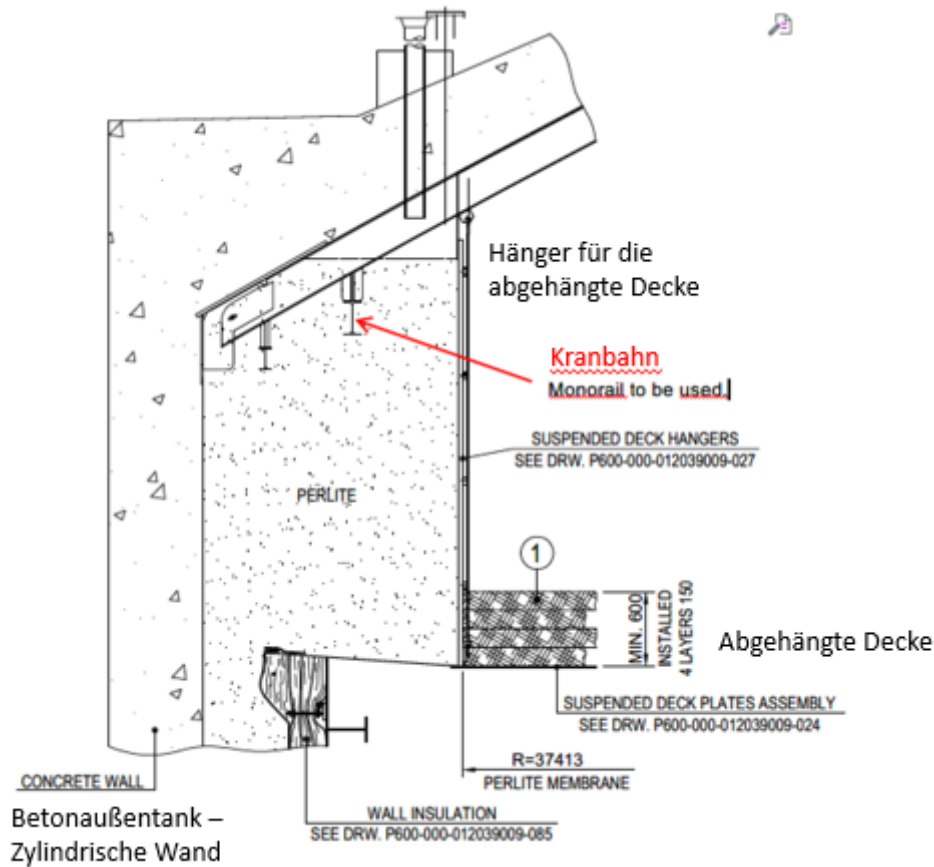


Abbildung 5-4: Einschienenbahn, die bei der Montage des Verkleidungssystems verwendet wird.

5. Entfernung der Ausgleichsmatten von der Außenseite des Innentanks

Die an der Außenseite des Innenbehälters angebrachten Ausgleichsmatten aus Mineralwolle werden aus dem Zwischenraum zwischen Innen- und Außentank herausgenommen, auf dem mittleren Teil der abgehängten Decke zwischengelagert. Danach wird sie mit Hilfe eines Kranes durch das Mannloch M1 aus dem Tank entfernt.

6. Vorfertigung der Unterkonstruktion und der Auskleidungsbleche

Die Stahlblechstreifen der Unterkonstruktion und die Auskleidungsbleche werden in einer Spezialwerkstatt vorgefertigt und zur Baustelle transportiert. Die Stahlblechstreifen (10 mm dick) werden in Größen von 6 000 mm Länge, 150 mm Breite vorgefertigt. Die Auskleidungsbleche haben eine Länge von 6 000 mm für den Wandbereich und 10 000 mm für den Bodenbereich, mit jeweils eine Breite von 1200 mm, damit diese Bleche durch das Mannloch M1 passen.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

7. Installation des faseroptischen Leckage-Erkennungssystem.

8. Einbringen von Stahlblechstreifen und Auskleidungsplatten in den Tank.

Die Bänder und die Verkleidungsplatten werden durch das Mannloch M1 (freier Nenndurchmesser von 1300 mm) in das Innere des Tanks eingebracht (mit Hilfe von Mobilkränen). Ein zusätzliches Mannloch, Durchmesser 1.300 mm, auf der abgehängten Decke muss (zu diesem Zeitpunkt) auf dem Hängedeck installiert werden. Dieses muss genau unter dem Mannloch M1 im Tankdach angeordnet werden.

9. Montage des Unterkonstruktion

Die vorgefertigten Blechstreifen (10 mm dick, 150 mm breit) für die Unterkonstruktion werden ringförmig auf der Innenseite des Innentanks aufgeschweißt. Dabei werden Abstände der Ringe von 6.000 mm entsprechend den Auskleidungsblechen eingehalten. An den Stellen, wo die Kabel des Leckage-Erkennungssystem verlaufen, wird eine Kabelschutzhülse installiert.

10. Montage des Auskleidungssystems

Die vorgeformten Auskleidungsbleche (3 mm dick, 1.200 mm breit, 6.000 mm hoch) werden mittels geeigneter Schweißung (die horizontalen Nähte werden überlappt geschweißt und die vertikalen Nähte werden stumpfgeschweißt mit Hinterlegstreifen in Gegenlage). Siehe Dokument /2.2.8/ für weitere Einzelheiten.

Die Abbildung 5-7 zeigt die beiden Phasen, die bei der Montage der Auskleidungsbleche auf die Unterkonstruktion an der inneren Tankwand auszuführen sind. In der ersten Phase werden die Auskleidungsbleche auf den umlaufenden Streifenblech nur teilweise verschweißt (typischerweise 50-600 wie in Abbildung 5-7 oder Zeichnung /2.2.2/). In der zweiten Phase hingegen werden die Auskleidungsbleche auf die bereits installierten Auskleidungsbleche voll verschweißt.

Die vertikalen Blechstreifen, die als Gegenlage für die vertikalen Schweißnähte dienen, werden nur punktgeschweißt.

Die Bodenplatten werden ohne Unterkonstruktion direkt auf den Boden liegend überlappend geschweißt. Einige Details sind in dem Dokument mit dem Verweis /2.2.2/ beschrieben (siehe in diesem Dokument §2.2).

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

11. Leitfaden für Schweißnahtinspektionen

Alle Schweißnähte des Verkleidungssystems werden wie in der folgenden Tabelle zusammengefasst geprüft (Tabelle 5-1)

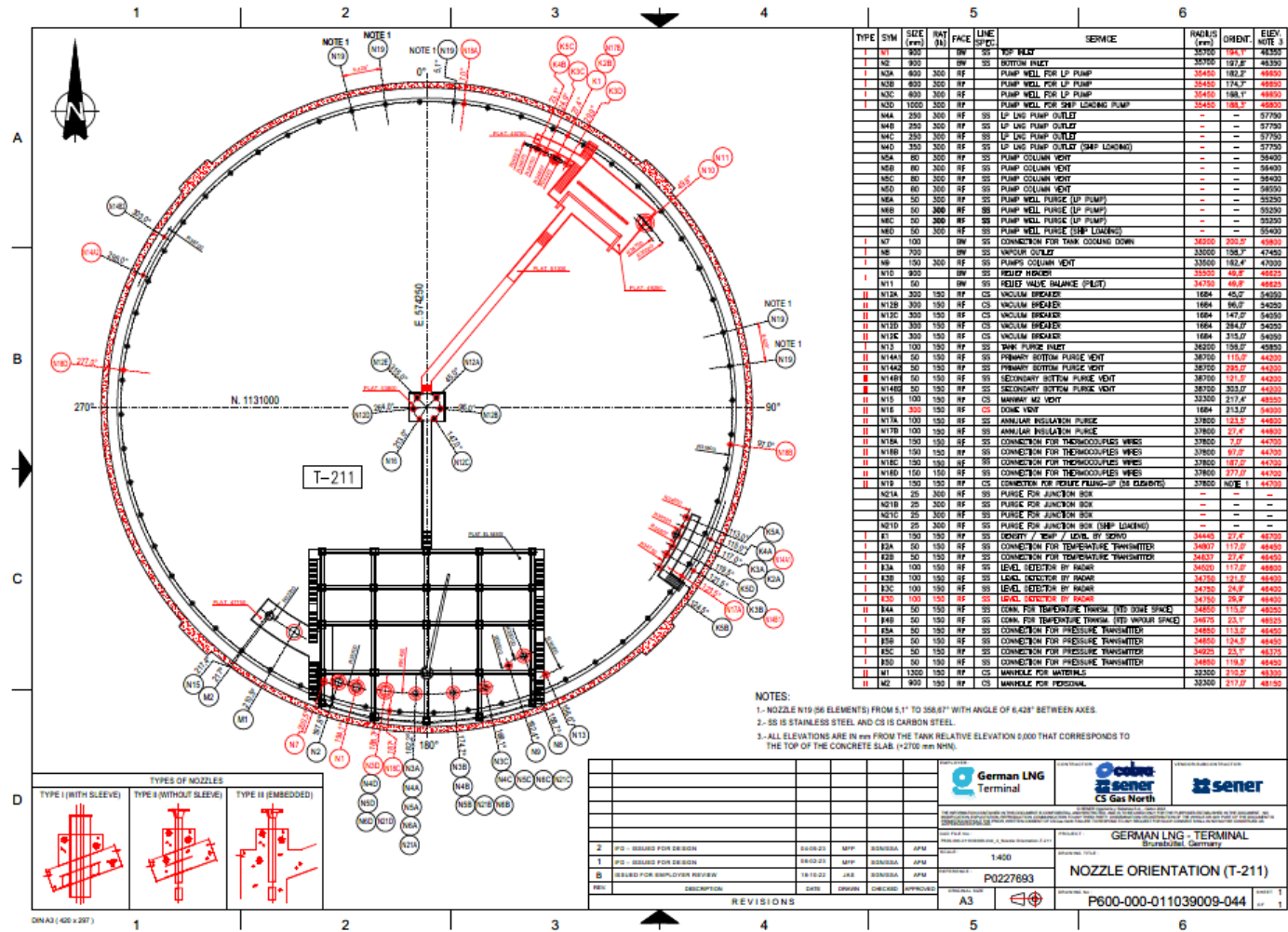
Teil des Auskleidungssystem	Art der Montage	Visuelle Prüfung	Farbeindringprüfung	Vakuum-Box-Test
Innentank - Wand				
Unterkonstruktion zu Innentankwand	Kehlnähte	100	100	
Auskleidungsblech zu Unterkonstruktion	Kehlnähte ⁽¹⁾	100	100	100
	Kehlnähte / Überlappung ⁽¹⁾	100	25	100
	Stumpfschweißen ⁽²⁾	100	100	100
Auskleidungsbleche zu Auskleidungsbleche	Stumpfschweißen ⁽²⁾	100	100	100
Innentank - Boden				
Auskleidungsbleche zu Auskleidungsbleche	Kehlnähte (Überlappung)	100		100

Tabelle 5-1: Übersicht der Schweißnahtprüfungen

Anmerkungen:

- (1) Horizontale Nähte
- (2) Vertikale Nähte und Umfangsnaht der Auskleidung am Bodenringblech.

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung



Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

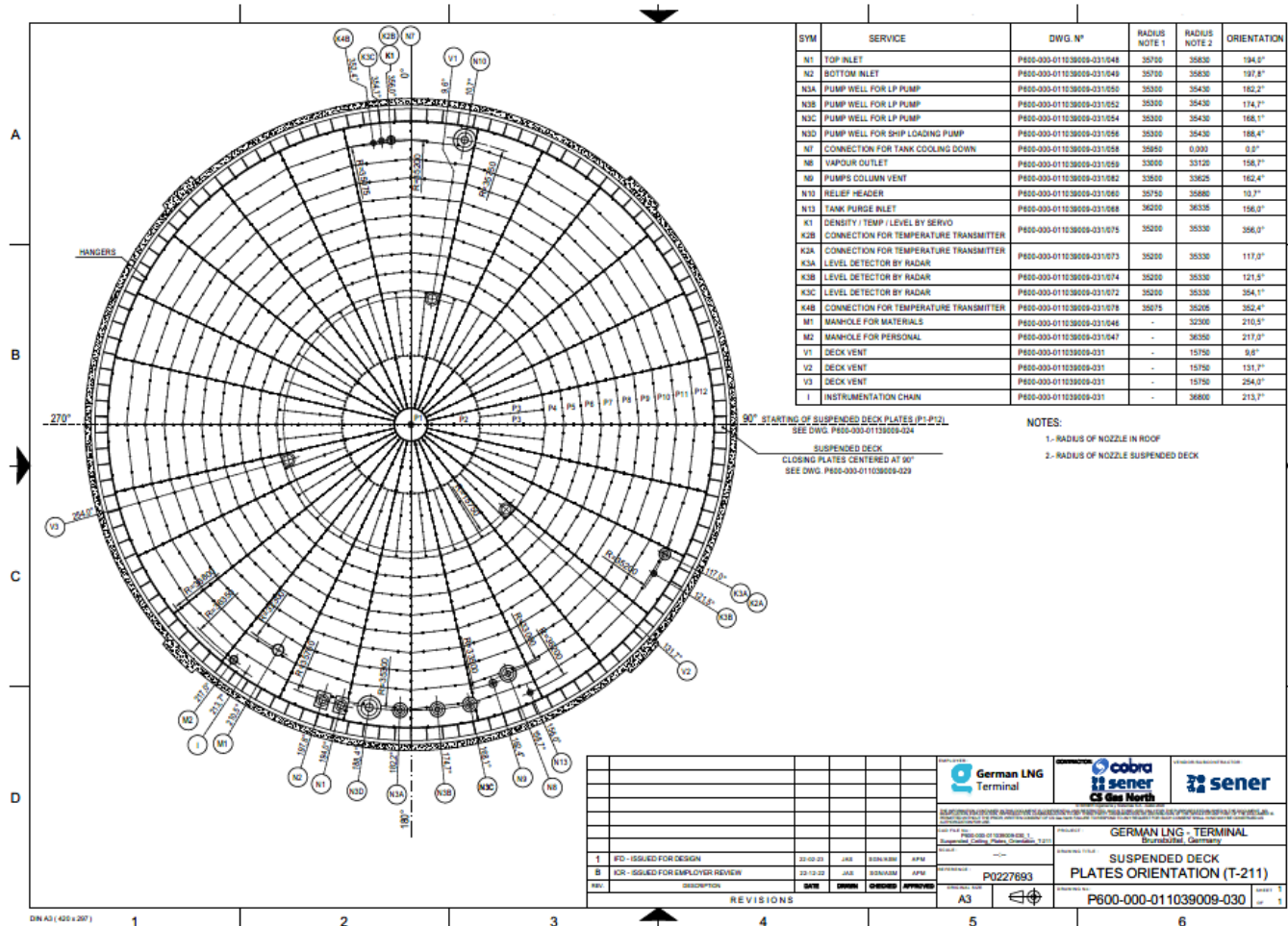


Abbildung 5-6: Ausrichtung der Stützen auf dem abgehängten Decke des Tanks T-221

Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

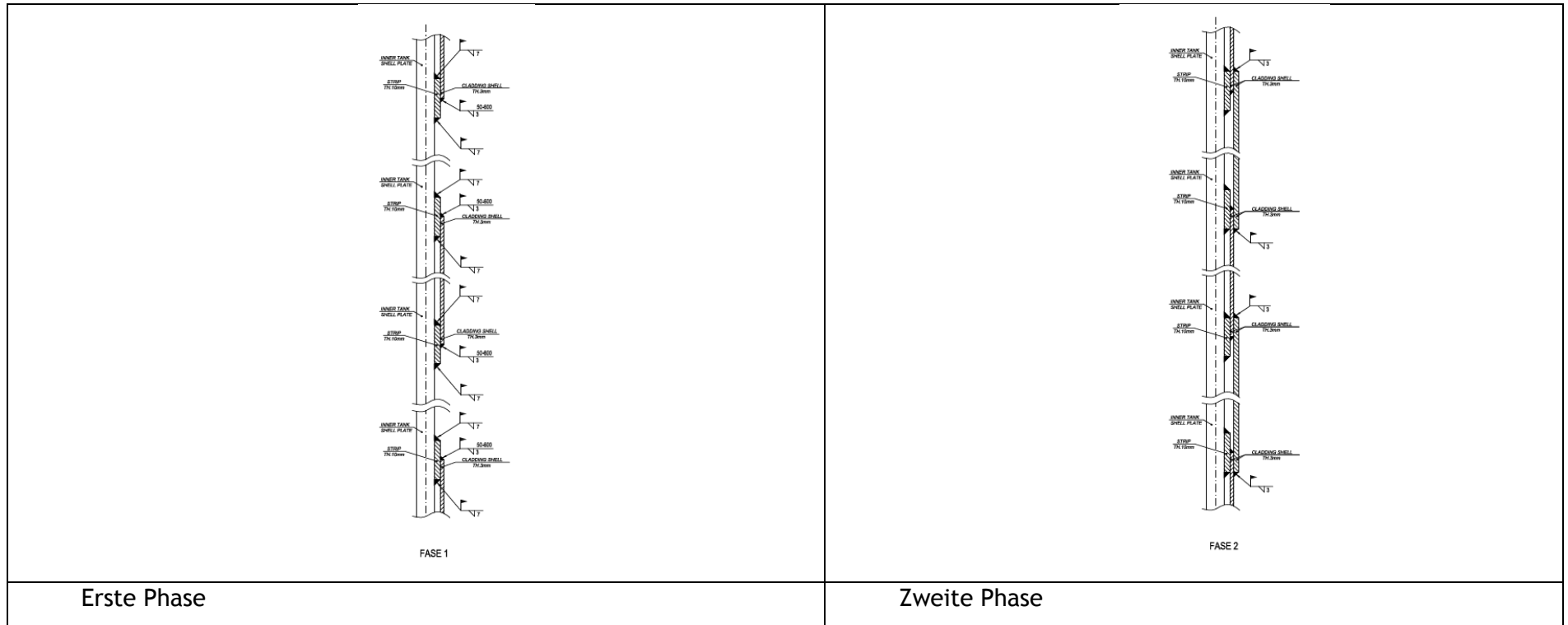


Abbildung 5-7: Phase der Verlegung der Auskleidung

Weitere Einzelheiten sind in Dokument /2.2.8/ P600-000-013039009-202 „Development of LNG / NH3 Tanks“ beschrieben.

#

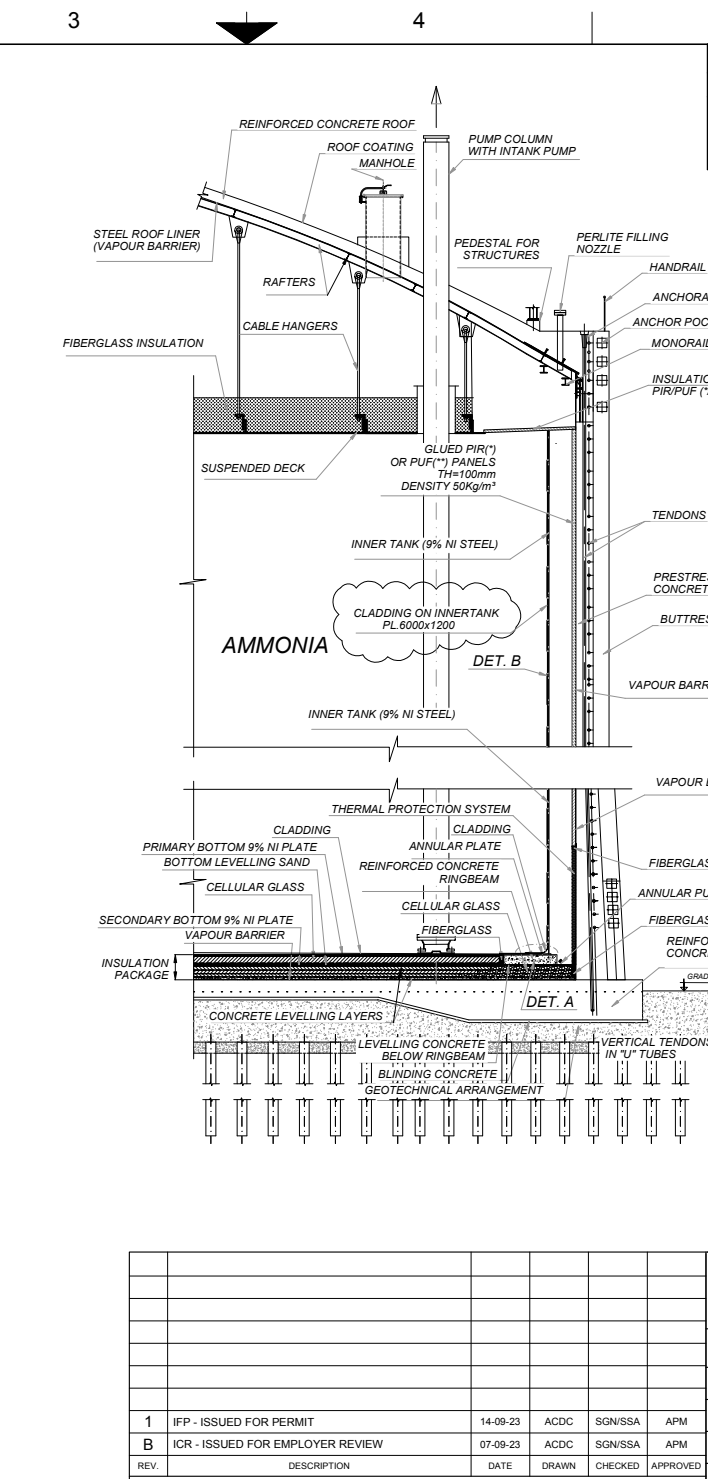
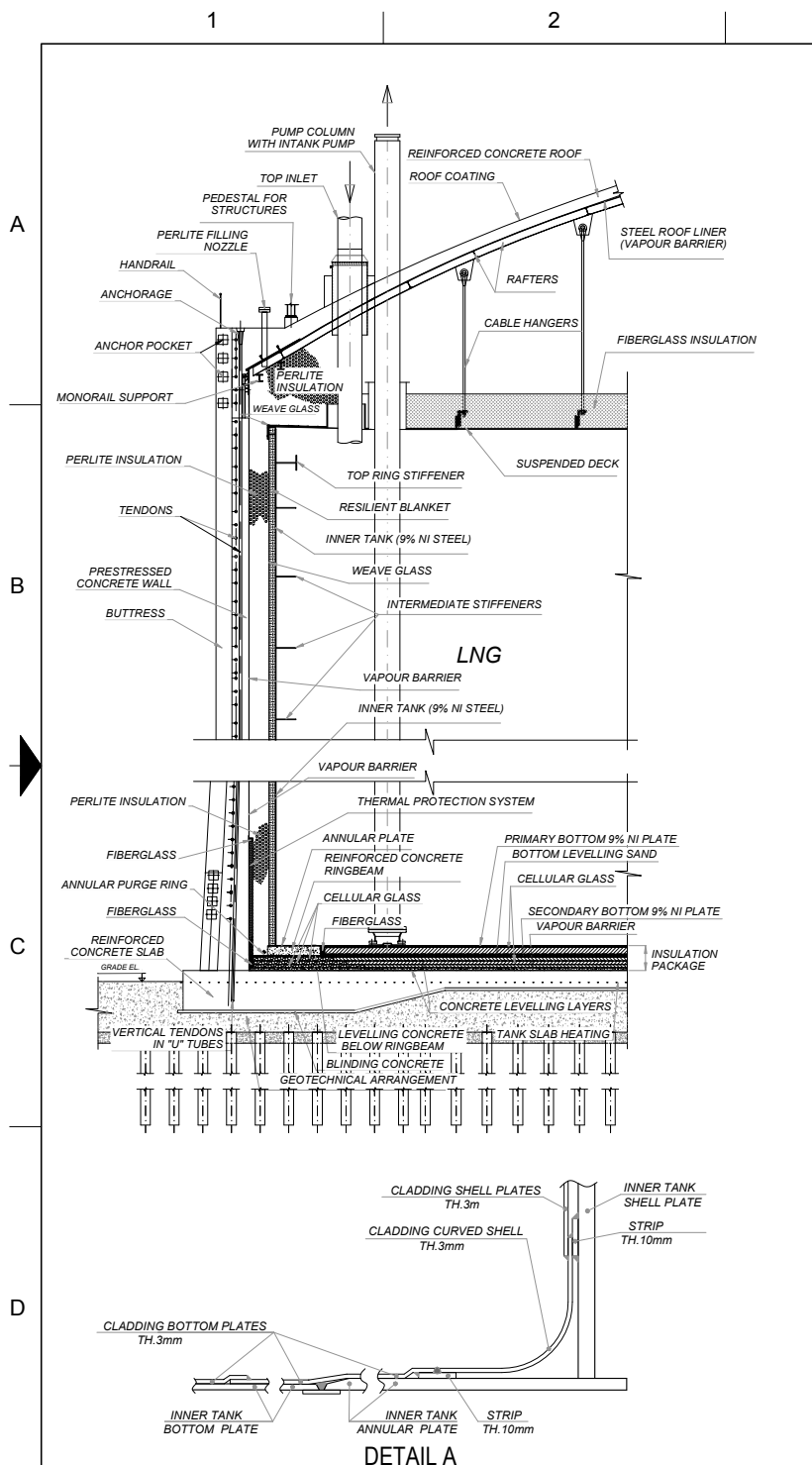
Edelstahl-Auskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

12. Isolierung des Zwischenraumes zwischen Innen- und Außentank

Eine PIR- [Polyisocyanurat-] oder PUF- [Polyurethanschaum-] Isolierung, mit einer Dichte von 50 kg/m³), wird gegen die vorhandene metallische Dampfsperre (Auskleidung) an der Innenseite des Außentanks angebracht. Zum Verkleben der Isolierplatten mit der Dampfsperre wird ein geeigneter Kleber verwendet. Alternativ kann das Isoliermaterial auch im Spritzverfahren aufgebracht werden (Dicke ca. 120 mm).

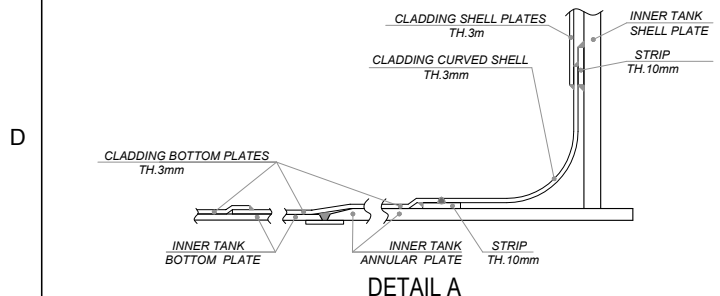
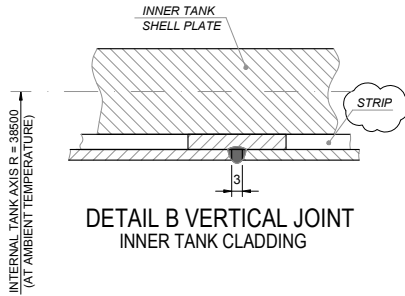
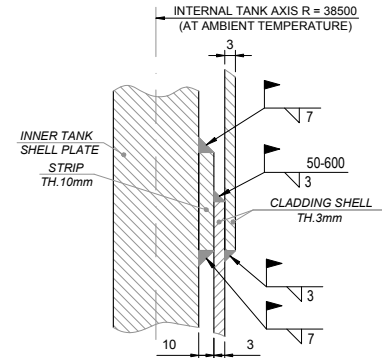
13. Abschlussarbeiten

Die äußeren Bleche der abgehängten Decke werden wieder eingebaut und alle Stützen des Tanks werden wieder verschlossen. Die Rohrleitungen werden angeschlossen, die Intankpumpen werden eingebaut und die Meß- und Regeleinrichtungen, sowie alle Sicherheitsventile. Der Tank wird mit Stickstoff gespült und für die Inbetriebnahme vorbereitet.



LNG TANK - CLADDING MATERIAL SPECIFICATION		
ELEMENT	MATERIAL	SPECIFICATION
METALLIC STRIPS	XTN19 (1.4663)	P600-000-013039034-005
CLADDING SHELL PLATES	X2CRN118-9/XSCRN118-10	P600-000-013039034-202
CLADDING BOTTOM PLATES	X2CRN118-9/XSCRN118-10	P600-000-013039034-202

(*) PIR POLYISOCYANURATE FOAM
 (**) PUF POLYURETHANE FOAM



REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
1	IFP - ISSUED FOR PERMIT	14-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM
B	ICR - ISSUED FOR EMPLOYER REVIEW	07-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM

EMPLOYER: German LNG Terminal	CONTRACTOR: cobra sener CS Gas North	VENDOR/SUBCONTRACTOR: sener
<small>THE INFORMATION CONTAINED IN THIS DOCUMENT IS CONFIDENTIAL AND PROPRIETARY, AND IS TO BE USED ONLY FOR THE PURPOSES ESTABLISHED IN THE DOCUMENT. NO MODIFICATION, EXPLOITATION, REPRODUCTION, COMMUNICATION TO ANY THIRD PARTY, DISSEMINATION OR DISTRIBUTION OF THE WHOLE OR ANY PART OF THE DOCUMENT IS PERMITTED WITHOUT THE PRIOR WRITTEN CONSENT OF CS Gas North. FAILURE TO RESPOND TO ANY REQUEST FOR SUCH CONSENT SHALL IN NO WAY BE CONSTRUED AS A WAIVER OF SUCH RIGHTS.</small>		
CAD FILE No.: P600-000-013039009-202_B DEVELOPMENT OF LNG/NH3 TANKS		PROJECT: GERMAN LNG - TERMINAL Brunsbüttel, Germany
SCALE: ---		DRAWING TITLE: DEVELOPMENT OF LNG/NH3 TANKS (GENERAL CONFIGURATION AND MAIN COMPONENTS)
REFERENCE: P0227693		DRAWING No.: P600-000-013039009-202
ORIGINAL SIZE: A3		SHEET 1 OF 3

1

2

3

4

5

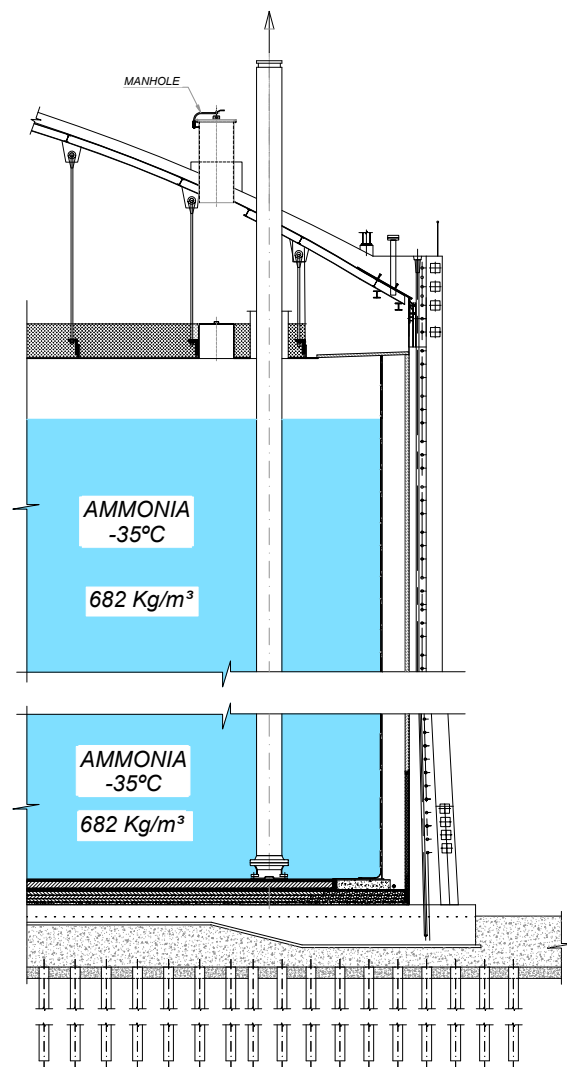
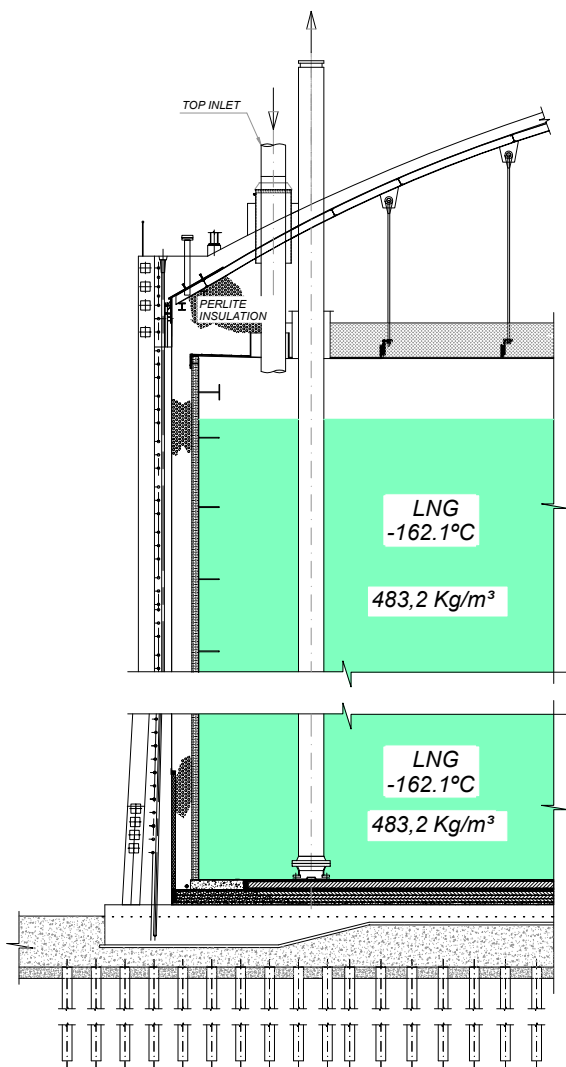
6

A

B

C

D



					EMPLOYER: 	CONTRACTOR: 	VENDOR/SUBCONTRACTOR:
					<small>© SENER Ingeniería y Sistemas S.A. - Oct 2022 THE INFORMATION CONTAINED IN THIS DOCUMENT IS CONFIDENTIAL AND RESTRICTED, AND IS TO BE USED ONLY FOR THE PURPOSES ESTABLISHED IN THE DOCUMENT. NO MODIFICATION, EXPLOITATION, REPRODUCTION, COMMUNICATION TO ANY THIRD PARTY, DISSEMINATION OR DISTRIBUTION OF THE WHOLE OR ANY PART OF THE DOCUMENT IS ADMITTED WITHOUT THE PRIOR WRITTEN CONSENT OF CS Gas North. FAILURE TO RESPOND TO ANY REQUEST FOR SUCH CONSENT SHALL IN NO WAY BE CONSIDERED AS AUTHORIZATION FOR USE.</small>		
					CAD FILE No: P600-000-013039009-202_B DEVELOPMENT OF LNG/NH3 TANKS		PROJECT: GERMAN LNG - TERMINAL Brunsbüttel, Germany
					SCALE: --:--		DRAWING TITLE: DEVELOPMENT OF LNG/NH3 TANKS (DESIGN OPERATION TEMPERATURES)
1	IFP - ISSUED FOR PERMIT	14-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM	REFERENCE: P0227693	
B	ICR - ISSUED FOR EMPLOYER REVIEW	07-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM	DRAWING No: P600-000-013039009-202	
REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	ORIGINAL SIZE: A3	SHEET 2 OF 3
REVISIONS							

1

2

3

4

5

6

229/336

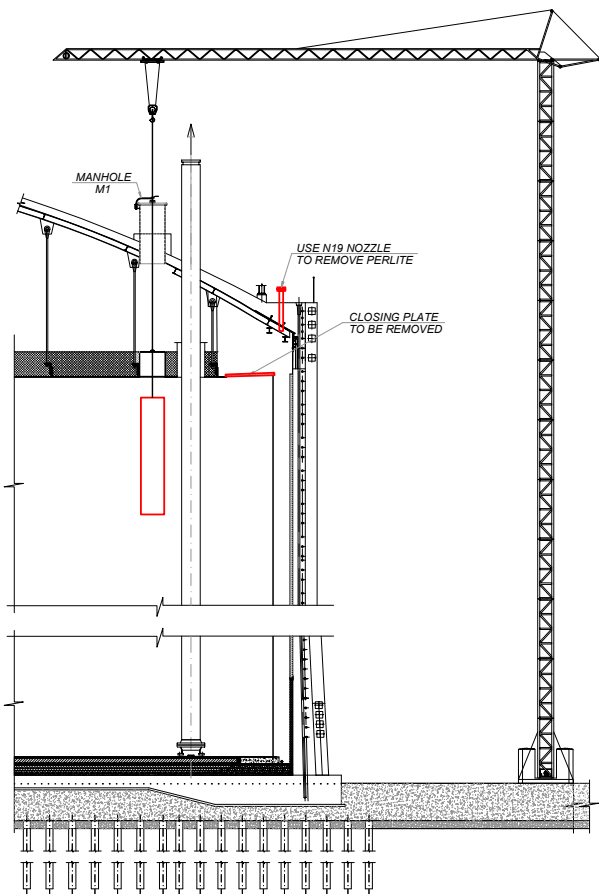
CLADDING INSTALLATION SEQUENCE

A

B

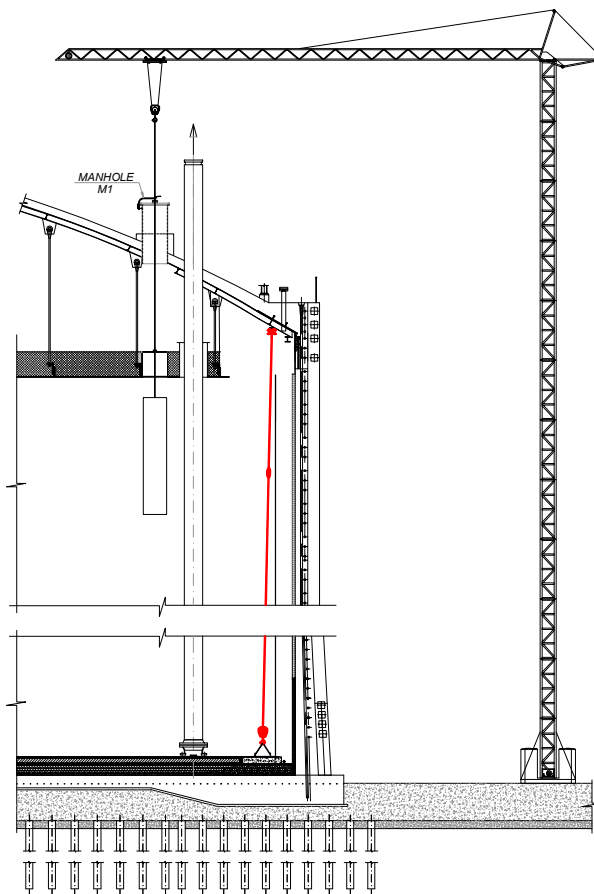
C

D



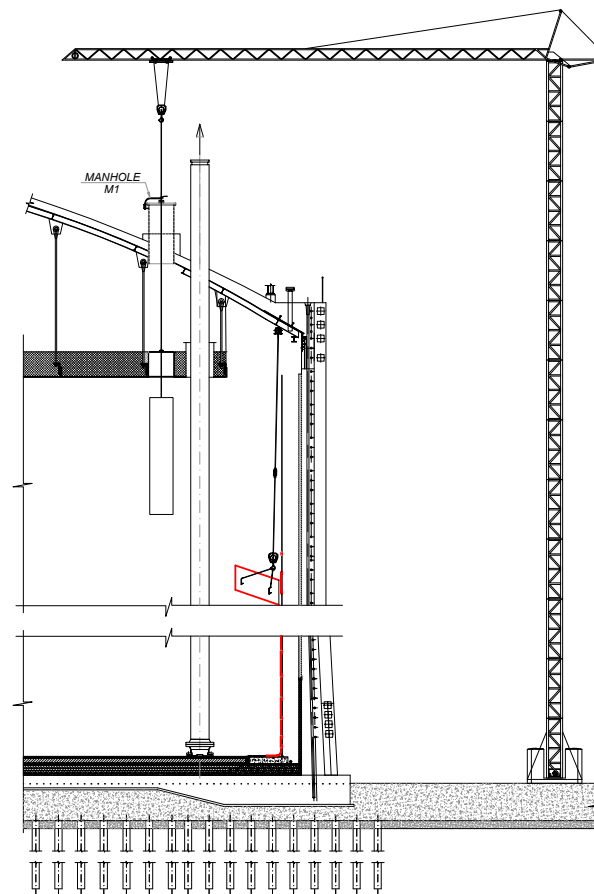
PHASE 1

- PERLITE PUMPING OUT THROUGH N19
- CLOSING PLATES AT THE OUTER ZONE OF THE SUSPENDED DECK TO BE REMOVED
- CLADDING SHELLS AND STRIPS INTRODUCED INSIDE THE INNER TANK THROUGH MANHOLE M1



PHASE 2

- INSTALLATION OF THE GONDOLA ON THE EXISTING INNER MONORAIL



PHASE 3

- CLADDING ELEMENTS INSTALLED BY WELDING

REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	EMPLOYER:	CONTRACTOR:	VENDOR/SUBCONTRACTOR:
1	IFP - ISSUED FOR PERMIT	14-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM			
B	ICR - ISSUED FOR EMPLOYER REVIEW	07-09-23	ACDC	SGN/SSA	APM			
REVISIONS						<small>CAD FILE NO:</small> P600-000-013039009-201_B DEVELOPMENT OF LNG/NH3 TANKS	<small>PROJECT:</small> GERMAN LNG - TERMINAL Brunsbüttel, Germany	<small>REFERENCE:</small> P0227693
						<small>ORIGINAL SIZE:</small> A3		<small>DRAWING NO.:</small> P600-000-013039009-202 <small>SHEET 3 OF 3</small>

A

B

C

D

GERMAN LNG - TERMINAL

Brunsbüttel, Deutschland

GLASFASEROPTISCHES LECKAGE-ERKENNUNGSSYSTEM

KONZEPTBESCHREIBUNG

Dokument Nummer: P602-000-013015034-201
Projekt-Referenz: P0227693

Rev.	Datum	Status	Erstellt von	Geprüft durch	Genehmigt durch
2	08-09-2023	IFD	CFG	DSC	APM

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

Geschichte der Revision

Datum	Rev. . Status	Zweck der Ausgabe ⁽¹⁾	Bemerkungen	Initialen
04-05-2023	B	ICR	Erste Ausgabe	JML
17-05-2023	1	ICR	Überarbeitung	JML
08-09-2023	2	IFD	Allgemeine Überprüfung	CFG

⁽¹⁾ Zweck der Ausgabe: zur internen Kontrolle (ICR), zur Information (IFI), zur Überprüfung (IFR), zur Genehmigung (IFA), für den Entwurf (IFD), für die Konstruktion (IFC), Bestand (As Built).

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

INDEX

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN	4
1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS	5
2 REFERENZDOKUMENTE	5
2.1 Projektdokument des Auftraggebers	5
2.2 Referenzdokumente des Generalübernehmers	5
2.3 Richtlinien und Normen	6
3 LNG-INNENTANK FASEROPTISCHE LECKAGEERKENNUNG - ANFORDERUNGEN AN DESIGN UND BETRIEB.....	6
3.1 Allgemeines	6
3.2 Beschreibung des Systems	8
3.3 Erfassungseinheiten.....	11
3.4 Kabel	12
3.5 Abzweigdosen.....	13
3.6 Redundanz.....	13
3.7 Installation	14

TABELLEN-INDEX

Tabelle 0-1: Akronyme und Abkürzungen	4
---	---

ABBILDUNGEN-INDEX

Abbildung 3-1: Raman- und Rayleigh-Streuung.....	7
Abbildung 3-2: Beispiel Datenblatt Erfassungssystem.....	9
Abbildung 3-3: Verlegebeispiel der Glasfaserkabel.....	11
Abbildung 3-4: Typische Kabel-Spezifikation.....	13

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzung	Beschreibung
GLNG / Auftraggeber	German LNG Terminal GmbH
CSGN / Generalübernehmer	CS Gas Nord
ATEX	Europäische Richtlinie für Explosionsschutz
FFT	Schnelle Fourier-Transformation
ICS	Integriertes Kontrollsystem
LDS	Leckage-Erkennungssystem
LNG	Verflüssigtes Erdgas
NG	Erdgas
OFDR	Optische Frequenzbereichsreflektometrie
OTDR	Optisches Zeitbereichsreflektometer
SS	Rostfreier Stahl / Edelstahl

Tabelle 0-1: Akronyme und Abkürzungen

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

1 GELTUNGSBEREICH DES DOKUMENTS

Die German LNG Terminal GmbH (GLNG) plant den Bau eines LNG-Terminals in Brunsbüttel, der zwei LNG-Lagertanks enthält. Ab dem Jahr 2044 sollen diese Lagertanks für Wasserstoffderivate, wie zum Beispiel Ammoniak, genutzt werden und die prinzipielle Eignung hierfür ist heute schon nachzuweisen.

Die Dichte des zu speichernden LNG beträgt $483,2 \text{ kg/m}^3$. Um jedoch eine Verwendung der LNG-Tanks in Lagertanks für Wasserstoffderivate, wie zum Beispiel Ammoniak (LNH_3) zu ermöglichen, muss eine Dichte von (682 kg/m^3) bei der Bemessung des Lagertanks berücksichtigt werden.

Zusätzlich muss die Eignung des Innentankmaterials für das neue Produkt, wie zum Beispiel Ammoniak (LNH_3), sichergestellt sein. Da es zurzeit noch keine zuverlässigen Materialuntersuchungen für 9% Nickelstahl und flüssigen, tiefkalten Ammoniak (LNH_3) gibt, ist eine Beschichtung oder Auskleidung des Innentanks aus Edelstahlblech vorzusehen, um das Problem der Spannungsrisskorrosion (SCC) zu vermeiden. Zinkbeschichtungen wurden als potenzielle Lösungen für geeignet angesehen, aber ob ihre Eignung bestätigt wird, ist in einem künftigen Testprogramm zu prüfen. Daher wird als sichere Lösung eine Auskleidung aus Edelstahlblech beschrieben.

Ziel dieses Dokuments ist es, die Methode einer Erkennung einer möglichen Produktleckage durch die Edelstahlauskleidung des Innentanks der LNG-Lagertanks an das Innentankmaterial konzeptionell zu beschreiben.

2 REFERENZDOKUMENTE

2.1 Projektdokument des Auftraggebers

/2.1.1/ P600-010041024-002 Planungsgrundlagen LNG-Tank

2.2 Referenzdokumente des Generalübernehmers

/2.2.1/ P600-000-013039034-005 X7Ni9 Material specification

/2.2.2/ P600-000-013039009-201 General Arrangement drawing

/2.2.3/ P600-000-013039034-202 Stainless Steel Plates Specification

/2.2.4/ P600-000-013039042-201 pWPS Stainless Steel Welding

/2.2.5/ P600-000-013039042-202 pWPS X7Ni9-Stainless Steel Welding

/2.2.6/ P602-000-013039023-201 Edelstahlauskleidung des Innentanks - Konzeptbeschreibung

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

2.3 Richtlinien und Normen

/2.3.1/ DIN EN 14620 Entwurf und Herstellung von vor Ort gebauten, vertikalen, zylindrischen Stahltanks mit flachem Boden für die Lagerung von gekühlten, verflüssigten Gasen mit Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C. Alle Teile.

3 LNG-INNENTANK FASEROPTISCHE LECKAGEERKENNUNG - ANFORDERUNGEN AN DESIGN UND BETRIEB

3.1 Allgemeines

Glasfasern können nicht nur zur Informationsübertragung, sondern auch als Messinstrumente über die gesamte Glasfaserlänge eingesetzt werden. Physikalische Messgrößen wie Temperatur oder Spannung beeinflussen die optische Faser und verändern lokal ihre Leitungseigenschaften.

Der sogenannte Raman-Effekt eignet sich besonders für die Temperaturmessung mit Quarzglas-Lichtwellenleitern. Im Inneren der Glasfaser wird das Licht an mikroskopischen Dichtefluktuationen gestreut, die kleiner als die Wellenlänge sind. Bei der Rückstreuung finden sich neben dem elastischen Streukoeffizienten (Rayleigh-Streuung) bei der gleichen Wellenlänge wie das einfallende Licht auch zusätzliche Komponenten bei anderen Wellenlängen, die an die Molekularschwingung und damit an die lokale Temperatur gekoppelt sind (Raman-Streuung).

Das faseroptische Temperaturmesssystem basiert auf einem faseroptischen Raman-Rückstreuverfahren. Der Wärmedetektor (Temperatursensor) selbst ist ein wärme- und strahlungsempfindliches Lichtwellenleiterkabel. Mit Hilfe eines Auswertegerätes (optisches Raman-Reflektometer) können die Temperaturwerte in der optischen Faser des Wellenleiterkabels orts aufgelöst bestimmt werden. Lichtwellenleiter haben minimale Dämpfungen. Die minimal mögliche Dämpfung von Glasfasern wird durch die Rayleigh-Streuung des Lichts begrenzt, die durch die amorphe Struktur der Glasfaser verursacht wird. Neben der Rayleigh-Streuung führen thermische Einflüsse auf das Glasfasermaterial zu einer weiteren Streuung des Lichts, der sogenannten Raman-Streuung. Temperaturänderungen induzieren netzartige Schwingungen in der Molekularstruktur von Quarzglas. Trifft Licht auf diese thermisch angeregten Molekülschwingungen, kommt es zu einer Wechselwirkung zwischen den Lichtteilchen (Photonen) und den Elektronen im Molekül. Im Lichtwellenleiter kommt es zu einer temperaturabhängigen Streuung des Lichts (Raman-Streuung),

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

das im Gegensatz zum einfallenden Licht spektral um einen Betrag verschoben ist, der der Resonanzfrequenz der netzartigen Schwingung entspricht.

Im Vergleich zur Rayleigh-Streuung hat die Raman-Streuung einen sehr kleinen, praktisch irrelevanten Streukoeffizienten und kann nicht mit der klassischen OTDR-Technik (Optical Time Domain Reflektometer) gemessen werden. Die Intensität des Anti-Stokes-Bandes hängt von der Temperatur ab, während das Stokes-Band praktisch unabhängig von ihr ist. Die Messung der lokalen Temperatur an einem beliebigen Punkt des Wellenleiters ergibt sich aus dem "Verhältnis der Anti-Stokes- und Stokes-Lichtintensitäten" (siehe Abbildung 3-1).

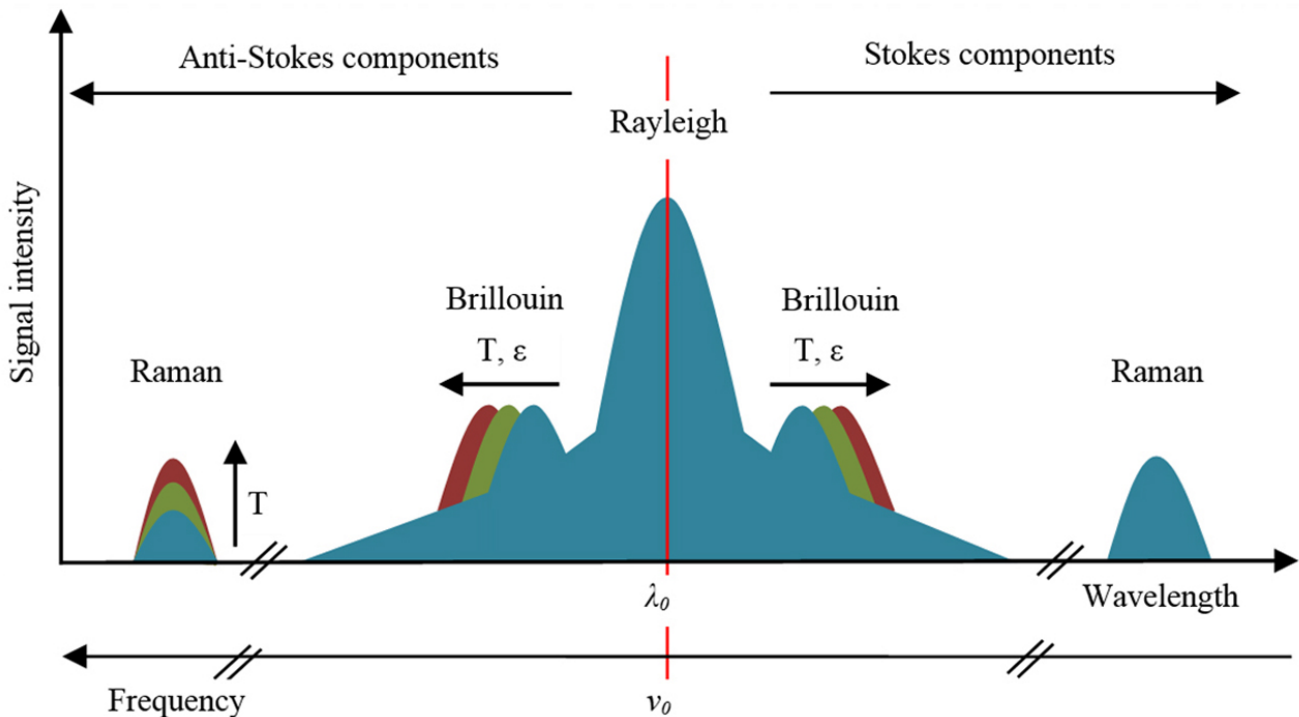


Abbildung 3-1: Raman- und Rayleigh-Streuung

Eine Besonderheit dieser Raman-Technik ist die direkte Messung der Temperatur mit einer Kelvin-Skala. Mit einer optischen Raman-Rückstrommethode kann die Temperatur entlang der Glasfaser als Funktion von Ort und Zeit gemessen werden. Die bekannteste Rückstrommethode ist das OTDR-System. Es arbeitet nach der Puls-Echo-Methode, wobei der Grad und der Ort der Streuung aus der Laufzeitdifferenz zwischen der Aussendung und der Detektion der Lichtpulse bestimmt werden. Im Vergleich zum Rayleigh-Streulicht ergibt sich bei der Raman-Streulichtmessung ein um den Faktor 1000 kleineres Rückstreusignal. Ein lokal verteilter Raman-Temperatursensor mit der OTDR-Technik ist daher nur mit gepulsten Laserquellen (im Allgemeinen Festkörperlaser) und schnellen

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

Signalmittelungstechniken realisierbar. Der thermische Raman-Sensor OFDR (Optical Frequency Domain Reflectometry) arbeitet nicht wie die OTDR-Technik in einem Zeitrahmen, sondern in einem Frequenzbereich. Die OFDR-Methode liefert Informationen über die lokale thermische Entwicklung, indem das über die gesamte Meßzeit erfasste Streusignal als Funktion der Frequenz mit komplexer Form (komplexe Übertragungsfunktion) gemessen und anschließend einer Fourier-Transformation unterzogen wird. Die Hauptvorteile der OFDR-Technik sind der nahezu kontinuierliche Betrieb des Lasers und die schmalbandige Erfassung des rückgestreuten optischen Signals, wodurch ein deutlich höheres Signal-Rausch-Verhältnis als bei der gepulsten Technik erreicht wird. Diese technischen Vorteile ermöglichen den Einsatz preiswerter Halbleiterlaserdioden und die Verwendung kostengünstiger elektronischer Module zur Signalmittelung.

Diesen Vorteilen stehen die technisch schwierige Messung des Raman-Streulichts (komplexe Messung in Abhängigkeit von Menge und Phase) und die aufwändige Signalverarbeitung durch Berechnung der FFT mit höheren Linearitätsanforderungen an die elektronischen Module gegenüber.

Alternativ dazu beruht die Brillouin-Spektroskopie auf dem Brillouin-Effekt, der auftritt, wenn Laserlicht auf ein Material trifft und aufgrund von Wechselwirkungen zwischen Photonen und den akustischen Schwingungen oder Phononen des Materials gestreut wird. Diese Wechselwirkungen führen zu einer Änderung der Wellenlänge des gestreuten Lichts, die als Brillouin-Frequenzverschiebung bezeichnet wird.

Daher wären Raman- und Brillouin-Alternativen für eine Anwendung möglich.

3.2 Beschreibung des Systems

Das faseroptische Leckage-Erkennungssystem für die LNG-Innentank-Auskleidung kann in bestehende Systeme des LNG-Terminals integriert werden und soll eine kontinuierliche Temperaturverteilung im Überwachungsraum zwischen der Edelstahl-Auskleidung des Innentanks und dem Innentank messen. Es misst die Durchschnittstemperatur an einem Punkt auf einer Länge von 1 m des Glasfaserkabels und ermöglicht so eine zuverlässige Überwachung der Temperaturverteilung mit einer Genauigkeit von $\pm 0,5$ °C.

Für die Installation ist ein Erfassungssystem erforderlich, das an die Fasern angeschlossen wird.

Um eine verteilte Temperaturmessung (DTS) durchzuführen, müssen sowohl die Eigenschaften des Erfassungssystems als auch die des Sensors berücksichtigt werden. Das Erfassungssystem kann einen Messbereich von etwa -200°C bis 300°C haben, ist ATEX-konform und entspricht IEC 61508 SIL2. Die Einschränkung dieser Technologie ist die Echtzeit. Bei der Größe des LNG-Tanks könnte die Echtzeit

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

bei ausreichender Faserführung etwa 3 Minuten bei einer Auflösung von 2 Metern und 25 Minuten bei einer Auflösung von einem halben Meter betragen.

Als Beispiel finden Sie in der Abbildung 3-2 das Datenblatt eines Erfassungssystems, das bis zu 16 Fasern mit einer Genauigkeit von 0,1°C in kurzer Zeit erfassen kann.

		Product specifications						
Performance	Distance range (km) ¹	10	20	30	40	50	60	80
	Wavelength (nm)	1550nm – Other ITU channels available						
	Spatial resolution (m)	0.2m a 6m (by increment of 0.1 m)						
	Sampling rate (m)	Max 0.1 m						
	Channel's number	1-16						
	Measurands	BFS, temperature and strain						
	Precision (°C/µε)	0.1/2	0.3/6	0.5/10	0.7/14	1/20	0.5/10	1/20
	Measurement time (min)	1	3	3	5	7	9	7
	Spatial resolution (m) ²	1	2	2	2	2	3	3
	Measurement time (min)	0.2 - 2 minutes (typical) < 10 minutes for distances up to 80 km						
Software	GUI	UTS-nerVision						
	Dashboard	Visual control of the asset by web application						
Control unit	UTS-CU1000	See UTS-CU1000's datasheet						
Power requirements	Voltage	24Vcc / 88-264 VAC (47-63 Hz) / 90-350 VCC						
	Power	Typical 60W – Max. 100 W						
Physical specifications	Dimensions (W x H x D)	482 x 89 (2U) x 460 ³ mm						
	Optical interface	E2000/APC – Other options available upon request						
	Optical connection	Patch panel/Optical connector						
	Weight	15 kg						
Environmental conditions	Operation temperature	-5°C – 50°C						
	Storage temperature	-5°C – 60°C						
	Humidity	0-95% (Non-condensing)						
	IP range	IP31						

¹ Distance range defined for a linear monitoring scenario. For example, if the distance range is 10 km, the UTS-BB1000 is connected to a 20 km of fiber optic cable distance.

² An end of line (UTS-EL1000) equipment is used at the end of the FUT. If you require another configuration performance (precision/measurement time/spatial resolution) contact to sales@uptech-sensing.com

³ An additional space greater than 60 mm must be considered at the rear panel for optical connections

Abbildung 3-2: Beispiel Datenblatt Erfassungssystem

In jedem Tank sind vier (4) Glasfaserkabel vorgesehen, die jeweils durch denselben Stutzen in den Tank geführt werden, der auch für die Widerstandsthermometer verwendet wird, mit denen die Temperatur am Boden des Innenbehälters gemessen wird. Die Fasern verlaufen durch ein erstes

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

gemeinsames 2"-Rohr, das die Tankisolierung durchquert, und ein zweites, das mit U-Profilen an der Zwischendecke befestigt ist (eine pro Faser alle 90°). Danach verläuft jedes Glasfaserkabel vertikal durch den Überwachungsraum (Zwischenraum zwischen Edelstahlauskleidung und Innentank), von der Oberseite bis zur Unterseite des Tanks. Bei der Detailplanung können auch andere Konfigurationen in Betracht gezogen werden, z. B. die Bildung einer Schleife am Boden des Überwachungsraums oder eine Kombination aus vertikalen und kreisförmigen Strecken.

Das Glasfaserkabel muss so isoliert sein, dass ein ausreichender Temperaturgradient gewährleistet ist, um die Unterschied zwischen dem Produkt im flüssigen Zustand und im gasförmigen Zustand, je nach Genauigkeit, die der Hersteller des Systems garantieren kann, wobei dieser Wert nicht unter 0,5 °C liegen darf.

Als Backup-System könnten Flüssig-Ammoniak-Detektoren installiert werden, ähnlich denen, die in der Kälteindustrie verwendet werden.

Das Glasfaserkabel wird durch den Überwachungsraum verlegt, der ein unregelmäßiges Volumen darstellt, das durch die verschiedenen Platten gebildet wird, aus denen sich die Auskleidung und die mit dem Innenbehälter verschweißten Unterkonstruktion aus Blechstreifen zusammensetzen, wie in Dokument P600-000-013039009-201 dargestellt. Aus diesem Grund müssen die Glasfaserkabel flexibel sein, damit sie durch die vorhandenen Zwischenräume geführt werden können (siehe Abbildung 3-3), bzw. Kabelschutzhülsen eingesetzt werden.

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

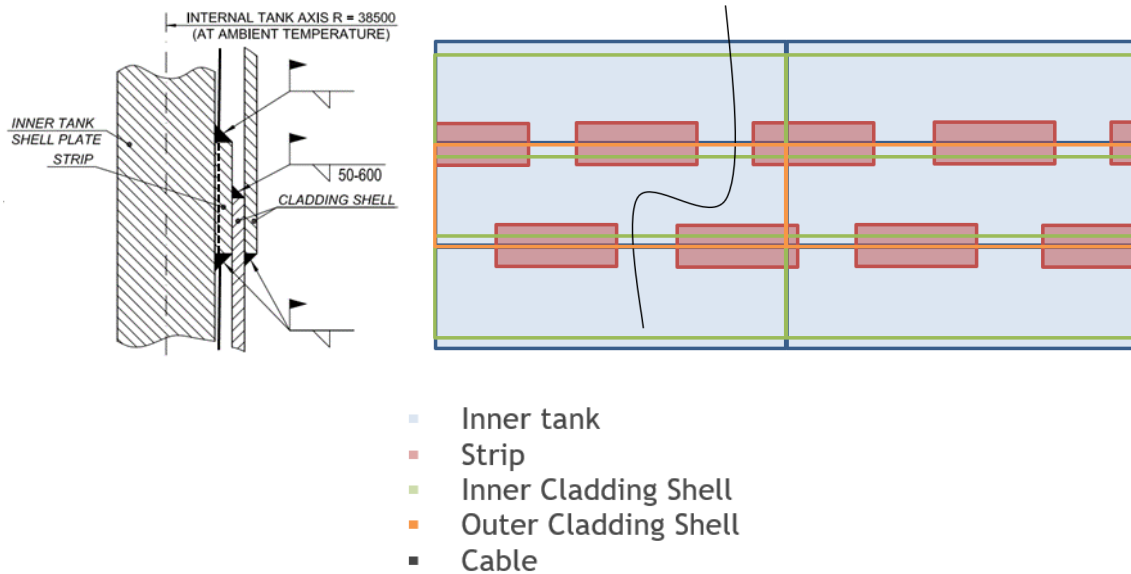


Abbildung 3-3: Verlegebeispiel der Glasfaserkabel

Um einen ausreichenden Temperaturgradienten für die Erkennung von Leckagen zu gewährleisten, werden die Sensoren im Überwachungsraum zwischen der Auskleidung und dem Innentank angebracht, wobei das Kabel in Kontakt mit dem Innentank steht und ein Spalt zur Auskleidung bleibt. Jedes Erfassungskabel endet in einer Anschlussdose, die sich am Boden des Tanks befindet. Von diesen Verteilerkästen aus übertragen Transitkabel die Signale zur Erfassungseinheit, die sich in einer Kabine im Rack-Raum der Feldinstrumentierung befindet.

Alle elektrischen und elektronischen Komponenten müssen für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen (ATEX) zertifiziert sein.

3.3 Erfassungseinheiten

Jede Erfassungseinheit muss die folgenden Anforderungen erfüllen:

- Konfiguration: Eine Elektronik mit vier Faserschleifen, von denen jede an einen unabhängigen Kanal angeschlossen ist.
- Temperaturmessbereich: -200 bis + 60 °C.
- Temperaturgenauigkeit $\pm 0,5^\circ\text{C}$ mit einer Auflösung von $0,01^\circ\text{C}$
- Update-Zykluszeit pro Kanal: 10 Sekunden pro Zyklus
- Räumliche Auflösung 1 m
- Betriebstemperaturbereich: -0 bis +40 °C

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

- Messkanäle & Max. Messentfernung: 4 Kanäle und 1 km.
- Eingangsspannung: 230 VAC
- Leistungsaufnahme: <20mW

3.4 Kabel

Glasfaserkabel müssen den Anforderungen entsprechen, die in dem Dokument P600-000-000015034-002 „Instrument Cables Specification for fire resistant fiber optics“ beschrieben sind, wobei die Erfüllung der folgenden Punkte besonders zu beachten ist:

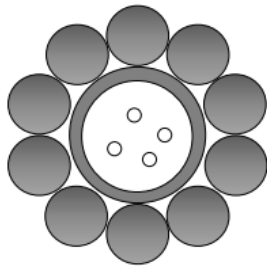
- Zugentlastungselemente: Die Kabelseele ist mit einem nichtmetallischen Band zu umwickeln, das wasserabsorbierend sein muss, um das Eindringen von Wasser zwischen den äußeren Schichten und der Kabelseele zu verhindern.
- Panzerung: Wenn ein metallischer Schutz erforderlich ist, muss ein doppeltes Stahlband zwischen dem äußeren Kabelmantel und der Kabelseele angebracht werden. Es muss als Stahlband ausgeführt sein. Dieser Schutz soll dem Kabel eine höhere mechanische Festigkeit verleihen, so dass es während der Installation als Zugelement dienen kann. Außerdem ist es ein wirksamer Schutz gegen Nagetiere.
- Gesamtabdeckung: Das Material muss aus einer halogenfreien Thermoplastmischung bestehen und die Dicke muss den Angaben in den Datenblättern entsprechen. Das Umhüllungsmaterial muss auch gegen ultraviolette Sonnenstrahlung (UV) beständig sein, um eine Verschlechterung in Bereichen zu verhindern, in denen die Kabel der Sonne ausgesetzt sind. Die Farbe des Außenmantels muss orange sein.

Um die korrekte Verlegung durch den Überwachungsraum zu gewährleisten, muss das Glasfaserkabel außerdem die folgenden Anforderungen erfüllen:

- Äußerer Durchmesser: < 5mm
- Maximale Quetschfestigkeit: < 600 N/cm
- Maximale Zugfestigkeit: > 1500 N (Einbau)
- Maximale Zugfestigkeit: > 1000 N (Betrieb)
- Minimaler Biegeradius: 100 mm
- Betriebstemperatur: -200 °C bis + 60 °C.

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

Es wird vorgeschlagen, ein Panzerkabel aus rostfreiem Stahl mit reduzierten Abmessungen zu verwenden, das sich an die Betriebstemperaturbereiche anpasst. Das technische Datenblatt des vorgeschlagenen Kabels ist als Anhang 1 - Optisches Panzerkabel - beigefügt.



Technical Data

No. of Fibres		4
Number of Fibres/Tube	-	4
Cable diameter	mm	4.4
Cable Weight	kg/km	75
Maximum Tension	kg	300
Temperature Range	°C	Transport & Storage: -40 → +70 Normal Operation: -40 → +70 Continuous min temp: -200°C

Abbildung 3-4: Typische Kabel-Spezifikation

Für diesen Kabeltyp können Singlemode- oder Multimode-Fasern verwendet werden (vorzugsweise Singlemode, um die Genauigkeit der Temperaturmessung zu verbessern).

3.5 Abzweigdosen

Zur Erleichterung der Kabelinstallation sind Verteilerkästen erforderlich, die das Ende des Transitkabels mit dem Ende des Sensorkabels am Boden jedes LNG-Tanks verbinden.

3.6 Redundanz

Das Detektionssystem sollte in der Lage sein, den Betrieb ohne Störungen fortzusetzen, selbst im Falle eines kritischen Geräteausfalls.

Daher muss das System so konfiguriert werden, dass einige Geräte redundant sein können.

Insbesondere müssen alle folgenden Teile/Funktionen des Systems vollständig wiederhergestellt sein:

- Kommunikationsmodule, einschließlich der internen Kommunikation.
- Stromversorgungsmodule.
- Prozessormodule (wenn das System des Herstellers dies zulässt).

Die Redundanzpläne sind so zu gestalten, dass die Übergabe von jedem Element an sein Reserveelement in der Redundanz und die Rückkehr zum Normalzustand unmittelbar und automatisch erfolgt und den Prozess, die Bedienplätze, die Berechnung oder andere Funktionen nicht beeinträchtigt.

Die Umschaltung von einer Einheit auf die Ersatzeinheit muss auf jeden Fall alarmiert werden.

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

Das System wird so implementiert, dass es möglich ist, die Einheit in Redundanz zur Haupteinheit zu ersetzen, ohne den Betrieb des Systems selbst zu beeinträchtigen.

Die Redundanz der Leckage-Erkennung wird durch die Verwendung von vier verschiedenen Kabeln an unterschiedlichen Tankstandorten gewährleistet. Wird eine Schleifenanordnung verwendet, muss das System auch dann funktionieren, wenn die Schleife aus irgendeinem Grund geöffnet wird.

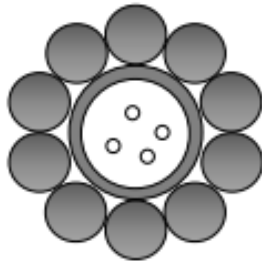
3.7 Installation

Bei dem gewählten Fasertyp können die hohen Temperaturen beim Schweißen der Mantelplatten und des Bandes dank der Edelstahlbeschichtung des Faserkabels ausgehalten werden. Da es sich zudem um ein halbstarres Kabel handelt, kann die Verlegung entlang des Tanks ordnungsgemäß erfolgen.

KONZEPT FÜR EIN FASEROPTISCHES LECKSUCHSYSTEM

ANHANG 1 - OPTISCHES PANZERKABEL

TS08759



-not to scale-

Cable Design

- Tube: longitudinally welded stainless-steel tube 304 grade.
- Armour: stainless steel wires 304 grade

Cable Application

Metallic armoured optical cable for cryogenic exposures (low temperatures up to -200°C)

Technical Data

No. of Fibres			4
Number of Fibres/Tube	-		4
Cable diameter	mm		4.4
Cable Weight	kg/km		75
Maximum Tension	kg		300
Temperature Range	°C	Transport & Storage: -40 → +70	Normal Operation: -40 → +70 Continuous min temp: -200°C

Optical Characteristics

According to attached fibre optic data sheet

Identification

Fibre Colours ⁽¹⁾:

No.	1	2	3	4
Colour	blue	orange	green	brown

Logistic

Delivery Lengths:	Standard delivery length is 2 km with a tolerance of - 1% / + 3%.
Packing ⁽²⁾ :	Each length will be supplied in wooden drums

All optical measurements in accordance with ITU-T G650 recommendations

© Prysmian Group 2023, All Rights Reserved

All sizes and values without tolerances are reference values. Specifications are for product as supplied by Prysmian Group; any modification or alteration afterwards of product may give different result.

The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian Group. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian Group reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian Group.

	Linking the Future	www.prysmiangroup.com	TS08759 v01
			Issued 2023-09-06 ECL/ Page 1 of 1

GERMAN LNG - TERMINAL

Brunsbüttel, Deutschland

Einflüsse der Kondensation

Dokumenten- Nummer: P602-000-013023021-201

Projekt-Referenz: P0227693

Rev.	Datum	Status	Ersteller	Geprüft durch	Genehmigt durch
2	13 -09-2023	IFA	JLV	SSA	APM

Einflüsse der Kondensation

Revisionen

Datum	Rev. Status	Zweck der Ausgabe ⁽¹⁾	Bemerkungen	Initialen
08-09-2023	1	IFD	Erste Ausgabe	JLV
13-09-2023	2	IFA	Allgemeine Überprüfung	JLV

⁽¹⁾ Zweck der Ausgabe: zur internen Kontrolle (ICR), zur Information (IFI), zur Überprüfung (IFR), zur Genehmigung (IFA), für den Entwurf (IFD), für die Konstruktion (IFC), Bestand (As Built).

Einflüsse der Kondensation

INHALTSVERZEICHNIS

1	AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN	4
2	UMFANG DES DOKUMENTS	5
3	NORMEN UND STANDARDS	6
3.1	Einhaltung der Vorschriften	6
3.2	Referenzdokumente des Bauherrn.....	6
3.3	Referenzdokumente des Auftragnehmers	6
4	BERECHNUNG DER AMMONIAK-KONDENSATION	6
4.1	Vorgesehener Wandaufbau der auf Ammoniakbetrieb umgestellten Tanks.....	6
4.2	Dampfdruck von Ammoniak.....	7
4.3	Temperaturprofil und Wärmeverluste	9
4.4	Betriebsdruckänderungen.....	10
5	EMPFEHLUNGEN.....	11

TABELLENÜBERSICHT

Tabelle 1.1:	Akronyme und Abkürzungen	4
Tabelle 1.2:	Definitionen - SI-System.....	4
Tabelle 4.1	Dampfdrucktabelle für Ammoniak.....	8

ÜBERSICHT DER DARSTELLUNGEN

Abbildung 4.1	Querschnitt der Tankwand.....	7
Abbildung 4.2	Grafische Darstellung des Dampfdrucks von Ammoniak.....	8
Abbildung 4.3	Berechnetes Temperaturgefälle für die einzelnen Tankwandschichten.....	9

Einflüsse der Kondensation

1 AKRONYME UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzung	Beschreibung
CSGN / Auftragnehmer	CS Gas Nord / Generalübernehmer
GLNG / Bauherr	German LNG Terminal GmbH
LNG	Verflüssigtes Erdgas
PIR	Polyisocyanurat
SCC	Spannungsrissskorrosion

Tabelle 1.1: Akronyme und Abkürzungen

In diesem Dokument werden SI (Internationales System) - Einheiten verwendet:

Ausdruck	Beschreibung	Einheit
Länge	Meter	m
Masse	Kilogramm	kg
Zeit	Sekunden	s
Celsius Temperatur	Grad Celsius	°C
Thermodynamische Temperatur	Grad Kelvin	K
Kraft	Newton	(N = kg m/s ²)
Energie & Wärme	Joule	(J = N m)
Strom	Watt	(W = J/s)
Druck und Spannung	Pascal	(Pa = N/m ²)

Tabelle 1.2: Definitionen - SI-System

Einflüsse der Kondensation

2 UMFANG DES DOKUMENTS

In diesem Dokument wird auf Basis vorläufiger Berechnungen analysiert, ob eine Kondensation von Ammoniak im Ringraum zwischen Innentank und Außenwand des Tanks während des Normalbetriebes, nach Umstellung auf Ammoniakbetrieb, möglich ist. Es wird auch ein Beispiel mit Berechnung des Temperaturprofils und der Differenztemperatur dargestellt. Für den Fall einer möglichen Ammoniak Kondensation enthält das Dokument Empfehlungen (siehe Abschnitt5).

Einflüsse der Kondensation

3 NORMEN UND STANDARDS

3.1 Einhaltung der Vorschriften

Alle gelieferten Ausrüstungen und Bauteile, sowie alle ausgeführten Arbeiten müssen den nationalen Vorschriften, Gesetzen und Anforderungen entsprechen, die für den Bauherrn gelten (einschließlich künftiger Änderungen der Vorschriften, Gesetze und Anforderungen während der Laufzeit des Vertrags).

Besondere Aufmerksamkeit ist auf nationale und lokale Standards über Gesundheit und Sicherheit am Arbeitsplatz zu legen. Im Falle von Konflikten zwischen den Anforderungen der verschiedenen Dokumente gilt die folgende Rangfolge:

- Bundesland Schleswig-Holstein, deutsche und europäische Regelungen.
- Anforderungen des Bauherrn.
- Technische Spezifikationen.
- Anlagen der technischen Spezifikationen.
- Normen und Dokumente, auf die in den technischen Spezifikationen verwiesen wird.
- Normen, die den zugehörigen technischen Standard verkörpern.

3.2 Referenzdokumente des Bauherrn

/3.2.1/ P600-010041024-002 Planungsgrundlagen LNG-Tank

3.3 Referenzdokumente des Auftragnehmers

/3.3.1/ P602-000-013001008-001 Datenblatt für LNG-Lagertank

/3.3.2/ P602-000-013039023-221 Vorgesehene Grundkomponenten und -materialien für LNG-Tanks

4 BERECHNUNG EINER MÖGLICHEN AMMONIAK-KONDENSATION

4.1 Vorgesehener Wandaufbau der auf Ammoniakbetrieb umgestellten Tanks

Die LNG-Lagertanks sollen für zukünftige Lagerbedingungen angepasst werden, damit eine sichere Lagerung von Ammoniak möglich ist. Ammoniak führt bei einigen Stählen zu Korrosionsschäden. 9% Ni-Stahl ist besonders anfällig für Spannungsrisskorrosion (SCC) bei Ammoniak und darf nicht in

Einflüsse der Kondensation

Sicherheitsbehältern und Rohrleitungssystemen für die Lagerung und Beförderung dieses Produkts verwendet werden, ohne dass entsprechende Anpassungen vorgenommen werden. Um den direkten Kontakt des flüssigen Mediums mit dem 9% Ni-Wandstahl zu vermeiden, ist für die Zukunft eine innere Schutzschicht (Auskleidung) aus einem Ammoniak - beständigen Material vorgesehen. Außerdem wird die Dämmung geändert. Das Perlit wird zusammen mit der elastischen Wanddämmung entfernt. An der Innenseite der Betonwand wird eine Wärmedämmung aus PIR oder einem anderen (Ammoniakdampf - verträglichen) Material angebracht. Der zwischen Innenbehälter und neuer Dämmung entstandene Hohlraum ist als offener, ringförmiger Freiraum vorgesehen. Die Dicke der Betonaußenwand sowie die Dicke der 9% Ni - Stahlinnenwand variiert mit der Tankhöhe. Es wird ein mittelhohes Querwandmaß berücksichtigt. Die Wandanordnung ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

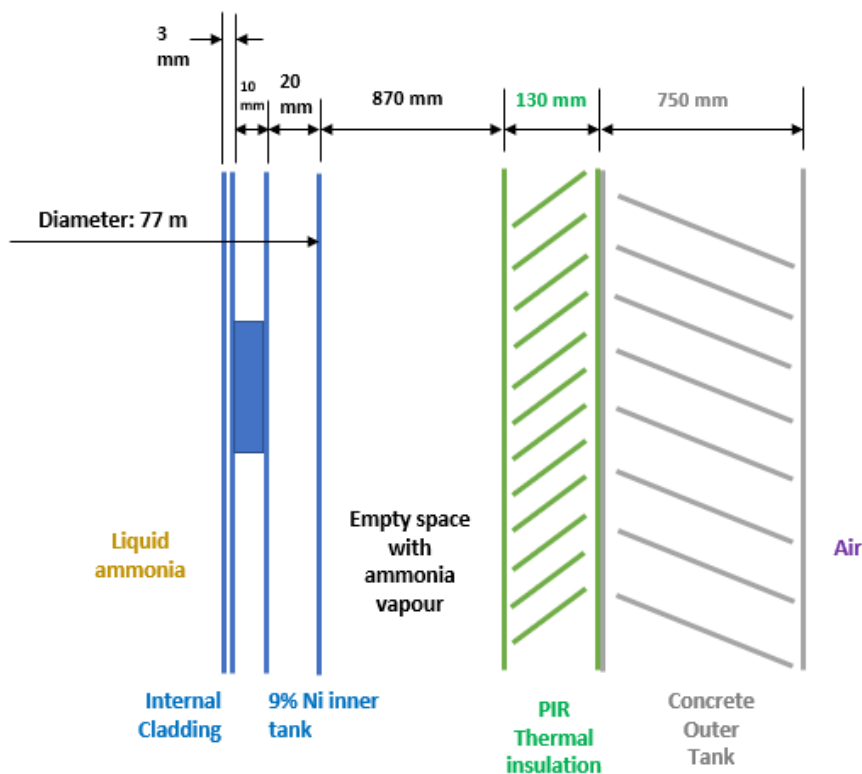


Abbildung 4.1 Querschnitt der Tankwand

4.2 Dampfdruck von Ammoniak

Ammoniak hat als reiner Stoff eine Dampfdruckkurve, die den Gas-Flüssigkeits-Gleichgewichtsbedingungen entspricht. Im Lagertank folgt die Temperatur des Ammoniaks dem Druck, zumindest in den oberen Schichten der Flüssigkeit. Tabelle 4.1 zeigt die Daten der Gleichgewichtstemperatur für verschiedene Druckwerte zwischen 0 bar und 0,5 bar an.

Einflüsse der Kondensation

Tabelle 4.1 Dampfdrucktabelle für Ammoniak

Temperature (°C)	Pressure (barg)
-33,33	0,00
-32,36	0,05
-31,44	0,10
-30,54	0,15
-29,68	0,20
-28,84	0,25
-28,03	0,30
-27,25	0,35
-26,48	0,40
-25,74	0,45
-25,02	0,50

Diese Informationen sind in der folgenden Abbildung 4.2 dargestellt, wobei der normale Betriebsdruckbereich des Tanks rot hervorgehoben ist.

Vapour pressure of ammonia

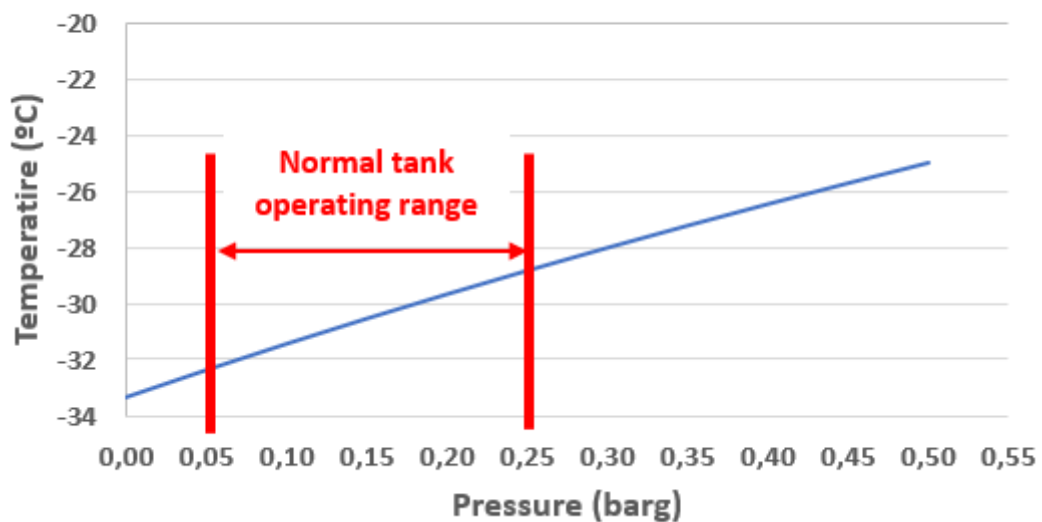


Abbildung 4.2 Grafische Darstellung des Dampfdrucks von Ammoniak

- Der Mindestbetriebsdruck des Tanks beträgt 50 mbarg, was einer Gleichgewichtstemperatur von -32,36 °C entspricht.
- Der maximale Betriebsdruck des Tanks beträgt 250 mbarg, was einer Gleichgewichtstemperatur von -28,84 °C entspricht.

Einflüsse der Kondensation

4.3 Temperaturprofil und Wärmeverluste

Die durch die Wand eintretende Wärme sowie das Temperaturgefälle konnten mit Hilfe von Gleichungen zum Wärmeübergang unter Berücksichtigung von natürlicher Konvektion und Wärmeleitung berechnet werden.

Die Austrittstemperatur des Betons wurde, unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen (Wind- und Lufttemperatur) sowie der Betoneigenschaften und der Sonneneinstrahlung, mit 40 °C angenommen.

Zwischen der inneren Verkleidungsschicht und dem 9%-Ni-Stahl- Innenbehälter besteht ein Spalt von fast 10 mm, der als Dämmung wirken kann und eine höhere Temperatur in der 9%-Stahlplatte bewirkt. Die innere Verkleidungsschicht hat Stützen, die mit der Nickelstahl- Innenwand verbunden sind und als Kältebrücken wirken können. Das berechnete Profil wurde nur unter Berücksichtigung dieser Stützen erstellt. Dieser bewußt konservativ gewählte Ansatz führt zu schlechteren Ergebnissen, da die Innenwand kälter sein wird.

Abbildung 4.3 zeigt für Ammoniak ein Temperaturgefälle auf Basis von 50 mbarg Überdruck.

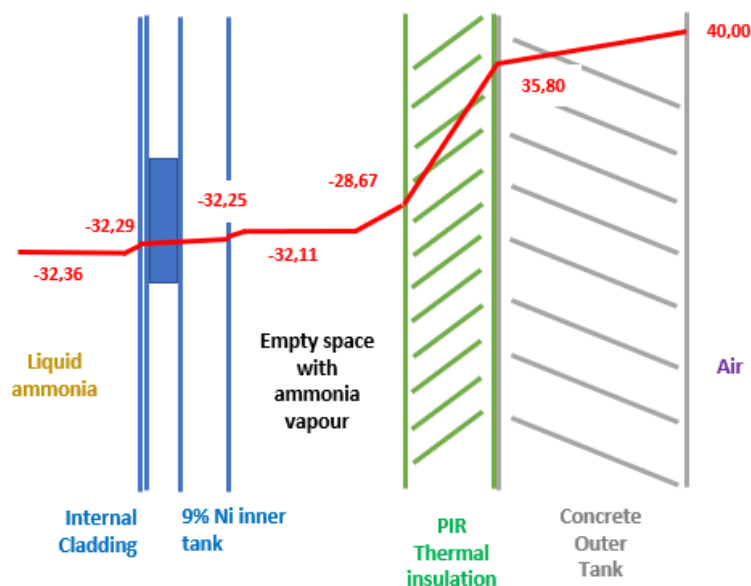


Abbildung 4.3 Berechnetes Temperaturgefälle für die einzelnen Tankwandschichten

Es konnte festgestellt werden, dass die Temperatur der Innenhülle und die Innentemperatur des Tanks praktisch gleich sind und sehr nahe an der Temperatur des flüssigen Ammoniaks liegen.

Die Wärme, die durch eine ein Meter hohe Scheibe der Tankwand entweicht, beträgt etwa 3,5 kW.

Einflüsse der Kondensation

4.4 Betriebsdruckänderungen

Theoretisch schwangt der Druck des Tanks zwischen 50 mbarg und 250 mbarg im normalen Betriebsmodus. Bei einigen Vorgängen, z. B. beim Entladen von Schiffen, ist der Betriebsdruck des Tanks laut Standardverfahren immer höher als der Betriebsdruck des Schiffes, damit überschüssiges Boil-Off-Gas zum Schiff zurückgeführt werden kann. Das soll die Kondensationsbildung unter normalen Betriebsbedingungen verhindern.

Wenn die Betriebsabläufe nicht korrekt eingehalten werden und z. B. zu Beginn des Entladevorgangs der Tank bei 50 mbarg und einer Gleichgewichtstemperatur von $-32,36\text{ °C}$ betrieben wird, bleibt die innere 9% Ni-Stahlwand nach den zuvor berechneten Werten bei fast $-32,25\text{ °C}$.

Bei einem Druckanstieg auf 250 mbarg (innerhalb von 4 Stunden) erhöht sich die Sättigungstemperatur auf $-28,84\text{ °C}$. Wenn die Wand kalt genug bleibt, kann der umgebende Ammoniakdampf im leeren Raum kondensieren.

Um die Temperatur der Stahlwandmasse (die in einem Meter Höhe enthalten ist) innerhalb von 4 Stunden von $-32,36\text{ °C}$ auf $-28,84\text{ °C}$ zu erhöhen, um eine kältere Temperatur als die entsprechende Gleichgewichtstemperatur zu vermeiden, sind mehr als 4 kW Wärmezufuhr erforderlich. Dies ist niedriger als der berechnete Wert der Verlustwärme. Die berechnete Verlustwärme von 3,5 kW wird auch zur Erwärmung der Ammoniakmasse, der Dämmung usw. und nicht nur der Stahlplatte verwendet.

Ein weiteres mögliches Szenario ist ein plötzlicher Abfall des Betriebsdrucks im Tank. Dies führt dazu, dass die oberste Schicht des gelagerten Ammoniaks verdampft und die umgebende Stahlwand abkühlt. Wenn der Betriebsdruck wieder ansteigt, könnte die Wand kälter als die Gleichgewichtstemperatur bleiben.

Auf dieser Grundlage kann die Kondensation von Ammoniak an der Außenseite der 9% Ni-Stahlwand, wenn auch selten, nicht völlig ausgeschlossen werden.

Einflüsse der Kondensation

5 EMPFEHLUNGEN

Da ein Restrisiko für eine mögliche Kondensation von Ammoniak verbleibt, wurden folgende Empfehlungen formuliert:

- Auf die Außenseite des 9% Ni-Stahl-Tanks müßte eine Schutzbeschichtung / Auskleidung aufgebracht, vergleichbar der Auskleidung, die für die Innenseite des Innentanks vorgesehen ist.
- Alternativ könnte eine, für Ammoniak undurchlässige, Isolierung / Dämmverkleidung installiert werden, welche die Außenseite der 9% Ni-Stahlwand bedeckt. Dadurch erhöht sich die Temperatur der Schicht, die mit Ammoniakdampf in Berührung kommt. Die gedämmte Seite bleibt bei jedem Betriebsdruck des Tanks stets wärmer und ein Kondensieren wird vermieden.

Für die Ausführungsplanung der Nutzung für Ammoniak wird entweder die Isolierung an die Außenseite des Innentanks geplant oder eine zusätzliche Isolierschicht an der Außenseite des Innentanks vorgesehen, zusammen mit der Isolierung an der Innenseite des Außentanks.

GERMAN LNG-TERMINAL

Brunsbüttel, Germany

STAINLESS STEEL PLATES SPECIFICATION

Document Number: P600-000-013039034-202					
Project Reference: P0227693					
Rev	Date	Issued	Prepared by	Verified by	Approved by
B	05-05-2023	ICR	LZH	SGN	APM

Stainless Steel Plate Specification

Revision History

Date	Rev. Status	Purpose of Issue ⁽¹⁾	Remarks	Initials
05-05-2023	B	For review	First Issue	LZH

⁽¹⁾ Purpose of Issue: for information, for review, for approval, for design, for construction, As-built

Stainless Steel Plate Specification

INDEX

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS	4
1 SCOPE OF THE DOCUMENT	4
2 REFERENCE DOCUMENTS	4
2.1 Project Documents.....	4
2.2 Company reference documents	4
2.3 Codes and Standards.....	4
3 GENERAL REQUIREMENTS.....	5
4 DELIVERY CONDITIONS.....	5
5 IMPACT TEST	6
6 TOLERANCES	6
7 BENDING AND FINAL DIMENSIONS.	6
8 CE MARKING/ DECLARATION OF PERFORMANCE.....	6

TABLES INDEX

<i>Table 1: Acronyms and Abbreviations</i>	4
--	---

Stainless Steel Plate Specification

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

Abbreviation	Description
GLNG / Employer	German LNG Terminal GmbH
CSGN / Company	CS Gas North
Vendor	The organization selected and awarded by the Company to supply a specific Project good
Subcontractor	The organization selected and awarded by the Company to perform a specific Project activity
Shall	Indicates a mandatory requirement
Should	indicates a recommendation which is advised, but not required
EN	European Standards
ISO	International Organization for Standardization

Table 1: Acronyms and Abbreviations

1 SCOPE OF THE DOCUMENT

The aim of this document is to describe the minimum requirements and minimum technical characteristics to be considered for the stainless-steel plates used for cladding that should be installed inside the inner tank of the full containment LNG storage tanks (2 x 165 000 m3) for German LNG Terminal GmbH in Brunsbüttel (Germany).

2 REFERENCE DOCUMENTS

2.1 Project Documents

/2.1.1/ P600-010041024-002 Planungsgrundlagen LNG-Tank

2.2 Company reference documents

/2.2.1/ P600-000-013039004-201 Introduction document w. reference material.

2.3 Codes and Standards

/2.3.1/EN 10028 Flat products made of steels for pressure purposes.

Stainless Steel Plate Specification

Part 1: General requirements

Part 7: Flat products made of steels for pressure purposes

/2.3.2/EN ISO 9444 Continuously hot-rolled stainless steel - Tolerances on dimensions and form -
Part 2: Wide strip and sheet/plate

/2.3.3/EN ISO 9445 Continuously cold-rolled stainless steel - Tolerances on dimensions and form -
Part 2: Wide strip and plate/sheet

/2.3.4/EN ISO 18286 Hot-rolled stainless steel plates - Tolerances on dimensions and shape

/2.3.5/EN 10163 Delivery requirements for surface condition of hot-rolled steel plates, wide flats
and sections

Part 1: General requirements

Part 2: Plate and wide flats

3 GENERAL REQUIREMENTS

In accordance with /2.2.1/, dual certified X2CrNi18-9/X5CrNi18-10 (1.4307/1.4301) plates shall be considered for shell and bottom plates of inner tank cladding.

X5CrNi18-10 (1.4301) is a conventional austenitic stainless steel with good resistance to atmospheric, organic and inorganic chemicals. This material is widely used due to its excellent intergranular corrosion resistance, good cold deformability, good deep drawability and weldability.

X2CrNi18-9 (1.4307) is ultra-low carbon (<0,03 %) versions of 1.4301. The purpose is to improve the corrosion resistance after welding and prevent carbide precipitation caused by stress relief for a long time.

Those plates should be supplied according to /2.3.1/ Part 7.

4 DELIVERY CONDITIONS

Plates should be delivered in hot rolled or cold rolled conditions:

Stainless Steel Plate Specification

- Hot rolled plates shall be in solution annealed and pickled with a surface finish of grade “1D” as per table 6 of /2.3.1/ Part 7.
- Cold rolled plates shall be in solution annealed and pickled with a surface finish of grade “2D” as per table 6 of /2.3.1/ Part 7.

5 IMPACT TEST

As explained in the EN 10028-7, austenitic steels always have adequate toughness and do not need to be impact tested (see notes of table 16 of /2.3.1/ Part 7).

6 TOLERANCES

Cutting and manufacturing tolerances shall be according to /2.3.1/.

Dimensional tolerances are indicated in the following standards according to chapter 4 of /2.3.1/ Part 7:

- /2.3.3/ for product form C (cold rolled strip);
- /2.3.2/ for product form H (hot rolled strip);
- /2.3.4/ for product form P (hot rolled plates)

The surface discontinuities are defined in /2.3.5/ standards.

Applicable requirements concerning the surface condition and methods of repair are those issued from class B3 as defined in /2.3.5/ Part 2.

7 BENDING AND FINAL DIMENSIONS.

Bending should be performed in cold condition. Bending should be done by means of hydraulic bending machine, folding machine or any suitable method to ensure the bending angle required in drawings without any crack or notches.

Final dimensions of each plate should be in accordance with the applicable drawings.

8 CE MARKING/ DECLARATION OF PERFORMANCE

The manufacturer or distributor of material covered by a harmonized standard, in compliance with Regulation (EU) 305/2011 on construction products, CPR, shall issue a Declaration of performance and include the CE logo to the product, packaging or accompanying documentation.

GERMAN LNG-TERMINAL

Brunsbüttel, Germany

pWPS. STAINLESS STEEL WELDING

Document Number: P600-000-013039042-201					
Project Reference: P0227693					
Rev	Date	Issued	Prepared by	Verified by	Approved by
B	05-05-2023	ICR	LZH	SGN	APM

pWPS. Stainless Steel Welding

Revision History

Date	Rev. Status	Purpose of Issue ⁽¹⁾	Remarks	Initials
05-05-2023	B	For review	First Issue	LZH

⁽¹⁾ Purpose of Issue: for information, for review, for approval, for design, for construction, As-built

pWPS. Stainless Steel Welding

INDEX

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS	4
1 SCOPE OF THE DOCUMENT	4
2 REFERENCE DOCUMENTS	5
2.1 Project Documents.....	5
2.2 Company reference documents	5
2.3 Codes and Standards.....	5
3 CRYOGENIC STAINLESS STEEL.....	5
4 EXAMPLES OF WELDING PROCESSES.....	8
5 EXAMPLES OF PRELIMINARY WELDING PROCEDURES SPECIFICATION	10
5.1 pWPS-111-SS-201	10
5.2 pWPS-141-SS-201	12

TABLES INDEX

<i>Table 1: Acronyms and Abbreviations</i>	4
<i>Table 2. Welding processes.....</i>	6
<i>Table 3: Filler metal classification.....</i>	7
<i>Table 4: Typical Welding processes for this application.....</i>	8
<i>Table 5: List of pWPS included in this document</i>	8
<i>Table 6: pWPS-111-SS-201</i>	11
<i>Table 7: pWPS-141-SS-201</i>	13

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

Abbreviation	Description
GLNG / Employer	German LNG Terminal GmbH
CSGN / Company	CS Gas North
Vendor	The organization selected and awarded by the Company to supply a specific Project good
Subcontractor	The organization selected and awarded by the Company to perform a specific Project activity
Shall	Indicates a mandatory requirement
Should	indicates a recommendation which is advised, but not required
EN	European Standards
ISO	International Organization for Standardization
LNG	Liquefied Natural Gas
(p)WPS	(preliminary) Welding Procedure Specification
TBD	To Be Determined (unknown or undecided information)
FW	Fillet weld
PB	Horizontal vertical
PF	Vertical up

Table 1: Acronyms and Abbreviations

1 SCOPE OF THE DOCUMENT

This document is a guideline for selecting the suitable welding process and parameters and welding consumables for cryogenic stainless-steel welding.

This document also includes some pWPS for Stainless steel welding as examples of applicable welding processes for this application.

2 REFERENCE DOCUMENTS

2.1 Project Documents

/2.1.1/ P600-010041024-002 Planungsgrundlagen LNG-Tank

2.2 Company reference documents

/2.2.1/ P600-000-013039009-201 General Arrangement drawing (w. cladding concept & typical details)

/2.2.2/ P600-000-013039034-202 Stainless Steel Plates Specification

2.3 Codes and Standards

/2.3.1/EN 14620 Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 °C and -165 °C.

/2.3.2/EN ISO 15614 Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - Welding procedure test.

/2.3.3/ EN ISO 15609 Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - Welding procedure specification.

/2.3.4/EN ISO 15607 Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - General rules.

/2.3.5/EN ISO 3834 Quality requirement for fusion welding of metallic materials.

3 CRYOGENIC STAINLESS STEEL

Austenitic Stainless steels of type X2CrNi18-9/X5CrNi18-10 (1.4307/1.4301) is commonly used for the storage and distribution of cryogenic service equipment.

In accordance with *Welding stainless and 9% nickel steel cryogenic vessels-Nickel institute*, three areas for cryogenic equipment where stainless steels find wide use are the following: small-to-medium sized vessels that operate at moderate pressures with thicknesses of 9,5mm or less, where contamination from the metal surface must be avoided and, service and transfer cryogenic piping.

pWPS. Stainless Steel Welding

Stainless steels can operate at very low temperatures. For that reason, high requirements reading toughness are demanded. The typical toughness can be achieved with the following welding processes:

Welding processes		
111	SMAW	Manual metal arc welding with covered electrode
121	SAW	Submerged arc welding with solid wire electrode
131	GMAW	MIG welding with solid wire electrode
135	GMAW	MAG welding with solid wire electrode
136	FCAW	MAG welding with flux cored electrode
138	GMAW	MAG welding with metal cored electrode
141	GTAW	TIG welding with solid filler material

Table 2. Welding processes

However, each welding process has pros and cons (high or low heat inputs, more or less cost-effective process, material thickness limitations, site conditions, etc.).

There are some factors affecting low temperature weld properties that shall be considered when welding process and welding consumables are being selected:

- Hot cracking: it is caused by low melting material such as metallic compounds of sulfur and phosphorus with tend to penetrate grain boundaries. Hot cracking can be prevented by adjusting the composition of the base material and filler material to obtain a microstructure with a small amount of ferrite in the austenite matrix.
- Low ferrite: the amount of ferrite normally should not be greater than necessary to prevent hot cracking with some margin of safety. The presence of ferrite can reduce corrosion resistance in certain media and excess ferrite can impair ductility and toughness. For standard austenitic stainless steels, select consumables to given a ferrite content of between 3 FN and 15 FN in the weld deposit. Special low ferrite level welding consumables are available for cryogenic application.
- Low carbon, preferable in the range of 0,03% or less, provides better weld metal toughness.
- Low nitrogen: Nitrogen increases the tensile and yield strength of stainless steel welds, but decreases the low temperature toughness.

Despite them, those limitations are well known and almost all of the filler material Manufacturers have in their catalogues a special chapter for stainless steel arc welding consumables for cryogenic applications (e.g. Stainless Steels welding guide of Lincoln electric).

pWPS. Stainless Steel Welding

Those are the typical welding consumables for cryogenic stainless steel welding:

Process	Classification
Covered electrode for manual metal arc welding (111 -ISO 4063 // SMAW)	E 19 9 L B 2 2, E 19 9 L B 4 2, E 19 12 3 L B 2 2, E 19 12 3 L B 4 2, (EN ISO 3581-A)
Rod for welding under inert gas protection (141 - ISO 4063 //GTAW)	W 19 9 L, W 19 12 3 L, (EN ISO 14343-A)
Bare wire for welding with gaseous protection (135 - ISO 4063 // GMAW)	G 19 9 LSi, G 19 12 3 LSi (EN ISO 14343-A)
Tubular cored electrode for welding with active gas protection (136 - ISO 4063//FCAW)	T 19 9 L P M 2, T 19 9 L P C 2, T 19 12 3 L P M 2, T 19 12 3 L R C 3 (EN ISO 17633-A)
Solid wire electrode for submerged arc welding (121- ISO 4063//SAW)	S 19 9 L S 19 12 3 L (EN ISO 14343-A)
Flux for submerged arc welding (121- ISO 4063//SAW)	S A AF 2 DC S A FB 2 63 Cr DC (EN ISO 14174)

Table 3: Filler metal classification

Some recommendations for arc welding of stainless steel:

- 1) Preheat should be avoided when welding austenitic stainless steels given that the additional heat input will increase the risk of distortion, hot cracking, sensitization and intermetallic precipitation.
- 2) Hot cracking also depends on welding conditions. A fast travel speed produces teardrop shaped weld pools, encouraging centreline segregation of impurity elements and increasing

pWPS. Stainless Steel Welding

the risk of cracking. A balance between the current and travel speed is necessary to obtain the optimum welding conditions.

- 3) Heat input should be low to reduce the risk of distortion, hot cracking and sensitization or intermetallic precipitation.
- 4) For stainless steel the heat input should preferably be below 1,5 kJ/mm.
- 5) Maximum interpass temperature for Austenitic stainless steel of some series should therefore be kept at max 150°C. Weld temperature between passes should be controlled so as not to exceed this temperature, in order to retain the corrosion resistance of the stainless steel.

Those and more recommendations to consider are extensively explained in the literature and in the plate and consumable Manufacturer’s catalogues.

4 EXAMPLES OF WELDING PROCESSES

In this phase, it is not possible to establish the real variables for welding process (pWPS). However, the most common processes for this type of applications are described in this chapter only as an example. But, consider that specific pWPS shall be developed by the Subcontractor’s Welding Coordination personnel during the detailed engineering of inner tank cladding process.

Welding processes covered by this document are:

Welding processes		
111	SMAW	Manual metal arc welding with covered electrode
141	GTAW	TIG welding with solid filler material

Table 4: Typical Welding processes for this application

Materials to be welded:

- X2CrNi18-9/X5CrNi18-10 (1.4307/1.4301) plates according to EN 10028-7.

Below a list of attached pWPS:

pWPS	Process	Joint type	Thickness of base metal	Position
pWPS-111-X7Ni9/SS-201	111-SMAW	FW	TBD mm	PB/PF
pWPS-141-X7Ni9/SS-201	141-GTAW	FW	TBD mm	PB/PF

Table 5: List of pWPS included in this document

pWPS. Stainless Steel Welding

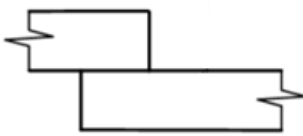
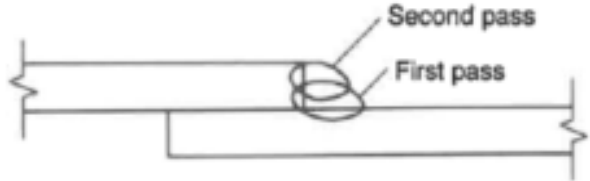
During the cladding installation specific Project, specific WPS should be issued from this pWPS.

Every welding procedure and the referenced documentation (WPS, WPAR, WPQ, repair procedure) must comply with the local and German regulation and with EN ISO 15607, EN ISO 15609, EN ISO 15614-1.

pWPS. Stainless Steel Welding

5 EXAMPLES OF PRELIMINARY WELDING PROCEDURES SPECIFICATION

5.1 pWPS-111-SS-201

Preliminary WELDING PROCEDURE SPECIFICATION (WPS) (As Per EN ISO 15609-1)			Project	GERMAN LNG-TERMINAL				
			Company	TBD				
pWPS	pWPS-111-SS-201	Method of preparation and cleaning	Grinding and brushing					
WPQR No.	TBD	Parent Material Designation	1.4301/1.4307 (group 8.1)					
Manufacturer	Subcontractor' name	Material Thickness Range (mm)	TBD mm					
Mode of metal transfer	N.A.	Outside Diameter (mm)	N.A.					
Joint type and Weld	Fillet Weld	Degree of mechanization	Manual					
Throat thickness (mm)	As per drawing	Welding position	PB or PF					
Deposited weld metal	E 19 9 L -EN ISO 3581-A	Weld location	TBD					
Weld Preparation Details (Sketch)								
Joint Design			Welding sequences					
								
Welding Details								
Run	Welding Process	Size of filler material (mm)	Current Range (A)	Voltage Range (V)	Type of Current & Polarity	Wire Feed Speed (mm/s)	Travel Speed (mm/s)	Heat Input (kJ/mm) ^b
1	111	2,5	65-80	21-24	DC (+)	N.A.	1-2	<1,5
2	111	3,2	75-95	22-24	DC (+)	N.A.	1-3	<1,5
Filer Material designation and Make		TBD: Manufacturer, trademark and heat		Stringer or weave bead		TBD		

pWPS. Stainless Steel Welding


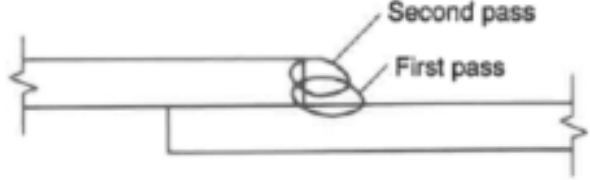
Any specific Baking or Drying	Acc. To Manufacturer's guides	Oscillation (amplitude, frequency & Dwell time)	TBD
Designation Gas/Flux-Shielding	N.A.	Pulse Welding Details	N.A.
Designation Gas/Flux-Backing	N.A.	Distance contact tube/work piece	N.A.
Gas Flow Rate-Shielding	N.A.	Plasma Welding Details	N.A.
Gas Flow Rate-Backing	N.A.	Torch Angle	N.A.
Tungsten Electrode Type/ size	N.A.	Other information:	
Details of Back Gouging/ Backing	Base metal	<p>Notes:</p> <p>a: If plates are wet or ambient temperature is less than 5°C, preheat before welding to a temperature "warm to the hand" to obtain dry conditions.</p> <p>b: Heat input according to ISO 17671-1 (k=0,8):</p> <p>where</p> $Q = k \frac{U \times I}{v} \times 10^{-3} \text{ [kJ/mm]}$ <p>Q is the heat input;</p> <p>K is the thermal efficiency;</p> <p>U is the arc voltage, measured as near as possible to the arc, in V;</p> <p>I is the welding current, in A;</p> <p>v is the travel speed in mm/s.</p>	
Pre- Heat temperature	N.A. (a)		
Inter-pass Temperature	150°C max.		
Post - Heating	N.A.		
Post Weld Heat Treatment (time, temp., method, heating, cooling rates)	N.A.		
Date of Issue:		Location:	
Prepared By	Reviewed By	Approved By	Approved By
Sign	Sign	Sign	Sign
Name:	Name:	Name:	Name
Date:-	Date:-	Date:-	Date

*Joint design according to the final's drawings (to be issued later on)

Table 6: pWPS-111-SS-201

pWPS. Stainless Steel Welding

5.2 pWPS-141-SS-201

Preliminary WELDING PROCEDURE SPECIFICATION (WPS) (As Per EN ISO 15609-1)				Project	GERMAN LNG-TERMINAL			
				Company	TBD			
pWPS	pWPS-141- SS-201		Method of preparation and cleaning	Grinding and brushing				
WPQR No.	TBD		Parent Material Designation	1.4301/1.4307 (group 8.1)				
Manufacturer	Subcontractor' name		Material Thickness Range (mm)	TBD mm				
Mode of metal transfer	N.A.		Outside Diameter (mm)	N.A.				
Joint type and Weld	Fillet Weld		Degree of mechanization	Manual				
Throat thickness (mm)	As per drawing		Welding position	PB or PF				
Deposited weld metal	W 19 9 L -EN ISO 14343-A		Weld location	TBD				
Weld Preparation Details (Sketch)								
Joint Design				Welding sequences				
								
Welding Details								
Run	Welding Process	Size of filler material (mm)	Current Range (A)	Voltage Range (V)	Type of Current & Polarity	Wire Feed Speed (mm/s)	Travel Speed (mm/s)	Heat Input (kJ/mm) ^b
1 PB	141	2,4	75-95	10-12	DC(-)	N.A.	0,4-0,6	<1,5
2 PB	141	2,4	80-105	10-12	DC(-)	N.A.	0,5-0,9	<1,5
Filer Material designation and Make		TBD: Manufacturer, trademark and heat		Stringer or weave bead		Weave		
Any specific Baking or Drying		Acc. To Manufacturer's guides		Oscillation (amplitude, frequency & Dwell time)		TBD		
Designation Gas/Flux-Shielding		EN ISO 14175 I1		Pulse Welding Details		N.A.		

pWPS. Stainless Steel Welding

Designation Gas/Flux-Backing	N.A.	Distance contact tube/work piece	N.A.
Gas Flow Rate-Shielding	10-12l/min	Plasma Welding Details	N.A.
Gas Flow Rate-Backing	N.A.	Torch Angle	N.A.
Tungsten Electrode Type/ size	TBD	Other information:	
Details of Back Gouging/ Backing	Base metal	<p>Notes: a: If plates are wet or ambient temperature is less than 5°C, preheat before welding to a temperature "warm to the hand" to obtain dry conditions. b: Heat input according to ISO 17671-1 (k=0,6):</p> <p>Where</p> $Q = k \frac{U \times I}{v} \times 10^{-3} \text{ [kJ/mm]}$ <p>Q: is the heat input; K is the thermal efficiency; U is the arc voltage, measured as near as possible to the arc, in V; I is the welding current, in A; v is the travel speed in mm/s.</p>	
Pre- Heat temperature	N.A. (a)		
Inter-pass Temperature	150°C max.		
Post - Heating	N.A.		
Post Weld Heat Treatment (time, temp., method, heating, cooling rates)	N.A.		
Date of Issue:		Location:	
Prepared By	Reviewed By	Approved By	Approved By
Sign	Sign	Sign	Sign
Name:	Name:	Name:	Name
Date:-	Date:-	Date:-	Date

*Joint design according to the final's drawings (to be issued later on)

Table 7: pWPS-141-SS-201

GERMAN LNG-TERMINAL

Brunsbüttel, Germany

pWPS. X7Ni9 - STAINLESS STEEL WELDING

Document Number: P600-000-013039042-202					
Project Reference: P0227693					
Rev	Date	Issued	Prepared by	Verified by	Approved by
B	05-05-2023	ICR	LZH	SGN	APM

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding**Revision History**

Date	Rev. Status	Purpose of Issue ⁽¹⁾	Remarks	Initials
05-05-2023	B	For review	First Issue	LZH

⁽¹⁾ Purpose of Issue: for information, for review, for approval, for design, for construction, As-built

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding

INDEX

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS	4
1 SCOPE OF THE DOCUMENT	4
2 REFERENCE DOCUMENTS	4
2.1 Project Documents.....	4
2.2 Company reference documents	5
2.3 Codes and Standards.....	5
3 WELDING PROCESSES FOR DISSIMILAR WELD X7Ni9- STAINLESS STEEL	5
3.1 Welding X7Ni9 plates	5
3.2 Welding Stainless steel plates	6
3.3 Dissimilar weld of X7Ni9- Stainless steel plates	6
4 EXAMPLES OF WELDING PROCESSES.....	7
5 PRELIMINARY WELDING PROCEDURES SPECIFICATION	8
5.1 pWPS-111-X7Ni9/SS-201	8

TABLES INDEX

<i>Table 1: Acronyms and Abbreviations</i>	4
<i>Table 2. Welding processes.....</i>	6
<i>Table 3: Welding consumables for X7Ni9 welds</i>	6
<i>Table 4: typical welding process</i>	7
<i>Table 5: List of pWPS included in this document</i>	7
<i>Table 6: pWPS-111-X7Ni9/SS-201</i>	9

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

Abbreviation	Description
GLNG / Employer	German LNG Terminal GmbH
CSGN / Company	CS Gas North
Vendor	The organization selected and awarded by the Company to supply a specific Project good
Subcontractor	The organization selected and awarded by the Company to perform a specific Project activity
Shall	Indicates a mandatory requirement
Should	indicates a recommendation which is advised, but not required
9%Ni	X7Ni9
EN	European Standards
ISO	International Organization for Standardization
LNG	Liquefied Natural Gas
(p)WPS	(preliminary) Welding Procedure Specification
TBD	To Be Determined (unknown or undecided information)
FW	Fillet weld
PB	Horizontal vertical

Table 1: Acronyms and Abbreviations

1 SCOPE OF THE DOCUMENT

This document is a guideline for selecting the suitable welding process and parameters and welding consumables for dissimilar welds between X7Ni9 and stainless steel.

This document also includes a pWPS for X7Ni9 - Stainless steel (X2CrNi18-9/X5CrNi18-10 (1.4307/1.4301)) welding as an example of applicable welding process for this application.

2 REFERENCE DOCUMENTS

2.1 Project Documents

/2.1.1/ P600-010041024-002

Planungsgrundlagen LNG-Tank

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding

2.2 Company reference documents

- /2.2.1/ P600-000-013039009-201 General Arrangement drawing (w. cladding concept & typical details)
- /2.2.2/ P600-000-013039034-202 Stainless Steel Plates Specification
- /2.2.3/P600-000-013039042-201 pWPS. Stainless Steel Welding.
- /2.2.4/P600-000-013039034-020 X7Ni9 Weld Metal Specification

2.3 Codes and Standards

- /2.3.1/EN 14620 Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 °C and -165 °C.
- /2.3.2/EN ISO 15614 Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - Welding procedure test.
- /2.3.3/ EN ISO 15609 Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - Welding procedure specification.
- /2.3.4/EN ISO 15607 Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - General rules.
- /2.3.5/EN ISO 3834 Quality requirement for fusion welding of metallic materials.

3 WELDING PROCESSES FOR DISSIMILAR WELD X7Ni9 - STAINLESS STEEL

The dissimilar welds between X7Ni9 and stainless steel are present in all tanks made by X7Ni9. This transitional weld is common and known for LNG storage tank designers and constructors.

In dissimilar metal welding, selection of welding consumables requires sufficient consideration of crack resistance, corrosion resistance and mechanical properties according to the combination of base metals.

3.1 Welding X7Ni9 plates

When welding X7Ni9 base material in large LNG storage tanks, filler materials with the same chemical composition of X7Ni9 base material should be avoid. Nickel base weld metal should be used in order to guarantee weld metal ductility and to reduce probability of hydrogen-induced cracking. Always considering that, this weld metal shall maintain the mechanical properties of the base metal.

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding

This nickel base weld metal is indicated in EN 14620-2.

As per the Table 2 X7Ni9 plates can be welded with any arc welding process, but the most typical ones are 111, 121 and 136:

Welding processes		
111	SMAW	Manual metal arc welding with covered electrode
121	SAW	Submerged arc welding with solid wire electrode
131	GMAW	MIG welding with solid wire electrode
135	GMAW	MAG welding with solid wire electrode
136	FCAW	MAG welding with flux cored electrode
138	GMAW	MAG welding with metal cored electrode
141	GTAW	TIG welding with solid filler material

Table 2. Welding processes

In those welding processes, common used filler metal for X7Ni9 welds are:

Welding process	Welding consumable
111 (SMAW)	E Ni 6620
121 (SAW)	S Ni 6276
136 (FCAW)	T Ni 6625 P M21 2

Table 3: Welding consumables for X7Ni9 welds

See more details in /2.2.4/.

3.2 Welding Stainless steel plates

For weld of stainless steel, see the recommendations included on the document /2.2.3/.

3.3 Dissimilar weld of X7Ni9- Stainless steel plates

As where explained in the chapters 3.1 and 3.2, any welding process can be used, but the most common ones for this dissimilar welds are manual 111 or 121 process (depending on the weld position required and thickness) and 136 for semiautomatic welds.

For dissimilar parent metal joints, the tensile strength shall not be less than the minimum value specified for the parent material having the lowest tensile strength. In this case, stainless steel

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding

(X2CrNi18-9/X5CrNi18-10) base plates have the lower tensile strength than X7Ni9. So that, at least, the selected filler material shall fulfill the minimum requirements included in EN 10028-7.

Nickel based weld metal is widely used for this dissimilar weld between X7Ni9 and X2CrNi18-9/X5CrNi18-10.

4 EXAMPLES OF WELDING PROCESSES

In this phase, it is not possible to establish the real variables for welding process (pWPS). However, the most common process for this type of applications is the use of manual 111 welding process. It is described in this chapter only as an example. But, it has to be considered that specific pWPS shall be developed by the Subcontractor’s Welding Coordination personnel during the detailed engineering of inner tank cladding process.

Welding processes covered by this document is:

Welding processes		
111	SMAW	Manual metal arc welding with covered electrode

Table 4: typical welding process

Materials to be welded:

- X7Ni9 plates according to EN 10028-4.
- X2CrNi18-9/X5CrNi18-10 (1.4307/1.4301) plates according to EN 10028-7.

Below a list of attached pWPS:

pWPS	Process	Joint type	Thickness of base metal	Position
pWPS-111-X7Ni9/SS-201	111-SMAW	FW	TBD mm	PB

Table 5: List of pWPS included in this document

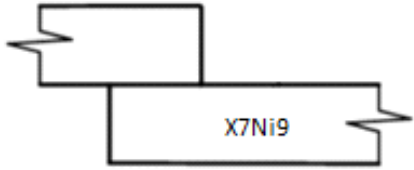
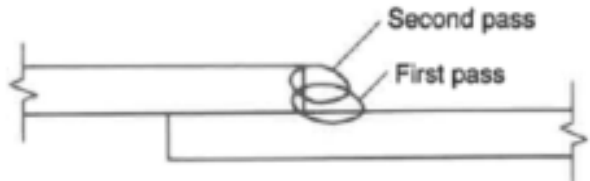
During the Project, more specific WPS could be issued from this pWPS.

Every welding procedure and the referenced documentation (WPS, WPAR, WPQ, repair procedure) must comply with the local and German regulation and with EN ISO 15607, EN ISO 15609, EN ISO 15614-1.

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding

5 PRELIMINARY WELDING PROCEDURES SPECIFICATION

5.1 pWPS-111-X7Ni9/SS-201

Preliminary WELDING PROCEDURE SPECIFICATION (WPS) (As Per EN ISO 15609-1)			Project	GERMAN LNG-TERMINAL				
			Company	CSGN				
pWPS	pWPS-111-X7Ni9/SS-201	Method of preparation and cleaning	Grinding and brushing					
WPQR No.	TBD	Parent Material Designation	X7Ni9 (group 9.3) -1.4301/1.4307 (group 8.1)					
Manufacturer	Subcontractor' name	Material Thickness Range (mm)	TBD mm- 10 mm					
Mode of metal transfer	N.A.	Outside Diameter (mm)	N.A.					
Joint type and Weld	Fillet Weld	Degree of mechanization	Manual					
Throat thickness (mm)	5mm or as per drawing	Welding position	PB					
Deposited weld metal	E Ni 6620 -EN ISO 14172	Weld location	TBD					
Weld Preparation Details (Sketch)								
Joint Design		Welding sequences						
								
Welding Details								
Run	Welding Process	Size of filler material (mm)	Current Range (A)	Voltage Range (V)	Type of Current & Polarity	Wire Feed Speed (mm/s)	Travel Speed (mm/s)	Heat Input (kJ/mm) ^b
1	111	2,5	65-115	21-24	AC	N.A.	2-3	<1,5
2	111	3,2	70-150	21-24	AC	N.A.	2-4	<1,5
Filer Material designation and Make		TBD: Manufacturer, trademark and heat		Stringer or weave bead		TBD		

pWPS. X7Ni9 - Stainless Steel Welding

Any specific Baking or Drying	Acc. To Manufacturer's guides	Oscillation (amplitude, frequency & Dwell time)	TBD
Designation Gas/Flux-Shielding	N.A.	Pulse Welding Details	N.A.
Designation Gas/Flux-Backing	N.A.	Distance contact tube/work piece	N.A.
Gas Flow Rate-Shielding	N.A.	Plasma Welding Details	N.A.
Gas Flow Rate-Backing	N.A.	Torch Angle	N.A.
Tungsten Electrode Type/ size	N.A.	Other information:	
Details of Back Gouging/ Backing	Base metal	<p>Notes:</p> <p>a: If plates are wet or ambient temperature is less than 5°C, preheat before welding to a temperature "warm to the hand" to obtain dry conditions.</p> <p>b: Heat input according to ISO 17671-1 (k=0,8): where $Q = k \frac{U \times I}{v} \times 10^{-3} \text{ [kJ/mm]}$ Q: is the heat input; K is the thermal efficiency; U is the arc voltage, measured as near as possible to the arc, in V; I is the welding current, in A; v is the travel speed in mm/s.</p>	
Pre- Heat temperature	N.A. ^(a)		
Inter-pass Temperature	150°C max.		
Post - Heating	N.A.		
Post Weld Heat Treatment (time, temp., method, heating, cooling rates)	N.A.		
Date of Issue:		Location:	
Prepared By	Reviewed By	Approved By	Approved By
Sign	Sign	Sign	Sign
Name:	Name:	Name:	Name
Date:-	Date:-	Date:-	Date

Table 6: pWPS-111-X7Ni9/SS-201

Stress Corrosion Cracking of Steels in Ammonia: Specially Vapor-Phase Cracking

A new method of stress corrosion testing allows biaxial stress conditions with good control of stresses and of the impurities in ammonia. In this test, the specimens are exposed simultaneously in ammonia vapor and in liquid.

Liv Lunde
Institute for Energy Technology
Kjeller, Norway

INTRODUCTION

A large number of stress corrosion cracking (SCC) incidents in vessels used for storage and transportation of anhydrous ammonia have been reported over the last thirty years. The existence of this problem has led to series of experimental investigations in different countries (1. to 5.). The main conclusions from these experiments can be summarized as follows:

- Pure ammonia does not cause SCC
- Contamination with air is the primary cause of SCC in ammonia
- The addition of minimum 0.1 wt% of water to the ammonia inhibits cracking in the liquid phase
- The cracking susceptibility increases with the strength of the steel

The most recent experience shows that vessels with water doped ammonia tend to suffer cracking in the top of the sphere, indicating

that cracking occurs in the ammonia vapour (6. and 7).

While previous laboratory experiments have been concentrated mainly on liquid phase corrosion, we have in the present investigation studied corrosion in the vapour in particular. Emphasis has been laid on gaining an increased understanding of the processes involved. An element of the study has been the qualification of a new testing technique which permits tests with biaxial stresses in the specimen and a simultaneous exposure to liquid ammonia and ammonia vapour.

The experiments described in this paper are part of a project aimed at stress corrosion cracking studies in ammonia of materials used for LNG and LPG tanks on ships.

EXPERIMENTAL

The major parts of the test equipment are shown in Fig. 1. 120 mm long tubular specimens with 1 mm wall thickness are closed with mechanical seals in both ends and placed in a stainless steel container. The 400 ml container is half filled with liquid ammonia so that the upper half of the specimen is exposed to ammonia vapour.

The steel container is placed in a thermostatically controlled bath, operating from -35 to +30°C (238 to 303°K). The accuracy is $\pm 0.1^\circ\text{C}$ (0.1°K). The temperature of the liquid ammonia was in all tests equal to or lower than the temperature at the top of the container.

The tube is internally pressurized with argon. Initially water was used as pressure medium, but small leakages made us change to gas. The pressure is continuously recorded by a pressure transducer. The accuracy of the measurements is ± 0.4 MPa, corresponding to a variation in stress of ± 2 MPa. The stress was applied after the container was filled with ammonia, and stresses were normally kept constant during the experiment.

Impurities in the Matheson electronic grade ammonia used are less than 10 ppm wt (max. 1 ppm oxygen, max. 5 ppm nitrogen and max. 5 ppm water). The test system is evacuated to 10^{-5} bar (1 Pa) before the addition of ammonia. Controlled amounts of water are added to the ammonia supply tube which is sealed by a piston during evacuation of the container. This piston opens by the ammonia pressure and mixes the water with ammonia. Air or oxygen is introduced to the system after the container is half filled with ammonia.

Air or oxygen contamination is controlled by measurement of the partial gas pressure above the ammonia. An internal container with pure ammonia is placed inside the main test container. The difference in pressure above the pure and the contaminated ammonia is continuously recorded by use of a differential pressure transducer. The pressure transducer has an accuracy equivalent to ± 4 ppm O_2 in the liquid phase when the contaminant is added as oxygen, and ± 1 ppm when added as air. Both oxygen, air and oxygen plus nitrogen were used as contaminants. For calculation of the gas distribution between liquid and vapour phase the distribution coefficients determined by Ahrens were used (8.).

Materials

The chemical composition and mechanical data for the materials tested are given in Table 1. Normalized carbon-manganese steel of the type St.52 has been used as reference material.

- NV4-4 is a carbon manganese fine grain treated pressure vessel steel for low temperature application. Specifications for this material call for a minimum yield strength of 335 MPa and a minimum impact strength of 27 Joule in a Charpy V notch test at -55°C (218°K) with the specimen cut transversely to the rolling direction. NV4-4 is a material commonly used in tanks on board ships and has been used also in LPG and ammonia tankers.
- 9% Ni-steel is used for LNG tanks and this steel has the highest strength of the materials tested. It is normalized at 900°C (1173°K) and 790°C (1063°K), tempered at 570°C (843°K). 5% Ni-steel is used in tanks for ethylene transportation. This material is normalized at 900°C (1173°K) and 815°C (1088°K) and tempered at 600°C (873°K).

The tubular specimens have normally been machined from plates, but for the carbon-manganese steel, St. 52, as-produced tubes have been tested.

RESULTS

Localization of Cracks

As mentioned above the experiments were concentrated on the study of SCC in the vapour phase. To achieve this water was added in amounts large enough to inhibit cracking in the liquid phase in most of the experiments. In addition air was added to give a concentration of oxygen in the liquid.

Stress corrosion cracking was not obtained in the pure ammonia delivered by Matheson (1 ppm O_2 , 0-5 ppm H_2O) while cracking did occur in this

ammonia when oxygen contaminations corresponding to about 2 ppm and higher were added. No difference in cracking behaviour was observed in ammonia contaminated with either oxygen, air or mixtures of pure nitrogen and oxygen in amounts equivalent to 5 to 200 ppm oxygen in the liquid phase. With the above mentioned impurities, stress corrosion cracking occurred in the liquid phase with only a few exceptions.

A drastic difference was observed when small amounts of water were added, as seen from Table 2 and Fig. 2. Vapour phase cracking or cracking in the meniscus between vapour and liquid was the predominant cracking feature in ammonia containing 20 to about 300 ppm water in addition to air (50 ppm oxygen). Experiments with water as pressurizing medium gave cracking in the vapour phase despite no water was added. Small leakages (300 ppm as a maximum) are assumed to be responsible for this. Additions of 500 ppm or more water prevented cracking in the liquid as well as in the vapour phase.

In a few tests with water additions up to 300 ppm to ammonia containing less than 5 ppm oxygen as air in the liquid phase some specimens cracked by SCC in the liquid phase. Other did not crack at all, or ruptured mechanically when they were forced at high stresses. More observations are needed in order to establish how the contaminants affect SCC behaviour in the mentioned concentration ranges.

Surface and Fracture Appearances

The oxygen contamination was continuously recorded during the experiment. No apparent consumption of air even in the long term experiments was observed. The tubes were often slightly oxidized after the exposure, indicated by a yellow to light brown discolouration. The oxidation was sometimes in the liquid phase and sometimes in the vapour phase. Systematic relationships between degree and location of oxidation and the types and amounts of impurities were not found. A grey line on the specimen indicated where liquid level had been, often cracks were initiated just above this

line in an oxidized area, see Fig. 3. Cracks seemed to start in oxidized areas, but it also happened that cracks were initiated on apparently oxide-free surfaces.

A service case SCC fracture of an ammonia transportation cylinder received from ICI, England, is shown in Fig. 4A and B. The normal ferritic/perlitic manganese steel has a quasi-cleavage type of fracture, while intergranular SCC cracking was observed at the inner end of the crack. Fig. 4C and 4D show the same quasi-cleavage type of fracture from our tests in similar materials at room temperature and -20°C ($+253^{\circ}\text{K}$) respectively. Intergranular cracking was not observed. The Ni-steels and the carbon-manganese steel MV4-4 have less pronounced cleavage facets as seen from Fig. 4, but also these SCC surfaces were easily distinguished from the dimpled ductile areas.

Stress as Function of Time to Failure

Results from tests with the carbon-manganese steel St. 52 in ammonia with air equivalent to 50 ppm oxygen in the liquid phase and with water additions are shown in Fig. 5. The figure gives stress as function of time to failure. It is seen that there is a large spread in the time to failure within the same stress range. As described previously the samples with water additions failed consistently in the vapour phase or in the meniscus between the liquid and the vapour phase. A few tests with air contamination only are also included in the figure. In these cases specimens failed in the liquid phase.

It is seen that failure times are similar in tests with and without water in the high stress range. However, failures occurred at lower stresses in tests with water than in tests without water. It is further interesting to observe that there is no apparent effect of the amount of air contaminations (5 and 50 ppm oxygen) on the SCC susceptibility in the liquid phase.

Similar type of diagrams were determined for all materials used.

Results from 9% Ni-steel is given in Fig. 6. There was less spread in the results for the nickel steels compared to what we observed for the carbon-manganese materials. The nickel steels showed a pronounced increase in time to failure with decreasing stress.

Stress Corrosion Cracking and Plastic Deformation

Another way of presenting the data is given in Fig. 7. We have here compared the initial stress with the total uniform deformation the specimens have suffered during the exposure. The carbon-manganese steels and the 5% Ni-steel have to be plastically deformed before SCC occurs. A deformation of around 1% seems to be needed. The figure clearly demonstrates that 9% Ni-steel behaves differently from the other alloys since it suffers stress corrosion cracking without any measurable deformation.

Specimens that were ruptured mechanically, and specimens with no failures are also included. Failure times in the SCC experiments can be from two hours to several hundred hours. For open points, indicating no failure, exposure times are always long - at least more than 200 hours and in some cases up to 800 hours.

Galvanic Coupling between Specimen and Container

A major part of the experiments were performed with electric coupling between the specimen and the stainless steel container (AISI 316). Measurements with insulated specimens showed a potential difference up to 500 mV between the specimens and the container (specimen anodic) in uncontaminated ammonia. Addition of air corresponding to 50 ppm oxygen in the liquid reduced immediately the potential difference to 150 mV and to 50 mV over some hours. Cell resistance remained unchanged $10\text{ k}\Omega$. Addition of about 150 ppm water reduced the resistivity to $6\text{ k}\Omega$ and gave a current flow of 10^{-4}A . The potentials measured agree well with those reported by Jones and Wilde, while the resistivity in the ammonia seems to be lower than deter-

mined by the same authors (5.).

Originally we questioned whether the inhibition in the liquid phase could be a result of anodic protection. This seemed not likely, however, since measurements done by Jones and Wilde (5.) should predict SCC stimulation by coupling to stainless steel.

Several tests were repeated with the specimen electrically insulated. No obvious difference was found in tests with air contamination only, or in tests with water additions. As little as 100 ppm water inhibited cracking in the liquid phase with 50 ppm oxygen added as air also under electrically insulated conditions. The equipment is now redesigned so that full electric insulation of the specimen is achieved.

DISCUSSION

Stress Corrosion Cracking and Mechanical Properties

Stress corrosion cracking of high strength materials in ammonia is frequently experienced and the use of low strength materials is generally recommended in order to avoid cracking. In Table 3 we have compared the stress corrosion properties with mechanical properties such as UTS, YS and burst strength of different steels tested. The burst strengths given have been determined in the same equipment used for the SCC experiments but without ammonia. It is seen from the table that all materials have a SCC threshold of about 70% of the burst strength or the UTS.

The carbon-manganese steels and 5% Ni-steel have to be stressed above yield in order to obtain cracking. The plastic strain that seems to be needed for SCC to take place in most materials tested can perhaps be explained by assuming that such strains are needed to crack a passive oxide film, a stage necessary for the initiation of stress corrosion cracks. Most likely, crack propagation can proceed at much lower stresses.

The 9% Ni-steel, on the other hand, suffers SCC at only 75% of the

yield stress or only slightly higher than the design stress of a sphere. We do not know whether this increased SCC susceptibility of 9% Ni-steel is a result of its higher strength or whether it is because of its different chemical composition and structure. Cracknell (9.) reports that no cracks have been found in rail tanks made of stress relieved 9% Ni-steel transporting water-inhibited ammonia, nor did U-bend samples exposed in the same tanks crack. U-bend samples exposed in other vessels, on the other hand, did crack readily in ammonia containing 100 ppm water. The cracking susceptibility of this alloy is much dependent apparently on the environmental conditions.

The design stress for ammonia storage spheres is normally 67% of the yield stress. This design stress is well below the stress corrosion threshold determined for most materials in the present tests. It should be noted, however, that cracking in the parent material occurs occasionally only. Welds or heat affected zones are normally the preferred cracking areas, and it is known that residual stresses in these regions can be close to the yield stress. In tests with welded 5% Ni-steel we found that the welded material had shorter times to failure than unwelded material for the same stress. The failures were consistently in the heat affected zone. The unaffected material in the same specimen did not suffer stress corrosion cracking.

A major part of previous laboratory tests done elsewhere has been performed with the constant strain rate method. This method gives no information about SCC thresholds related to mechanical properties. The present experimental method gives such relationships, although it should be remembered that the tests, performed so far, are accelerated tests - the longest testing period being 800 hours. Very likely lower failure stresses would have been experienced if the exposure times had been increased. The "stress thresholds" determined in the present tests are thresholds, therefore, only for the exposure times in question.

Cracking in Vapour Phase with Addition of Water

Most experiments reported in the literature have been concentrated on studies of SCC in the liquid phase, with minor emphasis on vapour phase cracking. On this basis several investigators have found that water above a certain amount inhibits cracking (1. to 3.). Recent experience indicates, however, that spheres containing water inhibited ammonia tend to suffer cracking in the top of the sphere, i.e. in the vapour phase (6. and 7.). Ludwigsen and Arup have previously shown that cracking can occur in the vapour phase above inhibited ammonia when the temperature in the vapour was lower than that of the liquid (4.). The present tests demonstrate that cracking can indeed occur in the vapour phase, or in the meniscus, when cracking is inhibited in the liquid phase by water additions. This is so even under temperature conditions where vapour condensation on the specimen was not aimed at. Cracking in the vapour phase occurred when the equipment was held at room temperature, while cracking was observed predominantly in the meniscus between vapour and liquid when the temperature at the top of the container was 5°C (5°K) higher than the temperature of the liquid. See Fig.3.

At equilibrium the amount of oxygen in the vapour phase is 600 times higher than in the liquid. The amount of water is about 500 times less in the vapour than in the liquid (6. and 10.). There will be a temperature gradient in the specimen from the top of the specimen to the liquid level when the top of the container is kept warmer than the liquid. Due to the supply of heat through the specimen, oxygen and ammonia will boil off from the top of the meniscus. This area will be enriched in water and depleted in oxygen. An environment which does not lead to SCC in the liquid phase, can be gradually changed at the meniscus to conditions leading to cracking. Our results indicate that water under certain conditions can lead to cracking. One way of explaining this could be that water induces SCC up to a certain concen-

tration and inhibits cracking at high concentration - in the same way as observed with oxygen (2.). If this is true, it should be considered if the effects of water and oxygen are additive. If so, this means that a certain amount of water which has no adverse effect at high oxygen concentrations, may well lead to failure at low oxygen concentrations. Such a view is supported by Lyle who found that 300 ppm water increased the cracking susceptibility in ammonia with 8 ppm oxygen (3.). Wilde has also discussed this possibility (2.). A few of our tests with water additions to ammonia with small amounts of air (less than 5 ppm oxygen) point in the same direction. More tests have to be done, however, before a final conclusion can be drawn.

The reported incidents of cracking above inhibited ammonia is more easily understood on the basis of the present experiments. The temperature in top and bottom of the sphere will vary - and the vapour condensate can have a wide range of concentrations - changing during the period of a day and a night. Our tests indicate that only minor temperature differences can give non-equilibrium conditions, for a short time, leading to cracking. We even experienced that cracks formed preferentially in the vapour phase when the whole container was at room temperature. None of our tests were done with the top of the container colder than the liquid - conditions which really favour condensation in the vapour phase. This can explain why 500 ppm water and more inhibited cracking in the vapour as well as in the liquid - in contrast to service experience and the experiments of Ludwigsen and Arup (4.). Tests with realistic amounts of air and water present and done with reasonable temperature gradients are greatly needed in order to find out whether water additions can prevent cracking also in the vapour phase and in order to determine an optimum water content if such one exists.

CONCLUSIONS

The common carbon-manganese steels and the 5% Ni-steel suffered stress

corrosion cracking at stresses down to 70% of the burst strength or UTS in ammonia contaminated with 50 ppm oxygen added as air and with a water content of maximum 300 ppm. Below this stress the materials survived for several hundred hours (up to 800) without cracking. These alloys had a plastic deformation limit around 1%. Below this deformation stress corrosion cracking did not occur.

The 9% Ni-steel suffered stress corrosion cracking without any measurable deformation. Cracking was observed at stresses down to about 75% of the yield stress. This alloy is, in other words, very susceptible to stress corrosion cracking when tested at room temperature under the present conditions.

Stress corrosion was not obtained in the pure ammonia delivered by Matheson (1 ppm O₂, 0-5 ppm H₂O) while cracking did occur in this ammonia when oxygen contaminations corresponding to about 2 ppm and higher were added. No difference in cracking behaviour was observed in ammonia contaminated with oxygen, air or mixtures of pure nitrogen and oxygen in amounts equivalent to 5 to 200 ppm oxygen in the liquid phase. Under these conditions cracking was localized to the liquid phase.

In ammonia containing 20 to 300 ppm water in addition to air (50 ppm oxygen) vapour phase cracking or cracking in the meniscus between vapour and liquid, was the predominant cracking feature. Certain oxygen/water concentrations in the liquid ammonia which inhibited cracking in the liquid phase, could thus cause cracking above the liquid. Additions of 500 ppm or more water prevented cracking in the liquid as well as in the vapour phase. On the basis of these observations it is suggested that water and oxygen behave in a similar way - provoking stress corrosion at low concentrations and inhibiting cracking at higher concentrations.

The present findings are in agreement with recent observations of a high frequency of vapour phase

cracking in spheres containing water inhibited ammonia.

The experimental method used seems to be very well suited for stress corrosion cracking studies in the vapour phase.

ACKNOWLEDGEMENT

The experiments described in this paper were part of a joint research project supported by Norsk Hydro, Det norske Veritas, Moss Rosenberg Verft and the Norwegian Council of Industrial and Scientific Research. Their permission to publish this paper is gratefully acknowledged.

Thanks are also gratefully extended to S. Grøntoft for performing the experimental work, and to H.K. Kooyman for SEM investigation of fracture surfaces.

LITERATURE CITED

1. Farrow, K., Hutchings, J. and Sanderson, G. *Br. Corros. J.* 16 (1) (1981).
2. Wilde, B.E. *Corrosion* 37 (3) (March 1981).
3. Lyle, P.F.Jr. DOT-FH-11-8568. (Feb. 1976).
4. Ludwigsen, P.F. and Arup, H. *Corrosion* 32 (11) (Nov. 1976).
5. Jones, D.A. and Wilde, B.E. *Corrosion* 33 (2) (Feb. 1977).
6. Blanken, J.M. *AiChE Symposium on Safety in Ammonia Plants and Related Facilities.* (Nov. 1982).
7. Cracknell, A. *AiChE 27th Symposium. Safety in Ammonia Plants and Related Facilities.* (Nov. 1982).
8. Ahrens, M. *Electrochemische Untersuchungen zur Korrosion des Eisens in Flüssigen Ammoniak.* Technische Universität Clausthal. (Dec. 1979).
9. Cracknell, A. *AiChE Symposium on Safety in Ammonia Plants and Related Facilities.* (Sept. 1976).

10. Brown, R.S. *AiChE Symposium on Safety in Ammonia Plants and Related Facilities.* (Nov. 1982).



LUNDE, L.

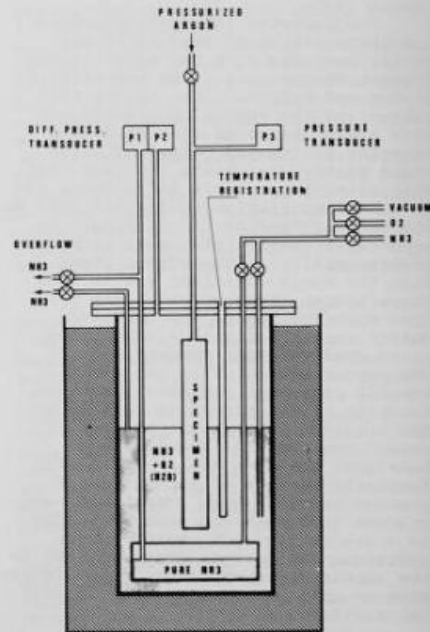
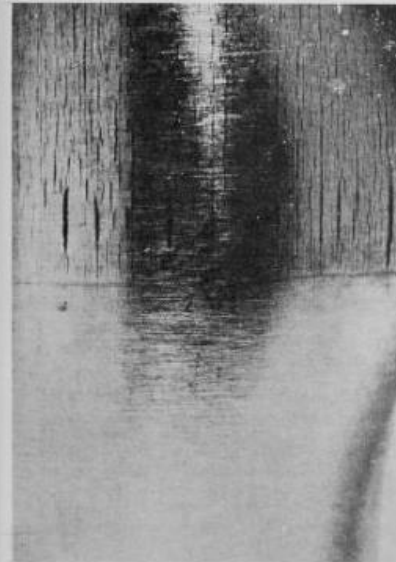
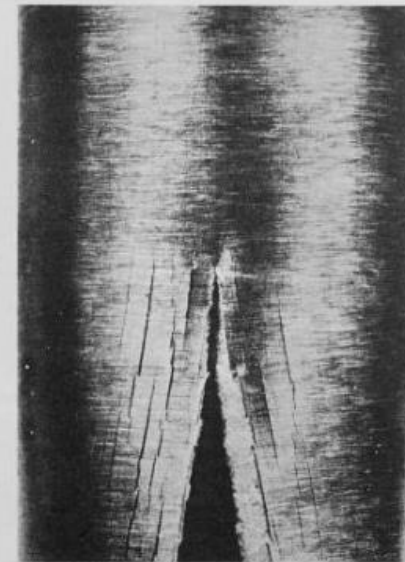


Figure 1. Main part of the testing equipment for stress corrosion cracking studies in ammonia.



50 ppm O₂ as air
100 ppm water



50 ppm O₂ as air
0-5 ppm water

Figure 2. Addition of water leads to cracking in vapor phase. The numbers give concentration of contaminants in liquid ammonia.

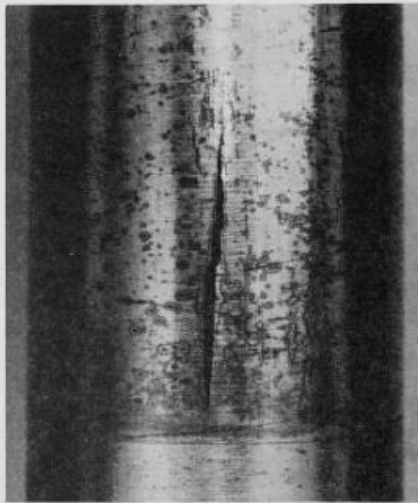
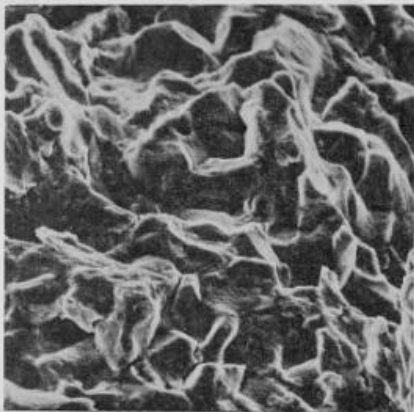
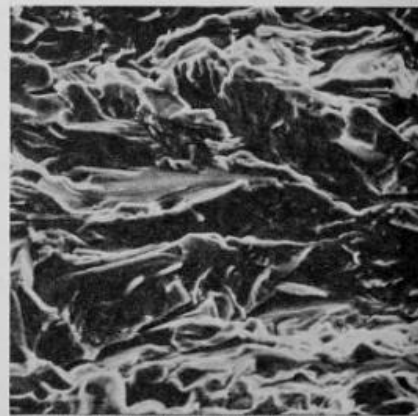


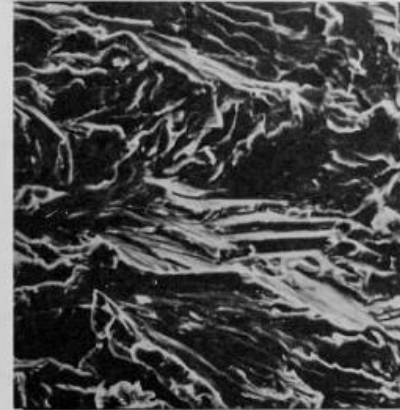
Figure 3. Cracking is often experienced in meniscus just above liquid level indicated by the horizontal line on the specimen.



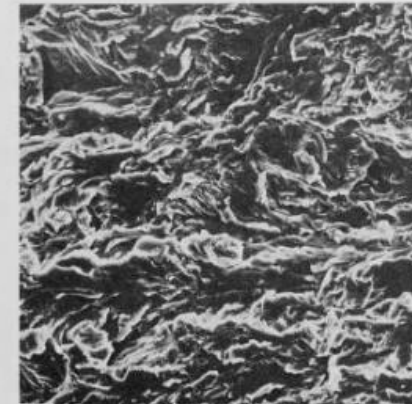
A) INNER PART OF SCC CRACK IN TRANSPORT FLASK FOR AMMONIA FAILED DUE TO OVERPRESSURE, CARBON-MANGANESE STEEL



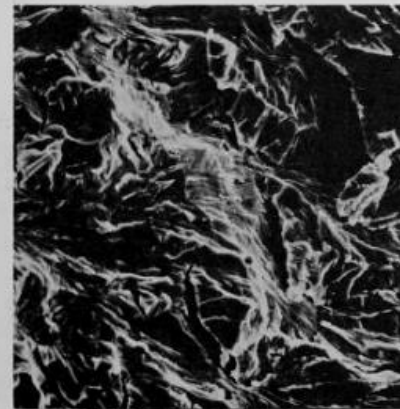
B) OUTER PART OF SAME CRACK AS ABOVE



C) CARBON-MANGANESE STEEL ST.52 FAILED BY SCC IN AMMONIA AT +20°C IN THE PRESENT EXPERIMENTS



E) CARBON-MANGANESE STEEL NV4-4 FAILED BY SCC IN AMMONIA

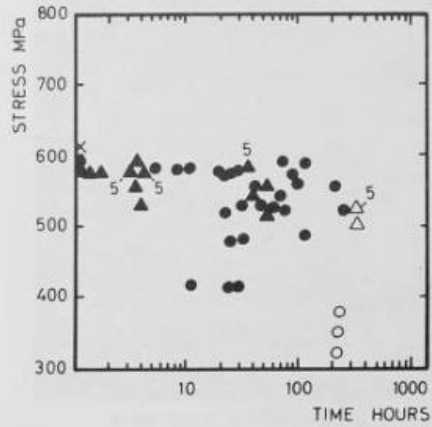


D) CARBON-MANGANESE STEEL ST.52 FAILED BY SCC AT -20°C IN THE PRESENT EXPERIMENTS



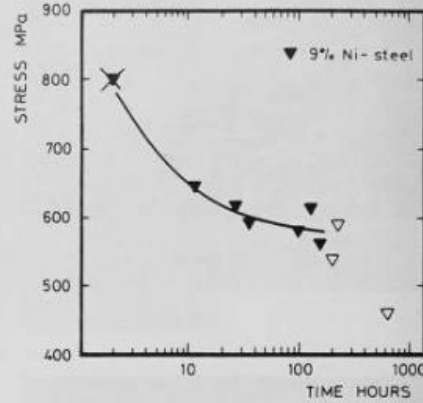
F) 9% Ni-STEEL FAILED BY SCC IN AMMONIA

Figure 4. Fracture surfaces of different steels failed by stress corrosion cracking in ammonia.



x Mechanical burst
● SCC in vapour or meniscus (NH₃+air+water)

Figure 5. C-Mn-steel St. 52 tested in ammonia contaminated with air (50 ppm oxygen) and a few tests with less air (5 ppm oxygen) indicated in the figure. Up to 300 ppm water was added together with air in tests given by circles.



x MECHANICAL BURST
▼ STRESS CORROSION CRACKING
▽ NO FAILURE

Figure 7. Uniform deformation as function of stress for different steels exposed in ammonia containing 50 ppm oxygen added as air and up to 300 ppm water. All cracks above liquid level. Open points indicate no cracking after several hundred hours' exposure. Crossed points indicate mechanical burst. Closed points indicate stress corrosion cracking failures.

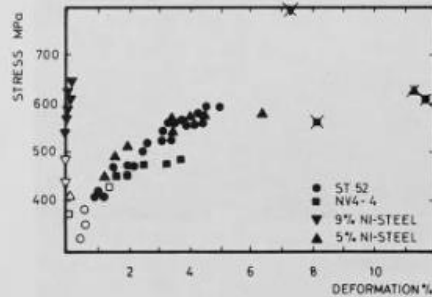


Figure 6. Stress as function of time to failure for 9% Ni-steel tested in ammonia contaminated with air (50 ppm oxygen) and up to 300 ppm water. All cracks above liquid level.

Table 1. Description of materials.

Alloy	Type of alloy	Chemical composition %					UTS N/mm ²	YP N/mm ²	Elong. %	
		C	Si	Mn	P	S				Ni
St. 52 BS-4360-50D	C-Mn-steel normalized	0.20	0.36	1.42	0.023	0.018	587	368	18	
NV4-4	C-Mn-steel normalized	0.10	0.33	1.6	0.017	0.009	0.63	538	435	31
UHB 2N 50	5 % Ni-steel normalized tempered	0.08	0.27	0.57	0.004	0.007	4.92	569	476	28
UHB 2N 90 BS 1501-510	9 % Ni-steel normalized tempered	0.06	0.21	0.49	0.009	0.012	8.9	775	750	17

Table 2. Effect of added water on stress corrosion susceptibility of carbon manganese steel St. 52 in ammonia contaminated with air.

Oxygen content ppm wt.	Water content ppm wt.								
	0-5	20	50	100	200	300	500	1000	2000
1	Duct. (5)								
50	SCC liq (16) SCC vap (2)	SCC vap (2)	SCC vap (1)	SCC vap (8)	SCC vap (8) Duct. (3)	SCC vap (3)	Duct. (2)	Duct. (2)	Duct. (2)

Stresses were increased stepwise until failure occurred. The ductile failures were located in the middle of the specimens.

Liq = cracking in the liquid phase.

Vap = cracking in the vapour phase or at the meniscus between liquid and vapour.

Number in brackets give number of tests.

Table 3. Stress corrosion susceptibility of materials.

Type of material	MECHANICAL PROPERTIES			SCC PROPERTIES						
	Ultimate tensile strength MPa	YP MPa	Mechanical burst MPa	Lowest stress causing SCC MPa	Lowest deform. at failure %	D/A	D/B	D/C	No failure	
	A	B	C	D					Stress MPa	Time hrs.
St. 52	587	368	602	416	0.8	0.71	1.13	0.69	384	237
NV4-4	538	435	550	450	1.7	0.84	1.03	0.81	377	795
5 % Ni-steel	569	476	620	431	1.4	0.75	0.91	0.69	404	795
9 % Ni-steel	775	750	808	566	0	0.73	0.75	0.70	484	458

DISCUSSION

CRACKNELL: Your paper is interesting in that it shows that when a newcomer performs experiments in an unusual way, how different but immensely important results are sometimes obtained. I hope you get the financial support to continue your work. I was very interested to hear that you had produced S.C.C. in ammonia at -33°C and would like to have your comments on the fact that no S.C.C. has been found in tanks operating at that temperature.

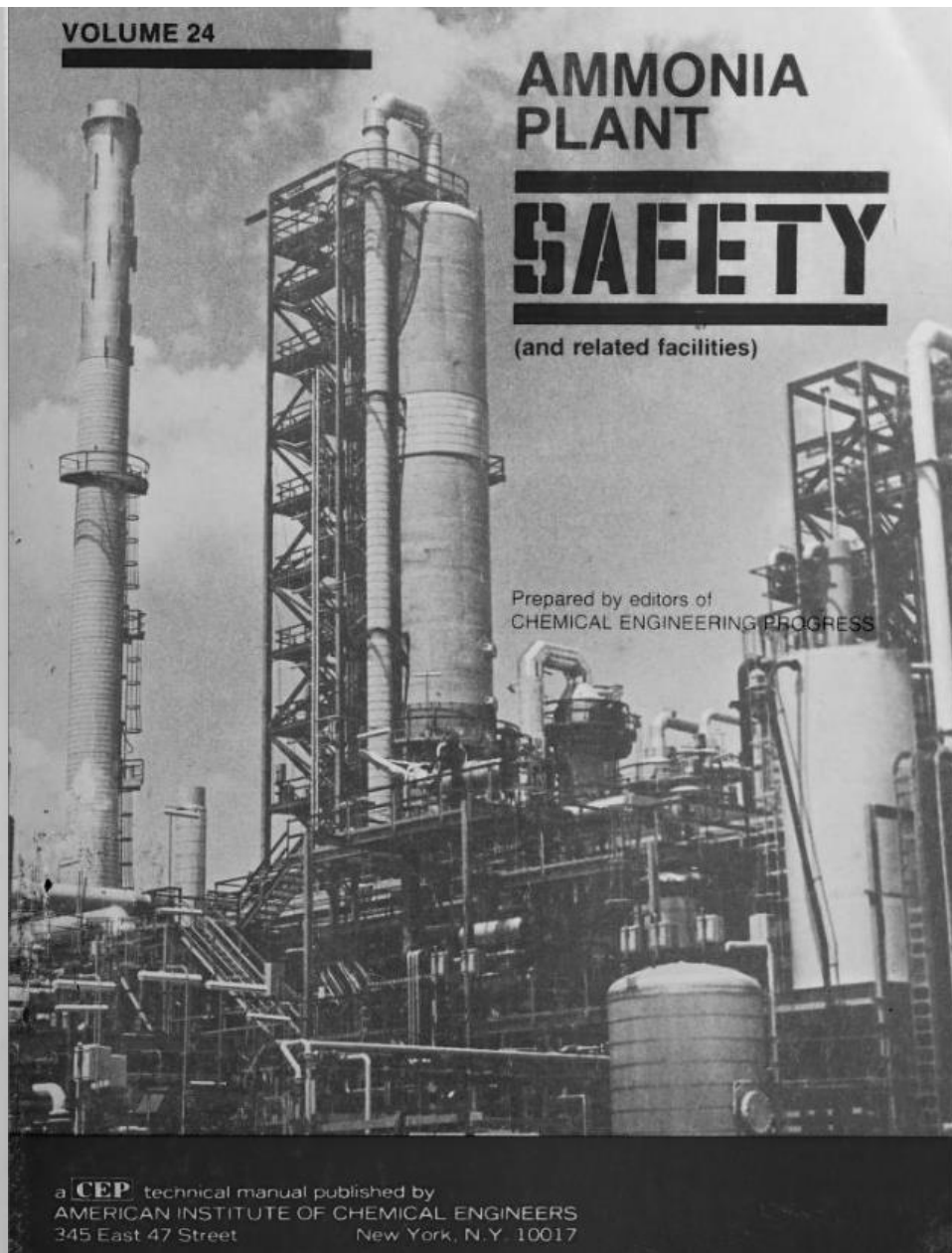
LUNDE: On spheres operating at -33°C we are now doing tests and find samples do crack at this low temperature. But we have to put on much higher stresses and the oxygen concentration has to be higher. It is definitely more difficult to get cracking under these conditions and this is in line with the results of the survey. The chances of cracking in these spheres should be also very, very low according to laboratory experiments.

AMMONIA PLANT

SAFETY

(and related facilities)

Prepared by editors of
CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS



a **CEP** technical manual published by
AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS
345 East 47 Street
New York, N.Y. 10017

VOLUME 24

AMMONIA PLANT SAFETY

(and related facilities)

Prepared by editors of
CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS

*A continuation of the series
"Safety in Air and Ammonia Plants"

a **CEP** technical manual published by
AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS
345 East 47 Street, New York, NY 10017
Copyright in U.S.A. © 1984

TP
149
.52
V.24
C.1

Copyright 1984

American Institute of Chemical Engineers
345 East 47 Street, New York, New York 10017

Library of Congress Card Number LC72-625346

ISSN No. 0149-3701
ISBN No. 0-8169-0262-3

Authorization to photocopy items for internal or personal use, or the internal or personal use of specific clients, is granted by AIChE for libraries and other users registered with the Copyright Clearance Center (CCC) Transactional Reporting Service, provided that the \$2.00 fee per copy is paid directly to CCC, 21 Congress St., Salem, MA 01970. This consent does not extend to copying for general distribution, for advertising or promotional purposes, for inclusion in a publication, or for resale.

Articles published before 1978 are subject to the same copyright conditions and the fee is \$2.00 for each article. CEP Technical Manual fee code: 0149-3701/84 \$2.00.

Cooper Union Library

JUN 27 1984

TABLE OF CONTENTS

Creative Ways of Revamping NH ₃ Plants Can Improve Profitability S.I. Wang and N.M. Patel	1-7
Revamping Existing Ammonia Plants with a New Low-Energy Process D. Banquy	8-15
A Selexol Retrofit for Energy Savings C.G. Swanson, Jr. and F.C. Burkhard	16-21
Feed Gas Efficiency in Ammonia Plants L.H. Landrum	22-32
Catalyst Surface Contamination and Its Effect on Performance W.M. Keely, P.D. Stepp, and R.W. LaHue	33-40
Electric Motor Drives in Ammonia Production J.E. Nobles and J.C. Stover	41-46
Carbonyl Sulfide Removal with Zinc Oxide Masses P.E. Jensen and K. Sondergaard	47-55
Shutdown Winterization of a 1500 Ton per Day Ammonia Plant J.R. Facer and R.W. Rich	56-57
Philosophy of Primary Reformer Repairs J.C. Roney and J.P. Persson	58-63
A Heat-Exchanger Type Steam Reformer for Ammonia Production T. Miyasugi, S. Kosaka, T. Kawai, and A. Suzuki	64-68
Energy Pressures on Ammonia J.D. Atwood	69-72
Secondary Reformer Catalyst Support Dome: Failure and Repair G.E. Connaughton and R.W. Clark	73-78
Fire in a Compressor House A. Mullier, A. Rustin, and F. Van Hecke	79-82
Shell Rupture of a Secondary Reformer G.M. Lawrence	83-85
Reformer Inlet Pigtail Repair G. Schlichtharle	86-91
Primary Reformer Riser Liner Collapse B.P. Ennis and J.R. Le Blanc	92-103
Failure Analysis of Ammonia Plant Shutdown Instrumentation and Control J. Prijatelj	104-108
Emergency Response Procedures for Anhydrous Ammonia Vapor Release M.L. Grenier	109-114
The Impact of Effective Quality Control S.W. Kolff and P.R. Mertens	115-117
Replacement of Steam Superheater Coil J.D. Gibb	118-124
How Important Is Turbine Control? L.L. Fisher and R.L. Feeney	125-130

Stress Analysis for Prolonging Tube Life T. Kawai, T. Mohri, K. Takemura, and T. Shibasaki	131-139
Stress Corrosion Cracking of Ammonia Storage Spheres: Survey and Panel Discussion J.M. Blanken	140-153
Stress Corrosion Cracking of Steels in Ammonia: Specially Vapor-Phase Cracking L. Lunde	154-166
Ammonia Process Simulator S. Madhavan	167-170
Nitrogen Complex: Ammonia Plant Operator Training Simulator H.F. deMena, J.A. Litwiller, M.P. Simpson, and W. Unruh	171-176
Failure of a 1500 psig Steam Line R.W. Clark & G.E. Connaughton	177-180
1983 Survey of Refrigerated Ammonia Storage in the United States and Canada C.C. Hale	181-193

SCC in Low-Temperature Ammonia Storage Tanks

Laboratory experiments show that both the risk for ammonia stress corrosion cracking (SCC) and the crack growth rate are much lower in low-temperature ammonia storage tanks operating at -33°C than in ambient-temperature storage spheres. The susceptibility to SCC increases with weld metal strength and local hardness in the welds.

Rolf Nyborg, Per-Erik Drønen, and Liv Lunde
Institute for Energy Technology, N-2007 Kjeller, Norway

Introduction

Stress corrosion cracking (SCC) of the welds in carbon steel transport and storage tanks for anhydrous ammonia has been a major safety concern for the ammonia industry since the early sixties. For many years it was believed that SCC only occurred in ambient temperature ammonia tanks and not in low temperature storage tanks operating at -33 °C (-27 °F) and atmospheric pressure. In the last years, stress corrosion cracks have been reported also in such tanks (1-4), and much of the concern about integrity of ammonia tanks has been concentrated on low temperature storage tanks. During the last ten years Institute for Energy Technology (IFE) has carried out a series of four industrially funded research projects on SCC of carbon steel in ammonia. The first projects concentrated on ambient temperature tanks, and the results have been described in previous publications (5-10). This paper concentrates on the studies of SCC in low temperature ammonia storage tanks in the two last projects carried out in the period 1988-93. The effect of different oxygen and water contents in the ammonia

on SCC at -33 °C has been determined. Stress corrosion crack growth rate studies have been performed at -33 °C, and the SCC behaviour of different welds has been studied. The low temperature results have been compared with earlier results at ambient temperature. An overview of the experimental results in all four ammonia SCC projects at IFE and practical recommendations based on these projects are given in another paper (11).

Experimental

The experiments were performed with specimens made from a common normalized constructional carbon steel representative for steels used for ammonia storage vessels. Different batches of the steels St 52-3N or TSTE 355 (DIN 17100/ 17102, corresponding to ASTM A537 Grade 1 or BS 4360 Grade 50D) with yield point 380-400 MPa (55-58 ksi) were used in the experiments. This steel was used in all experiments except a few experiments with welded 3.5 % nickel steel (10Ni14, DIN 17174, corresponding to ASTM A203). Both parent

material and steel plates with different welds were tested. The chemical composition and mechanical properties of the steels and welding electrodes are given in Table 1.

High purity electronic grade ammonia was used in the experiments. The ammonia contained 20-30 ppm water and less than 0.05 ppm oxygen in the liquid phase before addition of oxygen and water. The experiments were performed with 0.5-10 ppm (wt) oxygen and 30-300 ppm (wt) water in the liquid phase. The oxygen content in the liquid ammonia was controlled by adjusting the air pressure in the test autoclave before letting ammonia into the system. The autoclave was half filled with liquid ammonia, and the resulting air partial pressure was measured with a differential pressure transducer. Small amounts of water could be added to the test autoclave together with the inflowing ammonia. The temperature of the liquid ammonia was kept constant at either 18 °C (65 °F) or -33 °C (-27 °F).

The studies of the effect of oxygen and water content in the ammonia were performed with tubular specimens made from cold-drawn and normalized carbon steel tubes with 10 mm inner diameter and 1 mm wall thickness. The tubes were ground on the outside to 0.85 mm wall thickness and cut to 110 mm long specimens. Bottom plugs and top flanges were electron beam welded to the specimens. The tubular specimens were mounted in a test autoclave which was then filled with liquid ammonia, as shown in Figure 1. The tubular specimens were loaded above yield by internal gas pressure in the beginning of the experiment. The load was then slowly increased by about 20 % over a period of 120 hours, giving a slow plastic deformation during the experiment. The plastic deformation of the specimens was 2-3 % at the start of the experiment, increasing to 5-10 % at the end of the exposure. After the experiments the specimens were examined for stress corrosion cracks in a scanning electron microscope (SEM).

Compact tension (CT) specimens with 25 mm thickness and 1.5 mm deep side grooves were used for the crack growth studies. The specimens were

made from carbon steel plates with a sharp machined notch without fatigue precrack. It has been shown previously that fatigue precracks can not be used for ammonia SCC studies because a crevice corrosion attack in the fatigue crack prevents stress corrosion cracking (6, 7).

Four-point bend specimens with welds were made from 10 or 20 mm thick carbon steel plates shielded metal arc welded (SMAW) with four different welding electrodes:

- A standard electrode of a type normally used for this steel (AWS E 7018-A1)
- An electrode with 2.5% Ni (AWS E 8018-C1)
- Two new low Mn electrodes developed to give lower weld metal yield strength (DIN E 4343 B10 tested at 18 °C, DIN E 4355 B10 tested at -33 °C)

For the initial studies of welds at ambient temperature the bend specimens were cut transverse to the weld as shown in Figure 2 and machined to 90 mm length and 20 mm width with thickness 17 mm near the fusion line. For the later studies of welds at -33 °C a different specimen geometry with 92 mm length, 48 mm width and 8 mm thickness was used. This enabled testing of specimens cut longitudinal to the weld and with both weld metal, heat affected zone and parent material exposed at the same time, as shown in Figure 2. Most of the bend specimens tested at -33 °C were of this longitudinal type, while a few bend specimens cut transverse to the weld were also tested at this temperature. For all bend specimens the weld cap side was not machined except for the ends of the specimen where the load was applied.

The same equipment was used for all experiments with CT and bend specimens, with exchangeable specimen holders for the different specimen types, as shown in Figure 3. The load was applied with a hydraulic cylinder mounted on top of the test autoclave. The load line displacement in the specimen was recorded with an extensometer on top of the loading rod. The CT specimens were tested with a constant load, giving a stress intensity factor of 80 MPa m^{1/2} (73 ksi in^{1/2}) in most experiments. The

bend specimens were initially loaded above yield, and the load was then slowly increased for 70-120 hours. The plastic deformation in the weld at the end of the experiment was 1-5 % for the transverse specimens tested at ambient temperature and 5-10 % for the longitudinal specimens tested at -33 °C. After the experiment the specimens were examined by metallography and in a SEM.

Effect of oxygen and water content in the ammonia at -33 °C

Experiments with tubular specimens were performed at -33 °C (-27 °F) with oxygen content between 0.5 and 10 ppm and water content between 30 and 300 ppm in the liquid ammonia in order to investigate the tendency for SCC initiation as function of oxygen and water content at -33 °C. Most of the specimens showed either very small stress corrosion cracks or no cracks at all, but some specimens had larger cracks. All stress corrosion cracks occurred in the liquid phase of the ammonia, and all specimens with stress corrosion cracks had a plastic deformation of more than 6 %.

The results from these low temperature experiments are plotted in Figure 4, where the SCC susceptibility is given as function of oxygen and water content in the liquid ammonia. The specimens with SCC are grouped according to number and size of cracks. Large cracks are defined as cracks with length > 0.2 mm and width > 10 µm. Experiments with 0.5 ppm oxygen and low water content resulted in two specimens without any SCC initiation and one specimen with one small stress corrosion crack. Two experiments with 1 ppm O₂ and around 100 ppm water content resulted in a few small cracks, while another specimen had many small stress corrosion cracks, as shown in Figure 5. Five other experiments with 1 ppm O₂ resulted in no SCC. Stress corrosion cracks were found in only two out of nine experiments performed with 3 ppm O₂, but here some larger cracks were found. In experiments with 6-10 ppm oxygen in ammonia both the number of cracks and their size was markedly larger than at lower oxygen contents, and here stress corrosion cracks were found in half of the specimens tested.

The largest stress corrosion cracks at -33 °C were found in tubular specimens tested with 10 ppm oxygen in the ammonia and a low water content. The cracks stopped abruptly at the liquid/vapour interface, and no cracks were found in the vapour phase, as seen in Figure 6.

The borderline for SCC at ambient temperature found in previous experiments is included in Figure 4 (8-9). The experiments at -33 °C show that the low temperature SCC susceptibility in ammonia with 0.5-10 ppm oxygen at -33 °C is highest at about 10 ppm oxygen and 50 ppm water, in the same way as found previously for ambient temperature (9). However, some specimens did not suffer SCC at -33 °C, and in general the number and size of cracks are much smaller than at ambient temperature, where several large stress corrosion cracks always were obtained in only a few hours exposure (9). The experiments show clearly that it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks in the tubular specimens at -33 °C than at ambient temperature.

The tendency to SCC initiation at -33 °C is reduced when the water content is increased to 100-150 ppm or the oxygen content is reduced to 3 ppm or below, as shown in Figure 4. At ambient temperature the tendency to SCC initiation in tubular specimens is about the same at 3 and 10 ppm oxygen when the water content is low, while the SCC susceptibility is markedly lower when the water content in the ammonia is above 100 ppm (9). The present experiments show that SCC initiation can occur even with 0.5-1 ppm oxygen and up to 100 ppm water in the ammonia at -33 °C, although the tendency to cracking is much weaker than at higher oxygen contents. In the earlier ambient temperature experiments cracks were found in specimens tested with 0.5-1 ppm oxygen and up to 20 ppm water.

The general tendency is that it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks at -33 °C than at ambient temperature, but stress corrosion cracking can occur in about the same range of oxygen and water content in the ammonia at ambient and low temperature.

An important finding from these experiments is that stress corrosion cracking actually can occur with as low oxygen contents as 0.5 ppm in the ammonia at -33 °C. The oxygen content in the bulk ammonia in low temperature ammonia storage tanks will most likely always be lower than 1 ppm under normal operation. Oxygen contents around 0.5 ppm have been measured in low temperature ammonia tanks. The results show that SCC can initiate at -33 °C at any oxygen content between 0.5 and 10 ppm in the ammonia, although SCC is much less likely at 0.5-1 ppm. It seems that SCC initiation at -33 °C becomes difficult when the water content in the ammonia is above 100 ppm. Only a few experiments have been performed with higher water contents, and it is not possible to draw a borderline for ammonia SCC at low temperature from these experiments.

Both the oxygen content in the ammonia and the stresses in the tank bottom will be higher during filling of a low temperature ammonia tank than during normal operation due to presence of some oxygen before filling of ammonia and shrinkage stresses during cooling of the tank. This indicates that the period during and shortly after filling of the tank probably is the most critical period with respect to SCC initiation. However, the finding of SCC in ammonia with low oxygen content at -33 °C might indicate that SCC can initiate in low temperature ammonia storage tanks also during normal operation.

SCC crack growth in ammonia at -33 °C

Stress corrosion crack growth of carbon steel in ammonia has previously been studied at ambient temperature. This led to development of a crack growth model where the crack depth is predicted to be proportional to the square of the stress intensity factor and the square root of the exposure time (7, 13). In the present experiments crack growth at low temperature has been studied and compared with previous ambient temperature results.

Several experiments with very high stress intensity up to 120 MPa m^{1/2} (109 ksi in^{1/2}) at -33 °C

(-27 °F) resulted in no SCC. Experiments with slowly increasing stress intensity factor from 60 to 80 MPa m^{1/2} (55-73 ksi in^{1/2}) at -33 °C resulted in cracking in only one of 14 specimens. Previous experiments at 18 °C (65 °F) under similar conditions resulted always in extensive SCC (6, 7).

These introductory experiments with CT specimens at low temperature demonstrated that SCC initiation in such thick specimens is much more difficult in ammonia at -33 °C than at 18 °C. The low temperature experiments with thin-walled tubular specimens described above show that stress corrosion cracks can be initiated in the laboratory at -33 °C when the plastic deformation and the strain rate is high enough. SCC has been observed at low temperature in tubular specimens also in earlier experiments (8, 10). It has been shown that the strain rate is important for stress corrosion crack initiation and growth in ammonia at 18 °C (7). The stress/strain conditions where SCC initiation occurs is obviously much more narrow at -33 °C than at ambient temperature, and the plane strain situation in the CT specimens does not represent worst case conditions for SCC initiation.

As SCC initiation in CT specimens turned out to be very difficult at low temperature, it was necessary to initiate stress corrosion cracks at ambient temperature first in order to be able to study crack growth rates at -33 °C. This was accomplished by a short exposure to ammonia at 18 °C with increasing stress intensity factor from 60 to 70 MPa m^{1/2} during a period of 3 hours. This resulted in 20-40 µm deep transgranular stress corrosion cracks along the whole notch in the CT specimen. After this the specimen was unloaded and the test autoclave was cooled to -33 °C. Then the specimen was exposed at -33 °C to a constant stress intensity factor of 80 MPa m^{1/2} (73 ksi in^{1/2}) for a period varying from 48 to 700 hours. This procedure resulted in stress corrosion crack growth at -33 °C in all specimens after SCC had been initiated at 18 °C.

The specimens tested with this procedure all had an initial purely transgranular crack with a rather uniform depth of 20-40 µm, resulting from

the period with increasing load at 18 °C. After this initial crack there followed a stress corrosion crack with a mixture of transgranular and intergranular cracking, often predominantly intergranular. This crack was formed during the exposure at -33 °C, and was in most specimens substantially deeper than the initial transgranular crack. The transition from one fracture mode to the other was easily recognizable, as shown in Figure 7. It has been observed that transgranular cracking often is associated with high crack growth rates for carbon steel in ammonia (7).

The crack growth data obtained at -33 °C are compared with earlier data at 18 °C in Figure 8. Here the maximum stress corrosion crack depth in each specimen is plotted as function of exposure time for specimens tested with a stress intensity factor of 80 MPa m^{1/2}. The open points represent the stress corrosion crack depths obtained previously at 18 °C (6, 7), while the closed points show the crack depths obtained at -33 °C. The figure shows clearly that the stress corrosion crack growth rate is considerably lower at -33 °C than at 18 °C. The deepest cracks at the low temperature were about one third of the largest crack depths at ambient temperature.

In the previous experiments at 18 °C, the stress corrosion crack depth was found to be proportional to the square root of the exposure time, as indicated by the full-drawn line in Figure 8. The decrease in crack growth rate with time was attributed to a crevice corrosion attack taking place in the outer part of the stress corrosion crack (7). Findings of deposits inside the cracks have been reported in both published (4) and unpublished tank inspection results. The crack growth results obtained at -33 °C indicate that the crack growth rate slows down with time also at low temperature, but the measured crack depths are too small and too few to determine the time correlation at -33 °C. However, if a similar time dependence is assumed at ambient and low temperature, the dashed line in Figure 8 may be taken as an upper bound for crack growth in the low temperature experiments. The dashed and solid lines in the figure differ by a factor 3.

Stress corrosion crack growth in ammonia has been studied previously at ambient temperature and different stress intensity factors in the range 30 to 120 MPa m^{1/2} (27-109 ksi in^{1/2}) (7, 13). This resulted in the development of a crack growth model where the stress corrosion crack depth is predicted to be proportional to the square of the stress intensity factor and the square root of the exposure time according to the following formula:

$$a = 3 \times 10^{-4} K^2 t^{1/2}$$

where

a = stress corrosion crack depth, mm
K = stress intensity factor, MPa m^{1/2}
t = time, years.

Crack growth experiments at -33 °C have only been performed at a stress intensity factor of 80 MPa m^{1/2}, so there are not available data to develop a similar model at low temperature. However, if a similar time and stress intensity factor dependence is assumed at ambient and low temperature, the equation above can give a rough indication of crack growth also at -33 °C if the factor 3 in the equation is replaced by 1. The crack growth model for ambient temperature has been used together with field inspection results and probabilistic methods to obtain a quantitative measure for the probability of tank failure as function of time. Application of this approach for ambient temperature ammonia storage vessels has given results consistent with observed service cracks (12-14).

SCC of different welds in ammonia at ambient temperature

Several experiments were performed in ammonia with 10 ppm oxygen and 50 ppm water at 18 °C (65 °F) with bend specimens welded with the different welding electrodes. In these experiments the narrow transverse bend specimens showed in Figure 2 were used. Stress corrosion crack depths up to 4 mm were obtained in the short exposure time of 70 hours. The stress corrosion cracks were concentrated in the area near the fusion line on both sides of the weld. In many specimens cracks were

also found in the area between two weld beads in the multipass weld. Metallographic examination showed that nearly all cracks had initiated in the weld metal, but many cracks had grown into the heat-affected zone (5). The stress corrosion cracks were transgranular in the weld metal, but became often intergranular as they grew into the coarse-grained heat-affected zone, as shown in Figure 9.

The extent of SCC in each specimen was characterized by the total stress corrosion crack length in each specimen. This was calculated by multiplying average crack length with an estimate of the number of cracks for each specimen. The total stress corrosion crack length in each specimen is shown as function of the plastic deformation in the weld in Figure 10. The figure shows a very large spread in the results, but there is a marked increase in crack length with plastic deformation in the specimen. The standard and nickel electrode specimens develop large cracks at about 2% deformation, but there is not any obvious difference between these two welds. There are generally much less cracks in the low strength electrode welds than in the other welds at a given deflection, and it is evident that these soft welds have a markedly lower susceptibility than the welds made with the other electrodes.

Most cracks found in ammonia storage tanks are transverse to the weld. This is related to the distribution of applied and residual welding stresses. Measurement of the residual stresses after welding showed high residual stresses in the welded plate, up to 200 MPa (30 ksi) transverse and 400 MPa (60 ksi) longitudinal to the weld at the plate surface. In the bend specimens the measured residual stresses were very low. When small bend specimen are cut out from a welded plate, most of the residual stresses are lost, and the experiments do not reflect possible effects of different residual stresses in the welds.

Macrohardness measurements of the weld metal in specimens welded with the various welding electrodes are given in Table 2. The nickel containing electrode gave the welds with highest hardness,

while the low strength electrode as expected gave the softest welds. A few specimens welded with the nickel electrode were heat treated at 620 °C for one hour, corresponding to the heat treatment used for stress-relieving ammonia tanks. In these specimens the hardness was reduced to the hardness level found in the standard electrode welds. Microhardness measurements on metallographic sections of specimens with cracks are shown in Figure 11. The hardness is highest in the weld metal close to the fusion line, where most cracks are found. There seems to be a clear correlation between microhardness peaks and occurrence of cracks.

The heat treated nickel electrode specimens developed large stress corrosion cracks, and there was no marked difference in SCC susceptibility between as-welded and heat treated nickel electrode specimens, in spite of the hardness reduction resulting from heat treatment. As seen from Figure 10 both the nickel electrode specimens with and without heat treatment and the standard electrode specimens fall within the same scatter band. It should be noted that heat treatment will be beneficial in practice by relieving the residual welding stresses in a storage tank. For these experiments, most of the residual stresses had already been relieved by machining the small specimens.

The experiments with different welds indicate that SCC may occur at a somewhat lower deformation in the nickel-containing welds than in the other welds, as seen on the left side of Figure 10. This is in line with previous ammonia SCC experiments at Institute for Energy Technology, where 9% nickel steel suffered SCC at much lower deformation than St 52 carbon steel (8, 10). This nickel steel had much higher strength than the St 52 steel, and the difference in SCC susceptibility is most probably an effect of strength and not an effect of nickel as alloying element.

Some experiments were performed with a soft 3.5% Ni steel with yield point about 50 MPa (7 ksi) lower than the St52 steel used in the other experiments. The 3.5% Ni steel was welded with the same 2.5% Ni welding electrode as was used for the St52 steel and tested in the same way with

transverse bend specimens. The St52 and 3.5% Ni steels both welded with the 2.5% Ni electrode are compared in Figure 12. The figure shows that the welds in the 3.5% Ni steel suffer much less cracking than the welds in the St52 steel. The upper line in the figure gives the upper bound for SCC in the welded St52 steel at ambient temperature, as seen also in Figure 10, while the middle line which is a factor 50 lower gives an upper bound for SCC in the welded 3.5% steel. For both steels most of the cracks occurred in the weld metal close to the fusion line, and in this area the hardness was 50-60 HV lower in the 3.5% Ni specimens than in the St52 specimens. This shows clearly that it is the strength and hardness which is important for SCC, and not the nickel content. The presence of nickel does not increase the SCC susceptibility as long as the strength is kept low. Welding electrodes containing nickel have been used extensively in ammonia tanks because they give better fracture toughness of the weld, and this effect may well result in an overall better performance for nickel-containing welds despite a somewhat higher strength in the weld metal.

SCC of different welds in ammonia at -33 °C

Some experiments with the same narrow transverse bend specimens as used in the ambient temperature experiments were performed at -33 °C (-27 °F). This resulted in only a few small stress corrosion cracks in the standard electrode welds, much smaller than in the experiments at 18 °C (65 °F). In experiments with 70 hours increasing load and 10 ppm oxygen at -33 °C the deepest cracks were only 0.1 mm deep. In corresponding experiments at 18 °C the crack depth was usually between 1 and 2 mm. Some experiments at -33 °C with longer exposure times resulted in stress corrosion cracks up to 0.3 mm deep after 200 hours. Experiments at -33 °C with the St52 and 3.5% Ni steels welded with the 2.5% Ni electrode showed that the extent of SCC in these specimens was one to two decades lower at -33 °C than at ambient temperature, as shown in Figure 12. The upper bounds for SCC in the welded St52 and 3.5% Ni steels at ambient temperature are given by the upper and

middle lines in Figure 12, while the middle and lower lines in the figure give the corresponding limits at -33 °C. The extent of SCC in the 3.5% Ni steel was much lower than in the St52 steel also at -33 °C. These experiments show clearly that SCC can occur also at low temperature, but to a much lower degree than at ambient temperature.

After this a new series of low temperature experiments was initiated, where the wider and thinner weld bend specimens showed in Figure 2 were used. A few experiments were performed at -33 °C with the wide transverse specimens showed in this figure. In these specimens stress corrosion cracks were concentrated around the fusion line in the same way as experienced in the previous ambient temperature experiments, but the cracks formed at -33 °C were much more shallow than in the ambient temperature experiments.

Most of the experiments at -33 °C were performed with wide bend specimens cut longitudinal to the weld direction. This enabled simultaneous testing of both weld metal, heat affected zone and parent material in the same specimen, giving stress corrosion cracks transverse to the weld, as usually found in practice in ammonia storage tanks. The plastic deformation in these specimens was rather uniform, in contrast to the transverse specimens where the deformation was concentrated on both sides of the weld. This specimen geometry is better suited for studying stress corrosion cracking transverse to the weld than the transverse bend specimens which were used in the ambient temperature experiments.

All experiments with longitudinal specimens at -33 °C were performed with 100-140 hours slowly increasing load and 4-10 mm plastic deflection of the specimen, giving a plastic deformation of 5-10% in the weld surface on top of the specimen. The experiments were done with 10 ppm oxygen in the ammonia, except for two specimens tested with 1 ppm oxygen. The water content in the ammonia was between 30-140 ppm in the experiments, with 50 ppm water in most experiments. Most of the specimens had some small stress corrosion cracks in the weld metal, while some specimens had a lot of

cracks and others no cracks at all. Figure 13 shows typical stress corrosion cracks in the weld metal in one of these specimens. The largest stress corrosion cracks in these specimens were 0.3 mm deep, but in most specimens the cracks were much more shallow.

Very few cracks were found in the weld metal in the low strength electrode specimens. About half of the low strength electrode specimens did not have any cracks in the weld metal, while most of the standard and nickel electrode specimens had cracks in the weld metal. This is clearly related to the strength of the weld metal.

Figure 14 shows an estimate of the total stress corrosion crack length in the weld metal in each specimen plotted against plastic deformation of the specimens tested at -33 °C. The line in this figure indicates an upper bound for the extent of stress corrosion cracking at a given deformation. It was not possible to find a good explanation for the one nickel electrode specimen with massive SCC seen well above the line. The points along the x-axis represent specimens without cracks in the weld, and about half of the low strength weld specimens are found here. Although there is a large spread in the results, it is evident that the low strength electrode welds are less susceptible to SCC than the two other welds. It is not possible to see any difference between the nickel electrode welds and the standard electrode welds.

Microhardness surveys were performed in some of the specimens with many stress corrosion cracks. Figure 15 shows one of these hardness surveys. The figure shows clearly that there is a correlation between local hardness peaks and stress corrosion cracks, in the same way as was found in the ambient temperature experiments.

Some standard electrode weld specimens were exposed outdoors in a warm, humid industrial Gulf Coast atmosphere for one month, giving a uniform, adherent rust layer with thickness 20-30 µm. Experiments with these specimens resulted in considerably more stress corrosion cracks than in specimens without thick rust layers, as seen in

Figure 16. This indicates that the SCC susceptibility is increased by the rust layers that often are present in large ammonia storage tanks. Mechanical cracks in rust layers may give rise to galvanic cells which increase the probability for SCC initiation.

Figure 16 also includes results from two experiments performed with standard electrode weld specimens and 1 ppm oxygen in the ammonia at -33 °C. These specimens fall within the same area in the figure as the other specimens which were with 10 ppm oxygen in the ammonia. This indicates that there is not any large difference between 1 and 10 ppm oxygen in the ammonia for the bend specimens with welds tested at -33 °C.

Although the experiments described above showed that stress corrosion cracking can occur in all the different welds tested at -33 °C, it must be emphasized that the extent of cracking is dramatically lower at -33 °C than at ambient temperature. Many of the trends which have been established at ambient temperature have also been found at low temperature, but less pronounced. The experiments demonstrate clearly that both the risk for SCC and the severity of the cracking is much larger at ambient temperature than at -33 °C.

Some samples that had been removed from the low temperature ammonia storage tanks in Seal Sands, UK and Ludwigshafen, Germany were included in the laboratory studies. In both these tanks stress corrosion cracks have been found during inspection, as previously reported by BASF and National Vulcan (1-3). Transverse bend specimens made from uncracked samples of welded plates from the Ludwigshafen and Seal Sands tanks were tested in the laboratory with the same procedure as used for the other bend specimens. These experiments resulted in large stress corrosion cracks at 18 °C and a few small cracks at -33 °C, in the same manner as with the other bend specimens. The experiments gave no indication of any unusual SCC susceptibility of the material in the Ludwigshafen and Seal Sands low temperature ammonia storage tanks.

A specimen with stress corrosion cracks from the Ludwigshafen tank was examined by metallography. The stress corrosion cracks were transgranular, very narrow and penetrating through the weld metal and into the heat affected zone, as seen in Figure 17. Microhardness measurements showed hardness values in the weld metal between 230 HV and 280 HV. This is the same hardness range as in the plates welded for the present laboratory experiments. Another specimen from the same tank was broken up for SEM examination of the fracture surface. This specimen had up to 2 mm deep stress corrosion cracks. A detail of the fracture surface is shown in Figure 18. The fracture surface was transgranular and typical for SCC surfaces in welded material, with an appearance very similar to the cracks in the bend specimens with welds tested in the laboratory.

Conclusions

Laboratory studies of ammonia stress corrosion cracking at low temperature have shown conclusively that both the risk for SCC and the severity of the cracking is much lower in low temperature ammonia storage tanks operating at -33 °C (-27 °F) and atmospheric pressure than in ambient temperature storage spheres. Many of the trends which have been established at ambient temperature have also been found at low temperature, but less pronounced. The probability of SCC initiation is considerably lower at -33 °C than at ambient temperature, and stress corrosion crack growth rates are also lower at low temperature.

The SCC susceptibility of carbon steel in ammonia with 0.5-10 ppm oxygen at -33 °C is highest at 10 ppm oxygen and low water content, in the same way as found previously for ambient temperature. The tendency to SCC initiation is reduced when the water content is increased to 100-150 ppm or the oxygen content is reduced. Stress corrosion cracking occurs in about the same range of oxygen and water content in the ammonia at ambient and low temperature, but it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks at -33 °C than at ambient temperature. Stress corrosion cracks

can be initiated at -33 °C at oxygen contents down to 0.5-1 ppm, which is representative for low temperature storage tanks.

Stress corrosion cracks were not initiated in compact tension specimens at -33 °C, and crack growth at low temperature could only be studied after SCC had been initiated at ambient temperature. Stress corrosion crack growth rates are markedly lower at -33 °C than at ambient temperature. The deepest cracks in low temperature experiments were about one third of the crack depth in corresponding experiments at ambient temperature.

The SCC susceptibility of welded carbon steel in ammonia increases with weld metal strength and local hardness in the welds at both ambient temperature and -33 °C. Welds made with a low strength welding electrode are less susceptible to SCC in ammonia than standard electrodes that are normally used for welding of large ammonia storage tanks. There is a clear correlation between microhardness peaks in the weld and occurrence of stress corrosion cracks. The presence of nickel in the weld does not increase the SCC susceptibility as long as the weld metal strength is about the same. Thick rust layers formed by exposure to a humid industrial atmosphere seem to increase the SCC susceptibility.

Experiments with welded material cut out from the cracked low temperature ammonia tanks in Ludwigshafen and Seal Sands gave no indication of any unusual cracking susceptibility of the material in these tanks. The fracture surfaces and hardness of welds were comparable to what was obtained with the welded specimens used in the experiments.

Both the oxygen content in the ammonia and the stresses in the tank bottom will be higher during filling of a low temperature ammonia tank than during normal operation due to presence of some oxygen before filling of ammonia and shrinkage stresses during cooling of the tank. This indicates that the period during and shortly after filling of the tank is the most critical period with respect to SCC initiation, although SCC can initiate also in ammonia with very low oxygen contents during normal operation. Special attention should be put on the

stress and strain conditions in low temperature ammonia tanks, especially the residual welding stresses and shrinkage stresses during tank filling.

Acknowledgment

The present experiments were carried out in two research projects sponsored by BASF, Federal Republic of Germany; Du Pont, USA; DSM Research, The Netherlands; Kemira, Finland; Health & Safety Executive, United Kingdom; Norsk Hydro, Norway; ICI, United Kingdom; and Agricultural Minerals Corporation, USA. Their support and permission to publish this paper is gratefully acknowledged.

Literature Cited

- J.R. Byrne, F.E. Moir, R.D. Williams: "Stress Corrosion in a 12 tonnes Fully Refrigerated Ammonia Storage Tank", Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 47e (1988).
- M. Appl, K. Fässler, D. Fromm, H. Gebhard, H. Portl: "New Cases of Stress Corrosion Cracking in Large Atmospheric Ammonia Storage Tanks", Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 237d (1989).
- R.A. Selva, A.H. Heuser: "Structural Integrity of a 12 000-Tonne Refrigerated Ammonia Storage Tank in the Presence of Stress Corrosion Cracks", Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 238a (1989).
- S.B. Ali, R.E. Smallwood: "Inspection of an Anhydrous Ammonia Atmospheric Pressure Storage Tank", Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 98g (1990).
- R. Nyborg, L. Lunde: "The Effect of Welding Electrode Composition and Storage Temperature on SCC of Carbon Steels in Liquid Ammonia", CORROSION/91, NACE, Paper No. 478 (1991).
- L. Lunde, R. Nyborg: "Stress Corrosion Cracking of Carbon Steels in Ammonia", *Materials Performance*, Vol. 28, No. 12, pp. 29-32 (1989).
- L. Lunde, R. Nyborg: "SCC of Carbon Steels in Ammonia - Crack Growth Studies and Means to Prevent Cracking", Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 238c (1989).
- L. Lunde, R. Nyborg: "Stress Corrosion Cracking of Different Steels in Liquid and Vaporous Ammonia", *Corrosion*, Vol. 43, No. 11, pp. 680-686 (1987).
- L. Lunde, R. Nyborg: "The Effect of Oxygen and Water on Stress Corrosion Cracking of Mild Steel in Liquid and Vaporous Ammonia", Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 34e (1986).
- L. Lunde, R. Nyborg: "Stress Corrosion Cracking of Some Metallic Materials in Ammonia at Ambient and Low Temperature", U.K. Corrosion '85, Institution of Corrosion Science and Technology (1985).
- R. Nyborg, L. Lunde: "Measures for Avoiding Stress Corrosion Cracking in Anhydrous Ammonia Storage Tanks", AIChE Ammonia Safety Symposium, Paper No. 1e (1994).
- M.J. Conley, S. Angelsen, D. Williams, "A Modern Approach to Equipment Integrity Solutions", CORROSION/91, Paper No. 169, NACE, (1991).
- R. Nyborg, L. Lunde, M.J. Conley: "Integrity of Ammonia Storage Vessels - Life Prediction Based on SCC Experience", *Materials Performance*, Vol. 30, No. 11, pp. 61-65 (1991).
- R. Nyborg, L. Lunde, "Life Prediction of Ammonia Storage Tanks Based on Laboratory Stress Corrosion Crack Data", *Application of Accelerated Corrosion Tests to Service Life Prediction of Materials, ASTM STP 1194*, pp. 27-41, ASTM (1994).

DISCUSSION

J. Davis, Arcadian Corporation: Is there a minimum water content recommended in a -33°C ammonia storage tank?

Nyborg: We haven't done studies with high water contents at low temperature. Our experiments indicate that as soon as you get above the low 100 ppm water, you get reduced tendency to cracking. But

we haven't done an extensive study at higher water contents up to, say, 0.2% as has been recommended at ambient temperature. So the tendency for water addition to reduce the cracking is the same at low temperature as it is at high temperature. Our experiments have not yet established a limit for this.



Rolf Nyborg



Per-Erik Drønen



Liv Lunde

Table 1. Materials and Welding Electrodes

Material		Chemical composition %						Mechanical properties			
		C	Mn	Si	P	S	NI	YP MPa	UTS MPa	Elong. %	Condition
Parent materials											
St 52-4	Tubular specimens	0.18	1.43	0.31	0.014	0.021		390	540	35	Normalized pipe
St 52-3N	30 mm plate CT specimen	0.17	1.57	0.45	0.031	0.015		380	550	29	Normalized plate
ASTM A537	20 mm plate Bend spec.	0.14	1.38	0.47	0.013	0.007		380	530	34	Normalized plate
TSTE 305	10 mm plate Bend spec.	0.14	1.45	0.30	0.013	0.002		395	535	31	Normalized plate
DIN 17102	20 mm plate Bend spec.	0.15	0.80	0.35	0.025	0.020	3.5	min 335	min 470		Normalized plate
Welding electrodes											
Smiweld Base 120		0.08	1.0	0.5	0.015	0.008		540	590	28	Weld metal, as welded
AWS E 7018-A1											
DIN 1913 E 5143 B10											
ESAB OK 73.68		0.04	1.05	0.45	0.012	0.004	2.5	580	622	26	Weld metal, as welded
AWS E 9018-C1											
Carlton Uniers		0.04	0.71	0.15	0.009	0.008		390	430	26	Weld metal, as welded
DIN E 4343 B10											
Carlton Uniers		0.06	0.66	0.29	0.008	0.007		445	545	30	Weld metal, as welded
DIN E 4355 B10											

Table 2. Microhardness Measurements in Weld Metal, Vickers 20 kp

Welding electrode	Hardness HV ₂₀		
	Min	Max	Mean
Standard	199	244	230
Low strength	152	208	181
Nickel as welded stress relieved	221	290	247
	214	246	227

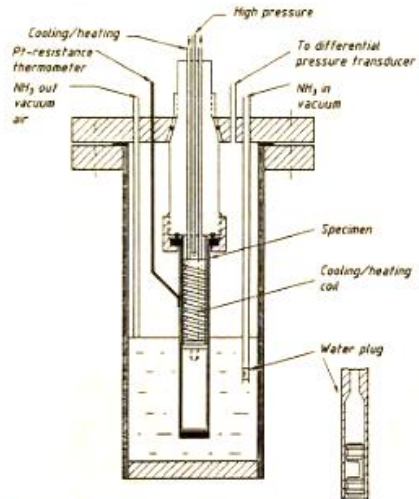


Figure 1. Equipment for experiments with thin-walled tubular specimens.

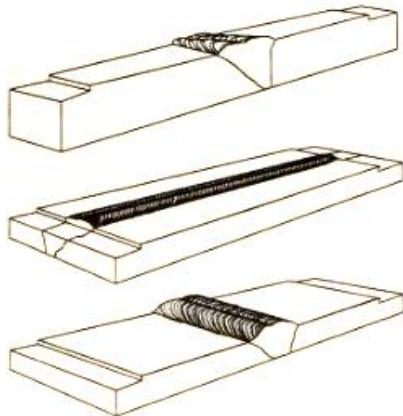


Figure 2. Different specimen geometries for bend specimens with welds.

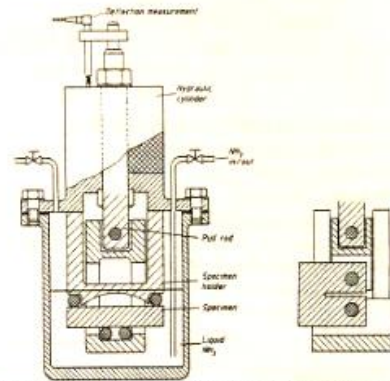


Figure 3. Equipment for experiments with four-point bend and compact tension specimens.

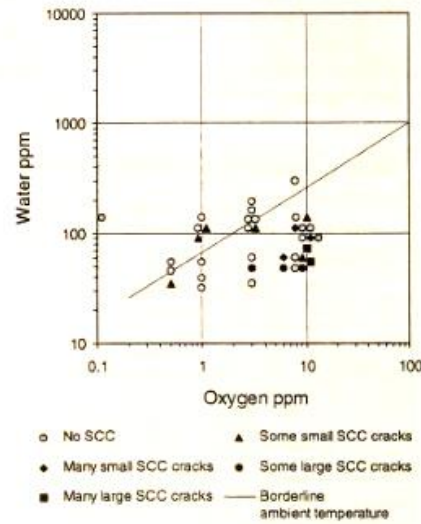


Figure 4. Stress corrosion cracking susceptibility as function of oxygen and water content in ammonia at -33°C. The borderline for SCC at ambient temperature is included for comparison (ref. 9).



Figure 5. Stress corrosion cracks in tubular specimen exposed in ammonia with 1 ppm oxygen and 100 ppm water at -33°C (400x).



Figure 6. Stress corrosion cracks in tubular specimen exposed in ammonia with 10 ppm oxygen and 50 ppm water at -33°C. Cracks in the liquid phase, all cracks stop at the liquid/vapor interface (100x).



Figure 7. Transgranular SCC at 18°C (top right) followed by intergranular SCC at -33°C in compact tension specimen (500x).

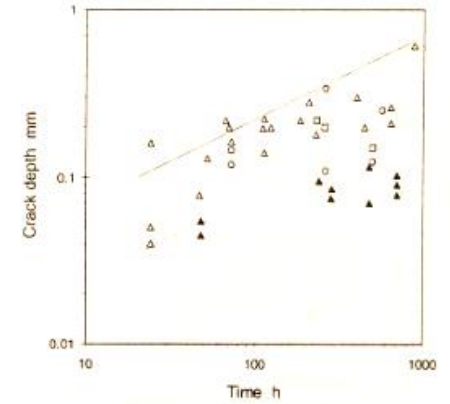


Figure 8. Maximum stress corrosion crack depth for experiments with stress intensity factor 80 to 85 MPa m^{1/2}. Experiments at 18 and -33°C in ammonia with 1-10 ppm oxygen and less than 50 ppm water.



Figure 9. Transgranular cracking in weld metal (top) changing to intergranular in the heat-affected zone (bottom) (125x).

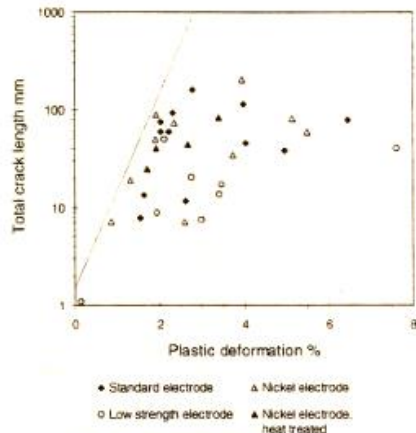


Figure 10. Stress corrosion cracking in different welds tested with transverse bend specimens at ambient temperature. Total stress corrosion crack length in each specimen as function of plastic deformation in the weld.

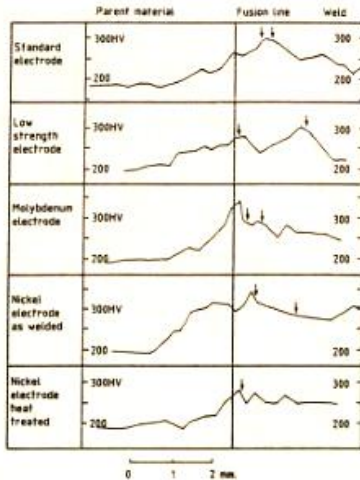


Figure 11. Microhardness measurements in bend specimens with welds. Arrows indicate cracks.

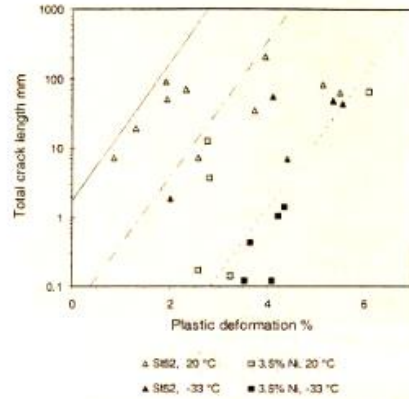


Figure 12. Stress corrosion cracking in welds made with 2.5% Ni electrode in S152 steel and 3.5% Ni steel. Total stress corrosion crack length in each specimen as function of plastic deformation in the weld. Experiments with transverse bend specimens at 20 and -33°C.



Figure 13. Stress corrosion cracks in weld in low strength electrode weld bend specimen exposed in ammonia with 10 ppm oxygen and 35 ppm water at -33°C (100x).

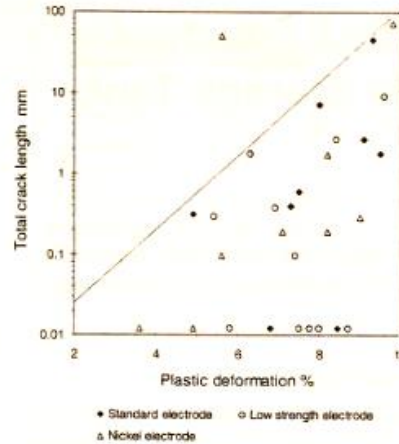


Figure 14. Stress corrosion cracking in S152 steel with different welds tested with longitudinal bend specimens at -33°C. Total stress corrosion crack length in each specimen as function of plastic deformation in the weld. No cracks in the specimens at the bottom of the figure.



Figure 17. Stress corrosion crack in specimen from the cracked low temperature ammonia storage tank in Ludwigshafen (100x).

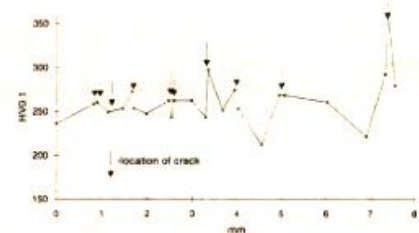


Figure 15. Microhardness measurements in the weld in a longitudinal nickel electrode specimen with several stress corrosion cracks after testing at -33°C. Arrows indicate the location of cracks.

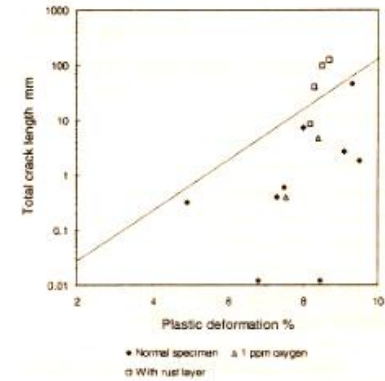


Figure 16. Stress corrosion cracking in standard electrode welds tested with longitudinal bend specimens at -33°C. As-welded surfaces and specimens with thick rust layers. A few experiments with 1 ppm oxygen in the ammonia, the others with 10 ppm oxygen in the ammonia. Total stress corrosion crack length in each specimen as function of plastic deformation in the weld.

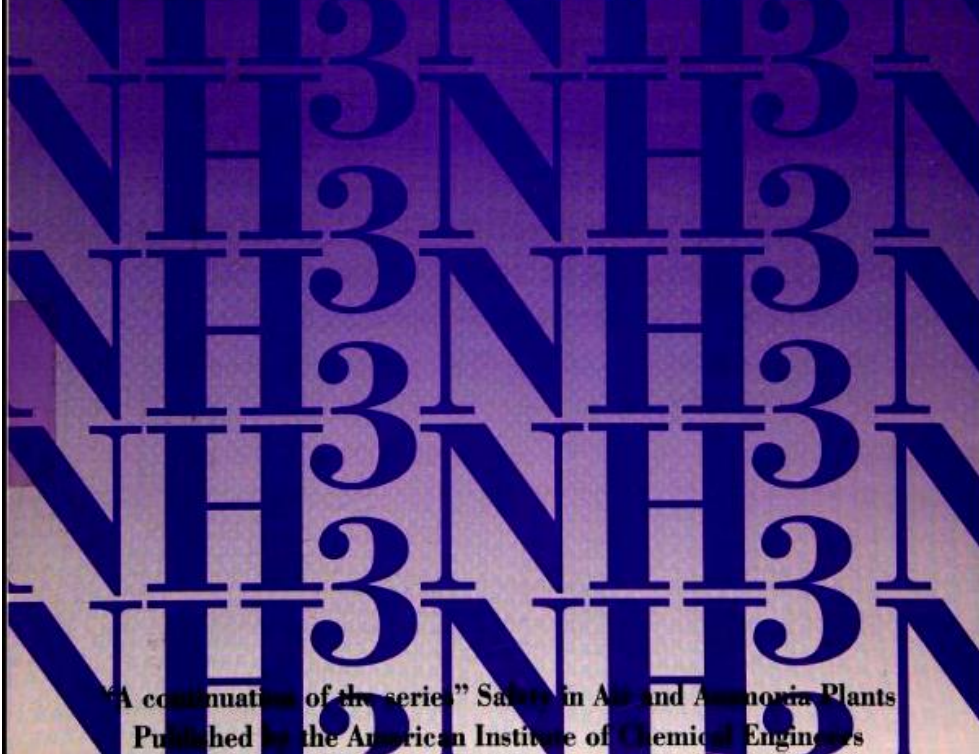


Figure 18. Fracture surface of stress corrosion crack in specimen from the cracked low temperature ammonia storage tank in Ludwigshafen (500x).

Volume 35

Ammonia Plant Safety

& RELATED FACILITIES



"A continuation of the series" Safety in Air and Ammonia Plants
Published by the American Institute of Chemical Engineers

VINING LIBRARY
W.V.U. Institute of Technology
Montgomery, WV 25136



Volume 35

Ammonia Plant Safety & RELATED FACILITIES

"A Continuation of the Series" Safety in Air and Ammonia Plants

Technical Manual Published
by the American Institute of Chemical Engineers
345 East 47th Street, New York, NY

123
456
789-35

Copyright 1995

American Institute of Chemical Engineers
345 East 47th Street, New York, NY 10017

Library of Congress Card Number: LC72-625346

ISSN Number: 0149-3701

ISBN Number: 0-8169-0677-7

Authorization to photocopy items for internal or personal use, or the internal or personal use of specific clients is granted by AIChE for libraries and other users registered with the Copyright Clearance Center (CCC) Transactional Reporting Service, provided that the \$2.00 fee per copy is paid to CCC, 21 Congress St., Salem, MA 01970. This consent does not extend to copying for general distribution for advertising or promotional purposes for inclusion in a publication or for resale.

Articles published before 1978 are subject to the same copyright conditions, and the fee is \$2.00 for each article. Technical Manual fee code: 0149-3701-95/\$2.00.

TABLE OF CONTENTS

SCC in Low-Temperature Ammonia Storage Tanks <i>Rolf Nyborg, Per-Erik Drønen, and Liv Lunde</i>	1
Application of Cathodic Protection in Atmospheric Ammonia Storage Tank <i>Wolfgang Bickel, Karl Fäßler, Bernard Geis, Luc Guns, Jörg Reininghaus, and Maximilian Walter</i>	16
Keeping Factory Supplied During Inspection of Ammonia Storage Tank <i>R.A. McConnell and S. Hewerdine</i>	25
Acoustic Emission Test of an Ammonia Barge <i>Guy S. Legendre, Jerry P. Solomon, Timothy J. Fowler, Martin J. Peacock, David A. Johnson, and Davis Oltremari</i>	37
Measures for Reducing SCC in Anhydrous Ammonia Storage Tanks <i>Rolf Nyborg and Liv Lunde</i>	50
Tube Failure in a Waste Heat Boiler in Ammonia Synthesis Section <i>Reinhard Michel and Hans-Dieter Marsch</i>	63
Failure and Repair of Two Primary Make Gas Boilers <i>Philip Bailey and John MacDonald</i>	73
Failures in Waste Heat Boilers <i>Helmut Thielsch, Florence Cone, and Jonathan Freeman</i>	81
Ammonia Plant Waste Heat Boiler Replacement <i>W.D. Santo and Lloyd F. Cizmar</i>	109
Weld Zone Cracks in Repaired 2 1/4 Cr-1 Mo Ammonia Converter <i>G.R. Prescott and B.J. Grotz</i>	116
TRASAR: Novel Approach for Process Investigation Using Fluorescent Tracers <i>Brian L. Bloxam, Bonnie L. Harris, Jerome M. Richardson, and Harry Van Praag</i>	127
Experiences with Alloy 800 H in Ammonia Plants <i>John Dejaeger, Luc Guns, and Jürgen Korkhaus</i>	134
Experience with Metal Dusting in Waste Heat Boilers <i>R.J. Gommans and T.L. Huurdeman</i>	145
Remaining Life Assessment of Nb-Containing Catalyst Tubes <i>Toshikazu Shibasaki, T. Mohri, and K. Takemura</i>	163
Ammonia Plant NII: Creep Damages in Outlet Manifolds of Primary Reformer <i>John O. Pande and Bernt Swensen</i>	175

Material Inspection of Outlet Lines in 2 1/4 Cr-1 Mo Steel After Long Service <i>Hubert Schneider and Winfried Lausch</i>	184
Application of Combustion Chambers in Secondary Reformers <i>Kenneth L. Blanchard and J.R. LeBlanc</i>	195
Design and Performance of Secondary and Autothermal Reforming Burners <i>Thomas S. Christensen, Ib Dybkjaer, Lise Hansen and Ivar I. Primdahl</i>	205
Heavy Corrosion Problem in Benfield-CO ₂ Removal System of Ammonia Plant <i>G.S. Lele, P.H. Ghate, and B.S. Chakrayet</i>	216
Experience with Severe Leakage in CO ₂ Stripper Reboiler (105°C) <i>T. Rengarajan and J.J. Patel</i>	227
Installation of an Instrument System Operated Relief Valve <i>Reidar Tveit</i>	245
Anticipated Impact of EPA's RMP Regulation on Ammonia Industry <i>John E. Auger</i>	254
Innovative Approach to Job-Specific Operating Procedures <i>William W. Belleu, James D. DeMars, Margaret M.R. Eastman, and James R. Sawers</i>	259
Operational Performance of the ICI Leading Concept Ammonia Process <i>Ian R. Barton and Keith J. Elkins</i>	276
Computer Delivery of Operating and Maintenance Procedures <i>Edward J. Aisenbrey, Margaret M.R. Eastman, David C. Haring, Richard P. Oelrich, James R. Sawers, and Charles E. Wilkins</i>	291
Operating Experience with Dry Gas Seals in a New Ammonia Plant <i>Naveed Ahmed Khan and Afzal A. Shamsi</i>	305
Commissioning of World's Largest Oxygen Blown Secondary Reformers <i>Gareth Shaw, Henry de Wet, and Friedrich Hohmann</i>	315
Environmental Impact of Stamicarbon 2,000-MTPD Urea Plant <i>W.A.G. Lemmen</i>	336
Failure of Urea Strippers and Repair Experience <i>H.P. Pota, R.V. Nesari, S.K. Nayar, and C.B. Tumbde</i>	345
Relining of Urea Reactors at Plant Site <i>Cesare Miola, Franco Granelli, Jorge Pirela, and Julio Arias</i>	360

Measures for Reducing SCC in Anhydrous Ammonia Storage Tanks

Rolf Nyborg and Liv Lunde

Institute for Energy Technology, N-2007 Kjeller, Norway

The results from four research projects on ammonia stress corrosion cracking (SCC) are provided, including the effect of oxygen and water in the ammonia, prevention of SCC with electrochemical methods, crack growth rate studies, and behavior of welds. Practical recommendations are given for construction, inspection, repair, commissioning, and operation of ammonia storage tanks.

INTRODUCTION

Stress corrosion cracking (SCC) in carbon steel transport and storage tanks for anhydrous ammonia has been a major problem for ammonia producers and users for more than thirty years. The stress corrosion cracks are found mainly in the welds, and the attack is dependent upon the type of steel, the impurities in the ammonia, and the stresses in the material. Experimental investigations during the sixties and seventies gained increased understanding of the problem but no final solution [1-6]. A world-wide survey in 1982 showed that half of the properly inspected ammonia spheres had suffered from cracking [7]. For many years it was believed that SCC occurred in ambient temperature ammonia tanks only and not in low temperature storage tanks operating at -33°C (-27°F) and atmospheric pressure. In the last years, stress corrosion cracks have been reported also in low temperature tanks [8-11]. SCC in ammonia tanks is kept under control by frequent inspections and repair welding, an approach which is both costly and time consuming.

Institute for Energy Technology (IFE) in Norway has been active in the field of stress corrosion cracking since the early seventies. Originally the work was focused on SCC problems of advanced materials used in the nuclear field, but since 1981 the research has been concentrated on SCC in carbon steel in anhydrous ammonia. The first project in 1981-83 was funded by Norwegian companies. During the period 1984-1993 IFE has been in charge of four international research projects on SCC of carbon steel in ammonia, the Kjeller Ammonia SCC Projects: KASP I, II, III and IV. These have been financed by a group of ammonia producers and safety authorities in different countries. The following companies have participated in the KASP projects: BASF, Germany; DSM, The Netherlands; DuPont, USA; Kemira, Finland; Norsk Hydro, Norway; Health & Safety Executive, UK; ICI, UK; and Agricultural Minerals Corporation, USA.

The major topics covered in the different Kjeller Ammonia SCC Projects are described below.

- KASP-I (1984-85): Studies of the effect of oxygen and water content on SCC of carbon steel in ammonia at ambient temperature. Demonstration of SCC in the vapor phase under condensing conditions.
- KASP-II (1986-87): Crack growth rate studies at ambient temperature. Development of crack growth model. Electrochemical studies, demonstration of cathodic protection against SCC by zinc spraying.
- KASP-III (1988-90): SCC testing of different welds at ambient temperature. Stress corrosion crack growth rate studies at -33°C .
- KASP-IV (1991-93): Studies of the effect of oxygen and water content on SCC of carbon steel in ammonia at -33°C . SCC testing of different welds at -33°C .

The experiments were performed with a normalized carbon steel of the type St52-3N (DIN 17100, corresponding to ASTM A537 Grade 1 or BS 4360 Grade 50D) and with high-purity ammonia with controlled additions of oxygen and water. The objective of each project was well defined, and the scope and duration of the projects was kept within the agreed limits. The active participation of the Steering Committee members in the projects has been invaluable help. The success of the projects has to a large degree been dependent on the Steering Committee members' insight and advice based on their practical experience.

This paper gives a short overview of the experimental results from the four Kjeller Ammonia SCC Projects and some practical recommendations based on these results. These recommendations are formulated by IFE and do not represent any official policy for the companies participating in the Kjeller Ammonia SCC Projects. More detailed information on the experimental results have been given in other publications [12-20].

RESULTS FROM LABORATORY SCC EXPERIMENTS

Effect of oxygen and water in the ammonia

The effect of oxygen and water content in ammonia on SCC of carbon steel has been studied with thin-walled tubular specimens stressed by internal gas pressure [12, 18]. The specimens were exposed to both liquid and va-

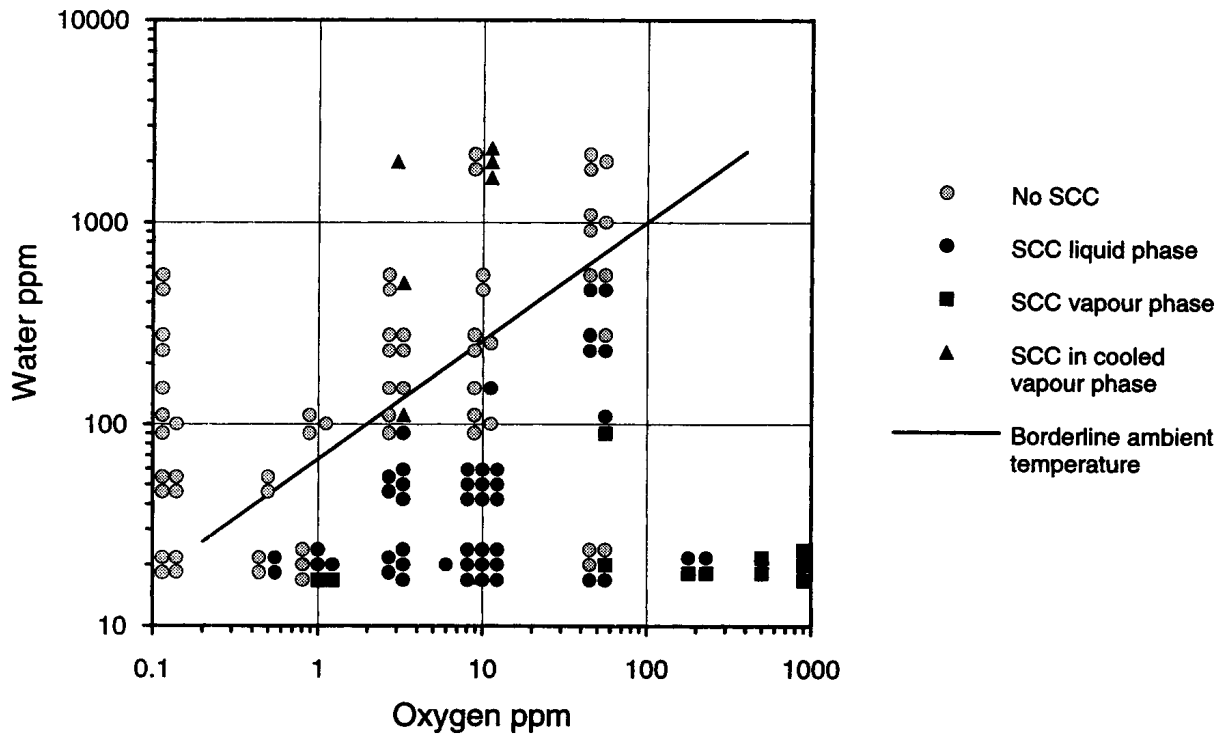


FIGURE 1 Stress corrosion cracking susceptibility as function of oxygen and water content in ammonia at 18°C.

porous ammonia at a uniform temperature of either 18°C (65°F) or -33°C (-27°F). The results at 18°C are shown in Figure 1 [18]. No SCC occurred to the left and above the borderline in the figure. The SCC susceptibility at ambient temperature increases with oxygen content up to a certain level and decreases with increasing water content. No cracking was found in ammonia without oxygen additions, while as little as 0.5 ppm oxygen in the liquid phase was enough to induce cracking when the water content was very low. The highest susceptibility was found for ammonia with 3 to 10 ppm oxygen and less than 100 ppm water. High amounts of water inhibit SCC, and the amount of water needed for inhibition increases with increasing oxygen content.

Some experiments were performed with internal cooling of the specimen in the vapor phase. The results are included in Figure 1. These experiments showed that SCC can occur in a condensed vapor phase when cracking is inhibited in the liquid phase by addition of 500-2000 ppm water to the ammonia [18]. Storage spheres containing water inhibited ammonia tend to suffer cracking in the top of the sphere, i.e., in the vapor phase [7]. When the vapor phase is colder than the liquid, for instance during the night, a condensate with a very low water content can be formed, making stress corrosion cracking possible.

The experiments at -33°C show that it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks at -33°C than at ambient temperature [12]. Several specimens did not suffer SCC at -33°C, and in general the number and size of cracks were much smaller than at ambient temperature, where several large stress corrosion cracks were obtained in only a few hours exposure. The results from the experiments at -33°C are shown in Figure 2. Most of the specimens showed either very small stress corrosion cracks or no cracks at all, but some specimens had larger cracks (more than 0.2 mm long). The SCC susceptibility in ammonia with 0.5-10 ppm oxygen at -33°C is highest at about 10 ppm

oxygen and 50 ppm water, in the same way as found for ambient temperature. SCC initiation can occur even with 0.5-1 ppm oxygen and up to 100 ppm water in the ammonia at -33°C, although the tendency to cracking is much weaker than at higher oxygen contents.

Stress corrosion cracking can occur in about the same range of oxygen and water content in the ammonia at ambient and low temperature, although it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks at -33°C than at ambient temperature. Oxygen contents around 0.5 ppm have been measured in low temperature ammonia tanks, and the experiments have shown that stress corrosion cracking can occur with such low oxygen contents in the ammonia at -33°C.

Stress corrosion crack growth studies

Crack growth studies have been performed with 25 mm thick compact tension (CT) specimens at 18 and -33°C [12, 13, 16]. Specimens with fatigue precrack did not suffer stress corrosion cracking, but showed a severe crevice corrosion attack in the outer part of the fatigue crack. This attack seemed to prevent stress corrosion cracking. When specimens without fatigue crack were used, SCC occurred easily at ambient temperature [16]. SCC initiation in CT specimens turned out to be very difficult at -33°C, and it was necessary to initiate stress corrosion cracks at ambient temperature first in order to be able to study crack growth rates at -33°C. The initial crack formed at ambient temperature could be distinguished from the continued cracking at low temperature by differences in fracture surface morphology [12, 13].

Figure 3 shows the maximum stress corrosion crack depth in each specimen as function of exposure time for specimens tested with a stress intensity factor of 80 MPa m^{1/2} (73 ksi in^{1/2}). The stress corrosion crack growth rate is obviously considerably lower at -33°C than at 18°C.

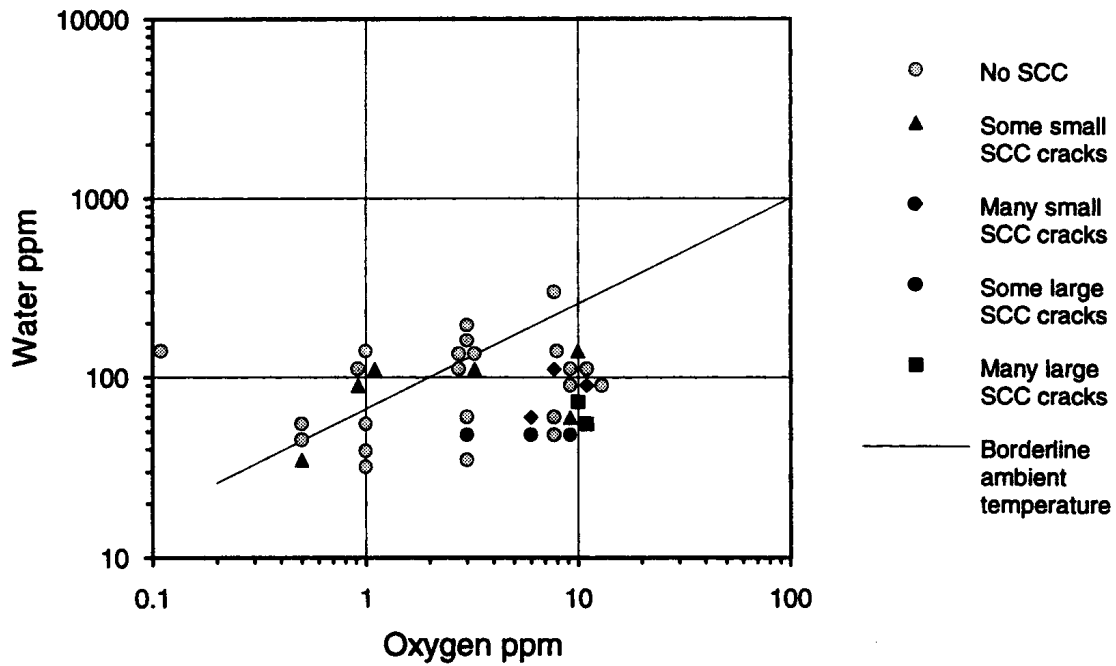


FIGURE 2 Stress corrosion cracking susceptibility as function of oxygen and water content in ammonia at -33°C . The borderline for SCC at ambient temperature is included for comparison.

The deepest cracks at the low temperature were about one third of the largest crack depths at ambient temperature. In the experiments at 18°C , the stress corrosion crack depth was found to be proportional to the square root of the exposure time, as indicated by the full-drawn line in Figure 3. The decrease in crack growth rate with time was attributed to a crevice corrosion attack taking place in the outer part of the stress corrosion crack [16]. Findings of deposits inside the cracks have been reported in both published [11] and unpublished tank inspection results. The measured low temperature crack depths are too small and too few to de-

termine the time correlation at -33°C . However, if a similar time dependence is assumed at ambient and low temperature, the dashed line in Figure 3 may be taken as an upper bound for crack growth in the low temperature experiments. The dashed and solid lines in the figure differ by a factor 3.

Figure 4 shows the crack depth divided by the square root of the exposure time plotted against the stress intensity factor in the range 30 to 120 $\text{MPa m}^{1/2}$ (27-109 $\text{ksi in}^{1/2}$). The full-drawn line represents a crack growth model where the maximum stress corrosion crack depth at ambient tem-

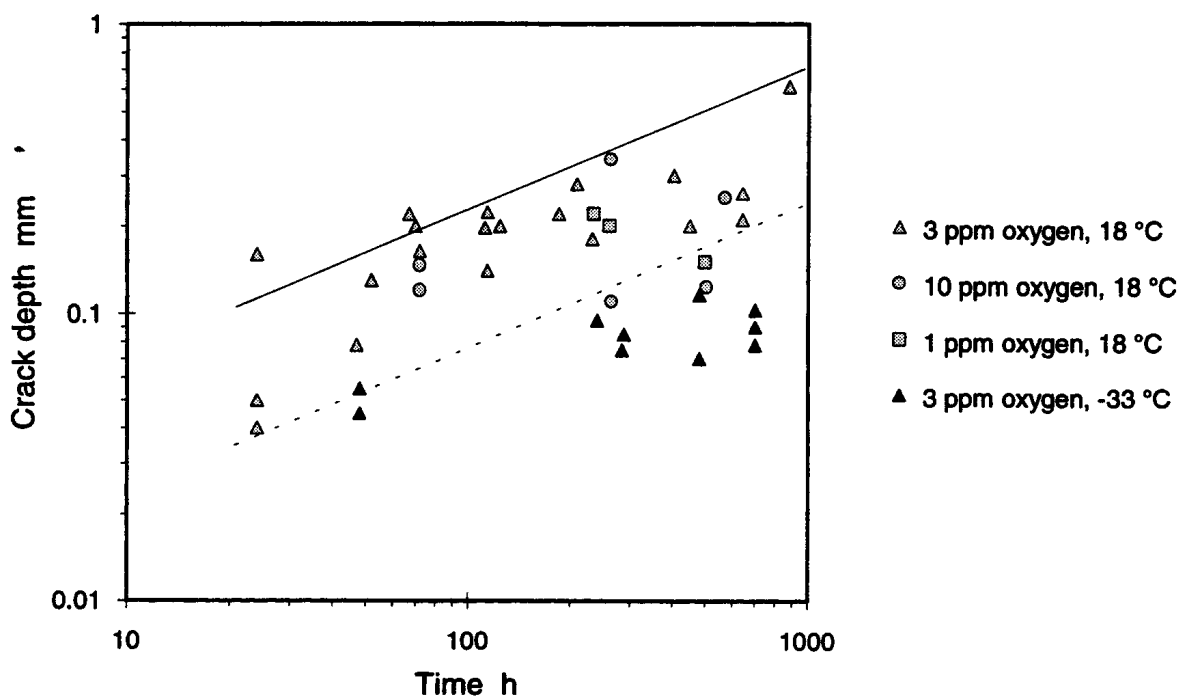


FIGURE 3 Maximum stress corrosion crack depth for experiments with stress intensity factor 80 to 85 $\text{MPa m}^{1/2}$. Experiments at 18 and -33°C in ammonia with 1-10 ppm oxygen and less than 50 ppm water.

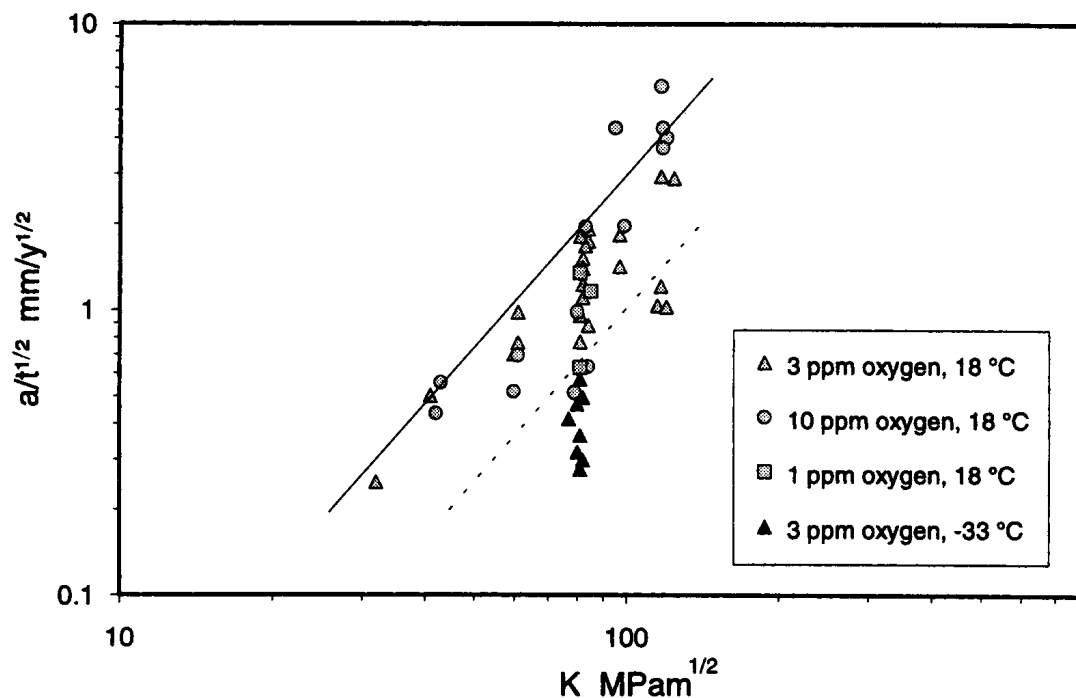


FIGURE 4 Stress corrosion crack divided by square root of exposure time as function of stress intensity factor.

perature is predicted to be proportional to the square of the stress intensity factor and the square root of the exposure time according to the following formula:

$$a = 3 \times 10^{-4} K^2 t^{1/2}$$

where

a = stress corrosion crack depth, mm

K = stress intensity factor, $\text{MPa m}^{1/2}$

t = time, years.

Crack growth experiments at -33°C have only been performed at a stress intensity factor of $80 \text{ MPa m}^{1/2}$, so there is not enough available data to develop a similar model at low temperature. However, if a similar time and stress intensity factor dependence is assumed at ambient and low temperature, the equation above can give a rough indication of crack growth also at -33°C if the factor 3 in the equation is replaced by 1.

Typical stress intensities in an ammonia sphere can be in the range of $50 \text{ MPa m}^{1/2}$ ($45 \text{ ksi in}^{1/2}$) with a 3 mm deep crack in an 11 mm thick wall. According to the present model such a crack can grow further to 5 mm in four years and to 6 mm in 8 years. The predicted crack growth is in harmony with practical experience in ammonia tanks, although the model gives somewhat low values compared to the deepest cracks found in practice. The crack growth model for ambient temperature has been used together with field inspection results and probabilistic methods to obtain a measure for the probability of tank failure as function of time [21–23]. Application of this approach for ambient temperature ammonia storage vessels has given results consistent with observed service cracks. Figure 5 gives an example of this approach. This figure shows the probability of failure for a new stress-relieved ammonia tank [21]. The calculated probability of failure is very low, but increases over time as a result of the crack growth predicted by the crack growth model. The probability of failure will decrease every time the tank is inspected without detecting any cracks. Even with regular inspections the probability of

failure will increase during the 30 year period, as indicated by the full-drawn line in the figure. This is because the predicted crack sizes are so small that they would probably not be detected during inspection.

Electrochemical studies

Electrochemical studies have been performed with tubular specimens under potentiostatic control or coupled to various sacrificial anodes [16]. The results from potentiostatic experiments are given in Figure 6. Stress corrosion cracking was prevented when the specimens were cathodically polarized at potentials below about +400 mV versus a pure aluminum reference electrode. At higher potentials SCC occurred. With anodic polarization SCC could occur also in ammonia without oxygen and in ammonia with 2000 ppm water. Specimens without polarization did not suffer cracking in these environments. Previous investigations have also shown that SCC in ammonia is prevented by cathodic polarization and accelerated by anodic polarization [24, 25]. The electrochemical potential determines whether cracking occurs, nearly independent of the environment. It has been shown previously that oxygen increases the electrochemical potential [26], and this may be a reason why oxygen promotes cracking.

The free corrosion potential for the carbon steel was in the range +400–600 mV vs. Al. Aluminum alloys and flame sprayed aluminum had free corrosion potentials in the range -50 to $+150$ mV vs. Al, while zinc and flame sprayed zinc on carbon steel had potentials between -500 and -600 mV vs. Al. Stress corrosion cracking experiments with tubular carbon steel specimens coupled to these various sacrificial materials showed that SCC was prevented for all specimens with this type of galvanic coupling. The specimens coupled to pure aluminum or the alloys AlMg3 and AlMg4.5Mn had potentials close to the protection limiting potential, while coupling to zinc gave potentials 400 to 500 mV lower.

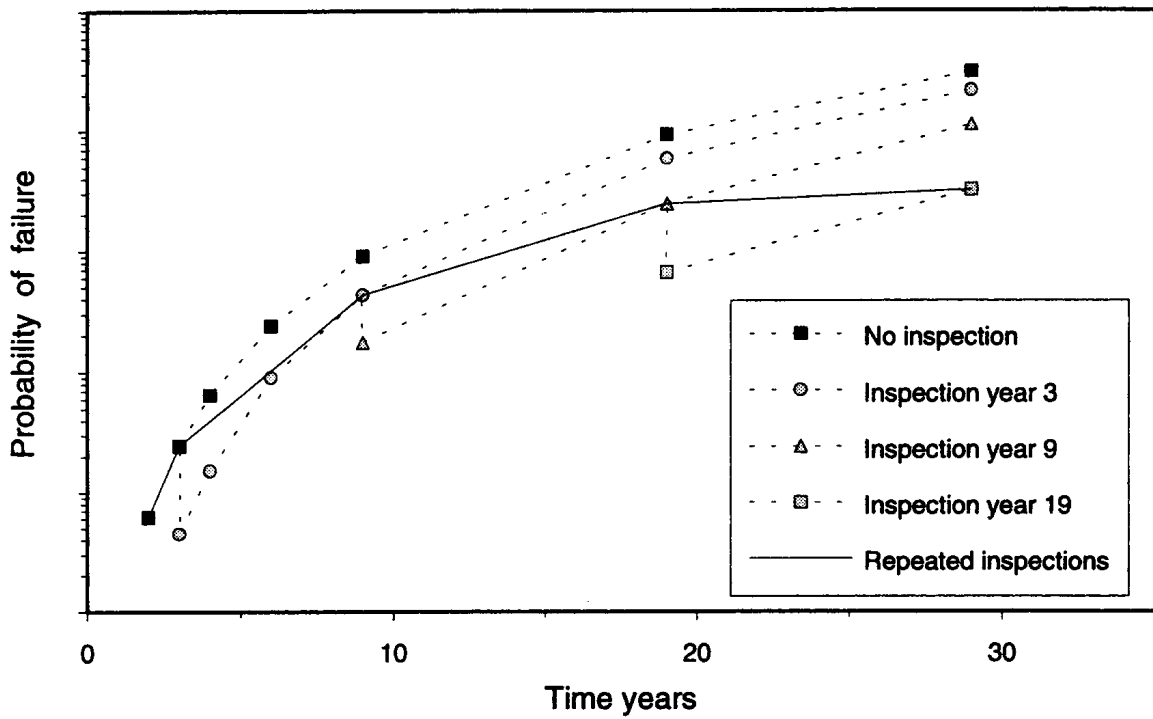


FIGURE 5 Probability of failure for a new stress-relieved ammonia storage tank with inspection in years 3, 9 and 19 without detection of cracks.

The conductivity of the ammonia is too low to use conventional sacrificial anodes, but metal spraying close to the welds is an attractive approach. Aluminum spraying of the steel gives an electrochemical potential close to the borderline for protection. Zinc spraying of the welds in ammonia

tanks seems to be a more promising alternative, since zinc spray gives a potential well below the protection limit.

The thickness reduction of Al or Zn sprayed layers was estimated from the measured current densities to 0.02 mm/year for zinc spray and up to 0.2 mm/year for alu-

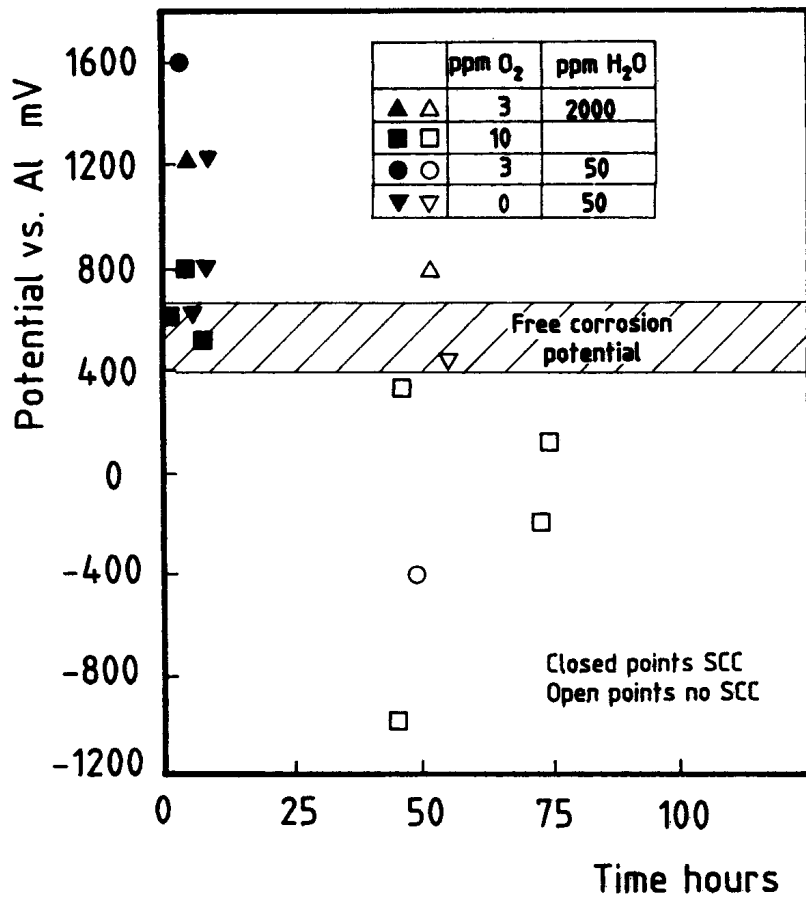


FIGURE 6 Effect of electrochemical potential on SCC susceptibility.

minum spray. Aluminum spray will have a limited life time, while 5 to 10 years' lifetime seems feasible for a zinc sprayed layer of 0.2 mm thickness, which is the maximum practical thickness. An immersion test of zinc sprayed specimens in a Japanese ammonia sphere for one year resulted in a consumption rate of the zinc spray about 0.025 mm/year [27]. No cracking had occurred in zinc sprayed welds in ammonia spheres after 5 years, and the zinc was still present. In this case the weld itself was zinc sprayed, and this makes subsequent inspection for cracks difficult. Zinc spraying has recently been applied in a low temperature ammonia tank in Germany where cracks had been found, and in this case only a band on both sides of the weld was zinc sprayed, in order to be able to inspect the weld later [28].

Stress corrosion cracking in different welds

Four-point bend specimens with welds were made from 10 or 20 mm thick carbon steel plates shielded metal arc welded (SMAW) with four different welding electrodes:

- A standard electrode of a type normally used for this steel (AWS E 7018-A1)
- An electrode with 2.5% Ni (AWS E 8018-C1)
- Two new low Mn electrodes developed to give lower weld metal yield strength (DIN E 4343 B10 tested at 18°C, DIN E 4355 B10 tested at -33°C)

The weld cap side was not machined except for the ends of the specimen where the load was applied. For the studies of welds at ambient temperature the bend specimens were cut transverse to the weld [12, 13]. In experiments at 18°C with 70 hours duration stress corrosion crack depths up to 4 mm were obtained. The stress corrosion cracks were concentrated in the area near the fusion line

on both sides of the weld. In many specimens cracks were also found in the area between two weld beads in the multipass weld. Nearly all cracks had initiated in the weld metal, but many cracks had grown into the heat-affected zone. The stress corrosion cracks were transgranular in the weld metal, but became often intergranular as they grew into the coarse-grained heat-affected zone [13].

The total stress corrosion crack length in each specimen tested at ambient temperature is shown as function of the plastic deformation in the weld in Figure 7. There is a large spread in the results and no obvious difference between the standard and nickel electrode welds. There are generally much less cracks in the low strength electrode welds than in the other welds at a given plastic deformation, and it is evident that these soft welds have a markedly lower susceptibility than the welds made with the standard and nickel welding electrodes.

The nickel containing electrode gave the welds with highest hardness, while the low strength electrode as expected gave the softest welds. Microhardness measurements showed a clear correlation between microhardness peaks and occurrence of cracks. A few specimens welded with the nickel electrode were heat treated at 620°C for one hour. In these specimens the hardness was reduced somewhat to the hardness level found in the standard electrode welds, but there was no marked difference in SCC susceptibility between as-welded and heat treated nickel electrode welds. Heat treatment will be beneficial in practice by relieving the residual welding stresses in a storage tank. In these experiments most of the residual stresses had already been relieved by machining the specimens.

Some experiments were performed with a soft 3.5% Ni steel with yield point about 50 MPa (7 ksi) lower than the St52 steel used in the other experiments. The 3.5% Ni steel was welded with the same 2.5% Ni welding electrode as was used for the St52 steel. The welds in the 3.5% Ni steel suffered much less cracking than the welds in the St52 steel

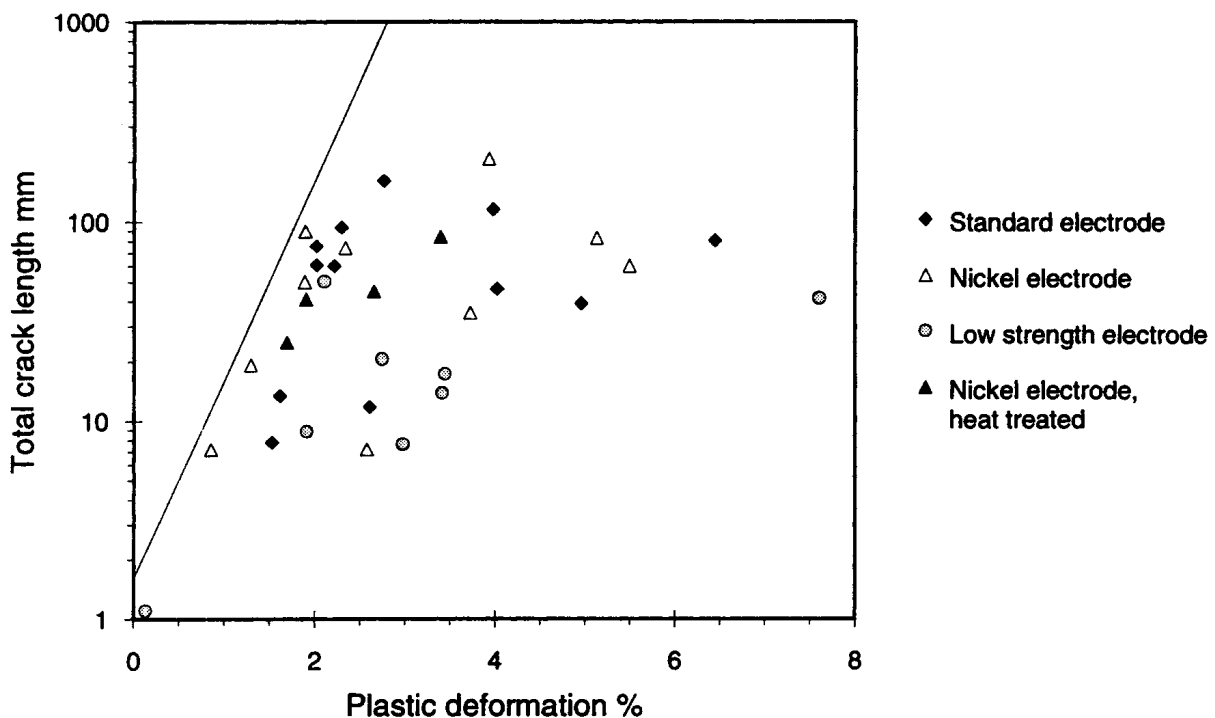


FIGURE 7 Stress corrosion cracking in different welds tested with transverse bend specimens at ambient temperature. Total stress corrosion crack length in each specimen as function of plastic deformation in the weld.

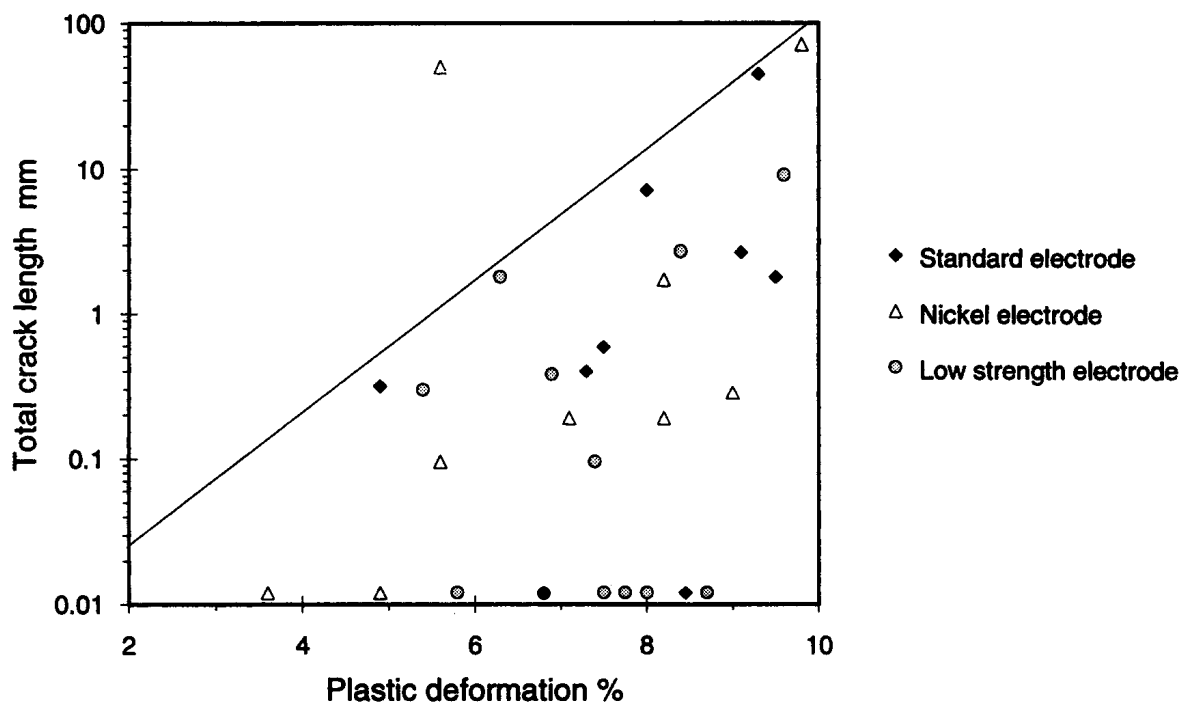


FIGURE 8 Stress corrosion cracking in St52 steel with different welds tested with longitudinal bend specimens at -33°C . Total stress corrosion crack length in each specimen as function of plastic deformation in the weld. No cracks in the specimens at the bottom of the figure.

[12]. For both steels most of the cracks occurred in the weld metal close to the fusion line, and in this area the hardness was 50–60 HV lower in the 3.5% Ni specimens than in the St52 specimens. This shows clearly that it is the strength and hardness which is important for SCC, and not the nickel content itself. The presence of nickel does not increase the SCC susceptibility as long as the strength is kept low.

The extent of SCC in the transverse bend specimens was one to two decades lower at -33°C (-27°F) than at ambient temperature. Most of the experiments at -33°C were performed with wide bend specimens cut longitudinal to the weld direction, giving stress corrosion cracks transverse to the weld, as usually found in practice in ammonia storage tanks. The largest stress corrosion cracks in these specimens were 0.3 mm deep, but in most specimens the cracks were much more shallow [12].

Very few cracks were found in the weld metal in the low strength electrode specimens tested at -33°C . About half of the low strength electrode specimens did not have any cracks in the weld metal, while most of the standard and nickel electrode specimens had cracks in the weld. Figure 8 shows the total stress corrosion crack length in the weld metal in each specimen tested at -33°C plotted against plastic deformation in the specimen. The low strength electrode welds are obviously less susceptible to SCC than the two other welds. This is clearly related to the strength of the weld metal. It is not possible to see any difference between the nickel electrode welds and the standard electrode welds. Microhardness surveys showed a clear correlation between local hardness peaks and stress corrosion cracks, in the same way as was found in the ambient temperature experiments.

Some weld specimens were exposed outdoors in a warm, humid industrial atmosphere for one month, giving a uniform rust layer with thickness 20–30 μm . These specimens developed more stress corrosion cracks than as-welded specimens, indicating that the SCC susceptibility is in-

creased by rust layers which can be present in ammonia tanks [12].

Although it has been shown that stress corrosion cracking can occur in all the different welds tested at -33°C , it must be emphasized that the extent of cracking is considerably lower at -33°C than at ambient temperature. Many of the trends which have been established at ambient temperature have also been found at low temperature, but less pronounced. The experiments demonstrate clearly that both the risk for SCC and the severity of the cracking is much larger at ambient temperature than at -33°C .

MEASURES FOR REDUCING THE RISK FOR SCC IN AMMONIA TANKS

Some practical recommendations can be made from the laboratory results described above and practical experience exchanged within the KASP group. The recommendations given in this paper are formulated by IFE and do not represent any official policy for the companies participating in the Kjeller Ammonia SCC Projects. Practical recommendations can be given for both construction, operation, inspection, repair, commissioning and recommissioning of ammonia storage tanks. Attention should also be given to other recent documents giving practical recommendations for ammonia storage [29–32]. Very detailed and practical advice for pressure vessels containing ammonia is given in reference [30].

Construction of new ammonia tanks

During construction of ammonia storage vessels it is desirable to use fine grained carbon steels with low strength, as the SCC susceptibility increases with the strength of the steel. Soft steels with yield point around 300 MPa (45 ksi) have been used in low temperature ammonia tanks. According to the British guidelines for ammonia storage, the minimum yield strength of the steel should not exceed 350

MPa (50 ksi) [31]. The Finnish guidelines for ammonia pressure vessels recommends steels with a maximum yield strength of 350 MPa, and states that steels with yield strength above 450 MPa (65 ksi) are not suitable for pressure vessels containing anhydrous ammonia [30]. An American standard for storage and handling of anhydrous ammonia states that steels used in pressure vessels for ammonia should have a tensile strength no greater than 480 MPa (70 ksi) [32]. A strength threshold value below which SCC will not occur has not been identified, and in principle the lowest possible strength is the best. Some companies have started to specify a maximum yield strength for the plates and not only an upper bound for the minimum yield strength, in order to be able to discard the hardest plates in a batch.

Stress corrosion cracks in ammonia vessels are primarily associated with welds, and the susceptibility to cracking increases with weld metal strength and hardness. Therefore it is desirable to use soft welding electrodes, giving welds with strength similar to, or only slightly higher than the parent material. Such low strength electrodes have been shown to give lower SCC susceptibility than standard welding electrodes. Welding electrodes containing nickel are often used because they give better fracture toughness. Nickel also tends to increase the hardness of the weld and thereby the cracking susceptibility. The presence of nickel in either the weld or the parent plates does not increase the tendency to cracking as long as the strength of the metal is kept low. One possible way to reduce the SCC risk is to apply high strength electrodes in the filling runs and softer electrodes in the surface runs towards the inner tank surface facing the ammonia. This provides the necessary strength of the weld while high hardness on the top of the weld is avoided.

Residual stresses and local hardness peaks should be minimized by sound welding procedures. It is a good idea to start welding in the weld bead and not on the plate besides the weld in order to avoid local hard spots. Practical experience has shown that the residual stresses and the tendency to cracking can be particularly high in welds where different plate thicknesses are joined, and special care should be put on such welds. Full post weld heat treatment relieves the residual stresses from welding and reduces the risk for SCC considerably. Stress relieving is not practically possible for large storage tanks, but is recommended for smaller transport and storage vessels before they are placed into service for the first time. Stress relieving may also help for old vessels, but cracking can continue in old vessels after stress relieving because cracks can have initiated earlier.

Hard grinding in weld areas may increase the risk for stress corrosion cracking. It is a good practice to minimize the deformation of the surface during grinding by using a soft grinding wheel, and assure that both grinding wheels and grinding procedures are specified, the grinding personnel are instructed properly and the result controlled. Grinding wheels should be cutting and not smearing. Sub-surface deformation is more important than surface roughness. Hard stamping of plates also results in areas with plastic deformation and higher hardness where SCC is initiated more easily.

Although both laboratory experiments and inspections of ammonia tanks have shown that SCC can occur also in low temperature tanks, it is evident that both the risk for SCC

and the severity of the cracking is considerably lower in low temperature storage tanks operating at -33°C (-27°F) than in ambient temperature storage spheres. Several ammonia producers have moved away from spheres to large low temperature storage tanks.

Commissioning and operation of ammonia storage tanks

The susceptibility to stress corrosion cracking in ammonia is increased by oxygen contents in the ppm range, while water additions reduce the tendency to cracking. It is important to minimize oxygen contamination during both commissioning and operation. Sound commissioning procedures are essential, including careful purging with nitrogen or ammonia gas before liquid ammonia enters the tank in order to avoid a high oxygen content after filling. Hydrostatic testing prior to filling is beneficial by removing oxygen and reducing residual stresses.

Water additions to the ammonia at a level of 0.2% have been much used to avoid cracking in the liquid phase. Water addition does not represent a complete solution, as cracking can still occur in the top of partially filled ammonia spheres in areas of condensation, and some users cannot tolerate water contamination. When this prohibits water addition on a regular basis during normal operation, it can still be helpful to add some water in the tank before filling, ensuring a relatively high water content in the ammonia during the first stage of filling when the oxygen content can be higher than during normal operation. If water addition is used the water should be added from the start of filling of the tank. If possible a higher water content can be used in the initial phase of filling the tank. Often some water is left behind in the tank after hydrotesting. In some cases the tank bottom has been covered with water with 25% ammonia before filling of the tank in order to avoid cracking during commissioning. This may prevent crack initiation during commissioning, but cracks can still develop during normal operation.

The commissioning period is the most critical period with respect to SCC initiation in ammonia storage tanks because the oxygen content is higher shortly after filling of the tank than during normal operation. In low temperature ammonia storage tanks large shrinkage stresses are also present in the tank bottom during cooling of the tank, while the stresses in the tank bottom are lower during normal operation. In low temperature tanks, the oxygen content during normal operation is usually below 1 ppm, and this also reduces the risk for cracking. Stress corrosion crack initiation in low temperature ammonia tanks may take place mainly during and shortly after filling of the tank when the oxygen content and the stresses are higher than during normal operation. However, it has been shown that SCC can occur also in ammonia with very low oxygen contents as found during normal operation of low temperature tanks. Practical experience has also shown that stress corrosion cracks can develop in low temperature tanks despite careful commissioning procedures and addition of water before filling of the tank.

For low temperature ammonia tanks lowering the temperature as much as possible before filling of liquid ammonia can reduce shrinkage stresses during filling. The stress and strain conditions in low temperature ammonia tanks need special attention, especially the residual welding

stresses and shrinkage stresses due to temperature differences during filling. Calculation of the shrinkage stresses caused by cooling of the tank bottom can help to find the maximum temperature for filling of liquid ammonia without causing yield in the tank bottom. For some tanks filling of liquid ammonia when the temperature of the tank is 25°C will cause stresses above the yield point in many of the welds in the tank bottom, while cooling of the tank to 0°C or -10°C before filling of liquid ammonia will lower the stresses beneath the yield point most places. A low cooling rate of the tank may also reduce strain rates during cooling. A cooling rate of 1 K/hour has been found to be practical. Measuring the temperature of the tank itself or the gas going out of the tank during commissioning enables estimation of the cooling rate of the tank.

Inspection and repair of tanks with cracks

Wet fluorescent magnetic particle inspection is regarded to be the most reliable inspection technique for detection of ammonia SCC. Cracks detected by magnetic particle inspection are usually ground away, and weld repair is used if the remaining thickness becomes too small. Repair welding should always be done with welding electrodes giving low strength welds, at least for the surface runs. This is specified for instance in the Finnish guidelines for ammonia pressure vessels [30]. Post weld heat treatment of areas with repair welds reduces the risk for initiation of new stress corrosion cracks. Reinspection after heat treatment is often used because this can reveal small cracks opening up during the heat treatment. Hard grinding in weld areas may increase the risk for stress corrosion cracking. Grinding is often used to remove cracks found during inspection, and some companies practice grinding down repair welds to the original plate surface. It is a good practice to minimize the deformation of the surface during grinding by using a soft grinding wheel, and assure that both grinding wheels and grinding procedures are specified, the grinding personnel are instructed properly and the result controlled. Grinding wheels should be cutting and not smearing.

A major disadvantage of the magnetic particle inspection technique is that it requires emptying the tank, which is both costly and time consuming. The recommissioning after inspection will give increased risk for initiation of new cracks. It is therefore desirable to develop commissioning procedures and external inspection techniques that can assure that no cracks are present and then avoid reopening the tank. Both ultrasonic examination and acoustic emission testing has been used to detect cracks, but these techniques are not sensitive enough to assure that no cracks are present. A new inspection technique that is being evaluated for in-service inspection of ammonia storage tanks is the Field Signature Method (FSM). Preliminary tests have shown that this method is sensitive enough to detect cracks of approximately 2 mm depth and 10 mm length in a 30 mm thick wall at -33°C [34].

SCC in ammonia is an anodic process and it can be prevented by cathodic polarization. An effective way to achieve this is to flame spray zinc onto weld areas. Laboratory experiments have shown that SCC initiation can be prevented by zinc spraying. If zinc spraying is used it must be done close to the welds because the conductivity in ammonia is low. Zinc spraying has been performed in a few railroad tanks with stress corrosion cracks. In 1993 zinc

spraying was carried out on a large number of welds in a low temperature tank where several stress corrosion cracks were found during inspection [28]. The cracks were not removed, only in some areas to measure crack depth. Zinc spraying was done in 50 mm wide bands on both sides of the weld with thickness 200 μm. This makes it possible to perform magnetic particle inspection for SCC cracks in the weld without removing the zinc layer. The tank will be reinspected in five years.

Fracture mechanics techniques have been used to assess the structural integrity of an ammonia tank where complete removal of stress corrosion cracks was not practical [10]. The crack growth model developed by IFE has been used together with field inspection results and probabilistic methods to obtain a quantitative measure for the probability of tank failure as function of time, and application of this approach has given results consistent with observed service cracks [21-23]. This type of approach together with better commissioning procedures and improved techniques for in-service inspection and repair may eventually result in longer safe operation periods between inspections.

ACKNOWLEDGMENT

The experiments described in this paper were carried out in four research projects sponsored by BASF, Federal Republic of Germany; Du Pont, USA; DSM Research, The Netherlands; Kemira, Finland; Norsk Hydro, Norway; ICI, United Kingdom; Health & Safety Executive, United Kingdom; and Agricultural Minerals Corporation, USA. Their technical and financial support and permission to publish this paper is gratefully acknowledged. The recommendations given in this paper are formulated by IFE and do not represent any official policy for the sponsoring companies.

LITERATURE CITED

1. **Loginow A. W., and E. H. Phelps**, *Corrosion*, Vol. 18, p. 299 (1962).
2. **Lyle, F. F.**, Report No. DOT-FH11-8568, US Dept. of Transportation (1976).
3. **Farrow, K., J. Hutchings, and G. Sanderson**, *Br. Corros. J.*, Vol. 16, No. 1, pp. 11 (1981).
4. **Deegan, D. C., and B. E. Wilde**, *Corrosion*, Vol. 29, No. 8, p. 310 (1973).
5. **Wilde, B. E.**, *Corrosion*, Vol. 37, No. 3, p. 131 (1981).
6. **Ludwigen, P. F., and H. Arup**, *Corrosion*, Vol. 32, No. 11, p. 430 (1976).
7. **Blanken, J. M., et al.**, *Plant/Operations Progress*, Vol. 2, No. 4, p. 247 (1983).
8. **Byrne, J. R., F. E. Moir, and R. D. Williams**, "Stress Corrosion in a 12 tonnes Fully Refrigerated Ammonia Storage Tank," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 47e (1988).
9. **Appl, M., K. Fässler, D. Fromm, H. Gebhard, and H. Portl**, "New Cases of Stress Corrosion Cracking in Large Atmospheric Ammonia Storage Tanks," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, paper No. 237d (1989).
10. **Selva, R. A., and A. H. Heuser**, "Structural Integrity of a 12,000-Tonne Refrigerated Ammonia Storage Tank in the Presence of Stress Corrosion Cracks," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, paper No. 238a (1989).

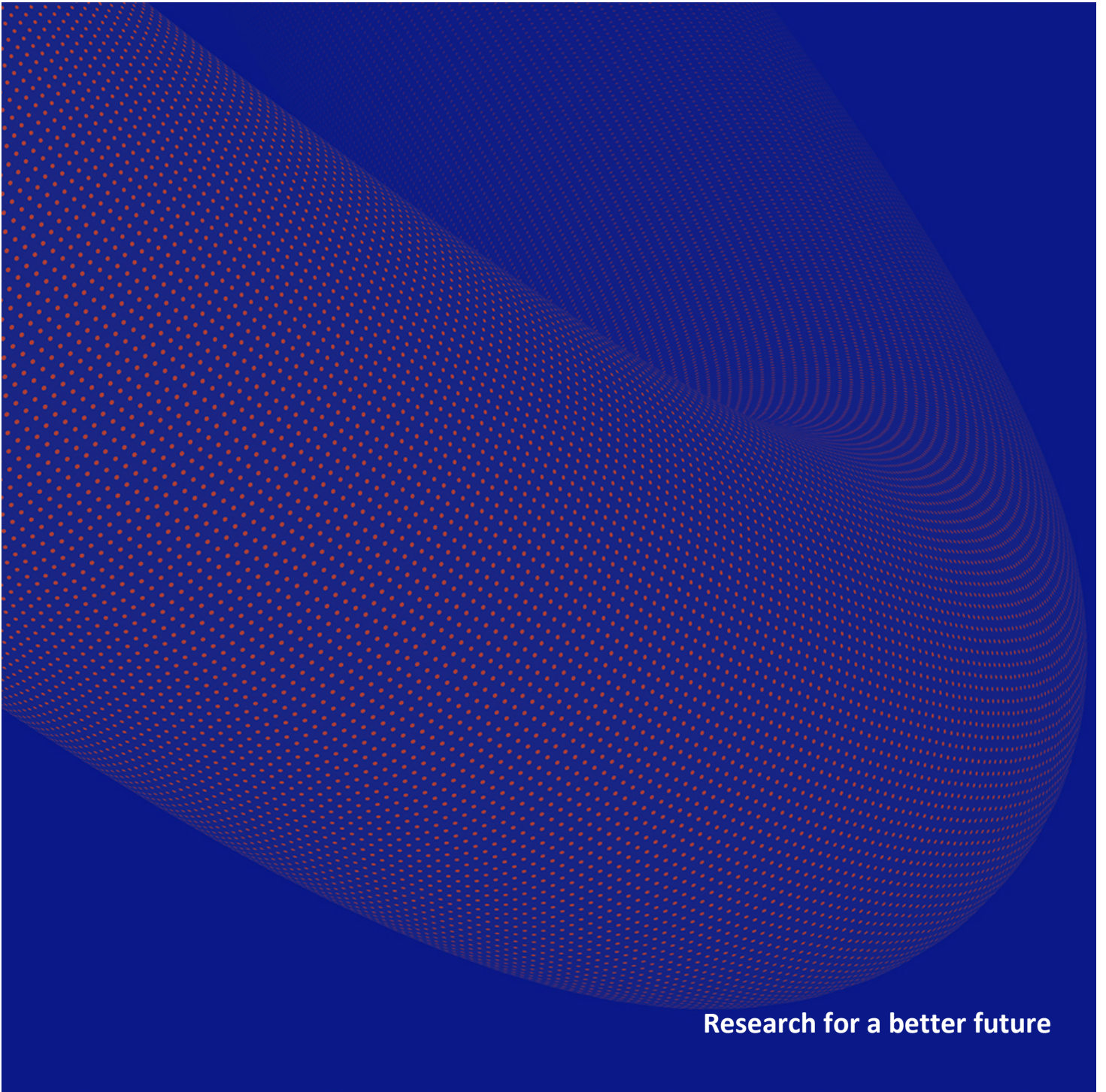
11. **Ali, S. B., and R. E. Smallwood**, "Inspection of an Anhydrous Ammonia Atmospheric Pressure Storage Tank," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, paper No. 98g (1990).
12. **Nyborg, R., and L. Lunde**, "Stress Corrosion Cracking in Low Temperature Ammonia Storage Tanks," AIChE Ammonia Safety Symposium, Paper No. 1a (1994).
13. **Nyborg, R., and L. Lunde**, "The Effect of Welding Electrode Composition and Storage Temperature on SCC of Carbon Steels in Liquid Ammonia," CORROSION/91. NACE, Paper No. 478 (1991).
14. **Lunde, L., and R. Nyborg**, "Stress Corrosion Cracking of Carbon Steel Storage Tanks for Anhydrous Ammonia," The Fertiliser Society, Proceedings No. 307 (1991).
15. **Lunde L., and R. Nyborg**, "Stress Corrosion Cracking of Carbon Steels in Ammonia," *Materials Performance*, Vol. 28, No. 12, pp. 29-32 (1989).
16. **Lunde L., and R. Nyborg**, "SCC of Carbon Steels in Ammonia—Crack Growth Studies and Means to Prevent Cracking," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 238c (1989).
17. **Lunde L., and R. Nyborg**, "Stress Corrosion Cracking of Different Steels in Liquid and Vaporous Ammonia," *Corrosion*. Vol. 43, No. 11, pp. 680-686 (1987).
18. **Lunde L., and R. Nyborg**, "The Effect of Oxygen and Water on Stress Corrosion Cracking of Mild Steel in Liquid and Vaporous Ammonia," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 34e (1986).
19. **Lunde L., and R. Nyborg**, "Stress Corrosion Cracking of Some Metallic Materials in Ammonia at Ambient and Low Temperature," U.K. Corrosion '85, Institution of Corrosion Science and Technology (1985).
20. **Lunde L.**, "Stress Corrosion Cracking of Steels in Ammonia: Specially Vapour-Phase Cracking," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 6b (1983).
21. **Conley, M. J., S. Angelsen, and D. Williams**, "A Modern Approach to Equipment Integrity Solutions," CORROSION/91, Paper No. 169, NACE (1991).
22. **Nyborg, R., L. Lunde, and M. J. Conley**, "Integrity of Ammonia Storage Vessels—Life Prediction Based on SCC Experience," *Materials Performance*, Vol. 30, No. 11, pp. 61-65 (1991).
23. **Nyborg, R., and L. Lunde**, "Life Prediction of Ammonia Storage Tanks Based on Laboratory Stress Corrosion Crack Data," *Application of Accelerated Corrosion Tests to Service Life Prediction of Materials*, ASTM STP 1194, pp. 27-41, ASTM (1994).
24. **Jones, D. A., and B. E. Wilde**, *Corrosion*, Vol. 33, No. 2, p. 46 (1977).
25. **Gräfen, H., et al.**, *Werkst. Korr.*, Vol. 36, p. 203 (1985).
26. **Jones, D. A., C. D. Kim, and B. E. Wilde**, *Corrosion*, Vol. 33, No. 2, p. 50 (1977).
27. **Imagawa, H., T. Konishi, and K. Matsuno**, "Effect of Zinc Coating to Prevent SCC of Ammonia Sphere of High Strength Steel," Annual Meeting of Japan Society for Corrosion Engineering, Tokyo (1984).
28. **Bickel, W., K. Fässler, B. Geis, L. Guns, J. Reininghaus, and M. Walter**, "Application of Cathodic Protection in a Large Atmospheric Ammonia Storage Tank," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE (1994).
29. "Integrity of Equipment in Anhydrous Ammonia Storage and Handling," Technical Committee Report NACE Task Group T-5A-33, NACE Publication 5A192 (1992).
30. "Prevention of Stress Corrosion Cracking in Pressure Vessels Containing Anhydrous Ammonia," TTK-Directive P2-93, Technical Inspection Center (TTK), Finland (1993).
31. "Storage of Anhydrous Ammonia under Pressure in the United Kingdom—Spherical and Cylindrical Vessels," Health and Safety Booklet HS/G 30, Her Majesty's Stationery Office, London (1986).
32. "Safety Requirements for the Storage and Handling of Anhydrous Ammonia," American National Standard Institute K 61.1-89 (1989).
33. **Schulstok, G.**, "Norsk Hydro Agricultural Division Standards on Safe Operating Practice in Storage and Handling of Ammonia," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE (1992).
34. **Hallan, T.**, "In-Service Inspection of Storage Tanks—A New Non-Destructive Evaluation Method," Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, Paper No. 3f (1993).

This paper (1e) was presented at the AIChE Ammonia Plant Safety Symposium held in Vancouver, Canada, September 1994.



Fit for purpose evaluation of 9 % Ni steel tank for ammonia storage

| IFE/F-2021/046 | 2021-07-08



Research for a better future

Report number: IFE/F-2021/046	Availability: Internal	Date: 2021-07-08
Revision:	DOCUS ID: 51696	Number of pages: 10
Client: Gasunie		
Title: Fit for purpose evaluation of 9 % Ni steel tank for ammonia storage		
<p>Summary:</p> <p>A fit for purpose analysis was performed for using the Gasunie 9 % Ni steel tank for storage of liquid ammonia at -33 °C with respect to the likelihood for stress corrosion cracking in different parts of the tank. The analysis shows that SCC cannot be ruled out for the inner tank below the liquid level. Stress corrosion cracking will not be a problem between the inner and outer tank or in other areas exposed only to gaseous ammonia.</p> <p>The Gasunie 9 % Ni steel tank will be fit for purpose for storage of liquid ammonia at -33 °C if measures for minimizing oxygen contamination are followed. Sound commissioning procedures are essential, including careful purging with nitrogen or ammonia gas before liquid ammonia enters the tank in order to avoid a high oxygen content after filling. Internal inspection for SCC cracks should be performed with 7 to 10 years interval, dependent on local regulations. There will be very little probability for serious SCC cracks within this time interval. The probability for stress corrosion cracking will be further reduced to a very low level if the water content in the ammonia can be kept above 0.1 wt% or if zinc spraying is carried out along the welds in the tank.</p>		
Prepared by:	Rolf Nyborg	
Reviewed by:	Attila Palencsar	
Approved by:	Rolf Nyborg	

Contents

1 Introduction 1

2 Scope 1

3 Results from previous ammonia SCC research 1

4 Evaluation of possibility of SCC in a 9 % Ni steel tank operating at -33 °C 6

5 Recommendations 8

6 Conclusions 9

7 References 10

1 Introduction

Gasunie has asked IFE to perform a fit for purpose analysis for using a 9 % nickel steel tank for anhydrous NH_3 , with focus on the possibility for stress corrosion cracking occurring in the tank.

2 Scope

Gasunie is considering converting a 9 % Ni steel LNG storage tank to be used for anhydrous ammonia storage at $-33\text{ }^\circ\text{C}$, and needs an evaluation of whether this material and/or the welds is prone to stress corrosion cracking in anhydrous NH_3 . The evaluation has been focused on the possibility for occurrence of stress corrosion cracking in the different parts of the tank and possible mitigation measures against SCC including influence of water and oxygen content in the ammonia, based on IFE's previous research on ammonia stress corrosion cracking.

3 Results from previous ammonia SCC research

Institute for Energy Technology (IFE) performed in the 1980s and '90s five consecutive international joint industry research projects on stress corrosion cracking in ammonia storage tanks, funded by several of the leading ammonia producers, among them Norsk Hydro (now Yara), BASF, DSM, ICI, Kemira and Du Pont. The first project focused on laboratory testing of ammonia SCC susceptibility of different steels, among them different low alloyed carbon steels and 9 % Ni steel. Later projects focused on the effect of oxygen and water content in the ammonia on SCC susceptibility, studies of different weld materials, crack growth studies and possible protection by zinc spraying the welds.

Stress corrosion cracking in ammonia involves crack initiation by active dissolution of small amounts of iron along slip steps in small local areas where bare metal is exposed by disturbance of the oxide layer due to local plastic deformation. Cracking usually occurs only in the welds, where residual stresses from welding on top of operational stresses can result in local yielding. The cracks are typically in the weld metal perpendicular to the weld and sometimes extending into the heat affected zone. The cracks can grow by local dissolution of the metal along slip steps. Ammonia SCC is an anodic dissolution process driven by potential difference between the bare metal at the crack tip and the oxide covered metal in the outer part of the crack or outside the crack. Unlike some other cracking mechanisms like sulphide stress cracking, it is not related to hydrogen evolution, and ammonia SCC is generally accompanied by no or extremely low general corrosion. The iron dissolved at the crack tip is typically deposited as a corrosion product on the crack walls in the outer part of the crack. This will slow down the crack growth rate as the crack grows deeper.

In the first of the ammonia SCC projects at IFE different carbon steels and 9 % Ni steel were tested for ammonia SCC susceptibility at 18 and $-33\text{ }^\circ\text{C}$ (ref. 1, 2). The carbon steels tested were steels with yield point 390 – 515 MPa typically used in ambient temperature spherical ammonia storage tanks. The 9 % Ni steel tested was a high strength normalized and tempered steel BS 1501-510 with yield point 750 MPa, used for ammonia tanks in trucks and ships.

Both the carbon steels and the 9 % Ni steel were found to be susceptible to stress corrosion cracking at both 18 and $-33\text{ }^\circ\text{C}$ in ammonia with 5 - 50 ppm oxygen and low water content (no

water addition). The tendency to cracking is much lower at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ than at $18\text{ }^{\circ}\text{C}$. In laboratory tests up to one month duration the carbon steels had to be stressed up to the yield point in order to suffer SCC. Some local plastic deformation appears to be necessary to initiate stress corrosion cracks. It should be noted that SCC typically occurs around the welds in storage and transport tanks, where residual stresses from welding in addition to operational stresses can lead to local plastic deformation, also in high strength steels like the 9 % Ni steel. Residual stresses will in practice always be close to the yield point.

For the 9 % Ni steel SCC occurred at $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ at lower stress relative to the yield point, at around 75 % of the yield point. At $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ SCC higher stresses were necessary to induce SCC, and at this low temperature SCC only occurred at stresses around the yield point. The 9 % Ni steel appeared to have higher susceptibility to SCC than carbon steel at ambient temperature, but at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ the carbon steel and 9 % Ni steel showed similar susceptibility to SCC.

Stress corrosion cracking has been a known problem in pressurized ambient temperature ammonia storage tanks since the 1960s. It was previously believed that SCC was not a problem in fully refrigerated ammonia storage tanks operating at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ and atmospheric pressure, but in 1987-89 several stress corrosion cracks were found during inspection of two large fully refrigerated ammonia storage tanks operating at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ (ref. 3, 4).

The effect of oxygen and water content in liquid ammonia on SCC of carbon steel was studied at $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ or $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ (ref. 5, 6). The results at $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ are shown in Figure 1. No SCC occurred to the left of and above the borderline in the figure. The SCC susceptibility at ambient temperature increases with oxygen content up to a certain level and decreases with increasing water content. No cracking was found in ammonia without oxygen additions, while as little as 0.5 ppm oxygen in the liquid phase was enough to induce cracking when the water content was very low. The highest susceptibility was found for ammonia with 3 to 10 ppm wt oxygen and less than 100 ppm wt water. High amounts of water inhibit SCC, and the amount of water needed for inhibition increases with increasing oxygen content. Points marked with vapour phase in Figure 1 are only relevant for pressurized ambient temperature ammonia spherical tanks, where condensation of gaseous ammonia can occur in the upper part of the sphere in situations where the temperature is lower in the upper part of the tank. This is not relevant for refrigerated ammonia tanks operating at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$, where the temperature in the gaseous phase will never be lower than in the bulk liquid phase.

The experiments at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ show that it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ than at ambient temperature. Several specimens did not suffer SCC at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$, and in general the number and size of cracks were much smaller than at ambient temperature, where several large stress corrosion cracks were obtained in only a few hours exposure. The results from the experiments at $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ are shown in Figure 2. Most of the specimens showed either very small stress corrosion cracks or no cracks, but some specimens had larger cracks.

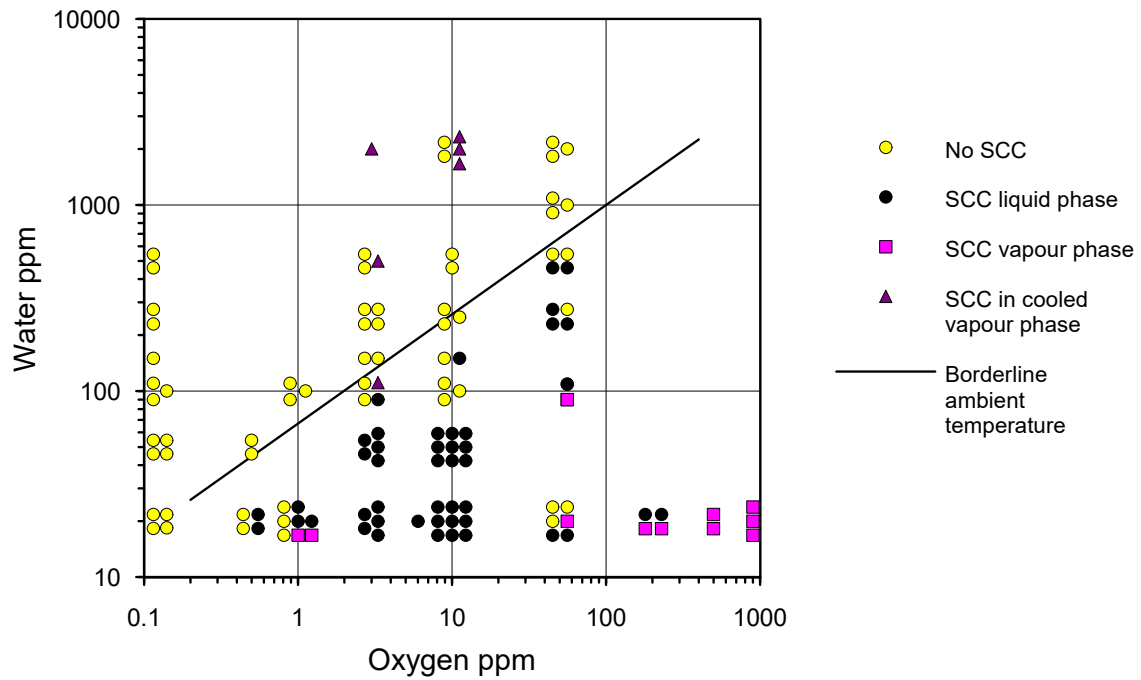


Figure 1. Stress corrosion cracking susceptibility as function of oxygen and water content in ammonia at 18 °C.

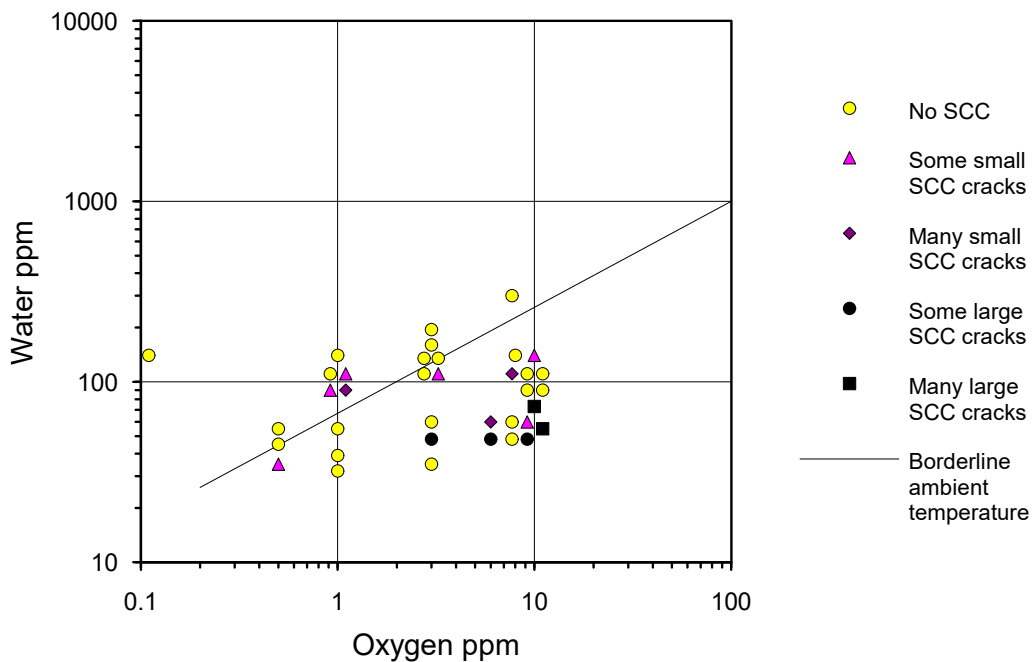


Figure 2. Stress corrosion cracking susceptibility as function of oxygen and water content in liquid ammonia at -33 °C. The borderline for SCC at ambient temperature is included for comparison.

Experiments with 0.5-1 ppm oxygen and up to 100 ppm water (all values are ppm weight) resulted in small stress corrosion cracks in one third of the specimens tested. In experiments with 6-10 ppm oxygen in ammonia at -33 °C both the number of cracks and their size was markedly larger than at lower oxygen contents, and here stress corrosion cracks were found in half of the specimens tested. The largest stress corrosion cracks at -33 °C were found in specimens tested with 10 ppm oxygen in the ammonia and a low water content.

The borderline for SCC at ambient temperature is included in Figure 2. SCC initiation becomes difficult at low temperature when the water content in the ammonia is above 100 ppm, but experiments were not performed with high water contents (i.e. 500-2000 ppm) at -33 °C. It is not possible to draw a borderline for ammonia SCC at low temperature from these experiments, but it is most likely that SCC is prevented by water addition also at -33 °C. The general tendency is that it is much more difficult to initiate stress corrosion cracks at -33 °C than at ambient temperature, but stress corrosion cracking can occur with as low oxygen contents as 0.5 ppm in the ammonia at -33 °C when the water content is below 50 ppm. The oxygen content in the liquid ammonia in low temperature ammonia storage tanks will most likely always be lower than 1 ppm under normal operation. Oxygen contents around 0.5 ppm have been measured in low temperature ammonia tanks.

Crack growth studies were performed with 25 mm thick compact tension (CT) specimens at 18 and -33 °C (ref. 5, 6). Stress corrosion cracks up to 0.5 mm deep were found in specimens tested with stress intensity factor 80 MPa m^{1/2} at 18 °C. The deepest cracks at -33 °C were about one third of the largest crack depths at 18 °C. In the experiments at 18 °C the stress corrosion crack depth was found to be proportional to the square root of the exposure time. The decrease in crack growth rate with time was attributed to a crevice corrosion attack taking place in the outer part of the stress corrosion crack.

Figure 3 shows the crack depth divided by the square root of the exposure time plotted against the stress intensity factor in the range 30 to 120 MPa m^{1/2}. The full-drawn line represents a crack growth model where the maximum stress corrosion crack depth at ambient temperature is predicted to be proportional to the square of the stress intensity factor and the square root of the exposure time according to the following formula:

$$a = 3 \times 10^{-4} K^2 t^{1/2}$$

where

- a = stress corrosion crack depth, mm
- K = stress intensity factor, MPa m^{1/2}
- t = time, years.

Crack growth experiments at -33 °C have only been performed at a stress intensity factor of 80 MPa m^{1/2}, so there are not available data to develop a similar model at low temperature. However, if a similar time and stress intensity factor dependence is assumed at ambient and low temperature, the equation above can give a rough indication of crack growth also at -33 °C if the factor 3 in the equation is replaced by 1, as indicated by the dotted line in Figure 3.

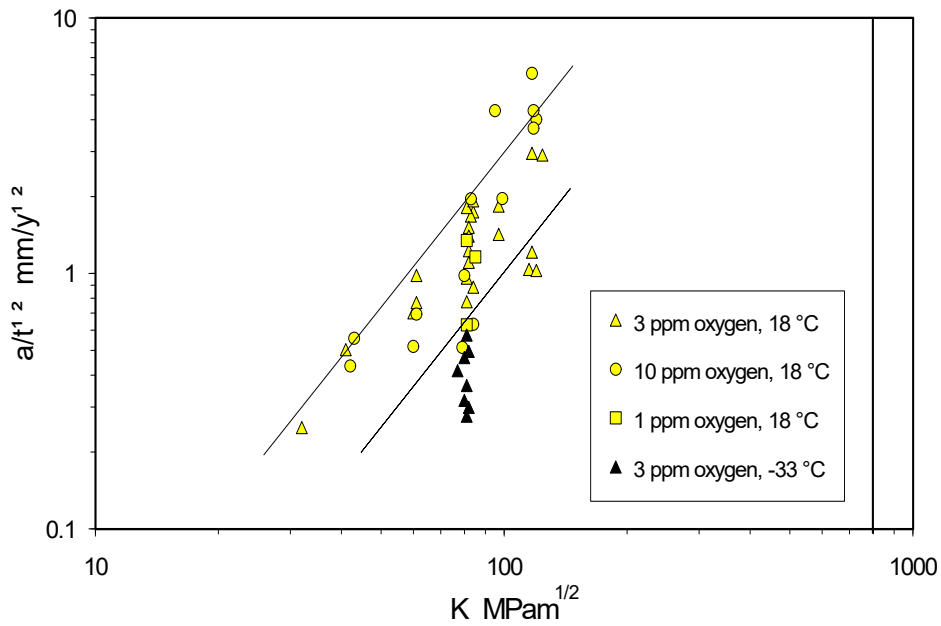


Figure 3. Stress corrosion crack depth divided by square root of exposure time as function of stress intensity factor.

Typical stress intensities in an ambient temperature ammonia sphere can be in the range of 50 MPa m^{1/2} when a 3 mm deep crack is present in an 11 mm thick wall. According to the present model such a crack can grow further to 5 mm in four years and to 6 mm in 8 years. The predicted crack growth is in harmony with practical experience in ambient temperature ammonia tanks, although the model gives somewhat low values compared to the deepest cracks found in practice.

A similar calculation has not been performed for low temperature ammonia storage tanks, where the stress intensity calculation for a given crack geometry can be quite different. However, as shown above the crack growth rate will be slower at -33 °C than at 18 °C.

Electrochemical studies have shown that stress corrosion cracking in ammonia is prevented when the steel is cathodically polarized at potentials more negative than the free corrosion potential, and that this can be achieved by zinc spraying (ref. 5, 6). Zinc spraying has been shown to prevent SCC in ammonia by both laboratory studies and field experience. A zinc sprayed layer of 0.2 mm thickness along the welds will allow protection against SCC for a period of 10 years. In 1993 zinc spraying was applied in a low temperature ammonia tank in Germany where cracks had been found (ref. 7).

4 Evaluation of possibility of SCC in a 9 % Ni steel tank operating at -33 °C

The ASTM A 353 9 % Ni steel in the Gasunie LNG tank has according to the material inspection certificates from 1974 yield point varying from 550 MPa to 760 MPa in the different parts of the tank wall and bottom. The 9 % Ni steel tested at IFE had a yield point of 750 MPa, so it is in the upper end of the span for the 9 % Ni steel in the Gasunie LNG tank. The susceptibility to SCC generally increases with increasing strength. The 9 % Ni steel in the LNG tank should be comparable to the 9 % Ni steel used in the IFE tests.

In the IFE laboratory tests the high strength 9 % Ni steel appeared to have higher susceptibility to SCC than carbon steel at ambient temperature, but at -33 °C the carbon steel and 9 % Ni steel showed similar susceptibility to SCC. This leads to an assumption that the SCC susceptibility at -33 °C of the 9 % Ni steel used in the Gasunie LNG tank should be comparable to the carbon steel used in most of the earlier laboratory tests at -33 °C. The effect on carbon steel of oxygen and water in the ammonia on SCC at -33 °C, should therefore also be applicable for the 9 % Ni steel used in the Gasunie LNG tank. In a low temperature ammonia storage tank it is not likely that the oxygen content in the ammonia will be much higher than 1 ppm if proper measures for minimizing the oxygen content are followed. Then one can assume that SCC will not occur if the water content in the ammonia can be kept above a minimum level around 1000 ppm wt, or 0.1 wt%.

The welds in the Gasunie LNG tank are performed with Inconel filler metal, a high nickel alloy which in general is more corrosion resistant than the 9% Ni base metal. However, there are no laboratory or field experience data available indicating the stress corrosion cracking will not occur in Inconel welds in a 9 % Ni steel ammonia storage tanks.

Both the oxygen content in the ammonia and the stresses in the tank bottom will be higher during filling of a low temperature ammonia tank than during normal operation due to presence of some oxygen before filling of ammonia and shrinkage stresses during cooling of the tank. The period during and shortly after filling of the tank is the most critical period with respect to SCC initiation. It is important to minimize oxygen contamination during both commissioning and operation. Sound commissioning procedures are essential, including careful purging with nitrogen or ammonia gas before liquid ammonia enters the tank in order to avoid a high oxygen content after filling (ref. 5, 6).

Laboratory tests have shown that stress corrosion cracking can occur in both unalloyed carbon steel and 9 % Ni steel in ammonia storage tanks operated at -33 °C. If the water content in the ammonia can be kept above 0.1 wt% the risk for SCC is reduced considerably. Crack growth tests and practical experience have shown that stress corrosion cracks grow slowly over several years. The problem can be kept under control by wet fluorescent magnetic particle inspection followed by grinding away cracks and repair welding if necessary. Inspection intervals of 7 to 10 years have been used previously, but this will have to be checked against possible requirements in current EU or local regulations.

If it is not possible to ensure minimum 0.1 wt% water in the ammonia during normal operation, it can still be helpful to add some water in the tank before filling, ensuring a relatively high water content in the ammonia during the first stage of filling when the oxygen content can be

higher than during normal operation. If water addition is used the water should be added from the start of filling of the tank. If possible, a higher water content can be used in the initial phase of filling the tank. In some cases, the tank bottom has been covered with water with 25 % ammonia before filling of the tank in order to avoid cracking during commissioning. This may prevent crack initiation during commissioning, but cracks can still develop during normal operation.

For low temperature ammonia tanks lowering the temperature as much as possible before filling of liquid ammonia can reduce shrinkage stresses during filling. The stress and strain conditions in low temperature ammonia tanks need special attention, especially the residual welding stresses and shrinkage stresses due to temperature differences during filling. Calculation of the shrinkage stresses caused by cooling of the tank bottom can help to find the maximum temperature for filling of liquid ammonia without causing yield in the tank bottom. For some tanks filling of liquid ammonia when the temperature of the tank is 25 °C will cause stresses above the yield point in many of the welds in the tank bottom, while cooling of the tank to 0 °C or -10 °C before filling of liquid ammonia will lower the stresses beneath the yield point most places. A low cooling rate of the tank may also reduce strain rates during cooling. A cooling rate of 1 K/hour has been found to be practical.

Zinc spraying along the welds in the inner tank is an attractive method to prevent SCC in the tank. This was done in 1993 in a large refrigerated ammonia tank in Germany where cracks had been found (ref. 7). In this case only a 50 mm wide band on both sides of the weld was zinc sprayed, leaving a spacing of 10 mm between the zinc sprayed layer and the weld, in order to be able to inspect the weld later.

For the 9 % Ni steel Gasunie ammonia tank the situation is that stress corrosion cracking can be a problem in the liquid ammonia in the inner tank under the liquid level, as discussed above. The problem can be kept under control by zinc spraying along the welds or addition of water to the ammonia, and sound commissioning and inspection procedures and periodic inspection. SCC is not considered to be a problem in 9 % Ni steel in the gaseous ammonia in the inner tank above the liquid level or between the inner tank and the outer tank, as the temperature in these regions will be equal to or higher than in the inner tank. Condensation of gaseous ammonia is not expected between the inner and the outer tank or in the insulation. SCC can be a problem in the upper part of pressurized ammonia storage tanks operating at ambient temperature, as condensation of ammonia can occur when the temperature in the upper part becomes lower than the bulk liquid, but this is not considered to be a problem for refrigerated ammonia tanks operating at -33 °C. In the same way, SCC is not considered to be a problem for the carbon steel between the inner tank and outer tank or under the roof. Ammonia SCC does not occur in aluminium and will not be a problem in aluminium between the roof and suspended deck or between the suspended deck and liquid level.

5 Recommendations

Ammonia stress corrosion cracking can occur in 9 % Ni steel. At -33 °C the SCC susceptibility is similar in 9 % Ni steel and carbon steel. For the 9 % Ni steel Gasunie ammonia tank SCC is a potential problem in the liquid ammonia in the inner tank. This can be prevented or controlled by following the recommendations given below.

The ammonia SCC susceptibility increases with oxygen contamination and decreases with water addition. In a low temperature ammonia storage tank it is not likely that the oxygen content in the ammonia will be much higher than 1 ppm if proper measures for minimizing the oxygen content are followed. Sound commissioning procedures are essential, including careful purging with nitrogen or ammonia gas before liquid ammonia enters the tank in order to avoid a high oxygen content after filling. SCC can then be prevented if the water content in the ammonia can be kept above a minimum level around 1000 ppm wt, or 0.1 wt%.

Ammonia SCC can be prevented by zinc spraying along the welds in the inner tank. This can be an attractive measure if it is not possible or desirable to specify minimum 0.1 wt% water addition to the ammonia. Zinc spraying can be done on a 50 mm wide band on both sides of the weld. In this case a spacing of 10 mm should be left between the zinc sprayed layer and the weld, in order to be able to inspect the weld later. A zinc sprayed layer of 0.2 mm thickness along the welds will provide protection against SCC for a period of 10 years.

Crack growth tests and practical experience have shown that stress corrosion cracks grow slowly over several years. Inspection intervals of 7 to 10 years have been used previously, but this will have to be checked against possible requirements in current EU or local regulations. Proper inspection requires emptying the tank and is typically done by wet fluorescent magnetic particle inspection followed by grinding away cracks and repair welding if necessary.

The risk for stress corrosion cracking is highest during and shortly after filling due to potentially higher oxygen content and shrinkage stresses during cooling. Sound commissioning procedures are essential, including careful purging with nitrogen or ammonia gas before liquid ammonia enters the tank in order to avoid a high oxygen content after filling, and slow cooling during filling in order to minimize shrinkage stresses.

6 Conclusions

A fit for purpose analysis was performed for using the Gasunie 9 % Ni steel tank for storage of liquid ammonia at -33 °C with respect to the likelihood for stress corrosion cracking in different parts of the tank. The analysis shows that SCC cannot be ruled out for the inner tank below the liquid level. Stress corrosion cracking will not be a problem between the inner and outer tank or in other areas exposed only to gaseous ammonia, as summarized in the table below.

Ammonia phase	Material	Location in the tank	Temperature (approx.)	SCC suspected?
Liquid	9 % nickel steel	In the inner tank below the liquid level	Below -33 °C	Yes
Gaseous	9 % nickel steel	In the inner tank above the liquid level	-33 °C	No
Gaseous (inside insulation)	9 % nickel steel	Between inner tank and outer tank above the liquid level	-33 °C – -20 °C	No
Gaseous (inside insulation)	9 % nickel steel	Between inner tank and outer tank below the liquid level	-33 °C – -20 °C	No
Gaseous (inside insulation)	Carbon steel	Between inner tank and outer tank	-20 °C – 30 °C (Ambient)	No
Gaseous (under roof)	Carbon steel	Under the roof	-20 °C – 30 °C (Ambient)	No
Gaseous	Aluminium	Between roof and suspended deck	-20 °C – 30 °C (Ambient)	No
Gaseous	Aluminium	Between suspended deck and liquid level	-33 °C – -20 °C	No

The Gasunie 9 % Ni steel tank will be fit for purpose for storage of liquid ammonia at -33 °C if measures for minimizing oxygen contamination are followed. Sound commissioning procedures are essential, including careful purging with nitrogen or ammonia gas before liquid ammonia enters the tank in order to avoid a high oxygen content after filling. Internal inspection for SCC cracks should be performed with 7 to 10 years interval, dependent on local regulations. There will be very little probability for serious SCC cracks within this time interval. The probability for stress corrosion cracking will be further reduced to a very low level if the water content in the ammonia can be kept above 0.1 wt% or if zinc spraying is carried out along the welds in the tank.

7 References

1. Liv Lunde, Rolf Nyborg: Stress Corrosion Cracking of Some Metallic Materials in Ammonia at Ambient and Low Temperature, U.K. Corrosion '85, Institution of Corrosion Science and Technology, 1985.
2. Liv Lunde, Rolf Nyborg: Stress Corrosion Cracking of Different Steels in Liquid and Vaporous Ammonia. Corrosion, Vol. 43, No. 11, pp. 680-686, 1987, NACE.
3. J.R. Byrne, F.E. Moir, R.D. Williams: Stress Corrosion in a 12 ktonnes Fully Refrigerated Ammonia Storage Tank, Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, 1988, Paper No. 47e.
4. Max Appl, Karl Fässler, Dieter Fromm, Hans Gebhard, Herbert Portl: New Cases of Stress Corrosion Cracking in Large Atmospheric Ammonia Storage Tanks, Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, 1989, Paper No. 237d.
5. Rolf Nyborg, Liv Lunde, Per-Erik Drønen: Control of Stress Corrosion Cracking in Liquid Ammonia Storage Tanks. The Fertiliser Society, London, Proceedings No. 382, 1996.
6. Rolf Nyborg, Liv Lunde: Measures for Reducing Stress Corrosion Cracking in Anhydrous Ammonia Storage Tanks. Process Safety Progress, Vol. 15, No. 1, pp. 32-41, 1996.
7. W. Bickel, K. Fässler, B. Geis, L. Guns, J. Reininghaus, M. Walter, Application of Cathodic Protection in a Large Atmospheric Ammonia Storage Tank, Safety in Ammonia Plants and Related Facilities Symposium, AIChE, 1994.



Tittel: Fit for purpose evaluation of 9 % Ni steel tank for ammonia storage

Dokumentklasse:

Signatører:

Content Approval:

Rolf Nyborg
ife.no\Rolf.Nyborg

2021-07-09 13:40:17 (UTC+00:00)



Kjeller

P.O. Box 40, NO-2027 Kjeller

Office address
Instituttveien 18, Kjeller, Norway

Tel.: +47 63 80 60 00

Halden

P.O. Box 173, NO-1751 Halden

Office address
Os allé 5, Halden, Norway

Office address, reactor facility
Tistedalsgata 20, Halden, Norway

Tel.: +47 69 21 22 00

firmapost@ife.no | www.ife.no | [f facebook.com/energiteknikk/](https://www.facebook.com/energiteknikk/) | [t @energiteknikk](https://twitter.com/energiteknikk)

Stellungnahme zur Umrüstung des LNG-Terminals für die Einfuhr, Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Ammoniak gemäß § 5 Absatz 3 LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG)

Nach § 5 Abs. 3 LNGG ist die immissionsschutzrechtliche Genehmigung für Anlagen nach § 2 Absatz 1 Nummer 2 LNGG nur zu erteilen, wenn der Antragsteller nachweist, dass die Anlage bis spätestens zum 1. Januar 2044 so umgerüstet werden kann, dass sie zur Einfuhr, Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Ammoniak genutzt werden kann und darlegt, dass die Kosten der Umrüstung 15 Prozent der Kosten für die Errichtung der beantragten Anlage nicht überschreiten werden. Der Nachweis gilt als erbracht, wenn im Zeitpunkt der Genehmigung

1. die für den Betrieb mit verflüssigtem Ammoniak angemessenen Sicherheitsabstände zu Schutzobjekten eingehalten werden,
2. die Beschaffenheit der Fundamente, der Außenwände und der Dachkonstruktion der Lagerstätten für einen Betrieb mit verflüssigtem Ammoniak ausgelegt sind und
3. die Materialien und der innere Aufbau der Lagerstätten unter Beachtung des aktuellen Stands der Sicherheitstechnik so umgerüstet werden können, dass die statischen, sicherheitstechnischen und störfallrechtlichen Anforderungen für die Lagerung und für den Umgang mit verflüssigtem Ammoniak erfüllt werden.

Die Vorhabenträgerin bestätigt, dass die Umrüstung nach derzeitiger Einschätzung im Rahmen der Kostengrenze möglich sein wird.

Zur Machbarkeit der Umrüstung

Die in § 5 Absatz 3 Satz 2 LNGG aufgeführten Nachweise wurden erbracht und sind wie folgt in den Antragsunterlagen enthalten:

Zu Nr. 1:

Es wird ein Sicherheitsabstand zu Schutzobjekten eingehalten, der nach Auffassung der Vorhabenträgerin für den Betrieb mit verflüssigtem Ammoniak gemäß § 3 Abs. 5c Bundes-Immissionsschutzgesetz angemessen ist, wie in Abschnitt 17.01.01 der Antragsunterlagen dargestellt.

Zu Nr. 2:

Fundament, Außenwände und Dachkonstruktion der LNG-Lagertanks (Lagerstätten) werden bereits jetzt für die spätere Nutzung zur Lagerung von verflüssigtem Ammoniak ausgelegt. Es wird dabei insbesondere berücksichtigt, dass Ammoniak eine höhere Dichte aufweist und daher bei selbem Volumen schwerer ist. Technische Details sind in den Abschnitten 12.01, sowie 17.01.02 der Antragsunterlagen dargestellt.

Zu Nr. 3:

Der innere Aufbau der LNG-Lagertanks und die dort verwendeten Materialien können nach dem derzeitigen Stand der Technik so umgerüstet werden, dass sie die statischen, sicherheitstechnischen und störfallrechtlichen Anforderungen der Lagerung und des Umgangs mit verflüssigtem Ammoniak erfüllen. Die Umrüstung im Sinne des § 5 Absatz 3 LNGG wurde unter Einbeziehung von Fachfirmen bereits vorgeplant und ist demnach möglich. Die

technischen Details der aktuellen Vorplanung sind in den Abschnitten 17.01.03 und 17.01.04 dargestellt.

Zu den Kosten der Umrüstung:

Die Vorhabenträgerin bestätigt hiermit, dass nach derzeitiger Schätzung die voraussichtlichen Kosten der Umrüstung auf der Grundlage der Vorplanung nicht mehr als 15 Prozent der für das Gesamtprojekt erwarteten Investitionskosten in Höhe von 800 Mio. EUR betragen werden. Der sich daraus ergebende, erhebliche finanzielle Rahmen von ca. 120 Mio. EUR reicht für die Durchführung der vorbenannten Maßnahmen in jedem Fall aus. Die Vorhabenträgerin weist darauf hin, dass die Schätzung auf Basis der aktuellen Planung erfolgt und für deren Richtigkeit für die Realisierung der Umrüstung, insbesondere infolge von Änderungen von Design und/oder technischen Standards, sowie Kostenentwicklungen zum jetzigen Zeitpunkt keine Haftung übernommen wird.

Hamburg 10.11.2023

German LNG Terminal GmbH

Dr. Erich Jurdik
Geschäftsführer

Dipl.-Ing. Hans-Joachim Großmann
Genehmigungsplanung

Kap. 17_2

Zusammenfassung der kerntechnischen Störfallvorsorge

für den Betriebsbereich

LNG-Terminal in Brunsbüttel

1 Kerntechnische Störfallvorsorge

Die Beschreibung von Störfallablaufszszenarien auf der Grundlage exzeptioneller Ereignisse und/oder Annahmen und deren Bewertung wurde im Rahmen des vorgeschalteten Planfeststellungsverfahrens durchgeführt. Die folgenden Angaben sind dieser Unterlage entnommen.

Im Rahmen der kerntechnischen Störfallvorsorge werden die Auswirkungen verschiedener exzeptioneller Freisetzungs-/Explosionsszenarien untersucht. Ziel dieser Untersuchungen ist ausschließlich die Ermittlung der möglichen Auswirkungen von Explosionsereignissen im Betriebsbereich German LNG-Terminal Brunsbüttel auf die benachbarten kerntechnischen Unterlagen.

Als Grenzwert für die Explosionsauswirkungen auf die kerntechnischen Unterlagen wird gemäß der BMI-Richtlinie für den Schutz von Kernkraftwerken gegen Druckwellen aus chemischen Reaktionen (1976) ein Explosionsüberdruck von 0,45 bar (450 mbarg) zugrunde gelegt. Wird dieser Grenzwert an den jeweiligen kerntechnischen Unterlagen nicht erreicht, ist ein ausreichender Sicherheitsabstand nachgewiesen.

Folgende Abstände der Anlagenbereiche im LNG-Terminal zu den kerntechnischen Anlagen wurden berücksichtigt:

Abstände zu kerntechnischen Anlageteilen aus Unterlage 19.1 (PFV)

Anlagenbereich im LNG-Terminal	Abstand zu kerntechnischen Anlagen [m], ca.-Werte				
	TBH 1	TBH 2	LasmA	SZB	RGB
LNG-Lagertank T-211	1.096	1.154	1.119	1.188	952
LNG-Lagertank T-221	1.167	1.227	1.160	1.214	958
Anleger 1	1.246	1.277	1.071	983	741
Anleger 2	1.043	1.066	841	732	519
LNG-Entladeleitung	920	965	845	845	565
EKW-Verladung	900	965	880	900	630

Anlagenbereich im	Abstand zu kerntechnischen Anlagen [m], ca.-Werte				
	930	985	925	965	713
TKW-Verladung					
Erläuterung: TBH – Transportbereitstellungshallen LasmA – Lager für schwach- und mittelradioaktiven Abfall SZB – Standort-Zwischenlager Brunsbüttel für abgebrannte Brennelemente (hochradioaktiver Abfall) RGB – Reaktorgebäude (bereits brennelementefrei)					

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften einer Gaswolke und der geringen Verdämmung vor Ort wird davon ausgegangen, dass die Explosion als Deflagration und nicht als Detonation ablaufen wird. Das bedeutet, dass sich die Explosion mit Unterschallgeschwindigkeit fortpflanzt.

Es werden drei Modelle zur Berechnung des maximalen Explosionsüberdrucks verwendet. Das BMI-Modell (BMI 1976) beruht auf einer Formel, die nur die zu berücksichtigende Gasmasse als Variable enthält. Als jeweiliges Kriterium für die Berechnung des maximalen Explosionsüberdruckes wird im TNT-Äquivalenzmodell ein „Wirkfaktor“ verwendet und im Multi-Energy-Modell die Festlegung der Explosionsstärke in verschiedene Klassen eingestuft.

Es werden verschiedene Szenarien unterschieden. In der folgenden Tabelle werden die Szenarien kurz beschrieben und die Ergebnisse der Berechnungen dargestellt.

Szenarien und Ergebnisse der kerntechnischen Störfallbetrachtungen

Szenario Nr.	Beschreibung	BMI-Methode	TNT-Äquivalenzmodell	Multi-Energy-Modell
		(Radius, in dem der Explosionsüberdruck mehr als 0,45 bar beträgt, jeweils Höchstwerte verschiedener Einzelszenarien)		
1	Freisetzung aus dem größten Einzeltank eines Qmax-Schiffes	Unterschreitung ^A der Sicherheitsabstände (1.111 m)	Überschreitung ^A der Sicherheitsabstände (410 m)	Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht
2	Freisetzung von LNG aus einem Eisenbahnkesselwagen-Einzeltank	Überschreitung der Sicherheitsabstände (138 m)	Überschreitung der Sicherheitsabstände (48 m)	Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht
3	Freisetzung von LNG aus Tankkraftwagen-Einzeltank	Überschreitung der Sicherheitsabstände (103 m)	Überschreitung der Sicherheitsabstände (35 m)	Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht
4	Freisetzung von LNG	Unterschreitung ^A	Überschreitung der	Grenzwert von

Szenario Nr.	Beschreibung	BMI-Methode	TNT-Äquivalenzmodell	Multi-Energy-Modell
	aus dem größten Lagertank	der Sicherheitsabstände (1.610 m)	Sicherheitsabstände (581 m)	0,45 bar nicht erreicht
5	Freisetzung von LNG aus einem großen Leckdurchmesser (1000 mm) am LNG-Lagertank	Nicht mit der BMI-Methode betrachtet	Überschreitung der Sicherheitsabstände (243 m)	Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht
6	Freisetzung von LNG aus der Transferleitung	Überschreitung der Sicherheitsabstände (271 m)	Überschreitung der Sicherheitsabstände (278 m)	Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht
7	Freisetzung von LNG an der Intankpumpe	Überschreitung der Sicherheitsabstände	Überschreitung der Sicherheitsabstände (11 m)	Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht
<p>^A Unterschreitung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Sicherheitsabstand nicht eingehalten wird, Überschreitung bedeutet, der Sicherheitsabstand wird eingehalten.</p> <p>Rot hinterlegt: Nur mit der pauschalen BMI-Methode wäre die kerntechnische Sicherheit nicht gegeben.</p>				

Die Tabelle zeigt, dass es bei zwei Szenarien und Anwendung der BMI-Methode zu einer Unterschreitung der Sicherheitsabstände kommt. Daher ist eine Betrachtung der Wahrscheinlichkeit dieser Szenarien erforderlich.

Von GOC/Inburex (Unterlage 19.1 (PFV)) wird ausgesagt, dass unter Berücksichtigung der Versagenswahrscheinlichkeiten von $1 \cdot 10^{-8}$ pro Betriebsjahr (d. h. ein Versagensfall pro 100 Millionen Jahren) und der projektspezifischen Bemessungsvorgaben (z. B. Explosionsdruckwelle von 300 mbarg) ein plötzliches und vollständiges Versagen der LNG-Tankbauwerke vernünftigerweise ausgeschlossen werden kann. Diese Aussage stützt sich dabei auf die Unterlage 19.6 (PFV)

Die Versagenswahrscheinlichkeit für eine Kollision mit Gasfreisetzung auf einem LNG-Tankschiff wird auf $1,17 \cdot 10^{-7}$ beziffert. Unter Berücksichtigung dieser Versagenswahrscheinlichkeiten und der dargestellten Abläufe bei einer Kollision kann ein plötzliches und vollständiges Versagen eines LNG-Tanks auf einen LNG-Tanker vernünftigerweise ausgeschlossen werden.

Laut GOC/Inburex (Unterlage 19.1) gewährleistet die Berechnung nach dem Multi-Energy-Modell als einziges Modell eine realistische und auch hinreichend konservative Beurteilung. Bei diesem Modell wird der Grenzwert von 0,45 bar nicht erreicht.

2 Freisetzung von LNG/Erdgas am Terminal

Für das exzeptionelle Szenario 5 – Freisetzung von LNG aus einem Leckage-Durchmesser von 1000 mm – wurden weitere Berechnungen zur theoretischen Ausbreitung einer LNG-Lache durchgeführt. Damit soll abgeschätzt werden, ob eine explosionsfähige Atmosphäre die kerntechnischen Anlagen erreicht und bei einem Lachenbrand kritische Wärmestrahlungsgrenzwerte bis zu den kerntechnischen Anlagen reichen.

Ohne Berücksichtigung der Topografie würde die maximale Ausdehnung der unteren Explosionsgrenze (UEG) als zündfähiges Erdgas/Luft-Gemisch 1.460 m betragen, die kerntechnischen Anlagen liegen dabei innerhalb dieser Kontur. Die Lache selbst hätte einen Radius von 445 m. Bei brennender Lache würde die 5 kW/m²-Kontur (Grenzwert für Industriegebiete allgemein) teilweise das Reaktorgebäude erreichen, die bautechnisch spezifische Bestrahlungsstärke von > 8 kW/m² reicht nicht bis an das KKB heran.

Mit Berücksichtigung der Topografie wurde untersucht, ob der Wall im Norden und Westen, die Kohleflächen und der Landesschutzdeich im Süden sowie ein ergänzender, mindestens 1,5 m hoher Wall in Nord-Süd-Richtung eine Ausbreitungsbarriere bilden. Das aufzufangende Volumen beträgt dabei 165.000 m³, somit das gesamte Volumen eines LNG-Tanks. Im Ergebnis würde bereits eine Wallhöhe von 0,65 m ausreichen, um das Volumen aufzunehmen. Die sich durch die Ostzufahrt ergebende Öffnung kann vernachlässigt werden.

3 Eindringen brennbarer Gase in die kerntechnischen Anlagen

Da nicht auszuschließen ist, dass ein zündfähiges Gemisch nahe der unteren Explosionsgrenze bei den kerntechnischen Anlagen des KKB vorliegt wurde vom Betreiber Vattenfall eine entsprechende Risikoeinschätzung durchgeführt. Die Einschätzung kommt zu dem Schluss: „Das Eindringen von brennbaren Gasen in das SZB, das Lasma und auch in das KKB sind derart unwahrscheinlich, dass hieraus keine sicherheitstechnischen Anforderungen ableitbar wären. Insoweit sind negative Auswirkungen der geplanten Flüssiggasanlagen am Standort Brunsbüttel in Hinblick auf das Eindringen brennbarer Gase nicht zu besorgen.“

Das Eindringen von brennbaren Gasen in die kerntechnischen Anlagen wird, wie auch das Freisetzen eines gesamten LNG-Tank-Inhalts, als hypothetisches Szenario eingestuft. Dazu ergänzend ist festzuhalten, dass Gasfreisetzungen frühzeitig auf dem Terminalgelände, also am Entstehungsort detektiert werden.

Die primären und sekundären Sicherheitsmaßnahmen (siehe Abschnitt 6 Sicherheitsbericht) in dem LNG-Terminal sind grundsätzlich so ausgerichtet, dass sie:

- störfallverhindernd
- auswirkungsbegrenzend

wirken. Dazu gehören auch Maßnahmen zur frühzeitigen Detektion einer Gasfreisetzung:

- Gaswarnsensorik im Bereich der Prozessanlagen
- Temperatursensorik zur Erkennung tiefkalter LNG-Freisetzungen
- Kameraüberwachung (CCTV) auf dem Terminalgelände (Nebelschwaden)
- Not-Aus Einrichtungen

Daneben gibt es Einrichtungen und Maßnahmen zur Manipulation einer Gaswolke.

- Die geplante Topografie (Erdwälle) und Anlagenaufstellung führen dazu, dass sich keine homogene große Gaswolke bilden kann.
- Löschwassermonitore können Wasserwände bilden und damit Gaswolken eingrenzen, Schwergaswolken „erwärmen“, aufsteigen lassen.
- An den Hydranten können zusätzlichen Hydroschilder installiert werden, die Wasserwände bilden und damit Gaswolken eingrenzen, Schwergaswolken „erwärmen“, aufsteigen lassen.

Der gesamte Terminal unterliegt den erweiterten Pflichten der Störfallverordnung daraus ergibt sich eine Dokumentations- und Informationspflicht zur Notfallplanung.

- Aufstellung eines internen Alarm- und Gefahrenabwehrplanes (AGAP) gemäß § 10 Abs.1 der Störfallverordnung

- Externe Notfallpläne gemäß dem Gesetz über den Katastrophenschutz in Schleswig-Holstein (Landeskatastrophenschutzgesetz - LKatSG -)
- Information für die Öffentlichkeit

Die Anforderungen an die Inhalte von internen Alarm- und Gefahrenabwehrpläne und externe Notfallpläne schließen insbesondere Alarmierungen und Warnungen der Nachbarschaft mit ein. Damit sind nicht nur die Störfallbetriebe im ChemCoastPark Brunsbüttel, sondern auch die kerntechnischen Anlagen abgedeckt. Aufgrund des frühzeitigen Detektierens einer hypothetisch großen Gasfreisetzung kann die gesamte Nachbarschaft unmittelbar in die Gefahrenabwehr eingebunden werden.

4 Erdgastransportleitung ETL 180

Weiterführend wurden die Auswirkungen infolge einer Leckage an der geplanten Erdgastransportleitung ETL 180 berücksichtigt. Die Leitung hat eine Länge von ca. 55 km und ist durch mehrere Schieberstationen in einzelne Abschnitte unterteilt. Die erste Schieberstation folgt nach 16,554 km. Der Innendurchmesser der Leitung beträgt 800 mm, der maximale Betriebsdruck 84 bar.

Als Bewertungsmaßstab wird die obengenannte BMI-Methode herangezogen.

Darin heißt es weiterhin:

„Der einzuhaltende Sicherheitsabstand R von ca. 629 m liegt deutlich unterhalb der tatsächlichen Abstände zwischen den relevanten kerntechnischen Anlagen und der Gashochdruckleitung ETL 180, sodass gem. der o. g. Richtlinie (vgl. Bewertungsmaßstab) eine ausreichende Sicherheit der kerntechnischen Anlagen bei einer unterstellten Explosion aufgrund eines Gasaustrittes aus der ETL 180 nachgewiesen werden konnte. Es werden keine weiterführenden Betrachtungen bzw. zusätzliche Maßnahmen erforderlich.“

Zu den entsprechenden Sicherheitseinrichtungen und Angaben zur Notfallvorsorge für die Erdgastransportleitung ETL 180 gehören u.a.:

Das gesamte Leitungsnetz der GUD wird durch eine zentrale Leitwarte durchgängig (24/7) fernüberwacht. Diese Leitwarte ist an einem zweiten Standort redundant aufgebaut, sodass eine kontinuierliche Steuerung und Überwachung auch im Falle einer Störung am primären Standort der Leitwarte sichergestellt ist.

Als relevante Parameter werden der Druck und der Durchfluss im Leitungssystem in Echtzeit überwacht. Somit kann bei einem Ereignis unverzüglich durch das Personal der Leitwarte reagiert werden.

Die betrieblichen Einrichtungen (Anlagen) von GUD sind so ausgelegt, dass sie unbemannt betrieben werden können. Die Steuerung kann hierbei über eine kabelgebundene Verbindung und ergänzend über einen alternativen Kommunikationsweg (z. B. funktechnisch) erfolgen. Weiterhin sind relevante Sicherheitseinrichtungen manuell bedienbar.

Die Behebung von Störungen erfolgt durch Bereitschaftsdienste, die sowohl die Betriebsführung sichern als auch die Wartungsaufgaben erfüllen.

Die Organisation der technischen Bereitschaft bei GUD gewährleistet im Fall von Störungen, dass Personen zuverlässig erreicht werden, die ausreichend kompetent und entscheidungsfähig sind, um Risiken und Gefahren abzuwenden oder zu mindern, Störungsstellen unverzüglich zu sichern und nötigenfalls den ursprünglichen Betriebszustand schnellstmöglich wieder herzustellen.

Die Anforderungen an technische Bereitschaften sind insbesondere im DVGW-Regelwerk, Merkblatt G 1000 sowie Arbeitsblatt GW 1200, definiert.

Weiterhin steht im Ereignisfall ein ständig in Bereitschaft befindliches Notfallmanagement zur Verfügung. Die Anforderungen hieran sind ebenfalls im DVGW-Regelwerk, Merkblatt G 1002, definiert.

Auswirkungen eines Explosionsereignisses mit radiologischen Folgewirkungen werden daher im Weiteren nicht mehr betrachtet.