




***Abschlußbericht GasPax  
Sicherheitstechnische Bewertung für die  
Nutzung von Brennstoffen mit niedrigen  
Flammpunkten auf Passagierschiffen***

Bericht Nr. CL-T-SM.002

Version 01/2013-05-21

Abteilung CL-T-SM

## Berichtskontrollblatt

<b>Durchführende Institution(en) (Name, Adresse):</b> Germanischer Lloyd Brooktorkai 18 20457 Hamburg	<b>Fördernde Institution (Name, Adresse):</b> BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 53107 Bonn										
<b>Titel:</b> Abschlußbericht GasPax (gefördert vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie): Sicherheitstechnische Bewertung für die Nutzung von Brennstoffen mit niedrigen Flammpunkten auf Passagierschiffen											
<b>Inhalt:</b> <p>Die zunehmenden Anforderungen an die Emissionen von Schiffen erfordert die Entwicklung innovativer Schiffe mit umweltfreundlichen Antriebskonzepten. Das Verbundprojekt GasPax untersuchte systematisch den Einsatz von alternativen, umweltfreundlicheren Kraftstoffen mit einem Flammpunkt unter 60°C anhand von unterschiedlichen Schiffsentwürfen der Meyer Werft, der Flensburger Schiffbau-Gesellschaft sowie der Fr. Lürssen Werft. Im Rahmen des Verbundprojektes GasPax führte der Germanische Lloyd die sicherheitstechnische Bewertung der drei verschiedenen Schiffsentwürfe durch.</p> <p>Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass auf Basis der von den Werften eingereichten Unterlagen die bordseitige Integration der Gasantriebsysteme (LNG) erfolgreich durchgeführt wurde. Die sicherheitstechnische Untersuchung der drei unterschiedlichen Schiffsentwürfe hat keine Gefahren aufgezeigt, welche nicht durch geeignete Sicherheitsmassnahmen auf ein akzeptables Niveau reduziert werden konnten. Somit kann von einem sicheren Betrieb der Schiffskonzepte ausgegangen werden.</p>											
Abteilung: CL-T-SM											
Version Nr.:            1	Datum der letzten Version: 2013-05-21										
Bericht Nr.:            CL-T-SM.002 Auftrags-Nr.: GL Reg. Nr.:	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;"><b>Seitenzahl</b></td> <td style="width: 40%;"><b>Status</b></td> </tr> <tr> <td>im Hauptteil            : 43</td> <td><input type="checkbox"/> Entwurf</td> </tr> <tr> <td>im Tabellenteil        :</td> <td><input checked="" type="checkbox"/> abgeschlossen</td> </tr> <tr> <td>im Bildteil             :</td> <td><input type="checkbox"/> GL intern</td> </tr> <tr> <td>in Anhängen            : 16</td> <td></td> </tr> </table>	<b>Seitenzahl</b>	<b>Status</b>	im Hauptteil            : 43	<input type="checkbox"/> Entwurf	im Tabellenteil        :	<input checked="" type="checkbox"/> abgeschlossen	im Bildteil             :	<input type="checkbox"/> GL intern	in Anhängen            : 16	
<b>Seitenzahl</b>	<b>Status</b>										
im Hauptteil            : 43	<input type="checkbox"/> Entwurf										
im Tabellenteil        :	<input checked="" type="checkbox"/> abgeschlossen										
im Bildteil             :	<input type="checkbox"/> GL intern										
in Anhängen            : 16											
<b>Bearbeiter</b>	<b>freigegeben</b>										
 Benjamin Scholz	 Georg Martin  Henning Pewe										

## ***INHALT***

<b>I</b>	<b>Kurzdarstellung</b>	<b>4</b>
I.1	Aufgabenstellung	4
I.2	Voraussetzungen des Projektes	4
I.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	5
I.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand	6
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	9
<b>II</b>	<b>Eingehende Darstellung</b>	<b>11</b>
II.1	Evaluierung alternativer Brennstofftechnik	11
II.1.1	Überprüfung der Verfügbarkeit von Kraftstoffen mit Flammpunkt unter 60°C	11
II.1.2	Untersuchung geeigneter Gasmotoren für den Seebetrieb	13
II.1.3	Untersuchung von Lagerungsmöglichkeiten gasförmiger Brennstoff	14
II.1.4	Abschätzung des künftigen Einsatzpotentiales gasgetriebener Schiffe	16
II.1.5	Kriterien für die Auswahl geeigneter Brennstoffe	18
II.2	Sicherheitskonzept	20
II.2.1	Sicherheitstechnische Bewertung der Schiffsentwürfe	20
II.2.2	Gefahrenidentifikation der Schiffsentwürfe	24
II.2.3	Durchführung von Failure Mode and Effects Analysis	25
II.2.4	Randbedingungen	30
II.2.5	Betrachtete Systems	31
II.2.6	Erarbeitung Alternativer Design Vorschläge	34
II.2.7	Erarbeitung von Vorschlägen für Bunkersprozeduren	34
II.2.8	Zusammenfassende Beurteilung der drei Schiffsentwürfe	37
II.3	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	37
II.4	Erfolgte bzw. geplante Veröffentlichung	38
<b>III</b>	<b>Anhang</b>	<b>39</b>

### ***Abbildungsverzeichnis***

Abb. I.1 Übersicht Arbeitskomplexe des Verbundvorhabens GasPax	5
Abb. I.2 Zeitschiene Richtlinienentwicklung für gasbetriebene Schiffe	7
Abb. I.3 Grenzwerte des Schwefelgehaltes im Bunker	8
Abb. I.4 Übersicht Umweltauflagen für den Maritimen Sektor	9
Abb. II.1 LNG Versorgungskette	12
Abb. II.2 Amortisationszeit für die unterschiedlichen Schiffsgrößen in Abhängigkeit des ECA-Anteils	18
Abb. II.3 Detailansicht Auslässe des Abblasemastes	20
Abb. II.4 Detailansicht des Rechengitters für die Abblasemastes	21
Abb. II.5 Anfangsströmungsfeld der Belüftung zu Beginn der Berechnungen	22
Abb. II.6 4 % CH <sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s	22
Abb. II.7 15 % CH <sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s	23
Abb. II.8 4 % CH <sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s	23
Abb. II.9 15 % CH <sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s	23
Abb. II.10 15 % CH <sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s	24
Abb. II.11 Risikomatrix	29

### ***Tabellenverzeichnis***

Tab. II-1 Randbedingungen der untersuchten Schiffe	17
Tab. II-2 Bewertungsskala für die Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles	27
Tab. II-3 Bewertungsskala für die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Fehlers	28
Tab. II-4 Bewertungsskala für die Erkennung eines Fehlerfalles	28

## *Abkürzungsverzeichnis*

BLG	Bulk Liquids and Gases
CFD	Computational Fluid Dynamics
CNG	Compressed Natural Gas
ECA	Emission Control Area
FLW	Friedrich Lürssen Werft
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FSG	Flensburger Schiffbau-Gesellschaft
GL	Germanischer Lloyd
Hazid	Hazard Identification
IGC-Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
IGF-Code	International Code of Safety for ships using Gases or other Low-flashpoint fuels
IMO	International Maritime Organisation
LNG	Liquid Natural Gas
LPG	Liquid Petroleum Gas
MW	Meyer Werft
NG	Natural Gas
SECA	Sulphur Emission Control Area
SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea

## ***I Kurzdarstellung***

### ***I.1 Aufgabenstellung***

Die zunehmenden Anforderungen an die Emissionen von Schiffen erfordert die Entwicklung innovativer Schiffe mit umweltfreundlichen Antriebskonzepten als auch Hilfsenergiekonzepten. Das Verbundprojekt GasPax untersucht systematisch den Einsatz von alternativen, umweltfreundlicheren Kraftstoffen mit einem Flammpunkt unter 60°C anhand von drei unterschiedlichen Schiffsentwürfen. An dem Projekt beteiligten sich die Meyer Werft, die Flensburger Schiffbau-Gesellschaft, Fr. Lürssen sowie TGE Marine Gas Engineering.

Der Germanische Lloyd führt im Rahmen des Projektes die sicherheitstechnischen Bewertungen der drei verschiedenen Schiffsentwürfe durch. Bei diesen handelt es sich um ein Kreuzfahrtschiff, eine RoPax-Fähre als auch um eine Mega-Yacht. Das GasPax Vorhaben findet gleichzeitig mit der Entwicklung des IGF-Codes (International Code of Safety for ships using Gases or other Low-flashpoint fuels) statt, so dass spezifische Anforderungen der untersuchten Schiffstypen bei der Erarbeitung dieses Regelwerkes Berücksichtigung finden. Darüber hinaus werden die Sicherheitsprinzipien dieses Regelwerkes zeitnah praktisch von den Werften als auch der Klassifikationsgesellschaft umgesetzt und auf ihre Anwendbarkeit geprüft.

Die sicherheitstechnische Beurteilung der 3 Konzeptentwürfe wird mittels einer Gefahrenidentifikation sowie einer Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) unter Berücksichtigung der Sicherheitsgrundsätze des Richtlinienentwurfes zum IGF-Code bzw. der MSC.285(86) durchgeführt. Bei den Analysen werden Anforderungen an die Einbindung gasbetriebener Hauptantriebsanlagen in Schiffssysteme, an Bunkerräume und den Umgang mit Kraftstoffen mit Flammpunkt unter 60°C während des Betriebes und des Bunkerns berücksichtigt.

### ***I.2 Voraussetzungen des Projektes***

Die an dem Projekt beteiligten Werften, Meyer Werft, Flensburger Schiffbau-Gesellschaft als auch die Fr. Lürssen Werft, weisen umfangreiches Know How in dem Bau von innovativen sowie energieeffizienten Schiffen in Ihrem Sektor auf. Damit die deutschen Werften auf dem Gebiet der neuartigen und umweltfreundlichen Schiffstypen sich weiter etablieren können, werden anhand exemplarischer Entwürfe zukunftsweisende Antriebstechnologien einschließlich der damit verbundenen Sicherheitsfragen untersucht.

Die beteiligten Projektpartner haben sich zum ersten Mal intensiv mit dem Design eines gasbetriebenen Schiffes im Rahmen des Projektes auseinandergesetzt. Der Germanische Lloyd (GL) ist im Rahmen seiner Klassifikationstätigkeit seit 1867 für die Einhaltung der gelten internationalen Sicherheits- sowie Umweltstandards verantwortlich. Im Rahmen des Verbundprojektes sollen Schiffsentwürfe entwickelt werden, welche sicher

betrieben werden können. Somit fungiert der GL als Ansprechpartner für alle sicherheitsrelevanten Fragestellungen für die Werften.

### 1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Gemäß der Planung des Verbundvorhabens GasPax resultieren die in der Abb. I.1 zusammenfassend dargestellten Arbeitskomplexe inklusive der Abkürzungen der beteiligten Unternehmen. Der Arbeitskomplex 1, Entwicklung gasbetriebener Schiffe, erstreckt sich über die gesamte Laufzeit des Projektes. Über die Evaluierung alternativer Brennstofftechnik, Entwicklung der Maschinenanlage bis zur Prüfung des Sicherheitskonzeptes flossen die Ergebnisse in der genannten Reihenfolge in den Arbeitskomplex 1 ein, so dass die Erkenntnisse direkt in die Schiffskonstruktion einfließen. Insbesondere die Erkenntnisse des Sicherheitsarbeitspaketes bzw. die Kommentare der Klassifikationsgesellschaft fanden zeitnah Berücksichtigung und wurden in dem darauffolgenden Designschritt umgesetzt.

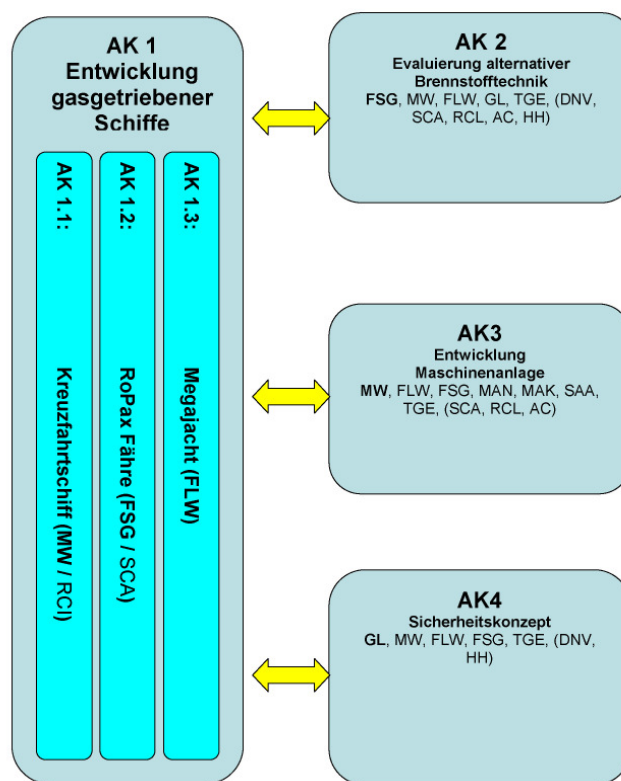


Abb. I.1 Übersicht Arbeitskomplexe des Verbundvorhabens GasPax

Als fester Bestandteil des Projektes fanden in regelmäßigen Abständen Projekttreffen / Meetings statt, auf denen der aktuelle Stand des jeweiligen Arbeitskomplexes bzw. die Zwischenergebnisse präsentiert wurden. Zwischen dem GL und den beteiligten Projektpartnern, kam es auch zu einem regen Austausch bezüglich verschiedener Fragestellungen hinsichtlich des Designs der Gasantriebsanlage bzw. zur Kommentierung von Zeichnungen.

Im Rahmen des Projektes GasPax sind folgende Arbeitskomplexe mit den dazugehörigen Teilschritten vom Germanischen Lloyd bearbeitet worden:

Arbeitskomplex 2: Evaluierung alternativer Brennstofftechnik:

- Überprüfung der Verfügbarkeiten von Kraftstoffen mit Flammpunkt unter 60°C
- Untersuchung geeigneter Gasmotoren für den Seebetrieb
- Untersuchung von Lagerungsmöglichkeiten gasförmiger Brennstoffe
- Abschätzung des künftigen Einsatzpotentials gasgetriebener Schiffe
- Kriterien für die Auswahl geeigneter Brennstoffe

Arbeitskomplex 4: Sicherheitskonzept

- Sicherheitstechnische Bewertung der Schiffsentwürfe
- Gefahrenidentifikation der Schiffsentwürfe
- Durchführung von FMEA
- Erarbeitung alternativer Design Vorschläge
- Erarbeitung von Vorschlägen für Betankungsprozeduren
- Auswertung der Erkenntnisse

Die ausführliche Darstellung der Ergebnisse befindet sich in dem Kap. II.

#### *1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand*

In der Vergangenheit durften nur Gastanker, welche unter den IGC-Code fallen, das Boil-off von Methan im Maschinenraum für Antriebszwecke nutzen. Ansonsten sind Brennstoffe mit einem Flammpunkt unterhalb von 60°C gemäß SOLAS (Kap. II-2, Teil B, Regulation 4, Absatz 2.1.1) als Brennstoff für Schiffe international verboten. Hierzu zählen ein Großteil aller konventionellen gasförmigen aber auch zahlreiche flüssige Brennstoffe. 2000 kam das erste gasbetriebene Schiff, welches nicht unter die Regelungen für Gastanker fällt, mit einer Ausnahmeregelung in Fahrt. Drei Jahre später folgten 2 Offshore supply Vessel. Auf Basis der ersten drei Schiffe wurde durch Norwegen bei der IMO der Vorschlag für die Entwicklung eines Codes für gasbetriebene Schiffe eingereicht.



Daraus resultiert die Übergangsrichtlinie „Resolution MSC.285(86), Interim Guideline on Safety for natural Gas-fuelled Engine Installations in Ships“, welche 2010 in Kraft trat. Diese Richtlinie ist gültig bis der IGF-Code entwickelt ist, vgl. Abb. I.2. Derzeit arbeitet eine Arbeitsgruppe „Bulk Liquids and Gases (BLG)“ an einem Code für eine international anerkannte Regulierung für die Verwendung von Gas und anderen Brennstoffen mit niedrigem Flammpunkt als Schiffsbrennstoff (International Code of Safety for Ships using gases and other low flashpoint fuels, IGF Code). Die Arbeitsgruppe von BLG strebt eine Fertigstellung des IGF Codes im Jahr 2014 an. Entsprechend der formellen Abläufe bei der IMO wird dieser Code dann 2016 in Kraft treten können. Dennoch ist es derzeit möglich gasbetriebene Schiffe auf Basis der Interim Richtlinie zu bauen und in Fahrt zu bringen. Derzeitig operieren ca. 35 gasbetriebene Schiffe (Stand Feb. 2013), welche vorrangig in Norwegischen Gewässern verkehren.

	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		
Regulatory Track	BLG-13 MSC-86		BLG-14 MSC-87		BLG-15 MSC-88		BLG-16 MSC-89		BLG-17 MSC-90		BLG-18 MSC-91		BLG-19 MSC-92		BLG-20 MSC-93		
		SOLAS 2010							SOLAS 2010								
	<b>MSC.285(86)</b>																
	<b>Interim Guideline</b>																
	GL Guideline Gas as Fuel for Ships																
		GL Rule Notes for GL Guideline															
<b>IGF Code Development</b>																	

**Abb. I.2 Zeitschiene Richtlinienentwicklung für gasbetriebene Schiffe**

Mit der Veröffentlichung der Übergangsrichtlinie seitens der IMO wurde eine erste Richtlinie für den Bau von gasbetriebenen Schiffen veröffentlicht. Die MSC.285(86) beschränkt sich allerdings auf die Verwendung von Erdgas als Brennstoff. Des Weiteren hat diese Richtlinie keinen Status eines internationalen Codes wie bspw. der IGC-Code und daher bedarf der Betrieb eines gasbetriebenen Schiffes derzeitig einer gesonderten Genehmigung durch den Flaggenstaat.

Diese Entwicklung, die Verwendung von alternativen Brennstoffen an Bord von Schiffen, wird durch die aktuellen Umwelt- und Emissionsdiskussionen in der Politik intensiviert. Diese Diskussionen führten bereits dazu, dass eine ganze Reihe von Vorschriften zur Begrenzung von Schiffsabgasen verabschiedet wurde oder in Arbeit ist. Die folgenden Anforderungen müssen in den kommenden Jahren von der Maritimen Industrie umgesetzt werden.

- Die EU schreibt ab 2010 vor, dass die während der Liegezeit im Hafen ausgestoßenen Abgase maximal 0,1% Schwefel enthalten dürfen (vorausgesetzt, die Hafenliegezeit beträgt mehr als zwei Stunden)

- Auf seiner letzten Sitzung hat der Umweltausschuss der IMO (MEPC 58) neue Grenzwerte für den Schwefelgehalt von Schiffsabgasen verabschiedet. Davon besonders betroffen sind die Ostsee und Nordsee. Beide sind sogenannte SECAs, also Fahrtgebiete, die als besonders schützenswert eingestuft worden sind. Im ersten Schritt wurde der Schwefelgehalt bereits 2006 bzw. 2007 für SECAs auf 1,5% beschränkt. Weitere Reduzierungen folgen im Jahr 2012 (1,0%) und 2015 (0,1%)

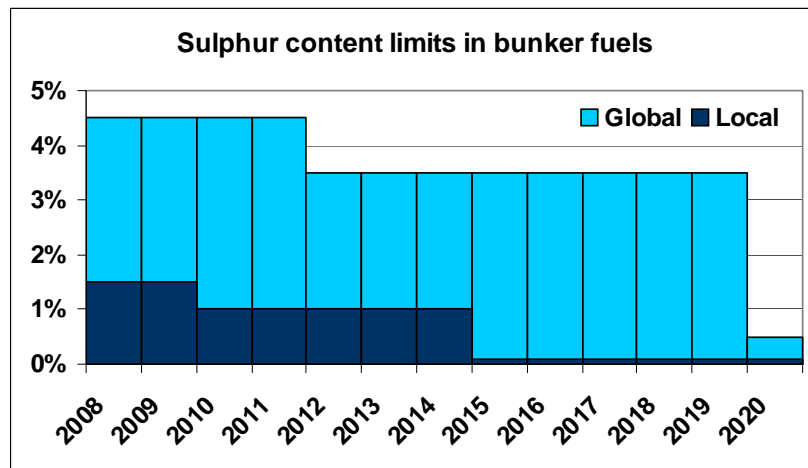


Abb. I.3 Grenzwerte des Schwefelgehaltes im Bunker

- Ein weiteres Ergebnis der MEPC 58 sind neue Grenzwerte für den Anteil von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) in Schiffsabgasen. Diese bedeuten eine Verringerung von NO<sub>x</sub> um ca. 20% ab 2011 und um ca. 80% ab 2016 für Neubauten.
- Die IMO arbeitet zudem an einer Beschränkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch die Seeschifffahrt

Eine zusammenfassende Darstellung der Umwelthanforderungen für den Maritimen Sektor ist in Abb. I.4 zu sehen.

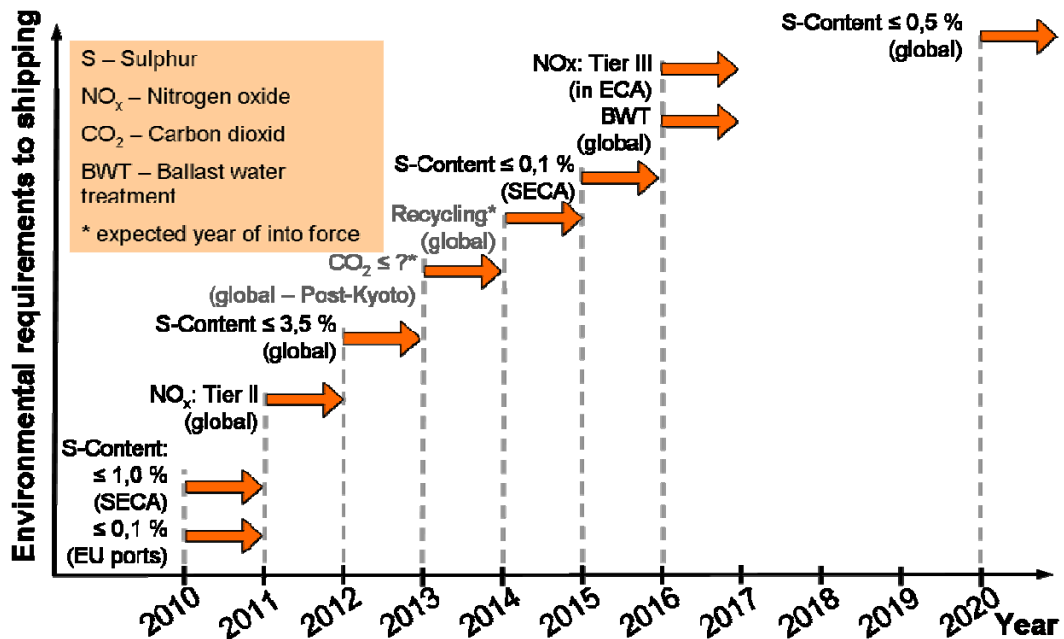


Abb. I.4 Übersicht Umwelanforderungen für den Maritimen Sektor

Somit sind in den letzten Jahren alternative Brennstoffe in den Fokus der Maritimen Industrie gerückt, welche diese Umwelanforderungen einhalten. Die Verwendung von LNG als Schiffsbrennstoff bietet das Potenzial die CO<sub>2</sub> Emission um 25 % - 30 % (abhängig von der Gaszusammensetzung) zu reduzieren. SO<sub>x</sub>- bzw. Partikelemissionen können fast vollständig vermieden werden. Das Reduktionspotential für die NO<sub>x</sub> Emission liegt bei 80 %. Hierbei ist zu erwähnen, dass trotz der Reduzierung von CO<sub>2</sub> Emissionen, die Reduzierung von Treibhausgasen aufgrund eines möglicherweise auftretenden Methanschlupfes durch die nicht vollständige Verbrennung des Gases gesondert betrachtet werden muss. Darüber hinaus wird erwartet, dass sich der LNG Preis langfristig auf dem Niveau von HFO einpendeln wird, was einen kosteneffizienten Betrieb des Schiffes ermöglicht.

### 1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Maritime Industrie im Allgemeinen steht den Projektergebnissen positiv gegenüber, was sich insbesondere zum Ende des Projektes in einer vermehrten Nachfrage bezüglich der Projektergebnisse abzeichnete. Darüber hinaus finden die erzielten Ergebnisse große Resonanz auf Messen sowie Konferenzen. Beispielsweise soll während der nächsten Nor-Shipping Anfang Juni die gasbetriebene RoPax-Fähre des GasPax Projektes ein zentrales Thema des GL-Standes sein.

Darüber hinaus wurden Zwischenergebnisse des gasbetriebenen Kreuzfahrtschiffs bei der IMO im Rahmen von BLG 15 vorgestellt. Kreuzfahrtschiffe stellen aufgrund der Anzahl der Passagiere die höchsten Anforderungen an die Sicherheitsmassnahmen bei der Nutzung von Gas als Schiffsbrennstoff dar. In der Präsentation wurde dargelegt, welche Sicherheits- und Schutzmassnahmen an Bord des Kreuzfahrtschiffs vorgesehen sind, damit ein vergleichbares Sicherheitsniveau zu konventionell angetriebenen Schiffen erreicht werden kann. Diskussionspunkt war zu diesem Zeitpunkt die Anordnung der Tanks unterhalb der Aufbauten. Das Beispiel des gasbetriebenen Kreuzfahrtschiffs hat dazu beigetragen, dass bei BLG 16 das Anordnen der Tanks unterhalb der Aufbauten schließlich zugelassen wurde.

## ***II Eingehende Darstellung***

### ***II.1 Evaluierung alternativer Brennstofftechnik***

#### ***II.1.1 Überprüfung der Verfügbarkeit von Kraftstoffen mit Flammpunkt unter 60°C***

Das Internationale Schiffsicherheitsabkommen (SOLAS) schreibt für Schiffsbrennstoffe an Bord von Seeschiffen grundsätzlich einen Flammpunkt von mindestens 60°C vor. Da LNG einen Flammpunkt unter 60 °C besitzt, war dieser Brennstoff in der Vergangenheit für die Nutzung an Bord von Seeschiffen nicht zugelassen. Dies hat sich grundsätzlich mit dem in Kraft treten der Interim Richtlinie MSC.285(86) für den Kraftstoff LNG geändert. Darüber hinaus besteht eine weitere Ausnahme für den sogenannten Notgenerator. Dieser darf mit Brennstoffen, welche einen Flammpunkt von mindestens 43°C besitzen, betrieben werden. Eine Verfügbarkeit des Notdieselmotors auch bei kalten Temperaturen soll somit sichergestellt werden. (Die Brennstoffe für Binnenschiffe hingegen müssen nach geltendem europäischem Recht einen Flammpunkt von mindestens 55°C besitzen.)

Im Rahmen des Verbundvorhabens GasPax wurden anfänglich verschiedene Gase mit einem Flammpunkt unter 60°C untersucht wie LNG, LPG. Allerdings sind derzeit nur marinisierte Motoren am Markt verfügbar, welche mit Erdgas betrieben werden können. Somit wurde bei der Überprüfung der Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe die LNG-Versorgungskette näher untersucht, da dieser alternative Kraftstoff in den nächsten Jahren eine bedeutende Rolle in dem Maritimen Sektor einnehmen wird.

Die zurzeit vorhandenen Produktionsanlagen für LNG in Nordeuropa sowie die LNG Import Terminals bilden die Basis für die weitere Verteilung von LNG in Nordeuropa, vgl. Abb. II.1 . Im europäischen Ausland gibt es drei bedeutsame LNG Terminals:

- Rotterdam in den Niederlanden (für den Gasimport und den Export im kleinen Maßstab)
- Zeebrugge in Belgien (für Gasimport und –export)
- Nynäshamn in Schweden (für Gasimport und –export)

Die Verteilung vom Terminal zu einem Zwischenlager in einem entsprechenden Hafen kann mittels sog. Small Scale LNG Carrier durchgeführt werden, dessen Ladevolumen ca. 10.000 m<sup>3</sup> beträgt. Diese Gastanker werden für die kleinskalige Verteilung von LNG gebaut. Normalerweise erfolgt ein Transport von LNG mit Gastankern, welche im interkontinentalen Einsatz operieren und ein Ladevolumen größer 130.000 m<sup>3</sup> aufweisen. Aufgrund des hohen Ladevolumens sind diese Gastanker für eine Versorgung einer regional strukturierten Verteilung ungeeignet.

Die Verteilung vom Zwischenlager zum Empfängerschiff erfolgt dann mit sogenannten Bunkerschiffen. Diese bringen den verflüssigten Gasbrennstoff zum zu bebunkernden Schiff. Das Versorgen von Seeschiffen mit

Bunkerschiffen ist seit der Umstellung von Kohlefeuerung auf Ölfeuerung gängige Praxis. Es erlaubt ein Bunkern parallel zum Ladebetrieb. Dies ist hinsichtlich der zeitlichen Rahmenbedingungen eines Seeschiffes der einzig praktikable Ansatz.

Ein Verbringen des Schiffes zu einem Extraliegeplatz zum Bunkern und damit verbundene Extrakosten erscheint aufgrund der dadurch entstehenden zusätzlichen Kosten nicht attraktiv. Das Konzept Bunkerschiff teilt gewissermaßen das empfangende Schiff in zwei Hälften. Die dem Land zugewandte Seite dient dem Ladebetrieb, die Wasserseite dem Bunkern.

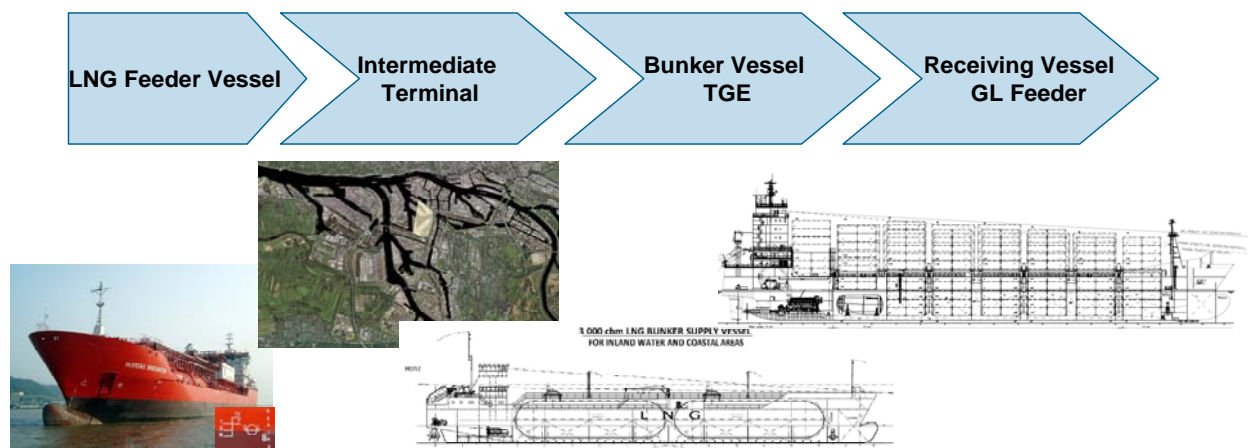


Abb. II.1 LNG Versorgungskette

Die Bundesrepublik Deutschland ist ein Gasimportland, so dass 85% der Gaszulieferungen über Pipelines erfolgen. Gegenwärtig besteht noch keine Infrastruktur für LNG bzw. für weitere Gase als Brennstoff. Eine LNG Bunkerstation ist für Brunsbüttel und Bremerhaven in der Diskussion. Darüber hinaus haben weitere große Firmen Pläne LNG im Hamburger Hafen sowie in Nordeuropa anzubieten. Derzeitig verfügt Norwegen über eine etablierte kleinskalige Verteilung von LNG, welche mittels LKW und Small Scale LNG Carriern realisiert wird. Generell befindet sich die Versorgungskette von LNG parallel zu den ersten Anwendungen an Bord der Schiffe im Aufbau. So haben weltweit einzelne Häfen Pläne, LNG in den nächsten Jahren anzubieten, z.B. Singapur. In der Vergangenheit war der Schiffsbrennstoff zunächst vorhanden und anschließend wurde der bordseitige Gebrauch etabliert. Bei Gas als Schiffsbrennstoff finden diese Entwicklungen parallel statt.

Der Schiffsbetrieb mit Methanol als Brennstoff kann in Zukunft interessant werden. Methanol enthält keinen Schwefel, so dass die Anforderungen für die ECA Gebiete erreicht werden können. Weiterhin erzeugt Methanol bei der Verbrennung weniger CO<sub>2</sub> als andere Flüssigbrennstoffe. Dieser potentielle Kraftstoff lässt sich aus einer großen Anzahl von Biomassen gewinnen und kann mit fossilen Brennstoffen gemischt werden. Da Methanol bei

diesem Prinzip bei Temperaturen jenseits 1400°C verbrannt wird, ist die Bildung von Formaldehyden nicht zu befürchten. Diese werden bei Temperaturen im Bereich von 400°C bis 600°C erzeugt. Dieser Kraftstoff spielt derzeit in der maritimen Industrie eine untergeordnete Rolle, so dass für diesen auch keine Infrastruktur vorhanden ist.

### *II.1.2 Untersuchung geeigneter Gasmotoren für den Seebetrieb*

Während der Projektlaufzeit haben die verschiedenen Motorenhersteller mit der Entwicklung von reinen Gas- sowie Dual Fuel Motoren als Vier- bzw. als auch Zweitaktmaschine begonnen bzw. diese abgeschlossen:

Für den Schiffsbetrieb geeignete und Typ geprüfte Gasmotore stehen somit zum Ende des Projektes zur Verfügung. Vorrangig handelt es sich hierbei um Zweistoffmotore (Dual Fuel), welche nach dem Viertaktprinzip arbeiten und eine Zylinderleistung von ca. 200 kW bis ca. 1000 kW besitzen. Da die Anzahl der Zylinder und die Anzahl der Hauptmotore im Bedarfsfall variiert werden kann, ist davon auszugehen, dass der erforderliche Leistungsbereich abgedeckt ist.

Eine bedeutende Anzahl von Gasmotoren besitzt bereits eine abgeschlossene bzw. eine kurz vor dem Abschluss stehende Baumusterprüfung des Germanischen Lloyds. Schiffsdieselmotore geeignet für den Einsatz von Flüssigbrennstoff und Flüssiggas (Viertaktverfahren) sind beispielsweise:

- Hyundai Heavy Industries HIMSEN H35/40 DF
- WÄRTSILÄ 34 DF
- WÄRTSILÄ 50 DF
- MAN 51/60 DF
- Caterpillar 46DF

Größere Leistungen lassen sich mittels Zweitakt Schiffsmotoren verwirklichen. Diese Großmotore werden üblicherweise in Kreuzkopfbauweise hergestellt und von drei Konstruktorsfirmen angeboten. In der Reihe ihrer Marktanteile sortiert sind dies MAN, Wärtsilä und Mitsubishi. Gegenwärtig befindet sich die MAN Baureihe S70 ME-GI bei verschiedenen Klassifikationsunternehmen in der Baumusterprüfung. Diese Maschine hat eine Zylinderleistung von über 3200 kW und wird aktuell in jeder Variante von 5 bis 8 Zylindern am Markt angeboten.

Darüber hinaus ist es vorgesehen, diese Baureihe gegebenenfalls auch mit LPG und Methanol zu betreiben. Hieraus ergeben sich neue Anforderungen, die den Motor selbst als auch die Sicherheitstechnik an Bord des jeweiligen Schiffes betreffen. Im Betrieb mit LPG ist der Einspritzdruck höher im Vergleich zu LNG. Es handelt

sich hierbei um ca. 550 bar im Gegensatz zu ca. 300 bar. Dieser höhere Druck ist erforderlich, um an den Einspritzdüsen eine volle Zerstäubung des LPGs zu erreichen. Der Betrieb mit LPG ist besonders für Schiffe, die LPG als Ladung transportieren, eine vielversprechende Variante. Auf diesen LPG Tankern wird das Flüssiggas in den Ladungstanks bzw. in separaten Brennstofftanks transportiert.

Schiffsdieselmotore geeignet für den Einsatz von Flüssigbrennstoff und Flüssiggas (Zweitaktverfahren) ist beispielsweise:

- MAN B&W S70 ME-GI

Eine Reihe von weiteren Motorenherstellern arbeiten nach eigenen Angaben an solchen Motoren. Diese haben aber ohne die oben genannte Baumusterprüfung der einschlägigen Klassifikationsgesellschaften noch nicht ihre Serienreife erreicht. Für eine Baumusterprüfung ist ein Probelauf in Anwesenheit von Vertretern der Klassifikationsgesellschaft unabdingbar. Es ist davon auszugehen, dass bereits eine Reihe von Dieselmotoren komplett entwickelt ist. Da Schiffsdieselmotore in der Regel auftragsbezogen gefertigt werden, ist davon auszugehen, dass die entsprechenden Baumusterprüfungen nach Vertragsabschluss zwischen Werften und zukünftigen Schiffseigentümer und den betreffenden Motorenherstellern erfolgen werden.

Die MS Bit Viking ist ein kombinierter Chemikalien- / Produktentanker mit einer Tragfähigkeit von 24783 Tonnen und einer Länge über 177 Metern. Er wurde im Spätsommer 2011 im Alter von 4 Jahren auf Flüssiggasbetrieb umgebaut und ist seit Oktober 2011 nahezu ununterbrochen im Gasbetrieb entlang der Norwegischen Küste im Einsatz. An Bord sind zwei sechszylindrische Hauptmaschinen WÄRTSILÄ 6 L 50 DF mit jeweils 5700 kW im Einsatz. Dieses Beispiel zeigt, dass ein Retrofit eines bestehenden Motors zu einer gasbetriebenen Maschine möglich ist. Der Einsatz von Gas als Schiffsbrennstoff ist somit nicht nur auf Neubauten beschränkt. Einige Motorenhersteller bieten für ihre gängigsten Motoren entsprechende Umrüstungen an.

### *II.1.3 Untersuchung von Lagerungsmöglichkeiten gasförmiger Brennstoff*

Gemäß der Interim Richtlinie für Gas als Schiffsbrennstoff (MSC.285(86)) sind derzeit alle unabhängigen Tanks, welche auch für den Transport von Gas als Cargo eingesetzt werden, zugelassen. Diese Tanks gliedern sich in Typ A, Typ B sowie Typ C-Tanks.

Typ A Tanks werden nach schiffbaulichen Formeln ausgelegt. Das bedeutet, dass bei der Auslegung Risse berücksichtigt werden müssen, welche über die kritische Risslänge hinausgehen können und dies zum Versagen des kompletten Tankes führt. Zum Schutz der umliegenden Strukturen benötigt dieses Tankdesign eine komplette zweite Barriere. Der Auslegungsdruck beträgt 0,7 barg.



Typ B-Tanks haben im Vergleich zu Typ A-Tanks höhere Anforderungen an die Auslegung. Im Einzelnen bedeutet dies, dass während der Lebensdauer eines solchen Tanks Risse auftreten können, diese aber nicht über die kritische Risslänge hinausgehen und somit ein komplettes Versagen der Tankstruktur bei der Auslegung nicht berücksichtigt werden muss. Für die austretenden LNG Mengen muss nur eine partielle zweite Barriere vorgesehen werden. Der Auslegungsdruck beträgt ebenfalls 0,7 barg.

Typ C-Tanks werden sehr konservativ ausgelegt, wobei der Designdruck mindestens 2 barg beträgt. Bei einem Typ C-Tank wird davon ausgegangen, dass bei diesem Tanktyp während seiner Lebenszeit nur Risse auftreten, die maximal bis zur Hälfte der Tankwand vordringen. Somit ist ein Versagen des Tankes ausgeschlossen und der Tank benötigt keine zweite Barriere.

Aufgrund des höheren Auslegungsdruckes von bis zu 10 bar bzw. aufgrund der vereinfachten Anforderungen bezüglich der zweiten Barriere stellen Typ C-Tanks derzeit die bevorzugte Lösung für gasbetriebene Schiffe dar. Grundsätzlich stehen 2 Prinzipien für die Isolierung dieser Tanks zur Verfügung. Entweder verfügen die Tanks über eine Isolierung mittels Schaumstoff (Polyurethan) Platten oder sie sind Vakuum isoliert (zwischen einem Innen – und Außentank befindet sich ein Vakuum). Ein Vakuum isolierter Tank ist aufgrund der komplexeren Herstellung teurer und auch deutlich schwerer als ein mit Schaum isolierter Tank. Der Vorteil von Vakuum isolierten Tanks liegt in der besseren Isolierung und somit in einer geringeren Boil off Rate. Allerdings wird an Bord eines gas betriebenen Schiffes meistens auch für die Hilfssysteme Gas benötigt, wodurch der Verbrauch in der Regel höher als die Verdampfungsrate ist.

Grundsätzlich gibt es verschiedene Varianten das LNG aus dem Tank heraus zu befördern. Eine Möglichkeit beim Typ C Tank besteht darin, den Tankinnendruck insoweit zu erhöhen, dass das LNG aus dem Tank herausgedrückt wird und somit in den Gas Handling Raum fließt. Der Druckaufbau in dem Fuel Gas tank kann sowohl durch eine Druckaufbauverdampfer außerhalb des Tankes als auch durch ein im Tank liegenden Heizsystem realisiert werden. Die Alternative besteht aus einer Pumpe im Tank, welche das LNG mittels entsprechender Rohrleitungen in den Gas Handling Raum befördert. Bei der Verwendung von einer Innentankpumpe ist darauf zu achten, dass der Tank mit einem Mannloch versehen ist, damit gegebenenfalls Wartungsarbeiten an der Pumpe durchgeführt werden können. Somit ist diese Variante hauptsächlich für einwandige Tanks geeignet, welche mittels Schaumstoff isoliert sind. Vakuum isolierte Tanks werden üblicherweise nicht mit Mannlöchern ausgestattet, da diese potentielle Leckagen für das Vakuum darstellen.

Druckbehälter für die Lagerung des Brennstoffes in gasförmiger Form stehen ebenfalls als zur Verfügung. Sie besitzen je nach Gasart einen Auslegungsdruck von 20-350 bar. Allerdings ist trotz des hohen Druckes die Dichte des Gases deutlich geringer als die der flüssigen Phase. Dieses hat zur Folge, dass in der flüssigen Phase ein höherer Energiegehalt gespeichert werden kann. Nur für kleine Schiffe, welche kurze Strecken zu absolvieren

haben, eignet sich der Einsatz von CNG. An Bord von größeren Schiffen, wäre der Platzbedarf für die Gasflaschen zu groß und somit zu unwirtschaftlich. Selbst in der flüssigen Phase beträgt das benötigte LNG Volumen ca. das Doppelte des Volumens von konventionellen Brennstoffen.

#### *II.1.4 Abschätzung des künftigen Einsatzpotentials gasgetriebener Schiffe*

Die Anzahl von Schiffen, die Gas als Brennstoff nutzen ist seit Jahren stetig steigend. 2000 kam das erste gas betriebene Schiff in Fahrt und bis Ende 2012 ist die Anzahl auf ca. 30 gasbetriebene Schiffe angewachsen. Diese Schiffe operieren vorrangig in norwegischen Gewässern, da in Norwegen eine LNG Infrastruktur vorhanden ist und die Emissionen besteuert werden. Durch die Verwendung von LNG als Kraftstoff ergeben sich für den Eigner Kostenvorteile.

Gegenwärtig stehen in den meisten Häfen noch keine geeignete Bunkermöglichkeiten zur Verfügung, was dazu beiträgt, dass diese Technologie nur begrenzt zur Anwendung kommt. Des Weiteren werden aus diesem Grund augenblicklich in der Konzeption gasbetriebener Schiffe in der Seefahrt Zweistoffmotore favorisiert. Ein Einsatz von Gas als Schiffsbrennstoff ist rentabel

- wenn das Schiff überwiegend in ECA/SECA Gebieten bewegt wird und/oder
- wenn geeignete Bunkermöglichkeiten und geeignete Bunkermengen zur Verfügung stehen und/oder
- wenn das LNG zu einem wettbewerbsmäßigen Preis angeboten wird.

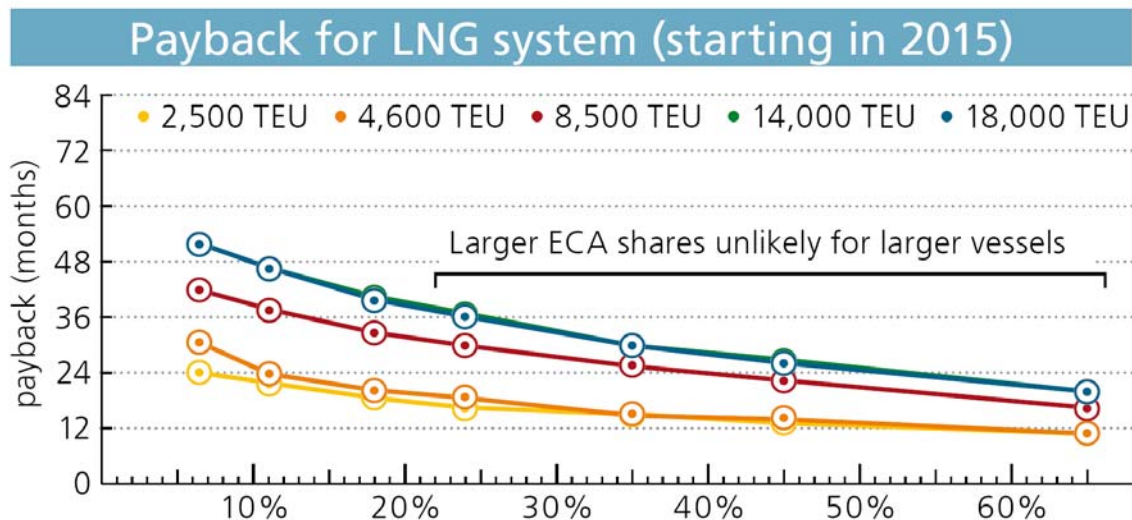
Als ein praktisches Beispiel kann die „Bit Viking“ genannt werden. Dieses Schiff ist im langfristigen Linienverkehr entsprechend ihrem mehrjährigen Chartervertrag entlang der Norwegischen Küste unterwegs. Hier ist eine langfristige Planung der Bunkerzeiten und -orte möglich. Darüber hinaus zählen Schiffe im Kurzstreckenverkehr z. B. Fähren, RoPax Schiffe, Offshore Versorger als auch imageträchtige Schiffe wie Kreuzfahrtschiffe zu den Erstanwendern dieser Technologie.

Insbesondere für Container Schiffe wurde untersucht, ob der Einsatz von Gas als Schiffsbrennstoff an Bord dieser Schiffe wirtschaftlich möglich ist. Die Ergebnisse lassen sich aber auch auf andere Schiffstypen anwenden. Im Rahmen dieser Betrachtung wurden Containerschiffe mit einer Kapazität zwischen 2500 TEU und 18000 TEU untersucht. Diese untersuchten Schiffe weisen unterschiedliche Einsatzprofile auf. Die sog. Feederschiffe mit einer Kapazität bis zu 2500 TEU sind überwiegend in ECA Gebieten unterwegs. Der durchschnittliche ECA Anteil ist für die untersuchten Schiffsgößen in der Tab. II-1 dargestellt.

**Tab. II-1 Randbedingungen der untersuchten Schiffe**

	Speed (knots)	ME power (kW)	Roundtrip (nm)	ECA share
2.500 TEU	20	14.500	5.300	65,1%
4.600 TEU	21	25.000	13.300	11,0%
8.500 TEU	23	47.500	23.000	6,3%
14.000 TEU	23	53.500	23.000	6,3%
18.000 TEU	23	65.000	23.000	6,3%

Ausgangssituation für die Untersuchung ist der Vergleich der einzelnen Schiffsgößen mit den unterschiedlichen Antriebskonzepten. So wird das LNG betriebene mit dem gleichen MGO betriebenen Schiff verglichen, welches durch den Einsatz dieses Kraftstoffes die Umweltauflagen einhält. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass destillierte Kraftstoffe einen höheren Preis im Vergleich zu Schweröl oder LNG aufweisen. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde angenommen, dass MGO einen Aufpreis von mindestens 250 \$ /t im Vergleich zu HFO (650\$/t; =15,3 \$/MMBTU) erfordert. Für den LNG Preis wurde das Preisniveau von Europa zugrunde gelegt, d.h. LNG wird mit Preisen um 8 \$/mmBTU gehandelt und für die Verteilung von LNG als Kraftstoff wurden 4 \$/mmBTU addiert. Somit ergibt sich ein Gesamtpreis von 13 \$/mmBTU, welcher geringfügig unter dem Preisniveau von HFO liegt. Auf Basis dieser Preisabschätzungen ist die Amortisationszeit in Abhängigkeit der zu tätigen Investitionen für die Gasantriebsanlage berechnet worden, vgl. Abb. II.2.



**Abb. II.2 Amortisationszeit für die unterschiedlichen Schiffsgrößen in Abhängigkeit des ECA-Anteils**

Durch die Verwendung von LNG als Kraftstoff ergeben sich jährliche Kostenvorteile für die Schiffe. Unter den genannten Voraussetzungen beträgt die Amortisationszeit für die unterschiedlichen Schiffsgrößen in Abhängigkeit des Anteils, den das Schiff in einem ECA-Gebiet operiert, zwischen 1 und 4,5 Jahren.

Diese Ergebnisse lassen sich auch auf die Schiffsentwürfe im Rahmen des GasPax Projektes übertragen. Abhängig von dem Preisniveau der einzelnen Kraftstoffe sowie der ECA-Anteile des Schiffes ergeben sich bei den zusätzlichen Investitionen Amortisationszeiten zwischen 2 und 5 Jahren. Somit werden politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen in entscheidendem Maß über die Attraktivität von Gas als Schiffsbrennstoff entscheiden.

### II.1.5 Kriterien für die Auswahl geeigneter Brennstoffe

Bei der gegenwärtigen Entwicklung des IGF Codes werden viele gasförmige und flüssige Brennstoffe mit einem Flammpunkt < 60°C in Betracht gezogen. Grundsätzlich war geplant, für diese potentiellen Kraftstoffe in einem extra Kapitel spezifische Anforderungen zu definieren. Vermutlich wird sich der IGF-Code aufgrund der Verzögerungen in der Entwicklung dieses Regelwerkes nur auf LNG beziehen. Anforderungen für weitere Kraftstoffe sollen zu einem späteren Zeitpunkt erarbeitet werden. Dennoch können mittels des Abschnitts alternative Design weitere Brennstoffe mit einem niedrigen Flammpunkt für die Nutzung an Bord eines Schiffes in Betracht kommen. Dies sind:

- Propan

- Butan
- Mischungen von Propan und Butan
- Methyl- und Ethyl Alkohol (Methanol)
- Wasserstoff
- Dimethylether

Propan und Butan sind Fraktionen, die bei der katalytischen Destillation von Rohöl gewonnen werden. Diese Fraktionen werden auch LPG (liquified petrol gas) genannt. Die Fraktionen sind untereinander mischbar. Der Schiffsmotorenbetrieb insbesondere in Kreuzkopfzweitaktmotoren ist möglich.

Methyl- und Ethylalkohole lassen sich aus vielen Biomassen erzeugen. Diese Alkohole sind untereinander im beliebigen Verhältnis mischbar. Insbesondere für Zweitaktmotore in Kreuzkopfbauweise ist ein solcher Betrieb nach entsprechender Ertüchtigung des Motors möglich.

Der Betrieb von Schiffsmotoren mit Wasserstoff wird gegenwärtig nicht in Erwägung gezogen. Obwohl der Brennwert von Wasserstoff bezogen auf seine Masse hoch ist, d.h. 143KJ/g im Gegensatz zum Dieselmotoren mit 41KJ/g, erscheint Wasserstoff augenblicklich in Bezug auf seinen Brennwert im Verhältnis auf das erforderliche Tankvolumen nicht als günstige Alternative. Darüber hinaus neigen Motoren, welche mit Wasserstoff betrieben werden sehr stark zum Klopfen.

Dimethylether ist aufgrund seiner Cetanzahl von 55 bis 60 ein möglicher Ersatzstoff für Dieselmotoren. Sein Brennwert ist mit 28KJ/g jedoch erheblich niedriger als der von Dieselmotoren. Gegenwärtig liegen dem GL keine von Motorenherstellern zur Prüfung eingereichten Unterlagen vor, die einen Betrieb mit diesem Brennstoff vorsehen.

## II.2 Sicherheitskonzept

### II.2.1 Sicherheitstechnische Bewertung der Schiffsentwürfe

Der Germanische Lloyd stand während der gesamten Designphase als Ansprechpartner für sicherheitstechnische Fragestellungen zur Verfügung. Darüber hinaus wurden in den verschiedenen Besprechungen der aktuelle Stand bzw. der Fortschritt der Schiffsentwürfe kommentiert. Grundlage für die Kommentierung stellte die MSC.285(86) bzw. der Entwurf des IGF-Codes dar. Des Weiteren wurden Interpretationen des Regelwerkes diskutiert, die ein gleichwertiges Sicherheitsniveau zu einer konventionellen Antriebsanlage darstellen.

Im Rahmen der Hazid bzw. der Failure Mode and Effects Analysis, dessen Ergebnisse in den nächsten Kapiteln beschrieben werden, wurde unter anderem festgestellt, dass im möglichen Versagensfall eines Sicherheitsventils größere Gasmengen über den Abblasmast freigesetzt werden. Um abschätzen zu können, wie groß diese Gasmengen sind bzw. wie sich die entstehende Gaswolke verhält wurden für den Entwurf der Meyer Werft CFD Rechnungen durchgeführt. Es soll vermieden werden, dass die entstehende Gaswolke auf das Deck niedersinkt und an einer Zündquelle entzündet werden kann. Basis für die CFD Berechnungen stellt die Annahme dar, dass ein Sicherheitsventil am Tank komplett versagt und der komplette Überdruck in dem Tank über ein Sicherheitsventil freigesetzt wird.

Für die Berechnungen wurde ein vereinfachtes Modell des Abblasmastes des Meyer Entwurfes erstellt. Dieser Entwurf sieht vor, dass die Gasströmung unter einem Winkel von  $15^\circ$  am Auslass des Mastes freigesetzt wird. Der eigentliche Abblasmast für die gasführende Leitung besitzt einen Durchmesser von 500 mm und wird von einem weiteren Rohr ummantelt. Diese Rohrleitung wird für das Abführen der Belüftungsluft der entsprechenden Räume genutzt, vgl. Abb. II.3.

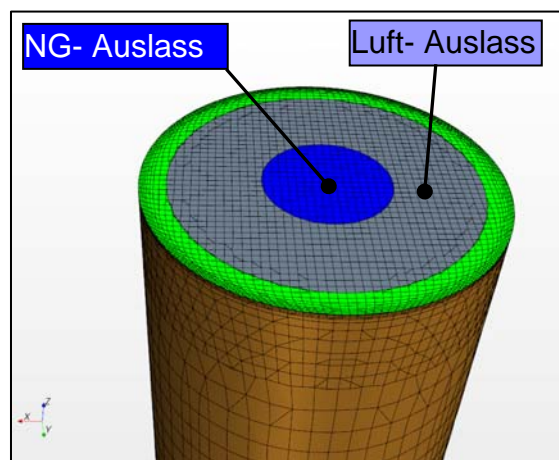


Abb. II.3 Detailansicht Auslässe des Abblasmastes

Insgesamt wurden drei verschiedene Fälle für den Abblasmast gerechnet, wobei für alle drei Rechnungen die freigesetzte Gasmenge 500 m<sup>3</sup> in einem Zeitraum von 300 s beträgt. Dieser Volumenstrom wurde gemäß der maximal komprimierten Gasmenge im Tank berechnet. Für die erste Berechnung wurde die Randbedingung angenommen, dass sich das Erdgas in der Abblaseleitung aufwärmt und mit einer Temperatur von 0° C den Mast verlässt. Diese Annahmen entsprechen dem Anfangszustand während eines möglichen Versagensfalles des Sicherheitsventils. Durch die Freisetzung des kalten Gases bzw. durch die Expansion kühlt sich der Abblasmast ab, so dass nach einer gewissen Zeit kaltes Erdgas -163 °C am Mast freigesetzt wird. Diese Auslasstemperatur des NG ist in der zweiten und dritten Berechnung zugrunde gelegt worden. In den ersten beiden Rechenszenarien beträgt der umhüllende Luftvolumenstrom 14132 m<sup>3</sup>/h bei 0°C. Bei der dritten Berechnung wird mit Versagen des Sicherheitsventil und Versagen der Belüftung ein doppelter Fehler angenommen (Luftvolumenstrom = 0 m<sup>3</sup>/h). Die Wahrscheinlichkeit für dieses Ereignis ist gering. Die Belüftung ist über redundante Ventilatoren mit ausfallsicherer Stromversorgung gesichert. Alle Berechnungen wurden bei 0 m/s Wind durchgeführt.

Das Berechnungsfeld besteht aus einem kubischen Gitter mit den entsprechenden Verfeinerungen in Bereichen, in denen eine hohe Gaskonzentration erwartet wird. Dementsprechend kann eine bessere Auflösung in diesen Strömungsbereichen erzielt werden.

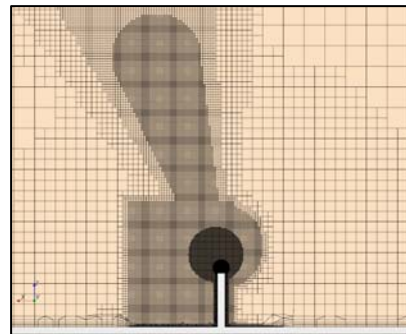
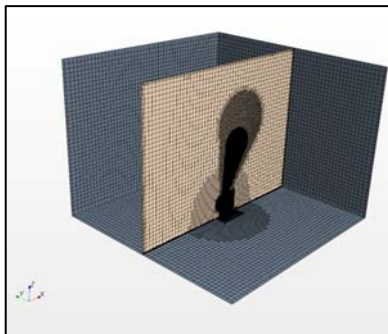


Abb. II.4 Detailansicht des Rechnungsgitters für die Abblasmastes

In der Abb. II.5 ist die Anfangsströmung des umhüllenden Luftstroms abgebildet, welcher durch die Abluft der belüfteten Räume zustande kommt. Für diese Strömung ist eine Auslasstemperatur von 0 °C angenommen worden. Zu diesem Zeitpunkt wird noch kein Gas mittels des inneren Rohres freigesetzt.

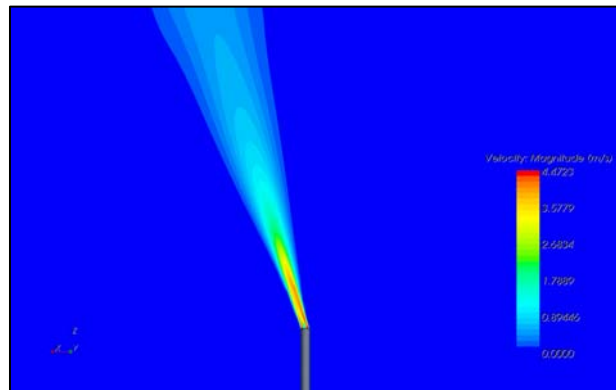


Abb. II.5 Anfangsströmungsfeld der Belüftung zu Beginn der Berechnungen

Erdgas ist in dem Bereich von 4-15 Vol % entzündbar, so dass für die Ergebnisauswertung der CFD-Analysen die Gas Konzentrationen betrachtet wurden. In der Abb. II.6 sind für den Berechnungsfall 1 die Ergebnisse bzw. die CH<sub>4</sub> Konzentration für 4 Vol % dargestellt. Es ist zu erkennen, dass unter den gegebenen Randbedingungen und einer Temperatur von 0°C des austretenden Gases dieses nach oben abtransportiert wird. Demzufolge besteht für diesen Berechnungsfall kein Risiko eines Absinkens von einem entzündbaren Gemisch auf das Deck.



Abb. II.6 4 % CH<sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s

Für den 2. Berechnungsfall sind die Ergebnisse in der Abb. II.7 sowie in Abb. II.8 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass trotz des umhüllenden Luftstroms das kalte Erdgas im entzündbaren Bereich nach einer gewissen Strecke zum Boden absinkt. Die 15 % CH<sub>4</sub> Konzentration ist vor dem Erreichen des Bodens bereits auf niedrigere Konzentrationen verdünnt. Die 4% Konzentration sinkt bis auf dem Boden herab, so dass die Gefahr einer Entzündung durch Passagiere bzw. weiterer Zündquellen besteht.



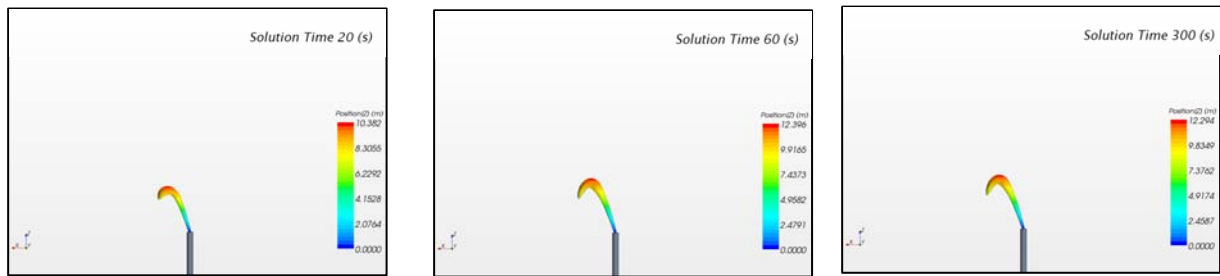


Abb. II.7 15 % CH<sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s

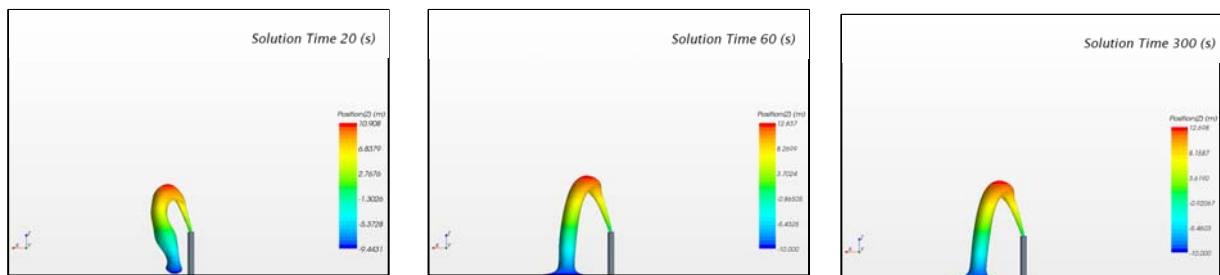


Abb. II.8 4 % CH<sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s

Nach weiteren 15 s hat sich allerdings die Gaskonzentration mit der Umgebungsluft soweit verdünnt, dass kein entzündbares Gemisch mehr vorliegt.

Für die Berechnung mit Ausfall der Belüftung (3. Fall) befinden sich die Ergebnisse in Abb. II.9 sowie in Abb. II.10. Prinzipiell sind diese Ergebnisse mit dem zweiten Berechnungsfall vergleichbar. Allerdings findet aufgrund der fehlenden umhüllenden Strömung eine schlechtere Vermischung / Verdünnung statt, so dass die Gaslache am Boden deutlich größer als im zweiten Berechnungsfall ist.

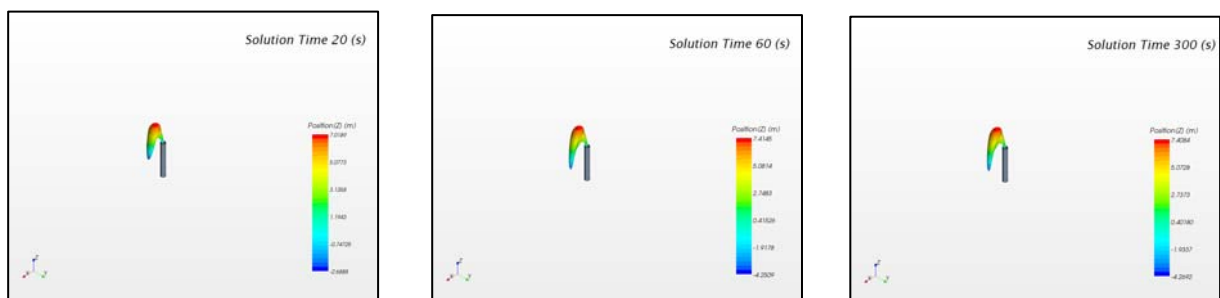


Abb. II.9 15 % CH<sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s

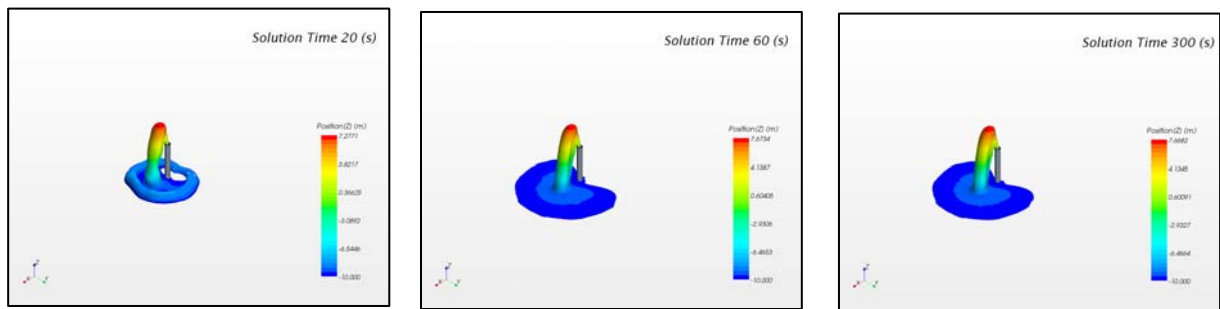


Abb. II.10 15 % CH<sub>4</sub> – Konzentration für die Zeitschritte 20 s, 60 s sowie 300 s

Nach weiteren 15 s hat sich die Gaswolke aber soweit verdünnt, dass diese nicht entzündet werden kann.

Zusammenfassend kann geschlussfolgert werden, dass dem Design des Abblasesystems große Aufmerksamkeit während der Konstruktion eines gasbetriebenen Schiffes geschenkt werden sollte. Es muss unter allen Umständen vermieden werden, dass sich die Gaswolke auf den Boden absinkt und dort ein entzündbares Gemisch bildet. Durch konstruktive Schritte wie Erhöhung der Austrittsgeschwindigkeit des Gases kann dies im Allgemeinen auch erreicht werden.

### II.2.2 Gefahrenidentifikation der Schiffsentwürfe

Nach Vorlage eines ersten Entwurfes wurde für die drei unterschiedlichen Schiffskonzepte eine Hazid durchgeführt, um die möglichen Risiken bei der Verwendung von Gas als Schiffsbrennstoff systematisch aufzudecken. Frühzeitig können so notwendige Designänderungen in der Konstruktionsphase berücksichtigt werden.

Die Gefahrenidentifikation hat mögliche Gefahren aller Systeme an Bord von der Bunkerstation über den Tank, die Gasaufbereitung bis zur Hauptmaschine untersucht. Bei der Untersuchung wurde vorausgesetzt, dass sich die Systeme in einem guten technischen Zustand befinden und menschliche Fehler ausgeschlossen werden können. Worst Case Szenarien, wie Kollision, wurden in der ersten Untersuchung ebenfalls noch nicht betrachtet, dies wurde zu einem späteren Zeitpunkt in dem Projekt getan. Im Folgenden werden die Hauptdiskussionpunkte der Hazids für alle drei Schiffsentwürfe aufgeführt (Die Hazid-Unterlagen befinden sich im Anhang zu diesem Bericht):

Die Hauptgefahr in Zusammenhang mit dem Tank System (Tank + Rohrsystem) ist das tiefkalte LNG, welches bei ungewollter Freisetzung zu einer Versprödung der umliegenden Stahlstrukturen führen kann. Darüber hinaus würde eine Verdampfung des LNGs zu einem potentiellen Überdruck in geschlossenen Räumen als auch zu

einer entzündlichen Gaswolke führen. Als Schutzmassnahme wurde eine zweite Barriere für die LNG führenden Rohrleitungssysteme vorgesehen bzw. führen Sicherheitsventile geschlossener Räume / Systeme zu einer Absicherung gegen Überdruck. Vorausgesetzt wird hierbei, dass die Sicherheitsventile die abzublasende Gaswolke an einen sicheren Ort abführt.

Bei der Bunkerstation bestehen Gefährdungen ebenfalls in der Freisetzung der kryogenen Flüssigkeit, welche analoge Effekte wie bei einer Leckage des Tanksystems hervorruft. Allerdings ergeben sich aufgrund der Anordnung der Bunkerstation für das angrenzende Bunkerschiff Folgegefährdungen z.B. durch das Heruntertropfen von LNG im Leckagefall. Darüber hinaus stellt die entstehende Gaswolke im Falle des Kreuzfahrtschiffs für die Balkone oberhalb der Bunkerstation ebenfalls eine Gefährdung dar. Entsprechende Gegenmaßnahmen wie ein aktives Belüftungskonzept der Bunkerstation müssen in den folgenden Designschritten eingearbeitet werden.

Für den Gas Handling Raum stellen sowohl die Flüssigleckagen als auch die Gasleckagen eine entsprechende Gefährdung dar. Hier spielen Auffangwannen, Spritzschutz bzw. weitere partielle Barrieren eine erhebliche Bedeutung bei der Gewährleistung eines sicheren Betriebes für das Schiff. Ebenfalls müssen die benötigten Hilfssysteme bzw. der Heizkreislauf für die Wärmetauscher über Schutzmassnahmen verfügen. Unter anderem wurden Ausgleichbehälter diskutiert, damit LNG Leckagen in das System sowohl detektiert als auch potentielle Druckanstiege über Sicherheitsventile und das entsprechende Abblasesystem abgeführt werden können.

Dem Abblasesystem kommt an Bord eines gasbetriebenen Schiffes eine besondere Bedeutung zu. Hierüber wird im Notfall Gas freigesetzt bzw. an einen sicheren Ort abgeführt. Im Rahmen der Designphase muss sichergestellt werden, dass die Austrittsmengen kein entzündbares Gemisch im Deckbereich außerhalb der sog. Ex-Zonen bilden können. Um das Verhalten von austretendem Gas einschätzen zu können wurden zu einem späteren Zeitpunkt im Projekt CFD-Berechnungen durchgeführt, vgl. Kap. II.2.1.

## *II.2.3 Durchführung von Failure Mode and Effects Analysis*

### *II.2.3.1 Grundlagen*

Grundlage für die sicherheitstechnische Bewertung ist die Failure Mode and Effects Analyse (FMEA). Die FMEA ist eine Systematik zur Durchführung halb quantitativer Risikoanalysen, welche verdeckte Fehler und deren mögliche Auswirkungen, sowie mögliche Maßnahmen zu deren Vermeidung aufzeigt. Die Ergebnisse einer FMEA können anschließend als Eingangsparameter für eine quantitative Analyse genutzt werden.

Eine normale FMEA Prozedur besteht aus folgenden Schritten:

- Definition der Randbedingungen / Randannahmen für die FMEA

- Aufspaltung des Systems in Funktionsblöcke
- Beschreibung der Funktion und der Schnittstellen der einzelnen Funktionsblöcke (auch unter Betrachtung der verschiedenen Betriebszustände)
- Funktionale Beschreibung der Komponente / des Funktionsblockes
- Festlegung der möglichen Fehlerfälle
- Identifizierung der Auswirkungen des Fehlers auf die Komponente / den Funktionsblock und auf das gesamte System (lokaler und globaler Effekt)
- Identifizierung der Fehlerursache
- Bewertung des Fehlers nach
  - Schwere der Auswirkung
  - Auftretenswahrscheinlichkeit des Fehlers
  - Wahrscheinlichkeit der Fehlerdetektierung
- Erstellen von Empfehlungen für Kontrollmaßnahmen und erforderliche Tätigkeiten

Die Prozedur enthält eine Bewertung der identifizierten Fehlerfälle gemäß den drei benannten Kriterien. Aus diesem Grunde wird die hier verwendete Methode strenggenommen als *Failure Mode Effects and Criticality Analysis* (FMECA) bezeichnet. Aufgrund der Bewertung der Fehlerfälle zählt die Systematik zu den halb quantitativen Risikoanalysen.

Die Methode der FMEA wird in verschiedenen technischen Normen beschrieben. Die hier durchgeführte Analyse orientiert sich am IEC Standard 60812 „Analysis Techniques for System Reliability – Procedure for Failure Mode and Effects Analysis“. Entsprechend dieses Standards wird das Einfehler-Kriterium verwendet. Das heißt, wenn ein Fehler betrachtet wird, wird angenommen, dass die anderen Komponenten fehlerfrei funktionieren. Verdeckte Fehler werden generell nicht mitbetrachtet. Verdeckte Fehler, die durch nicht identifizierbare Fehlfunktionen entstehen, werden so weit möglich mitbetrachtet.

### *II.2.3.2 Beurteilungskriterien*

Für die Bewertung der potentiellen Fehlerfälle werden die im Folgenden dargestellten Bewertungsskalen angewendet.

#### *II.2.3.2.1 Auswirkungsmaßstab / Severity Rating Scale*

Im Rahmen der durchgeführten Sicherheitsanalyse wird für jeden potentiellen Fehlerfall, unabhängig von der Wahrscheinlichkeit seines Auftretens, eine Kategorisierung der Auswirkung gemäß einer Skala von 1 – 5 vorgenommen. Die verwendete Skala ist in Tab. II-2 dargestellt.

**Tab. II-2 Bewertungsskala für die Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles**

<b>Faktor</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Kriterien</b>
1	Keine Auswirkung	Keine Auswirkung auf Personen und das System.
2	Kleine Auswirkung	Geringe Auswirkungen auf Personen und / oder das System. Leicht verletzte Personen möglich.
3	Mittlere Auswirkung	Leicht verletzte Personen und / oder Schaden am System bis hin zum Ausfall. Reparatur notwendig, keine Schäden an anderen Systemkomponenten.
4	Große Auswirkung	Verletzte Personen und/oder größerer Schaden bzw. Ausfall des Systems.
5	Gefährliche Auswirkung	Tote und/oder Verlust des Systems und Schaden/Verlust anderer Systemkomponenten.

#### *II.2.3.2.2 Auftretenswahrscheinlichkeit / Occurence Rating Scale*

Eine analoge Skala, vgl. Tab. II-3 von 1 – 5 wird für die Bewertung der Wahrscheinlichkeit, mit der ein Schadensfall eintreten kann, angewendet. Diese Bewertung wird unabhängig von der Auswirkung des potentiellen Fehlerfalles vorgenommen.

Tab. II-3 Bewertungsskala für die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Fehlers

Faktor	Beschreibung	Kriterien
1	Nie	Nicht möglich aus physikalischen Gründen.
2	Sehr selten	Technisch ausgeschlossen: Wenn ein Fehler nur durch minimal zwei Defekte gleichzeitig auftreten kann (charakteristisch: ein Vorfall in hundert Betriebsjahren).
3	Selten	Unwahrscheinlich: Der Schaden sollte nicht innerhalb des Lebenszyklus der Komponente auftreten (charakteristisch: ein Vorfall in zehn bis hundert Betriebsjahren).
4	Gelegentlich	Geringe Wahrscheinlichkeit: Der Schaden wird innerhalb der Lebenszeit der Komponente auftreten. (charakteristisch: ein Vorfall in zehn Betriebsjahren).
5	Häufig	Wahrscheinlich: Der Fehler wird ein- oder mehrmals pro Betriebsjahr auftreten (charakteristisch: mehrmals pro Betriebsjahr).

### II.2.3.2.3 Fehlerwahrnehmung / Detection Rating Scale

Neben Auswirkung und Häufigkeit geht als dritter Bewertungsfaktor die Wahrscheinlichkeit der Wahrnehmung einer Störung in die Risikoanalyse ein. Sie beschreibt inwiefern ein auftretender Fehler von der Besatzung bemerkt würde, um sofortige Gegenmaßnahmen einleiten zu können, vgl. Tab. II-4.

Tab. II-4 Bewertungsskala für die Erkennung eines Fehlerfalles

Faktor	Beschreibung	Kriterien
1	Immer	Das Auftreten löst einen Alarm aus, wird zu einer Systemabschaltung oder zu Schäden führen.
2	Häufig	Das Auftreten ist erkennbar an Abweichung von Prozessparametern (z.B. Temperaturerhöhung).
3	Unwahrscheinlich	Prinzipiell ist das Auftreten erkennbar, derzeit allerdings besteht keine Möglichkeiten zum Feststellen der Störung (z.B. entsprechender Sensor ist nicht vorhanden).
4	Sehr unwahrscheinlich	Physikalisch ist eine Erkennung möglich, es wird jedoch nicht angenommen, dass die Störung festgestellt wird.
5	Nie	Das Feststellen der Störung ist physikalisch nicht möglich.

### II.2.3.3 Risikomatrix

Für die Auswertung der Ergebnisse der Risikoanalyse stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Ein übliches Verfahren ist die Verwendung einer Risikomatrix, wie in der IEC 60812 beschrieben, für die Bewertung verwendet. Ein Beispiel hierfür ist in Abb. II.11 wiedergegeben. In der Matrix werden die identifizierten, potentiellen Fehlerfälle in Abhängigkeit ihrer Fehlerauswirkung (Severity) und ihrer Auftretenswahrscheinlichkeit (Occurrence) dargestellt. In der Matrix befinden sich Bereiche die als akzeptabel und unakzeptabel angesehen werden. Es muss hierbei angemerkt werden, dass es keine universelle Definition für die Gefährlichkeit gibt. Die Gefährlichkeit muss vom Analysten definiert werden. Diese Definitionen können zwischen den verschiedenen Branchen deutlich abweichen.

		Probability of Occurrence				
		1	2	3	4	5
Severity	1	Low Risk				
	2				Failure mode 2	
	3					
	4		Failure mode 1			
	5					High Risk

Abb. II.11 Risikomatrix

Die Region hohen Risikos (rot dargestellt), ist der nicht tolerierbare Bereich der Matrix. Fehlerfälle in diesem Bereich können nicht akzeptiert werden. Fehlerfälle im so genannten „As Low As Reasonable Practical“ (ALARP) Bereich, hier gelb dargestellt, sind nur dann tolerabel, wenn risikoreduzierende Maßnahmen nicht umsetzbar sind oder wenn die Kosten für die Risikominderungsmaßnahmen deutlich über das Verhältnis der zu erreichenden Risikoreduzierung hinausgehen. Es ist nachzuweisen, dass alle angemessenen und praktisch umsetzbaren Risikominderungsmaßnahmen durchgeführt wurden. Fehlerfälle im Bereich geringen Risikos (grüner Bereich) haben ein geringfügiges Risiko. Es ist hier nicht erforderlich den Nachweis dafür zu führen, dass das ALARP-Prinzip eingehalten wird.

Auf Basis der unter Kapitel II.2.3.2.1 bis II.2.3.2.3 genannten Faktoren kann für jeden erdachten Schadensfall eine halb-qualitative Abschätzung durchgeführt werden, um den Fehler mit anderen Schadensfällen vergleichen zu können. So kann beispielsweise eine Störung mit gravierender Auswirkung geringer eingestuft werden als ein

mittelschwerer Defekt, wenn dieser viel häufiger auftreten würde. Mittels der entstehenden Bewertungsskala können abschließend Schwellenwerte eingeführt werden, um festzulegen welches Risiko akzeptiert werden kann.

Das Risiko (R) wird generell definiert als Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles multipliziert mit der Auftretenswahrscheinlichkeit dieses Fehlerfalles:

$$R = S \times P$$

wobei

S eine dimensionslose Zahl für die Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles ist, z.B. eine Abschätzung wie stark die Auswirkung des Fehlerfalles auf das System oder den Anwender sind

P eine dimensionslose Zahl die die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Fehlerfalles darstellt

#### *II.2.4 Randbedingungen*

Die FMEAs wurden unter den folgenden Annahmen durchgeführt:

1. Die Studie beschränkt sich auf die für ein Gasantriebssystem benötigten Systeme an Bord der Schiffe
2. Die Analyse konzentriert sich auf die Hauptrisiken während des „Normalbetriebes“ bzw. auf das Bunkern.
3. Die Studie konzentriert sich auf Risiken infolge des Austretens von LNG oder Erdgas
4. Das LNG System arbeitet innerhalb seiner Auslegungsparameter.
5. Es wurden nur Einzelfehler betrachtet.
6. Regelmäßige Kontrollen und Wartung werden vorausgesetzt.
7. Die Anlage wird von einer erfahrenen und ausreichend ausgebildeten Mannschaft bedient.
8. Die Analysen wurden auf Basis der drei unterschiedlichen Schiffentwürfe der beteiligten Werften durchgeführt.



### *II.2.5 Betrachtete Systems*

In der Analyse wurden die Komponenten betrachtet, die beim Normalbetrieb bzw. beim Bunkern an Bord genutzt werden. Die Analyse wurde entsprechend der Reihenfolge der Funktionsblöcke durchgeführt. Für die Bewertung der Schwere der Auswirkungen des Fehlers, die Auftretenswahrscheinlichkeit und die Detektionswahrscheinlichkeit wurden die fünf beschriebenen Kategorien verwendet.

Die folgenden Funktionsblöcke wurden in die Ausarbeitung einbezogen:

1. Tank
2. Bunkerstation
3. Gasaufbereitungsraum / Gas Handling Room
4. Belüftung / Abblasesystem
5. Rohrleitung zur Gasregelstrecke
6. Motor inklusive der Gasregelstrecke (nicht betrachtet)

#### *II.2.5.1 Ergebnisse der FMEA Analysen*

Die detaillierten Ergebnisse der drei FMEA Analysen zu den unterschiedlichen Schiffsentwürfen befinden sich im Anhang. Im Folgenden werden einige potentielle Fehler diskutiert, welche sich gemäß der durchgeführten Bewertung im Bereich der Criticality Matrix befinden, welcher ein hohes Risiko für das Schiff und die Besatzung aufweist. Die Bewertung der Auswirkung der betrachteten Fehlerfälle erfolgte in zwei Schritten: erstens unter der Annahme, dass keine Sicherheitssysteme vorhanden sind und im zweiten Schritt unter der Annahme, dass alle vorgesehen bzw. im Rahmen der Sicherheitsanalyse diskutierten Sicherheitssysteme wie z.B. Sicherheitsventile, Alarmsysteme, etc. ordnungsgemäß funktionieren.

Bei dem Schiffsentwurf der Meyer Werft sollte der Aufstellungsraum für den Tank zunächst mit Inertgas gefüllt sein. Zum einen können so geringe Mengen von freigesetztem Gas leichter detektiert werden zum anderen steht so der notwendige Sauerstoff für eine ungewollte Verbrennung von freigesetztem Gas nicht zur Verfügung. Allerdings birgt diese Inertgasatmosphäre auch das Risiko, dass es bei ungewollter Freisetzung in die Crewkabinen zur gesundheitlichen Gefährdung der Crewmitglieder kommen kann. In diesem Punkt wurde aufgrund der Erkenntnisse dieser Sicherheitsanalyse das Design grundlegend geändert, so dass der

Tankaufstellungsraum nun mit getrockneter Lüft befüllt wird. Aufgrund des Fehlens von Zündquellen (Ex-Bereich) kann dennoch das Entzünden von freigesetztem Gas ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus wurden Leckagen von Flanschen, Schweißstellen, Rohrbrüchen etc. im Gasaufbereitungsraum gemäß der Bewertungsskala so bewertet, dass sie sich im Bereich des hohen Risikos in der Risikomatrix befinden (Initialbewertung). Um mögliche Konsequenzen wie Versprödung der Struktur zu vermeiden, wurden Maßnahmen wie eine Gasdetektierung, ein Belüftungssystem (30-facher Luftwechsel) sowie Auffangwannen diskutiert. Unter Berücksichtigung dieser Sicherheitsmassnahmen konnte die Schwere dieses Fehlers deutlich verringert werden.

Weitere Fehler liegen in der Risikomatrix angrenzend zum Hochrisikobereich. Zwei Fehler sind direkt mit dem möglichen Fehler verknüpft, dass das Schließen der Tanks nicht mehr möglich ist. Dies kann durch Undichtigkeiten an den Ventilen bzw. an Flanschen, welche in der sog. Valve Chamber / Ventilkammer angeordnet sind, hervorgerufen werden. Die austretenden Gasleckagen können zu einem Druckanstieg führen. Da die Ventilkammer, welche direkt auf den Tank geschweißt ist, mittels eines Sicherheitsventils gegen Überdruck abgesichert ist, kann über diese Schutzeinrichtung das Gas an einen sicheren Platz abgeblasen werden.

Weitere Fehler stehen in direkten Zusammenhang mit LNG Leckagen in das Wasserglycolsystem, welches den Heizkreislauf der Wärmetauscher darstellt. Durch die Temperaturen des Wasserglycolgemisches käme es zu einer direkten Verdampfung des LNGs in dem Heizkreislaufes, was aufgrund des Druckes zu Folgeschäden führen kann. Zur Vermeidung dieses potentiellen Fehlers wurden Ausgleichsbehälter vorgesehen, welche den Überdruck mittels Sicherheitsventile über das Abblasesystem freisetzen können.

Diese aufgeführten Fehler ergeben sich für den Normalbetrieb bzw. diese Fehler sind auch beim Bunkern von LNG für dieses Schiff relevant. Hierbei ist zu beachten, dass die Leckagemengen beim Bunkern von der realisierten Transferrate zwischen dem Kreuzfahrtschiff und der Bunkerinstallation abhängig sind.

Abschließend kann geschlussfolgert werden, dass unter den diskutierten Sicher- und Schutzeinrichtungen kein Fehler in dem Hochrisikobereich verblieben ist.

Für die gasbetriebene RoPax-Fähre ergeben sich analoge Fehlerfälle wie bei dem Schiffsentwurf des Kreuzfahrtschiffs, welche gemäß dem durchgeführten Ranking in dem High Risk Bereich liegen. Im Unterschied zu dem Kreuzfahrtschiff wurde weiterhin der potentielle Fehlerfall diskutiert, dass durch ungenügende Ladungssicherung der Tankaufstellungsraum, welcher sich im Ladungsbereich befindet, inklusive des Tankes beschädigt werden kann. Aus einer solchen Beschädigung kann eine Versprödung der umliegenden Struktur

infolge kryogener Effekte bzw. eine entzündbare Gaswolke resultieren. Ein Schutz gegen eine potentielle Beschädigung des Tankraumes stellt die mechanische Verstärkung z.B. mittels eines Kofferdamms dar.

Weitere potentielle Fehler waren Leckage von LNG in das Wasserglycolsystem der Wärmetauscher, Flüssig- als auch Gasleckagen in dem Gasaufbereitungsraum sowie das Versagen eines Sicherheitsventils im Brandfall. Durch geeignete Sicherheitsmaßnahmen verblieben diese diskutierten Fehler in einem Bereich mit einem niedrigeren Risiko für die wiederholte Bewertung der Fehlerfälle. Somit konnte auch für diesen Schiffsentwurf geschlussfolgert werden, dass unter den diskutierten Sicher- und Schutzeinrichtungen kein Fehler in dem high Risk Bereich verblieben ist.

Für die gasbetriebene Mega Yacht ergeben sich wie bei den vorherigen betrachteten Schiffsentwürfen vergleichbare Fehlerszenarien. Ein weiterführender potentieller Fehlerfall war, dass bei Ausfall des Heizkreislaufes LNG in die Rohrleitungen, die zum Motor führen, gelangen kann, welche nur für den höheren Temperaturbereich von Gas ausgelegt sind. Somit würde es unter den kryogenen Temperaturen zur Versprödung der entsprechenden Leitungen kommen. Eine Temperaturüberwachung hinter dem Wärmetauscher verbunden mit einer entsprechenden Abschaltung kann diesen potentiellen Fehler vermeiden, so dass es zu keiner Gefährdung von Menschen bzw. des Systems kommt.

Eine detaillierte Auflistung der diskutierten Fehlerfälle befindet sich im Anhang. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass durch die vorgesehenen Sicherheitsmassnahmen das Risiko der betrachteten Fehlerfälle deutlich verringert werden konnte, so dass diese in einem akzeptablen Bereich liegen.

Das Unglück des Kreuzfahrtschiffes „Costa Concordia“ führte dazu, dass die sicherheitstechnische Untersuchung um das mögliche Event einer Kollision bzw. um ein solches Havarieszenario für das gasbetriebene Kreuzfahrtschiff erweitert wurde. Hierbei wurde untersucht, ob durch das Freisetzen von Gas eventuelle Rettungsmannschaften behindert werden können.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass ein gasbetriebenes Schiff mit einem Havarieplan ausgestattet sein soll. Dieser enthält für etwaige Rettungsmannschaften die wichtigsten Informationen zur Gasantriebsanlage, z.B. Ort der LNG-Tanks, Auslegungsdruck, Kapazität, etc. Darüber hinaus sollen Möglichkeiten dargestellt werden, wie eine Druckentlastung der Tanks vorgenommen werden kann, damit es nicht zu einem Versagen der Tanks kommt bzw. das Gas nicht unkontrolliert freigesetzt wird. Auswirkungen auf die Rettungsmannschaften können so minimiert werden.

Darüber hinaus wurde das Design der Tanklager näher diskutiert, welche für extreme Krängungswinkel, wie bei dem Unfall der „Costa Concordia“, nicht ausgelegt sind. Es sind zusätzliche Lagerblöcke an den Tankoberseiten vorzusehen, um Beschädigungen des Tankes durch extreme Krängungswinkel zu vermeiden.

## *II.2.6 Erarbeitung Alternativer Design Vorschläge*

Die MSC.285(86) basiert auf den ersten drei gasbetriebenen Schiffen, welche mit einer Ausnahmegenehmigung in Norwegen in Fahrt gekommen sind. Im Laufe des Projektes stellte sich heraus, dass die MSC.285(86) Raum für Interpretation bzw. alternative Lösungsmöglichkeiten, wenn sie ein gleichwertiges Sicherheitsniveau erreichen, zulässt.

Im Rahmen des GasPax Projektes sind beispielsweise die Tankkonzepte mit den dazugehörigen Anforderungen an die zweite Barriere abweichend von der MSC.285(86) entwickelt und diskutiert worden. Das Projekt verfolgte von Beginn an die Auslegung der Tanksysteme und der damit verbundenen Systeme gemäß IGC-Code. Dieser Standpunkt konnte mittels der deutschen Delegation bei der IMO vorgebracht werden, wodurch direkter Einfluss auf die Richtlinienentwicklung genommen wurde. Mittlerweile zählen diese Interpretationen bzw. alternative Designvorschläge zur anerkannten Praxis, was sich auch in den Protokollen des Unterkomitees BLG widerspiegelt.

Eine Zusammenfassung der Interpretationen zur MSC.285(86) / GL Richtlinie VI-3-.1 bzw. zu den alternativen Designmöglichkeiten befindet sich im Anhang „Notes on the Application of the Guidelines for the Use of Gas as Fuel for Ships“.

## *II.2.7 Erarbeitung von Vorschlägen für Bunkersprozeduren*

Die Bebungung von Schiffen mit Flüssiggas ist augenblicklich noch nicht geregelt. Der IGF-Code wird nur Anforderungen hinsichtlich der Bunkerstation an Bord des gasbetriebenen Schiffes beinhalten. Das Bunkertransfersystem als auch das Bunkerschiff fallen nicht unter den IGF-Code. Das Bunkerschiff, falls es sich hierbei um ein seegehendes Schiff handelt, muss gemäß den Anforderungen des IGC-Codes gebaut werden.

Derzeitig gibt es verschiedene Forschungsprojekte bezüglich Bunkern von LNG, da weder geeignete Transfersysteme zur Verfügung stehen, noch bunkerspezifische Fragestellungen gelöst sind. Das Projekt BunGas ist als Folgeprojekt aus GasPax entstanden. Nachdem eine sichere Integration der Gasantriebsanlage an Bord verschiedener Schiffsentwürfe mittels des GasPax Projektes nachgewiesen werden konnte, stellt das Bunkern von LNG den notwendigen Link zur Nutzung dieses Kraftstoffes an Bord eines Schiffes dar. Die Erarbeitung technischer Lösungen zum Bebungern eines Schiffes mit LNG wird aktuell als Schlüsselement zur weiteren Verbreitung dieses Kraftstoffes gesehen.

Der Gebrauch von Flüssiggas bringt grundsätzlich 4 Gefahrenmomente mit sich, die sowohl bei dem Gebrauch dieses Kraftstoffes an Bord als auch beim Bunkern zu beachten sind. Dies sind:

- Gas ist explosiv und brennbar

Die Einrichtungen auf Schiffen, die Gas als Brennstoff benutzen, müssen den erhöhten Anforderungen des Explosionsschutzes genügen. Dies trifft insbesondere auch für die Bunkerstation während des Transferprozesses zu. Darüber hinaus gilt dies auch für die Ausrüstungen von Arbeitspersonen, die sich in den entsprechenden Bereichen aufhalten.

- Flüssiggas ist tiefkalt

Flüssiges Methan hat bei atmosphärischem Druck eine Temperatur von  $-163^{\circ}\text{C}$ . Insbesondere beim Bunkern müssen die Transfersysteme an und abgeschlagen werden, welches potentielle Leckagemöglichkeiten darstellen. Bei diesen niedrigen Temperaturen können Arbeitspersonen, die mit Flüssiggas in Kontakt kommen, Beschädigungen des körpereigenen Gewebes erleiden, dieses Phänomen wird auch Frostbrand genannt. Darüber hinaus bestehen Schiffe in der Regel aus ferritisch-perlitischem Schiffbaustahl. Dieser Stahl wird bei niedrigen Temperaturen spröde. Wird ein Schiffskörper derart tief abgekühlt, würde er bereits im ungünstigen Fall unter den Eigenspannungen reißen.

- Menschen können in Atmosphäre mit reduziertem  $\text{O}_2$  Gehalt ersticken.

Menschen können in gashaltiger Atmosphäre nicht atmen. Flüssiggase sind in der Regel geruchlos. Eine Odurierung, wie sie zum Beispiel bei Gasnetzen vorgenommen wird, ist im Schiffsbetrieb nicht üblich und nicht sinnvoll.

- Der schnelle Phasenübergang unter großer Volumenzunahme von flüssig auf gasförmig.

Der schnelle Phasenübergang wird in der Literatur auch als sogenannte kalte Explosion bezeichnet. Kennzeichen dieses schnellen Phasenüberganges von der flüssigen in die gasförmige Phase ist eine blitzartige Volumenzunahme um das bis zu 600 fache. Es besteht die Gefahr der Bildung einer zündfähigen Gaswolke.

Aus oben genannten Gründen sind etwaige Leckmengen beim Betanken mit Flüssiggas so gering wie möglich zu halten. Notabschaltventile sind vorzusehen, welche hinreichend schnell schließen müssen, damit im Leckfall schnell abgestellt werden kann. Schlauchkupplungen für den Gebrauch von Flüssiggas sollen genormt sein, um Irrtümer beim Anschließen weitestgehend zu vermeiden. Ein positiver Nebeneffekt ist das schnelle und sichere Anschließen.

Trockenbruchkupplungen sollen die Konsequenzen, die durch das Risiko abreißender Verbindungen während des Bunkers bestehen, weitgehend abmildern. Durch eine geeignet gewählte Anordnung von Sollbruchstellen in den Leitungen in Kombination mit federbelasteten Rückschlagventilen werden etwaige Leckmengen im Falle des Abrisses von Leitungen so weit reduziert, dass sie keine Gefahr mehr darstellen.

Eine Bunkercheckliste muss mindestens folgende Punkte für das Bunkerfahrzeug und das Empfängerschiff beachten:

Vor dem Bunkern:

- Wurde die Revierzentrale über den Bunkervorgang informiert und hat dem Bunkern zugestimmt?
- Festlegung der Verantwortlichen
- Festlegung der Bunkerwachen
- Bunkermenge und Bunkerrate
- Gemeinsame Festlegung des Bunkervorganges.
- Bunkern mit Gasrückführung ?
- Zustand des Tanks des Empfängerschiffes (Druck, Temperatur)
- Klärung der Bunkerschnittstellen.
- Festlegung des Vorgehens für das Runterkühlen der Leitungen.
- Festlegung des Auf- und Abrampens der Transferraten.
- Festlegung des Bunkerdrucks.
- Festlegung der Stopprozedur am Ende des Bunkerns.
- Festlegung der Regelung des Drucks der Gaspendelleitung.
- Festlegung der Topping-Off-Rate.
- Ist das Bunkerfahrzeug bereit jederzeit aus eigener Kraft abzulegen?
- Ist das Bunkerfahrzeug sicher festgemacht und abgefendert.
- Gibt es einen sicheren Übergang vom Bunkerfahrzeug zum Empfängerschiff?
- Funktioniert das abgestimmte Kommunikationssystem (Test)?
- Klärung des Kommunikationswegs mit dem Terminal.
- Gemeinsame Festlegung der Notfall- und Abschaltungsvorgänge und des Nottrennungsvorgangs.
- Wurde die Notabschaltung sachgemäß installiert und funktioniert selbige (Test, inkl. Schließzeiten)
- Sind die Feuerlöschsysteme im Bereich der Bunkerstation auf beiden Schiffen bereit zum sofortigen Einsatz?
- Ist das Wassersprühsystem/Wasservorhang betriebsbereit und aktiviert?
- Sind die erforderlichen Überwachungseinrichtungen (z.B. Gas, Überfüllsicherung) einsatzbereit?
- Wurden die Öffnungen im Bereich der gefährdeten Zonen beim Bunkern geschlossen?
- Sind alle Systeme die zum Bunkern benötigt werden (Übergabesystem, Schläuche, etc.) im fehlerfreien Zustand?
- Ist die Auffangwanne sachgerecht installiert?
- Wurde der Potentialausgleich sachgerecht installiert?
- Wurden die Antennen der Schiffe sachgemäß geerdet und die Radargeräte abgeschaltet?

- Wurden die VHF/UHF/AIS in den richtigen Leistungsmodus geschaltet?
- Wurden die Übergabeschläuche sachgemäß angeschlossen?
- Sind alle unbenutzten Bunkerstutzen gesichert und verschlossen?
- Wurde der Dichtheitstest der Übergabeschläuche erfolgreich durchgeführt?
- Wurden die Übergabeschläuche erfolgreich gespült?
- Wurde die persönliche Schutzausrüstung vom Bunkerpersonal im Gefahrenbereich angelegt?
- Wurden alle Vorbereitungen für die Betriebsstoffübernahme erfolgreich durchgeführt?
- Sind die Übergabeleitungen sicher gelagert?
- Ist das Transferüberwachungssystem aktiviert?
- Wurde die Leitung runtergekühlt?

Nach dem Bunkern:

- Wurden die Transferleitungen entleert, druckentlastet und gespült?
- Wurden die Anschlussstutzen sachgemäß verschlossen?
- Wurden die Erdungs- und Kommunikationsleitungen getrennt?
- Wurde die Dokumentation im Einvernehmen abgeschlossen?

### *II.2.8 Zusammenfassende Beurteilung der drei Schiffsentwürfe*

Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass auf Basis der von den Werften eingereichten Unterlagen die bordseitige Integration der Gasantriebsysteme erfolgreich durchgeführt wurde und ein sicherer Betrieb der Anlagen gewährleistet ist. Die durchgeführten Hazids bzw. die detaillierten FMEAs zu den drei unterschiedlichen Schiffsentwürfen haben keine Gefahren / potentielle Fehler aufgezeigt, welche nicht durch geeignete Sicherheitsmassnahmen auf ein akzeptables Niveau gebracht werden konnten.

### *II.3 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen*

Zum Ende der Projektlaufzeit haben verschiedene Designbüros Konzepte gasbetriebener Schiffe veröffentlicht. Hierbei ist festzustellen, dass die Konzepte sehr streng an den ursprünglichen Anforderungen der MSC.285(86) orientiert sind. So sind beispielsweise die Tanks bei Entwürfen von Kreuzfahrtschiffen am offenen Deck angeordnet. Aufgrund dieser Anordnung wird ein Teil der Fläche eingebüßt, welcher üblicherweise für die Passagiere genutzt wird. Somit hat die Meyer Werft im Rahmen des Verbundvorhabens ein innovatives, sicheres Schiffskonzept entwickelt, was sich von anderen Konzepten deutlich absetzt. Anfang 2013 kam ein gasbetriebenes Fährschiff, welches die Tanks auch am offenen Deck platziert hat, zwischen Turku und Finnland in Fahrt.

#### *II.4 Erfolgte bzw. geplante Veröffentlichung*

Auf folgenden Veranstaltungen wurden Ergebnisse des GasPax-Projektes vorgestellt:

- CLIA Leadership Forum 2010; „Safety of Gas fuelled ships“; 2010-11-17 Miami
- EMSA/ECSA Seminar on LNG Fuelled Shipping; Current development of IMO IGF-Code; 2010-09-07 Lissabon
- Gas Fuelled Ships Conference; Bunkering of LNG fuelled Vessels; 2010-10-20 Hamburg
- Brennstoffzellen- und Gasmotoren-Antriebe, VDR-Seminar für Reedereininspektoren, 2011-01-27 Müden an der Örtze
- LNG: Fuel for Shipping, Lloyds Maritime Academy, 2011-02-16 London
- Gas fuelled Cruise Ships, GL Forum Passenger Vessel, 2011-06-23 Hamburg
- Gas fuelled ships conference, 2011-10-26/27 Rotterdam
- Seminar Gas als Schiffsbrennstoff, GL-Academy, 2011-11-01 Busan, Süd-Korea
- Kundenbesuch (Umrüstung der vorhandenen Maschinenanlage zu einem Dual-fuel-Antrieb) 2011-11-03 Hamburg
- Clia Conference, 2011-12-01 Hollywood, USA
- Nonstop, magazine for customers and business partners, Jan. 2012, <http://www.gl-group.com/en/downloads/24407.php>
- Seminar Gas als Schiffsbrennstoff, GL-Academy, 2012-02-20 Tokio, Japan
- FSA mit Norwegen, 2012-02-28 Oslo

Weitere geplante Veröffentlichungen sind der hauseigene Flyer zum Thema LNG als Schiffsbrennstoff sowie die Vorstellung der gasbetriebenen RoPax-Fähre im Juni auf der Nor-Shipping 2013.



### ***III Anhang***

1. Notes on the Application of the Guidelines for the Use of Gas as Fuel for Ships

# Technical Publications



## Notes on the Application of the Guidelines for the Use of Gas as Fuel for Ships



Reproduction by printing or photostatic means is only permissible with the consent of  
Germanischer Lloyd SE.

**Germanischer Lloyd SE**

**Head Office**

Brooktorkai 18, 20457 Hamburg, Germany

Phone: +49 40 36149-0

Fax: +49 40 36149-200

[headoffice@gl-group.com](mailto:headoffice@gl-group.com)

**[www.gl-group.com](http://www.gl-group.com)**

Published by: Germanischer Lloyd SE, Hamburg

## Introduction

In May 2010 GL published “Guidelines for The Use of Gas as Fuel for Ships” which incorporate the IMO “Interim Guidelines on Safety of Natural Gas Fuelled Engine Installations in Ships” (Resolution MSC.285(86)) and provide additional guidance and recommendations on its application. The Guidelines apply to ships not covered by the IGC-Code with natural gas fuelled internal combustion engines.

MSC.285(86) represents a first step towards developing an “International Code on Safety for Gas-Fuelled Ships” – IGF Code. As work at IMO is still ongoing and a number of issues covered by MSC.285(86) are being revisited and discussed in IMO working groups, this document is offered as additional GL guidance on the interpretation of specific provisions in MSC.285(86) and the GL “Guidelines for The Use of Gas as Fuel for Ships”. It is based on experience gained in numerous projects and discussions with industry partners who have a close interest in gas as ship fuel.

## Background

At its 86th Session in 2009, the IMO Marine Safety Committee (MSC) adopted the “Interim Guidelines on Safety of Natural Gas Fuelled Engine Installations in Ships” as Assembly Resolution MSC.285(86). MSC also decided to make reference to these Interim Guidelines in SOLAS Regulation II-1/26 by introducing a footnote. MSC.285(86) entered into force with the SOLAS revision on 1st June 2010. It represents the current state of regulations for seagoing ships other than liquefied gas carriers using natural gas as ship fuel. It is only applicable to internal combustion engines.

Based on MSC.285(86) it is possible to build ships with natural gas as fuel which in most cases will be methane stored in dedicated tanks as liquefied natural gas (LNG) at 1 bar abs and -163 °C. MSC.285(86) may serve as reference for the approval by flag state administrations and classification societies, however, different or additional requirements may be imposed in individual cases. Only when the IGF Code currently under development at IMO becomes part of SOLAS will a binding set of requirements be in place.

MSC.285(86) may therefore be regarded as a first step to pave the way for the use of liquefied gases and liquid fuels with a flashpoint below 60 °C (Low Flashpoint Fuels - LFF). It is expected that the ongoing work on the “International Code on Safety for Gas-Fuelled Ships” – IGF Code (target completion date 2014) will extend the range of liquefied gases and low flashpoint fuels as well as provide specific requirements for different power converters such as internal combustion engines, auxiliary boilers, fuel cell systems and gas turbines.



**Additional information on the interpretation of the GL Guidelines for the Use of Gas as Fuel for Ships****Content**

<b>Rule Note No.</b>	<b>List of Sections and Paragraphs with comments</b>	
1	0.3.1	Functional Requirements to minimize hazardous areas
2	1.3.30	Definition of single gas fuel engine
3	1.3.33	Definition for tank room
4	2.1.3	Protection of spaces against explosions
5	2.1.3.1	Relief devices for rooms with gas equipment
6	2.1.3.5	Control stations
7	2.3.3.2	Geometry of ESD protected engine rooms
8	2.4.3	Sill for the tank room
9	2.5.1	Pipe design
10	2.6.1.1.2	ESD protected engine rooms
11	2.6.2.2	Redundancy for gas supply piping
12	2.6.2.3	Need of tanks of equal size for fuel supply
13	2.6.3.1.1	Minimum redundancy power requirement for gas only engines.
14	2.6.3.1.3	Limitation to 10 bar g for gas systems
15	2.7.1.1	Double wall piping and ventilated ducts
16	2.7.1.1.1	Frequent purging of fuel lines
17	2.7.1.1.2	Explanation of under pressure ventilation for ducts with fuel lines
18	2.7.1.3	Pressure sizing of ventilated ducts
19	2.7.1.3.2	Use of de Laval pressure for definition of flow
20	2.7.1.4	Use of de Laval pressure for definition of flow
21	2.7.1.5	Flexibility of the gas supply piping
22	2.8.1.1	Use of independent tanks according IGC-Code Chapter 4
23	2.8.1.3	Sizing of PRVs for gas storage tanks
24	2.8.1.5	Loading limit for gas storage tanks
25	2.8.1.6	Means to empty the fuel tank must be provided
26	2.8.1.7	Inerting of fuel storage tanks

Rule Note No.	List of Sections and Paragraphs with comments	
27	2.8.3.4	Drip trays for fuel tanks above deck
28	2.8.4.1	Limitation of maximum tank pressure to 10 bar
29	2.8.4.1.1	Means to depressurize compressed gas tanks in case of fire
30	2.8.4.1.2	Thermal protection of surfaces in the tank room
31	2.8.4.3	Secondary barrier requirement for the tank room
32	2.8.4.4	Secondary barrier requirement for the tank room
33	2.9.2.2	Valve arrangement in the bunker line
34	2.9.3.2	Ventilated duct for gas piping
35	2.10.1.4	Use of parallel ventilators for redundancy
36	2.10.1.8	Definition of the volume for ventilation
37	2.10.2.1	Ventilation of the tank room
38	5.2.1	Reference to Sec 2
39	5.5.6	Gas detection
40	5.6.3.2	Bleeding of gas pipes
41	5.6.7	Stand by requirement for second gas supply
42	5.6.7.2	Reference to Sec 2 for ESD redundancy requirements
43	6.1	Stand by operation gas / oil
44	6.2.1	Control of the last gas valve prior to the gas engine
45	6.2.1.3	Explosion relief venting
46	7.2	Test of weldings
47	7.3.6	Leak testing
48	Sec. 8	No comments

## Interpretation notes

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
1	0.3.1	3.1 Minimize hazardous areas as far as is practicable to reduce the potential risks that might affect the safety of the ship, personnel and equipment.	The aim is to minimize the number of locations for possible hazards. The wording may lead to the assumption that only the size of hazardous areas should be minimized which is not the case.
2	1.3.30	1.3.30 <i>Single gas fuel engine</i> means a power generating engine capable of operating on gas-only, and not able to switch over to oil fuel operation.	The term single gas fuel engine has been introduced to distinguish between dual fuel engines which can operate on gas OR oil and engines which are not able to operate on oil only even if they have pilot fuel systems.  Application of single gas fuel engine shall not be limited to electrical power generation engines by definition. However, this kind of application is considered to be the only suitable one at present stage.
3	1.3.33	1.3.33 <i>Tank room</i> means the gas-tight space surrounding the parts of the bunker tank, containing all tank connections and all tank valves.	Deviation from IGC-Code because the Definition is not adequate: The intention is to define the room containing connections and valves but not the hold space according IGC-1.3.19
4	2.1.3	2.1.3 An explosion in any space containing open gas sources should not:	This means that all areas where flammable gas may be released have to be considered. This includes all areas where single wall gas piping is installed. The term explosion does not mean that a pressure increase up to the detonation pressure should be assumed. The pressure increase to be considered is the increase related to a gas deflagration.
5	2.1.3.1	.1 cause damage to any space other than that in which the incident occurs;	For spaces containing open gas sources relief devices of sufficient capacity are required. The relief scenario and hence the relief capacity should be addressed in the safety analysis for the gas system.
6	2.1.3.5	.5 disrupt the proper functioning of control stations and switchboard rooms for necessary power distribution;	Special attention should be given to the location of control rooms and control stations to assure the availability of power distribution also in case of a gas explosion.
7	2.3.3.2	2.3.3.2 ESD-protected machinery spaces for gas fuelled engines should have as simple geometrical shape as possible.	This requirement is aiming to minimize the possibility of gas accumulation in case of a gas leakage. It is only valid for ESD protected machinery spaces because only for these a gas leak is assumed. Inherent safe engine rooms are handled as normal engine rooms without special requirements.
8	2.4.3	2.4.3 The tank room entrance should be arranged with a sill height of at least 300 mm.	Tanks have to be designed in accordance with IGC-Code requirements for independent tanks. Therefore they need a complete (Type A), a partial (Type-B) or no secondary barrier (Type-C). A sill intended to prevent leaked LNG from leaving the tank room is therefore only necessary if the process equipment is also installed in the tank room and not in a separate room. A sill to prevent sea water from entering a tank room at open deck should be covered by the general ship design requirements. For these reasons this requirement from MSC.285(86) is not of great relevance.



Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
9	2.5.1	2.5.1 The requirements of this section apply to gas piping. The Administration may accept relaxation from these requirements for gas piping inside gas tanks and open ended piping after special consideration, such as risk assessment.	This requirement references to Sec. 2.2.2 were the possibility of some relaxations regarding the quality of materials of piping are mentioned.
10	2.6.1.1.2	.2 <i>ESD-protected machinery spaces:</i> Arrangements in machinery spaces are such that the spaces are considered non-hazardous under normal conditions, but under certain abnormal conditions may have the potential to become hazardous. In the event of abnormal conditions involving gas hazards, emergency shut-down (ESD) of non-safe equipment (ignition sources) and machinery is to be automatically executed while equipment or machinery in use or active during these conditions are to be of a certified safe type.	<p>Under normal operation conditions it is possible to reduce the dimension of an Ex-zone by forced venting (2.10.3.2) to the direct ambiance of a leak source. E.g. to some centimeters around a flange which might have to be regarded as a source of leakage. This procedure is described in IEC-60079-10. Note that this is note covering large leaks in case of a failure. E.g. the blow out of the seal of a flange connection. The ESD concept uses this procedure to avoid an ex zone under normal operation conditions.</p> <p>For failures in the system with large gas leaks the shut down of non ex-proofed equipment is required to eliminate ignition sources.</p> <p>In addition to this a deflagration in the ESD room is assumed to be the worst case (comp. 2.6.3.1.1). The room has to withstand such an event in a way that no other rooms within the ship are endangered in an unacceptable way (comp. above and Preamble 3.9). Generally this means that an explosion relief must be provided.</p>
11	2.6.2.2	2.6.2.2 In case of leakage in a gas supply pipe making shut-down of the gas supply necessary, a secondary independent fuel supply should be available. Alternatively, in the case of multi-engine installations, independent and separate gas supply systems for each engine or group of engines may be accepted.	<p>For gas only engines it is assumed that a failure in the gas supply can happen. Therefore redundancy is required. The redundancy is not required for the piping at the engine itself. Dual fuel engines fulfil this requirement if a switch between fuels is possible without any interruption of engine operation.</p> <p>The wording secondary independent fuel supply usually in practice means oil fuel supply. Of course, for gas only engines a secondary gas supply theoretically can also be used.</p> <p>However, a gas only engine plant would need to have separate independent gas supply up to the last gas valve prior to admission to the combustion chamber.</p> <p>Realization of a gas only single engine plant is not considered to be practical at present stage.</p>
12	2.6.2.3	2.6.2.3 For single fuel installations (gas only), the fuel storage should be divided between two or more tanks of approximately equal size. The tanks should be located in separate compartments.	<p>Redundancy is also required for fuel supply capacity (comp also Sec. 2.10.2). The requirement for tanks of equal size is not necessary if each tank has enough capacity to supply the power for a sufficient time to reach a safe location for repair.</p> <p>The fuel supply should be analog to oil fuelled systems. The given requirements of oil fuelled systems are based on day tank requirements and assume that the system can be brought back to working conditions within a few hours. This limit is to weak: The</p>

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
			ship should be able to reach safe the next harbour. Therefore a distance like it is recommended for redundant propulsion for passenger vessels seems adequate for a world wide service. GL regards a distance of 2000 sm - which is based on GL rules VI- Part 11-2, Section 2, A.4. - as a sufficient margin.
13	2.6.3.1.1	.1 Engines for generating propulsion power and electric power should be located in two or more machinery spaces not having any common boundaries unless it can be documented that the common boundary can withstand an explosion in one of the rooms. Distribution of engines between the different machinery spaces should be such that in the case of shutdown of fuel supply to any one machinery space it is possible to maintain at least 40 % of the propulsion power plus normal electrical power supply for sea going services. Incinerators, inert gas generators or other oil fired boilers should not be located within an ESD-protected machinery space.	<p>The intention of this requirement is to ensure the maneuverability of the ship in case of a failure in the engine room.</p> <p>The requirement of 40 % of minimum power should apply to both systems, gas only engines and inherent safe engine rooms. Therefore a complete redundancy for at least 40 % of power is required.</p> <p>Please compare also 5.6.7.2 for ventilation shutdown requirements.</p>
14	2.6.3.1.3	.3 Pressure in gas supply lines within machinery spaces should be less than 10 bar, e.g., this concept can only be used for low pressure systems.	<p>If a higher pressure than 10 bar is more dangerous depends on the amount of gas released respectively stored in a failing pipe or vessel and not on the absolute pressure in an unspecified volume.</p> <p>For this reason the requirement will be most likely modified for the IGF-Code.</p>
15	2.7.1.1	2.7.1.1 Gas supply lines passing through enclosed spaces should be completely enclosed by a double pipe or <b>ventilated</b> duct. This double pipe or <b>ventilated</b> duct should fulfil one of the following:	The intention of this paragraph is to follow the two barrier principle: Failure of one barrier should not lead to a dangerous situation.
16	2.7.1.1.1	<p>.1 The gas piping should be a double wall piping system with the gas fuel contained in the inner pipe. The space between the concentric pipes should be pressurised with inert gas at a pressure greater than the gas fuel pressure. Suitable alarms should be provided to indicate a loss of inert gas pressure between the pipes. [...]</p> <p>When the inner pipe contains high pressure gas, the system should be so arranged that the pipe between the master gas valve and the engine is automatically purged with inert gas when the master gas valve is closed; or</p>	The purging requirement will lead to additional emissions and is not necessary. The volume of the pipe and from this the risk potential is not included. This requirement is subject to evaluation in the given case.

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
17	2.7.1.1.2	<p>.2 The gas fuel piping should be installed within a ventilated pipe or duct. The air space between the gas fuel piping and the wall of the outer pipe or duct should be equipped with mechanical under pressure ventilation having a capacity of at least 30 air changes per hour. This ventilation capacity may be reduced to 10 air changes per hour provided automatic filling of the duct with nitrogen upon detection of gas is arranged for. The fan motors should comply with the required explosion protection in the installation area. The ventilation outlet should be covered by a protection screen and placed in a position where no flammable gas-air mixture may be ignited.</p>	<p>This is related to IGC-Code 16.3.1.2 but with deviations in wording and in scope of requirements.</p> <p>The wording under pressure ventilation is misleading. The meaning is that suction ventilation should be used to ensure a pressure below the ambient pressure. The intention is that a gas transfer to other rooms has to be excluded.</p>
18	2.7.1.3	<p>2.7.1.3 For high-pressure piping the design pressure of the ducting (<b>in this case ducting means the second pipe</b>) should be taken as the higher of the following:</p>	<p>This requirement is applied to double wall piping and ventilated duct as referenced in Sec. 2.9.3.3. As a consequence all ventilated ducts will be pipes because the minimum pressure will be the Laval pressure which is about 6 bar abs at 11 bar abs inner pipe pressure. 11 bar abs is for high pressure piping.</p>
		<p>.1 the maximum built up pressure: static pressure in way of the rupture resulting from the gas flowing in the annular space;</p>	<p>It is assumed that the inner pipe fails by rupture and that the gas from the inner pipe fills the space between the pipes. If installed the over pressure protection of the outer pipe should be considered. It should be assumed that the inner pipe operates at design pressure.</p>
19	2.7.1.3.2	<p>.2 local instantaneous peak pressure in way of the rupture<sup>*</sup>: this pressure is to be taken as the critical pressure and is given by the following expression:</p> <p>where:</p> <p><math>p_0</math> = maximum working pressure of the inner pipe</p> <p><math>k = C_p/C_v</math> constant pressure specific heat divided by the constant volume specific heat</p> <p><math>k = 1.31</math> for CH<sub>4</sub></p> <p>The tangential membrane stress of a straight pipe should not exceed the tensile strength divided by 1.5 (<math>R_m/1.5</math>) when subjected to the above pressures. The pressure ratings of all other piping components should reflect the same level of strength as straight pipes.</p> <p>As an alternative to using the peak pressure from the above formula, the peak pressure found from representative tests can be used. Test reports should then be submitted.</p>	<p>The formula calculates the Laval pressure which is the critical pressure for the gas flow. The critical pressure is the highest pressure downstream of a hole for critical flow conditions through the hole. Critical flow is the maximum flow which can occur. Lowering the downstream pressure will not increase the flow. This requirement assumes that the safety valves of the outer pipe or the free area of the ventilated duct is able to keep the pressure in the duct at the Laval pressure. The pressure must be absolute and not relative values.</p> <p>To avoid pressure piping for ventilated ducts test are necessary.</p>

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
20	2.7.1.4	2.7.1.4 For low pressure piping the duct should be dimensioned for a design pressure not less than the maximum working pressure of the gas pipes. The duct should also be pressure tested to show that it can withstand the expected maximum pressure at gas pipe rupture.	Pressure testing should be at static pressure not considering dynamic impacts in case of complete rupture of the inner pipe because a complete rupture should not be considered in this respect (comp also 2.9.3.3).
21	2.7.1.5	2.7.1.5 The arrangement and installation of the high-pressure gas piping should provide the necessary flexibility for the gas supply piping to accommodate the oscillating movements of the main engine, without running the risk of fatigue problems. The length and configuration of the branch lines are important factors in this regard.	The word main engine refers to all kind of combustion engines using gas as fuel and shall not be limited to main engine applications.
22	2.8.1.1	2.8.1.1 The storage tank used for liquefied gas should be an independent tank designed in accordance with the IGC Code chapter 4.	<p>All kind of independent tanks according to Chapter 4 of the IGC-Code can be used (comp. also 2.8.3.4).</p> <p>It is concluded that the full scope of IGC-code Chapter 4 is applied to the LNG storage tanks. This includes that conflicting requirements of the IGF-Guideline are superseded by the IGC-Code requirements with regard to tank design.</p> <p>The secondary barrier requirement refers to Sec. 2.8.4.3. It has not to be applied to Type C tanks if no penetrations are in the hold space. Pipes from the tank into the hold space can be separated from the hold space by a secondary barrier for these components.</p> <p>It must be pointed out that also the secondary barrier requirements from IGC-Code Sec. 4 apply: Complete barrier for Type A and partly barrier for Type B;</p> <p>The Basic Safety assumptions are:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Type A) cracks above the critical crack length are excepted</li> <li>- Type B) cracks below the critical crack length are accepted (how to determine and prove this for fuel tanks; the proves for cargo tanks (SPB and Moss) may not be sufficient because the load cycles are complete different.</li> <li>- Type C) no leak caused by a crack occurs during live time. This also can not be concluded for fuel tanks without further evaluation.</li> </ul> <p>At least Type C tank is the tank type with highest resistance against operational damages and collision.</p>

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
23	2.8.1.3	2.8.1.3 Pressure relief valves as required in the IGC Code chapter 8 should be fitted.	The valves must be sized according IGC-Sec 8: This leads to complete over sizing because the tanks integrated into the ship structure are not subjected to fire loads as assumed for IGC 8.5. The topic must be evaluated carefully with regard to the large amount of gas which may be released and may create a danger by itself. For vacuum insulated tanks a lower fire factor is allowed [opening to reduce valve size for vacuum insulated tanks].
24	2.8.1.5	2.8.1.5 Storage tanks for liquid gas should not be filled to more than 98 % full at the reference temperature, where the reference temperature is as defined in the IGC Code paragraph 15.1.4. A filling limit curve for actual filling temperatures should be prepared from the formula given in the IGC Code paragraph 15.1.2. However, when the tank insulation and tank location makes the probability very small for the tank contents to be heated up due to external fire, special considerations may be made to allow a higher filling limit than calculated using the reference temperature, but never above 95 %.	The reference to the complete Section 15.1.2 of the IGC-Code is misleading because the intention is to make reference to the definition of the reference temperature as given in 15.1.4.1 and not to the additional pressure relief system as given in 15.1.4.2. An additional pressure relief system as named in the IGC-Code 15.1.4.2 must be avoided because it may cause dangerous situations by itself and is not necessary. A temperature and pressure control system should be mandatory. In practice this leads to controlled venting, or boil off burning. This is necessary to control the tank content if it is filled and out of operation for a long time (e.g. in case of collision or grounding) or if an insulation damage occurs. The regulation according 15.1.4.1 of the IGC Code will lead to Loading Limits below 95 % for pressure vessels. E.g. for a 10 bar tank the loading limit will be about 83 % if calculated according 15.1.4.1. In practice the maximum filling limit for a pressure vessel will be 95 %.
25	2.8.1.6	2.8.1.6 Means that are not dependent on the gas machinery system should be provided whereby liquid gas in the storage tanks can be emptied in an emergency situation	This is necessary in case of unexpected long term shut down with a filled tank (e.g. as a result of collision or grounding). Fixed installations are not required. Nevertheless the piping and valve arrangement must be arranged in a way that it is possible to empty the tank and the procedure must be described in the operation manual.
26	2.8.1.7	2.8.1.7 It should be possible to empty, purge gas and vent bunker tanks with gas piping systems. Procedures should be prepared for this. Inerting should be performed with, for instance, nitrogen, CO <sub>2</sub> or argon prior to venting <b>with air</b> to avoid an explosion hazardous atmosphere in tanks and gas pipes.	The term to empty the tank is related to the remove of residual gas only. Inerting is required prior to vent the tank with air.
27	2.8.3.4	2.8.3.4 Tanks for liquid gas with a connection below the highest liquid level, (see 2.8.1.2) should be fitted with drip trays below the tank which should be of sufficient capacity to contain the volume which could escape in the event of a pipe connection failure. The material of the drip tray should be stainless steel, and there should be efficient separation or isolation so that the hull or deck structures are not exposed to unacceptable cooling, in case of leakage of liquid gas.	This may lead to the conclusion that a secondary barrier is not necessary for tanks stored above deck. This is only true for type C tanks. For the other tank types a complete (type-A) or partial secondary barrier is required (type-B)! (comp. 2.8.1.1)

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
28	2.8.4.1	2.8.4.1 Gas in a liquid state may be stored in enclosed spaces, with a maximum acceptable working pressure of 10 bar. Storage of compressed gas in enclosed spaces and location of gas tanks with a higher pressure than 10 bar in enclosed spaces is normally not acceptable, but may be permitted after special consideration and approval by the Administration provided the following is fulfilled in addition to 2.8.4.3	<p>A fixed limitation to 10 bar is not based on technical reasons. The aim is to prevent an overpressure in the room in case of large gas leaks. On the other hand a gas leak from a 10 bar tank into a room with 1 bar pressure will create a critical flow from. The release from such a critical flow is independent from the pressure in the tank and will therefore be the same even if the tank pressure is e.g. 300 bar.</p> <p>An other reason to limit the pressure is the basic function of cryogenic liquefied gas storage to absorb the heat from the ambient in the liquid. This is only possible if the temperature and pressure is below the critical point. Therefore a limit of 80% of critical pressure and temperature is a more reasonable value for the upper pressure and temperature limit.</p>
29	2.8.4.1.1	.1 Adequate means are provided to depressurize the tank in case of a fire which can affect the tank; and	<p>Depressurisation is a very important point for CNG because e.g. a normal steel tank will loose its strength already at about 200 to 300 °C and this will be reached very soon in case of direct fire load to the tank because the gas nearly gives no cooling effect to the tank wall. Limiting the pressure below the design pressure (e.g. 300 bar) will not change the situation. The tank would be protected by safety relief valves acting the reduced pressure instead of acting at the design pressure. But the valves would close just below the set pressure and would not depressurize the tank. The only effect would be that the tank bursts with a short time delay compared to protection at the design pressure. With 300 bar MARVS the effect of bursting at 210 bar will be the same. Therefore a complete depressurisation must be achieved to prevent the tank from bursting in a fire situation.</p> <p>In mobile applications in cars and also in the applications GL has certified for Hydrogen and fuel cell operation the depressurisation is done by melting plugs. Large systems should be protected by PLT protection systems. The requirement for storage above deck (2.8.2.2) remained unchanged but must be handled in the same way.</p>
30	2.8.4.1.2	.2 all surfaces within the tank room are provided with suitable thermal protection against any lost high-pressure gas and resulting condensation unless the bulkheads are designed for the lowest temperature that can arise from gas expansion leakage; and	<p>This requirement is related to the gas cooling in case of depressurisation. This requirement is intended to cover the leak from the gas phase of a LNG tank. The idea is that the depressurisation will result in additional cooling of the low temperature methane.</p>

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
31	2.8.4.3	<p><b>2.8.4.3</b> The storage tank and associated valves and piping should be located in a space designed to act as a second barrier, in case of liquid or compressed gas leakage. The material of the bulkheads of this space should have the same design temperature as the gas tank, and the space should be designed to withstand the maximum pressure build up. Alternatively, pressure relief venting to a safe location (mast) can be provided. The space should be capable of containing leakage, and is to be isolated thermally so that the surrounding hull is not exposed to unacceptable cooling, in case of leakage of the liquid or compressed gas. This second barrier space is in other parts of these guidelines called tank room". When the tank is double walled and the outer tank shell is made of cold resistant material, a tank room could be arranged as a box fully welded to the outer shell of the tank, covering all tank connections and valves, but not necessarily all of the outer tank shell.</p>	<p>With regard to liquefied gases the secondary barrier requirements are given in the IGC-Code because the design must consider the full Chapter 4 of the IGC-Code (comp IGF-Guideline 2.8.1.1). With regard to this 2.8.4.3 is not relevant for the void spaces. It is only applicable for installation spaces for valves, other equipment and the area of flanges and fittings.</p>
32	2.8.4.4	<p><b>2.8.4.4</b> The tank room may be accepted as the outer shell of a stainless steel vacuum insulated tank in combination with a stainless steel box welded to the outer shell, containing all tank pipe connections, valves, piping etc. In this case the requirements for ventilation and gas detection should be made applicable to the box, but not to the double barrier of the tank.</p>	<p>This requirement makes reference to the vacuum tank design of the first vessels operating in Norway. These tanks have piping in the vacuum space. This piping does not fulfil the basic principle for Type C tanks which is related to the limitation of crack propagation to half the tank wall thickness during lifetime of the tank. For this reason cracks in the piping must be expected and consequently a secondary barrier (stainless steel outer tank) is necessary. Note that the outer tank must be protected by a pressure relief device which has to be connected to a vent system.</p>
33	2.9.2.2	<p><b>2.9.2.2</b> A manually operated stop valve and a remote operated shut-down valve in series, or a combined manually operated and remote valve should be fitted in every bunkering line close to the shore connecting point. It should be possible to release the remote operated valve in the control location for bunkering operations and or another safe location.</p>	<p>The principle is that ship should protect itself independent from external systems and to limit the amount of gas which can be released. Therefore the shut-down from ship side is enabled.</p>
34	2.9.3.2	<p><b>2.9.3.2</b> Where gas pipes pass through enclosed spaces in the ship, they should be enclosed in a duct. This duct should be mechanically under pressure ventilated with 30 air changes per hour, and gas detection as required in 5.5 should be provided.</p>	<p>Ventilation of the duct should be a suction ventilation ensuring that the pressure in the duct is below ambient pressure. A leak in a gas pipe should not lead to gas flow into an enclosed space. Also double wall piping is an alternative solution for ducting.</p> <p>The fixed requirement for 30 air changes is intended to ensure sufficient ventilation to avoid gas accumulations from small leaks. It can be substituted by a sufficient flow velocity in the duct for long ducts.</p>

Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
35	2.10.1.4	2.10.1.4 Required ventilation systems to avoid any gas accumulation should consist of independent fans, each of sufficient capacity, unless otherwise specified in these Guidelines.	It is not allowed to use parallel fans to ensure sufficient capacity. Reason: the nominal capacities in such a system can not be added to each other to get the total capacity. Suction pressure must be considered.
36	2.10.1.8	2.10.1.8 The required capacity of the ventilation plant is normally based on the total volume of the room. An increase in required ventilation capacity may be necessary for rooms having a complicated form.	The total volume of the room is understood as the total volume of the empty room (without any installation). The aim is to ensure air exchange in all parts of the room.
37	2.10.2.1	2.10.2.1 The tank room for gas storage should be provided with an effective mechanical forced ventilation system of under pressure type, providing a ventilation capacity of at least 30 air changes per hour. The rate of air changes may be reduced if other adequate means of explosion protection are installed. The equivalence of alternative installations should be demonstrated by a safety analysis.	Only the room containing valves and connections or tank penetrations must be ventilated. The rest of the room is a hold space according IGC-Code 1.3.19 which contains the cargo containment systems according IGC-Code 1.3.7. For the hold space the requirements of IGC-Code Ch. 4 apply.
38	5.2.1	5.2.1 Gas tanks should be monitored and protected against overfilling as required in the IGC Code Sections 13.2 and 13.3.	The shut-down requirement during bunkering in 2.9.1.3 has to be observed.
39	5.5.6	5.5.6 Gas detection for gas pipe ducts and machinery spaces containing gas-fuelled engines should be continuous without delay.	This means that the gas detection system for these areas should be independent from each other and response time should be fast. The serial systems - as often used on liquefied gas tankers - which consist of different pipes connected to one detection unit should not be used. For compressor rooms and tank room the multiple sensing point arrangement of serial systems are regarded to be sufficient.
40	5.6.3.2	5.6.3.2 The double block and bleed valves should also be used for normal stop of the engine.	The disadvantage of this procedure is that air will enter the piping system and either will require purging after engine stop or acceptance of potentially ignitable mixtures in the piping. For this reason GL recommends that the block and bleed system should not be used for normal engine stop. Only if the engine is taken out of operation for a longer period of time or maintenance work the bleed should be activated.
41	5.6.7	5.6.7 [...] If only one machinery space for gas-fuelled engines is fitted and ventilation in one of the enclosed ducts around the gas pipes is lost, the master gas fuel and double block and bleed valves in that supply line should close automatically provided the other gas supply unit is ready to deliver.	The second gas supply to the engine must be in hot stand by.



Rule Note No.	Section	Extract of GL VI-3-1; MSC.285(86)	GL remarks
42	5.6.7.2	.2 For a direct propulsion system with more than one machinery space: The engine in the room with defect ventilation should be manually shut-down, if at least 40 % propulsion power is still available after such a shut-down.	Compare 2.6.3.1 for redundancy requirements with regard to ESD engine rooms.
43	6.1	After each gas operation of gas fuelled machinery not followed by an oil fuel operation, the machinery including the exhaust system is to be purged in a sufficient way in order to discharge the gas which may be present.	It is assumed that the gas engine is shut down. In these cases the exhaust gas system and the engine itself should be brought in a defined safe status. For the fuel supply line gas freeing is not required in all cases. These requirements should be defined during approval of the system and documented in the system operation manual.
44	6.2.1	6.2.1 The last gas valve prior to the gas engine should be controlled by the engine control system or by the engine gas demand.	The last gas valve is considered to be the last gas valve controlled by the engine controller prior to gas admission to the combustion chamber.
45	6.2.1.3.1	.1 explosion relief venting to prevent excessive explosion pressures. It should be ensured that the explosion relief venting is installed in a way that it discharges the combustion products safely; or	Explosion relief valves shall be suitable to re-close after an explosion event. Therefore, rupture discs are not acceptable if it is intended to continue the engine operation after rupture disc action and if the rupture discs are open to the machinery space.  Sufficient flame arresters are necessary at the relief valves.
	6.2.1.3	.... The requirements from 6.2.1.1 and 6.2.1.2 can be omitted if the gas concentration within the manifolds is controlled and if combustion of unburned charge within the manifolds can be excluded. A justification how this can be achieved is to be submitted.	The text should read as follows:  .... The requirements from 6.2.1.3.1 and 6.2.1.3.2 can be omitted if the gas is not supplied in a mixture with air through a common manifold, gas detectors are fitted and if combustion of unburned charge within the manifolds can be excluded. A justification how this can be achieved is to be submitted.
46	7.2	7.2 Gas tanks Tests related to welding and tank testing should be in accordance with the IGC Code sections 4.10 and 4.11.	The requirements of Chapter 4 of the IGC-Code for independent tanks have to be observed in any case (comp. 2.8.1.1) not only for welding procedures.
47	7.3.6	7.3.6 After assembly onboard, each gas piping system should be subjected to a leak test using air, halides or other suitable medium.  The test should be performed according GL Rules .....	GL rules Part I Chapter 2 should be observed for performing the leak testing.
48	Sec. 8	<i>No comments</i>	