

BEDARFSANALYSE LNG IN BRUNSBÜTTEL

BEDARFSANALYSE LNG IN BRUNSBÜTTEL

Dipl.-Ing. Ralf Fiedler

Dipl.-Ing. Simon Roth

M.Sc. Katrin Brümmerstedt

M.Sc. (dist.) Ing. Verena Flitsch

Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML
September 2015, Hamburg

Projektnummer: 130273

Projektpartner: ILF Business Consult GmbH

Auftraggeber:

Metropolregion Hamburg

egeb: Wirtschaftsförderung.
Erfolge unternehmen zwischen Hamburg und Sylt.

 **BRUNSBÜTTEL PORTS**
more than moving

SH 
Schleswig-Holstein
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit, Verkehr und
Technologie

Inhalt

1	Zusammenfassung der Ergebnisse	8
1.1	Executive Summary	8
1.2	LNG-Potenziale in der Industrie	9
1.3	Regionale Nachfrage	9
1.4	Überregionale Nachfrage	9
1.5	LNG-Potenziale in der Schifffahrt	11
1.6	LNG-Potenziale im Landverkehr	11
1.7	LNG Gasmarkt	12
1.8	LNG als weitere Diversifizierung der deutschen Gasbezugsquellen	12
2	Ziel der Studie	14
2.1	Fragestellung der Untersuchung	14
2.2	Methodik	14
3	Einleitung.....	15
3.1	Der Standort	15
3.2	Über LNG	15
3.3	Entwicklungen auf dem Erdgasmarkt	16
3.4	Internationaler Vergleich	18
3.4.1	Niederlande	18
3.4.2	Japan	18
3.4.3	USA	19
4	LNG-Potenziale in der Industrie	20
4.1	Bestehende regionale Industrie	21
4.2	Überregionale Industrie	22
4.2.1	Energiewirtschaft / Gashandel	22
4.2.2	Kraftwerkswirtschaft	22
4.2.3	Industrie ohne (leistungsfähigen) Gasnetzanschluss	23
4.2.4	Chemie- und Kunststoffindustrie	25
4.2.4.1	Hintergrund	25
4.2.4.2	Kunststoffindustrie	29
4.2.5	Gas-to-Liquids (GtL)	29
4.3	Regasifizierung und Einspeisung in das Pipeline-Netz	30
5	LNG-Potenziale in der Seeschifffahrt	31
5.1	LNG-Entwicklung in der Seeschifffahrt	31
5.1.1	Schiffstreibstoffe	31
5.1.1.1	Residuals	32
5.1.1.2	Destillates	32
5.1.1.3	Intermediates	32
5.1.1.4	Ölpreisentwicklung	32
5.1.2	Schiffe mit LNG-Antrieb	35
5.1.3	LNG-Terminalinfrastruktur	38
5.1.3.1	LNG-Terminals in Betrieb	38
5.1.3.2	LNG-Terminals im Bau	39
5.1.3.3	Geplante LNG-Terminals	39
5.2	Potenziale einer LNG-Bunkerstation in Brunsbüttel am Elbehafen	41
5.2.1	LNG-Bunkerkonzepte in der Seeschifffahrt	42
5.2.1.1	Bunkerkonzept Truck-to-ship	42
5.2.1.2	Bunkerkonzept Ship-to-ship	42
5.2.1.3	Bunkerkonzept Shore-to-ship	43
5.2.2	LNG-Nachfragepotenzial für den Hafen Brunsbüttel	45

6	LNG als Treibstoff im Landverkehr	46
6.1	Straßengüterverkehr	46
6.1.1	LNG-Tankstellennetz in Deutschland	48
6.1.2	Mögliche Emissionsminimierung über Maut-Tarife	49
6.1.3	EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe	50
6.1.4	Entwicklungen in anderen Ländern	50
6.2	Schienengüterverkehr	53
6.2.1	Entwicklungen außerhalb der Europäischen Union	53
6.2.2	Entwicklungen innerhalb der Europäischen Union	55
6.3	Binnenschifffahrt.....	56
7	LNG als weitere Diversifizierung der deutschen Gasbezugsquellen	57
7.1	Gasbezugsquellen	57
7.2	Gasversorgungssicherheit.....	58
7.3	Erdgasspeicher	59
7.4	Gasspeicherverpflichtungen	60
7.4.1	Situation in Deutschland und allgemein in der EU	60
7.4.2	Belgien.....	60
7.4.3	Frankreich	60
7.4.4	Italien.....	61
7.4.5	Slowakei	61
7.4.6	Spanien.....	61
7.4.7	Portugal	61
7.4.8	Polen	61
7.4.9	Ungarn	61
7.4.10	LNG Infrastruktur als Erdgasspeicher	61
8	Schlussfolgerung.....	62
9	Quellenverzeichnis.....	64

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abb. 01: Übersichtskarte Industriestandorte, Gaspipelines und Infrastruktur	24
Abb. 02: Verbundstruktur der chemischen Industrie	25
Abb. 03: Rohstoffmix der organischen Chemie in der Bundesrepublik	26
Abb. 04: Wertschöpfungskette der chemischen Industrie	27
Abb. 05: Chemiestandorte in Deutschland	28
Abb. 06: Gaspipelinennetz bei Brunsbüttel	30
Abb. 07: Ölpreisentwicklung 2004-2015, Tagesschlusskurs in US-Dollar per Barrel West Texas Intermediate und North Sea Brent Crude	33
Abb. 08: Preisvergleich verschiedener LNG Bunkerpreise mit Ölprodukten 2006-2014.....	34
Abb. 09: Strategien von Reedereien im Umgang mit Emission Control Areas.....	36
Abb. 10: Eignung ausgewählter Kraftstoff-/ Antriebskombinationen für den Straßenverkehr bis 2025	47
Abb. 11: Reife des LNG Markts für LKW-Transporte	50
Abb. 12: Vergleich des Diesel- und LNG-Verbrauchs des Schienengüterverkehrs in den USA (2015-2040)	54
Abb. 13: Struktur des Schienengüterverkehrs in Deutschland in 2010	55
Abb. 14: Erdgasbezugsquellen 2014 für die Bundesrepublik Deutschland	57
Abb. 15: Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland	59
Abb. 16: Staatliche Speicherverpflichtungen in der EU.....	60

Tabellenverzeichnis

Tab. 01: LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, in Betrieb	38
Tab. 02: LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, im Bau	39
Tab. 03: LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, geplant	40
Tab. 04: LNG-Bunkereinrichtungen in Nord- und Ostsee, bestehend und geplant.....	42
Tab. 05: LNG-Bunkerkonzepte.....	44
Tab. 06: Übersicht über verfügbare Lastkraftwagen mit LNG als Kraftstoff	48
Tab. 07: Amortisationsdauer von LNG-LKWs	49

Abkürzungsverzeichnis

BOG	Boil off Gas
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
CNG	Compressed Natural Gas
CEF	Connecting Europe Facility
CEER	Council of European Energy Regulators
ECA	Emission Control Area
EU	Europäische Union
GL / DNV	Germanischer Lloyd Norske Veritas
GtL	Gas to Liquids
H-Gas	High-Gas
IFO	Intermediate Fuel Oil
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LS	Low Sulphur
L-Gas	Low-Gas
MDO	Marine Diesel Oil
MGO	Marine Gas Oil
mmBtu	million British thermal units
NOK	Nord-Ostsee Kanal
TEN-T	Transeuropäische Transportnetzwerke
ULSFO	Ultra Low Sulphur
VCI	Verband der chemischen Industrie e.V.
WTI	West Texas Intermediate

1 Zusammenfassung der Ergebnisse

1.1 Executive Summary

- Brunsbüttel hat durch seine strategisch günstige Lage an der Elbe und Nord-Ostsee-Kanal sowie mit seiner Anbindung an das überregionale Straßen-, Schienennetz und an das europäische Pipelinennetz mehrere Standortvorteile für die Errichtung eines LNG-Terminals.
- Im Industriegebiet Brunsbüttel, dem größten Industriegebiet Schleswig-Holsteins, gibt es eine hohe regionale Nachfrage nach Gas.
- Auch nord- und ostdeutsche Industriestandorte sowie Süddeutschland, Österreich, die Schweiz und Zentral- und Osteuropa können über Brunsbüttel per LKW, Schiff und Schiene gut mit LNG versorgt werden.
- Für den Transport und die Weiterverteilung von LNG existieren bereits heute entsprechende Möglichkeiten; VTG¹ verfügt über LNG Kesselwaggons für den Bahntransport. Brunsbüttel Ports GmbH und VTG haben seit Beginn des Jahres eine enge Kooperation im Bereich LNG.
- LNG-Barges in der Binnenschifffahrt für den Transport auf Flüssen (z.B. Elbe) und in küstennahen Gewässern (Nord- und Ostsee) sowie Transportlösungen für den Straßentransport sind ebenfalls verfügbar.
- Als Schifffahrtsstandort bietet Brunsbüttel den heutigen und den zukünftigen LNG Schiffen auf Nord-Ostsee-Kanal und Elbe eine Möglichkeit, LNG zu bunkern. Darüber hinaus ist eine Versorgung der Schiffe, die im Hafen Hamburg liegen, mit LNG Barges aus Brunsbüttel eine realistische Option.
- Die Versorgung mit LNG auf den TEN-T² Core-Korridoren ist eine Aufgabe, zu der die Bundesrepublik Deutschland laut der EU Richtlinie 2014/94/EU verpflichtet ist. Die norddeutschen Abschnitte der Bundesautobahnen A7 und die A1 gehören zu diesen Korridoren, die versorgt werden müssen.
- Ein potenzielles Peak Shaving Gas-Kraftwerk³ am Standort wäre ein weiterer Großverbraucher und könnte zu einer erfolgreichen Energiewende beitragen.
- Ein LNG-Importterminal hätte in jedem Fall einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit der Bundesrepublik Deutschland. Aus Gründen einer Diversifizierung der Gasbezugsquellen sollten alternativen Gasquellen bzw. dem Import von LNG mehr Beachtung geschenkt werden.
- Brunsbüttel empfiehlt sich also als Standort für ein LNG-Importterminal, das auch Voraussetzung dafür ist, eine Bunkerstation für Schiffe in der Anfangsphase der Einführung von LNGs als Kraftstoff wirtschaftlich betreiben zu können.

¹ VTG Aktiengesellschaft ; Waggonvermiet- und Schienenlogistikunternehmen

² Transeuropäische Transportnetzwerke

³ LNG betriebene Gasturbinenkraftwerke sind ideal geeignet als sogenannte „Peak-Shaving“ Kraftwerke einen Spitzenlastausgleich bei schwankender Stromproduktion durch regenerative Energieerzeugung zu gewährleisten.

Die Ergebnisse zusammengefasst nach Themenbereichen

1.2

LNG-Potenziale in der Industrie

- LNG hat das Potenzial, in der Industrie Erdölprodukte zu ersetzen, sowohl als Brennstoff als auch als Rohstoff.
- Als Brennstoff kann LNG für zahlreiche industrielle Prozesse eingesetzt werden und insbesondere Diesel und LPG ersetzen und Emissionen einsparen.
- Erdgas und potenziell LNG wird als Rohstoff für die Herstellung zahlreicher Produkte eingesetzt, z.B. von Farben, Düngemittel, Kunststoffe, Frostschutzmittel, Farbstoffe und Arzneimitteln. LNG ersetzt bereits weltweit Naphtha (Rohbenzin) in vielen chemischen Herstellungsprozessen.

1.3

Regionale Nachfrage

- Anders als an anderen potenziellen Standorten einer LNG Importterminalinfrastruktur gibt es mit dem Industriegebiet Brunsbüttel eine hohe regionale Nachfrage nach Gas.
- Neben dem Bedarf als Energieträger durch die Industrieunternehmen gibt es mit der Ammoniak-Herstellung in Brunsbüttel den Fall eines sehr hohen Bedarfs von Gas als chemischen Grundstoff. Dieser sehr hohe Bedarf kann bisweilen nicht über das Pipelinenetz gedeckt werden.
- Die international tätigen chemischen Unternehmen in Brunsbüttel haben an anderen Standorten, so in den USA, bereits Naphtha durch Gas ersetzt und verfügen daher konzernweit über die notwendigen Erfahrungen und wissen um die Umsetzbarkeit.
- Gas hat Öl als Energieträger der chemischen Industrie in Brunsbüttel wegen der besseren CO₂-Bilanz und der momentanen Preise bereits abgelöst.
- Die Industrieunternehmen begrüßen eine Diversifizierung des Gas-Angebots.

1.4

Überregionale Nachfrage

Energiewirtschaft / Gashandel

- Eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen von Erdgas durch den Bezug von LNG würde den Gashandel über das deutsche Pipelinenetz nachhaltig stärken.

Kraftwerkswirtschaft

- Durch den Einsatz von LNG sind Kraftwerksstandorte unabhängig von einem Pipelineanschluss denkbar und somit besser an den tatsächlichen Anforderungen des Stromnetzes ausrichtbar.
- LNG betriebene Gasturbinenkraftwerke sind ideal geeignet als sogenannten „Peak-Shaving“ Kraftwerke einen Spitzenlastausgleich bei schwankender Stromproduktion durch regenerative Energieerzeugung zu gewährleisten.
- Eine Umsetzung einer bereits umfangreich diskutierten Bereitstellungszahlung von Kraftwerkskapazitäten würde den Neubau von sauberen und effizienten, insbesondere gasbetriebenen (LNG) Kraftwerken fördern.

- Die Nutzung von LNG ermöglicht die Ansiedlung von Industrie auch in Gebieten ohne ein (leistungsfähiges) Gasverteilnetz.
- Zusätzlich bietet der Einsatz von LNG gegenüber dem Anschluss an ein Gasverteilnetz auch die Möglichkeit, Spitzenverbräuche besser abzudecken.
- In Deutschland und speziell im unmittelbaren Hinterland von Brunsbüttel gibt es Bedarfe beispielsweise in Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Nordost-Niedersachsen, im Raum Göttingen und Kassel.
- Die Versorgung ist über LKW sowie Schiffs- und Schienentransport denkbar.

Chemie- und Kunststoffindustrie

- Zunehmende Verbräuche durch Produktionssteigerung und höhere Rohstoffkosten werden auch in Deutschland den Trend zum Bezug von alternativen fossilen Rohstoffen wie Erdgas und Erdgaskondensaten verstärken.
- Dazu kommen die steigenden Anforderungen an Umwelt- und Klimaschutz für die Chemie- und Kunststoffindustrie.

Gas-to-Liquids (GtL)

- Verfahren, um aus dem Rohstoff Erdgas in drei Prozessstufen hochwertigen Diesel- und Flugturbinen-Kraftstoff herzustellen (Gas-to-Liquids, GtL) sind auch in Deutschland denkbar und bieten weiteres Anwendungspotenzial für LNG.

Regasifizierung und Einspeisung

- Das Pipelinenetz kann in Zeiten großen Energiebedarfs durch die Einspeisung von wiederverdampftem LNG gestärkt werden.
- Eine Einspeisung von verdampftem LNG in das deutsche Pipelinenetz kann bei günstigen Spotmarktpreisen wirtschaftlich möglich sein, hierzu bedarf es jedoch eines deutschen LNG-Importterminals.
- Regasifiziertes LNG ist prinzipiell zur Einspeisung in das deutsche Pipelinenetz geeignet, da eine Einspeisung in das H-Gas Netz erfolgen würde.

1.5

LNG-Potenziale in der Schifffahrt

- In der Schifffahrt manifestiert sich ein Trend zu LNG als alternativer Antriebstechnologie. Dabei finden Neubau und Umrüstung von Schiffen, die mit LNG fahren, vor allem in Schiffsmärkten statt, in denen der Schiffseigner auch Betreiber ist. Etwa 60 Schiffe fahren zur Zeit mit LNG (ohne Gastanker), 80 Schiffe sind mit LNG Antrieb bestellt, darunter Kreuzfahrtschiffe, Car Carrier, Fähren sowie Containerschiffe. Bis zum Jahr 2020 soll sich die Anzahl laut DNV GL⁴ auf 1.000 Neubauten und 600 bis 700 Umbauten erhöhen.
- Während in allen Fahrtgebieten neue Infrastruktur mit Bunkerstationen geschaffen wird, auch in der Nord- und Ostsee, klafft in Deutschland eine Versorgungslücke mit LNG-Bunkerstationen.
- Die EU Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe verlangt von den Mitgliedsstaaten einen nationalen Strategierahmen bis November 2016. Für Häfen, die zum Core TEN-T Netz gehören, müssen bis 2025/ 2030 LNG Infrastruktur vorhalten, sei es als Terminal, Tank, mobile Behälter oder in der Form von Bunkerschiffen oder Leichtern.
- Niedrige Ölpreise und damit auch verbilligte Dieselpreise üben 2015 kurzfristig einen negativen Einfluss auf die Bereitschaft der Reeder aus, in alternative Energieträger wie LNG zu investieren. Die weitere Entwicklung des Ölpreises bleibt Spekulation.⁵
- Bunkerstationen lohnen sich nur ab einer Größe von ca. 6.000 m³. Kleinere würden nicht mit dem Schiff beliefert werden sondern unwirtschaftlich mit dem LKW. Eine einzelne Anlage ohne Importterminal als Back-up würde aber mit 6.000 m³ zurzeit noch überdimensioniert sein für die zu erwartenden Nachfrage. Deshalb ist derzeit die Wirtschaftlichkeit einer ersten LNG-Bunkerstation in einem deutschen Hafen nur gemeinsam mit einem LNG-Importterminal gegeben.

1.6

LNG-Potenziale im Landverkehr

- Für LKWs bietet LNG ein hohes Potenzial sowohl bei der Reduktion der Schadstoff- und Lärmemissionen. Bei den Emissionen, vor allem CO₂, NO_x und bei Lärm ist mit dem Standard Euro 6 der aktuellen LKW-Dieselflotte kein wesentlicher Fortschritt in Punkto Reduktion mehr zu erwarten. Das gelingt nur über Gasantrieb.
- Mit Hilfe geeigneter Maßnahmen könnte die Bundesregierung, wie bereits für Dieselmotoren mit der LKW-Maut geschehen, durch gestaffelte Maut-Tarife die besonders sauberen LNG-LKW fördern und damit eine wesentliche Emissionssenkung erreichen.

⁴ DNV GL (2014)

⁵ Es könnte durch die geringen Preise zu geringeren Investitionen der Ölbranche in ihre Anlagen kommen. Steigt der Verbrauch, ist die Wahrscheinlichkeit einer deutlich steigender Ölpreise im kommenden Jahrzehnt erheblich. EnergyComment: Der Ölpreiskollaps (2015), Jedoch könnte kurzfristig der Wiedereintritt des Irans in die Ölweltmärkte zunächst sogar zu einer weiteren Verbilligung des Rohöls führen. The World Bank (2015)

- In der innerstädtischen Distribution sind die leiseren LNG-LKWs eine große Chance, eine Entzerrung der Zustellung durch Nachtbelieferung zu ermöglichen.
- Iveco, Volvo, Mercedes, Scania haben erste LKW Modelle im (limitierten) Angebot, bisher hat nur der Iveco eine Zulassung für Deutschland
- Die Niederlande sind führend in Europa, bis 2030 soll in den Niederlanden jeder vierte Truck mit LNG fahren.
- Es gibt in Deutschland noch keine einzige öffentliche LNG-Tankstelle. Zum Vergleich; In der VR China sind es ~3.000, in den Niederlanden bereits sieben.
- Für PKWs wird wenig Potenzial bei LNG erwartet. PKWs haben für LNG oft eine zu geringe Nutzungszeit.
- Schienenfahrzeuge werden nur in sehr geringer Anzahl selbst in den USA, dem Land mit den günstigsten LNG Preisen, für LNG ertüchtigt. LNG kommt für LNG-elektrische Antriebe, nicht- elektrifizierte Strecken, sowie für Rangier- und Terminallokomotiven in Frage.
- Für die Binnenschifffahrt ist LNG eine Option zur Emissions- und vor allem zur Geräuschminderung. Umrüstung und Neubau sind eine Option für große Binnenschiffe und Schubschiffe. Erste Pilotanwendungen laufen.
- EU-Richtlinienentwurf des Verkehrsministerrates zur Schaffung einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (2014) wird bis zum Jahr 2030 eine LNG Tankstelleninfrastruktur nicht nur für See- sondern auch für Binnenhäfen gefordert.

1.7

LNG Gasmarkt

- Das weltweite Angebot an LNG, das schon in den vergangenen Jahren überdurchschnittlich mit rund 7% pro Jahr gewachsen ist, wird weiter deutlich zunehmen.
- Die Entwicklung insbesondere in den USA und dem Iran lassen vermuten, dass der Gasüberschuss auf dem Weltmarkt, der schon jetzt besteht und für niedrige Preise sorgt, weiter bestehen bleiben wird und so auch mittel- bis längerfristig zu einem stabilen niederen Preisniveau führen wird.
- Erdgas ist der einzige fossile Brennstoff, dessen Anteil weltweit weiter wächst (von 21% 2010 auf 25% 2035)
- Die globale LNG-Nachfrage könnte sich bis zum Jahr 2035 fast verdoppeln gegenüber dem Niveau von 2012 mit ca. 250 Millionen Tonnen.

1.8

LNG als weitere Diversifizierung der deutschen Gasbezugsquellen

- Die derzeitigen Gasbezugsquellen (2014) für die Bundesrepublik Deutschland sind mit ca. 40% Russland , ca. 22% Norwegen (das Produktionsmaximum wird für 2020 erwartet, danach max. 10 Jahre konstant und später abnehmend), ca. 26% Niederlande (bereits abnehmend), ca. 10% Inland (stark abnehmend, voraussichtlich in ca. 10 Jahren erschöpft).
- Russlands Dominanz als Gaslieferant Deutschlands wird also noch zunehmen.
- Vor dem Hintergrund in Zukunft zurückgehender Fördermengen in Norwegen, den Niederlanden und Deutschland bietet ein deutsches LNG Importterminal das Potenzial einer Diversifizierung des Gasimports. Der westeuropäische

Produktionsrückgang könnte kompensiert werden, ohne die osteuropäischen Gasimporte steigern zu müssen.

- Es könnte Gas als LNG aus Ländern wie den USA, Kanada, Ländern des Nahen Ostens und Nordafrikas sowie aus Indonesien, Australien oder Malaysia bezogen werden, was die Versorgungssicherheit und die Verhandlungsposition bezüglich des Gaspreises stärken würden.
- Die Gasversorgung Deutschlands kann derzeit als grundsätzlich sicher betrachtet werden, wenn alle Liefervereinbarungen eingehalten werden. Allerdings besteht derzeit in Deutschland, anders als in vielen anderen europäischen Staaten, keine gesetzliche Vorgabe, ob und wie Anfang des Winters die Gasspeicher zu befüllen sind. Weder der Staat noch Einzelunternehmen übernehmen für einen wichtigen Energieträger im Industriestandort Deutschland die Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit mit Gas.

2 Ziel der Studie

Ziel der Studie

2.1 Fragestellung der Untersuchung

Die Studie wurde im Auftrag der egeb Wirtschaftsförderung, des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie des Landes Schleswig-Holstein und der Brunsbüttel Ports GmbH erstellt.

Die Ausgangsfrage der Studie lautet, wie eine LNG Infrastruktur am Standort Brunsbüttel erfolgreich implementiert werden kann.

Eine wirtschaftliche Entscheidung zur Errichtung einer LNG Infrastruktur ist, zunächst unabhängig von ihrer Größe und Bestimmung, direkt abhängig von der potenziellen Nachfrage nach LNG. Deshalb werden in der Studie verschiedene in Frage kommende Nachfragemärkte für LNG untersucht.

Auch werden die maßgeblichen technischen und räumlichen Rahmenbedingungen sowie weitere Optionen, ein Angebot zu schaffen, dieser Nachfrage gegenüber gestellt. Als weitere Aspekte fließen die Versorgungssicherheit Deutschlands mit Gas und die jetzige und zukünftige Struktur des Gasmarkts mit ein.

2.2 Methodik

Die Ergebnisse dieser Studie wurden im Rahmen von Recherche von Fachliteratur sowie Interviews mit Industrie-, Branchenvertretern sowie Fachleuten im Öl- und Gassektor erarbeitet.

3 Einleitung

3.1 Der Standort

Der ChemCoast Park Brunsbüttel (CCPB) ist das größte Industriegebiet Schleswig-Holsteins. Auf einer Fläche von ca. 2.000 ha haben sich Unternehmen aus den Branchen Chemie, Mineralöl, Energieerzeugung und Logistik angesiedelt. Mehr als 12.500 Arbeitsplätze in der Region hängen direkt oder indirekt mit den Unternehmen im CCPB zusammen. Die besondere Attraktivität des Standortes ist auf folgende Gegebenheiten zurückzuführen:

- sehr gute wasserseitige Anbindung durch die Häfen (Elbehafen, Ölhafen, Hafen Ostermoor),
- sehr gute landseitige Anbindung (Straße, Bahn, Binnenschiff),
- Teil der Metropolregion Hamburg,
- voll erschlossene Industrieflächen für Großprojekte.

Die Studie „Bedarfsanalyse LNG in Brunsbüttel“ ist Teil des Arbeitspaketes „Energieinfrastruktur“ des Projektes „Regionalmanagement Industrieenergie“. Strategische Ziele dieses Projektes sind u.a. die „Verbreiterung der industriellen und produzierenden Basis im Umfeld des wichtigsten Industriestandorts im Land [...]“ sowie die Erschließung neuer Branchen und die Stärkung der vorhandenen Unternehmen.

Die am Standort Brunsbüttel ansässigen Industrieunternehmen stellen potenzielle LNG-Nutzer dar. Darüber hinaus verfügt der Elbehafen bereits über weitreichende Erfahrungen im Handling von vergleichbaren Gütern (z. B. Propangas).

Ein strategisches Ziel für die Region ist es, die Wettbewerbsfähigkeit des Industrie- und Hafenstandortes langfristig zu sichern und auszubauen sowie Ansiedlungen vielversprechender und in das Cluster passende Industriebetriebe zu generieren. LNG bietet sich in besonderer Weise als Zukunftstechnologie an.

In Deutschland ist die Nutzung von verflüssigtem Erdgas in der Industrie, in der Transport- und Logistiksparte sowie im Kraftwerkssektor noch im Anfangsstadium, so dass weitere Informationen hinsichtlich der Entwicklung der Nachfrage benötigt werden. Während in den Niederlanden ein großes LNG Importterminal in Betrieb ist und sich in den USA LNG als Energieträger für die Short-Sea Schifffahrt und den Landtransport zusehends etabliert, ist die Entwicklung des LNG-Sektors in Deutschland erstaunlich verhalten.

3.2 Über LNG

LNG ist bei tiefen Temperaturen verflüssigtes Erdgas. Durch Verflüssigung des Erdgases wird eine Reduzierung des Volumens um einen Faktor von 600 gegenüber herkömmlichem Erdgas erzielt. So erhält LNG also eine hohe Energiedichte und wird gleichzeitig transport- und speicherfähig. Damit wird es sehr flexibel einsetzbar.

Die drei Hauptkomponenten einer LNG-Kette sind:

- Die Verflüssigung von Erdgas im Förderland;
- Der anschließende Transport mittels speziellen LNG-Schiffen; sowie
- Die Regasifizierung in der Region des Verbrauchers.

Die LNG Versorgungskette endet i.d.R. mit der Einspeisung des Gases in das Erdgasnetz. Eine Verlängerung dieser Lieferkette mit dem Ziel der direkten Verteilung von LNG an den Endverbraucher wird als Small Scale LNG bezeichnet.

Im Gegensatz zu Pipelinegas kann LNG mittels LKW, über Schienen- oder Schiffstransport, bei entsprechend vorhandener Infrastruktur, unabhängig und auch über große Distanzen an den jeweiligen Ort des Verbrauchs transportiert werden. Das fördert die Flexibilität die Verbrauchernationen, wie z.B. Deutschland, benötigen um ihre Gasversorgung zu verwalten und ermöglicht Exportländern, die Monetarisierung ihres Vermögens zu optimieren. Der kurzfristige LNG-Handel profitiert dabei von der zunehmenden Marktöffnung.⁶

Gegenüber anderen fossilen Brennstoffen weist LNG zudem die geringsten Emissionswerte auf; bei Verbrennungsvorgängen sind diese vergleichbar mit den Werten von Propan und Ethanol. Insofern ist LNG der umweltfreundlichste fossile Brennstoff, der sich gleichzeitig durch seine hohe Energiedichte, Transportier- und Speicherbarkeit auszeichnet.

Die tiefkalten Temperaturen (-162°C), bei denen LNG flüssig gespeichert und transportiert wird, erfordern aufwändige Wärmedämmmaßnahmen um eine Wiederverdampfung zu vermeiden. So wird z.B. verdampfendes Erdgas beim Transport durch einen druckbeständigen Transportbehälter zurückgehalten. Bei längeren Speicherzeiten wird das ausdampfende Gas („Boil-off Gas“) entweder abgeleitet und separat genutzt oder durch erneutes Abkühlen wieder verflüssigt und dem Speicher zurückgeführt. Insofern sind Gasverluste beim Speichern von LNG vernachlässigbar. Insgesamt unterscheidet sich der Umgang mit LNG nicht wesentlich vom Umgang mit anderen verflüssigten Gasen (z.B. Stickstoff), der seit vielen Jahren großtechnisch beherrscht wird.

Da LNG in flüssigem Zustand nicht brennbar ist, gehen davon nur geringe Gefahren aus. D.h., LNG als Flüssiggas ist im Umschlag weniger gefährlich als bereits gasförmige oder andere entzündliche petrochemische Brennstoffe. Bei der Wiederverdampfung gilt es allerdings offene Flammen und Zündfunken von dem dann leicht entzündbaren Luft-Gasgemisch fern zu halten; das ist jedoch kein Unterschied zu Pipelinegas oder anderem Flaschengas. Im Falle offenen Feuers verbrennt das verdampfende Gas an der Flüssigkeitsoberfläche.

3.3 Entwicklungen auf dem Erdgasmarkt

Die inländische Erdgasproduktion ist stark abnehmend und voraussichtlich in 10 Jahren völlig erschöpft, ebenso gehen die Importe schon heute aus den Niederlanden aufgrund der Erschöpfung der dortigen Gasfelder zurück. Für Gas aus Norwegen wird das Produktionsmaximum in fünf Jahren (2020) erwartet, danach wird die Produktion für maximal zehn Jahre konstant bleiben und anschließend abfallen. Durch eine

⁶ TOTAL S.A. (2015)

geplante Erweiterung der Pipeline Nord Stream soll noch mehr russisches Gas nach Europa strömen. Perspektivisch ist demnach mit einem russischen Anteil von rund 50% und mehr an der deutschen Gasversorgung zu rechnen, sofern nicht, beispielsweise durch die Bereitstellung von LNG-Importkapazität, gegengesteuert wird.

Durch die Schaffung von LNG-Importkapazität erhalte Deutschland die Möglichkeit, die Gasversorgung erheblich und nachhaltig zu diversifizieren. Grundsätzlich kommen alle LNG-Produzenten als mögliche Lieferanten infrage. Diese umfassen jetzt schon im Wesentlichen die Länder Katar, Oman, Indonesien, Australien, Malaysia, Nigeria, Algerien, Trinidad, Russland und Ägypten. Künftig werden außerdem die USA, Kanada, Zypern, Israel, Madagaskar und vor allem der Iran, das Land mit den drittgrößten Erdgasreserven weltweit, LNG exportieren. Das weltweite Angebot an LNG, das schon in den vergangenen Jahren überdurchschnittlich mit rund 7% pro Jahr gewachsen ist, wird weiter deutlich zunehmen.

Trotz der enormen Energiereserven des Irans und einer bedeutenden Öl- und Gasproduktion, exportiert das Land derzeit nur sehr wenig. Nach den neuesten BP Statistical Review⁷ wurde von den produzierten 173 Milliarden Kubikmeter (bcm) Erdgas im Jahr 2014 im Iran fast alles selbst verbraucht. Die Gasreserven wurden von BP auf 34 Billionen Kubikmeter geschätzt, womit der Iran nach Russland und Nachbar Katar als der drittgrößte Reservehalter weltweit gilt. Eine Reduzierung der Sanktionen gegen den Iran würde es mittel- bis langfristig ermöglichen, iranisches Gas auf dem LNG Weltmarkt zu vertreiben. Da LNG üblicherweise in langfristigen Abnahmeverträgen gehandelt wird und ein Großteil des verfügbaren LNG-Handelsvolumen gebunden ist (siehe Katar und Japan), wäre der Iran ein willkommenener neuer LNG Lieferant, der den Preis auf dem Weltmarkt weiter senken dürfte, und unter anderem für Deutschland eine alternative und wirtschaftliche Versorgungsquelle für LNG anbieten könnte.

Die Entwicklung insbesondere in den USA und dem Iran lassen vermuten, dass der Gasüberschuss auf dem Weltmarkt, der schon jetzt besteht und für niedrige Preise sorgt, weiter bestehen bleiben wird und so auch mittel- bis längerfristig zu einem stabilen niederen Preisniveau führen wird. Preisstabilisierend, weil nachfragemindernd, dürfte sich auch das Wiederanfahren von Kernkraftwerken in Japan auswirken, das seit dem Reaktorunglück von Fukushima seine Energieerzeugung vorübergehend fast ausschließlich auf LNG-Basis betrieben hat.

Der World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA)⁸ prognostiziert eine wachsende Rolle für Erdgas im weltweiten Energiemix mit Steigerungen von 21% in 2010 auf 25% in 2035, damit wird Erdgas der einzige fossile Brennstoff sein dessen Anteil weiter wächst. Für LNG wird sogar ein noch stärkeres Wachstum erwartet, v.a. bis zum Jahr 2020, wird sich der Wachstumstrend von LNG gegenüber Erdgas fortsetzen, das seit 2000 um geschätzte 7,6% pro Jahr fast dreimal so stark wie der weltweite Erdgasbedarf (mit ca. 2,7% pro Jahr) zunahm. Die globale LNG-Nachfrage könnte sich bis zum Jahr 2035 fast verdoppeln gegenüber dem Niveau von 2012 mit ca. 250 Millionen Tonnen⁹.

⁷ British Petroleum BP (2015)

⁸ IEA (2014)

⁹ Ernst and Young (2015)

3.4 Internationaler Vergleich

International wird LNG, je nach Anforderung aufgrund seiner beschriebenen Eigenschaften unterschiedlich genutzt. Am Beispiel der Niederlande, Japan, und USA werden im Folgenden die unterschiedlichen Anwendungen und Nutzungen von LNG beschrieben.

3.4.1 Niederlande

Da sich das Gasfeld Slochteren, dessen Öffnung in den frühen 1960er Jahren stattfand, nach und nach erschöpft, bietet der Import von LNG eine Möglichkeit die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten und diesen Rückgang auszugleichen. Die Niederlande setzen weiterhin auf LNG um ihre Rolle als europäisches Gasverteilzentrum („Gashub“) auch in Zeiten sinkender nationaler Gasproduktion weiterführen zu können. Zu diesem Zweck wurde bereits im Jahre 2011 der kommerzielle Betrieb des GATE („Gas Access to Europe“) Terminals in Rotterdam aufgenommen. Durch den direkten Anschluss des Terminals an das nationale Erdgasfern-Leitungsnetz der Niederlande stärkt das GATE-Terminal neben der Versorgungssicherheit auch die Position der Niederlande als große europäische Drehscheibe für den Gashandel und Vertrieb.

Das Gasunie Netzwerk ist ausreichend, um die gesamte Produktion des Terminals in Rotterdam nach Deutschland zu pumpen. Inzwischen fließt bereits viel Gas nach Deutschland und weiter östlich bis nach Österreich und Ungarn. Es wurde auch eine Möglichkeit zum Re-Export geschaffen. Seitdem wird das Terminal zunehmend mit weiter steigender Tendenz von Tradern genutzt, um preiswert erworbenes LNG zu lagern bevor es in Märkte mit einer positiven Preisdifferenz (u.a. bis nach Südamerika) re-exportiert wird. Auch die nunmehr bestehenden Schiffskapazitäten werden genutzt (Anlieferung und Zwischenlagerung von großen Mengen, Abgabe in kleineren Mengen, z.B. in kleinere Bulker mit Ziel Skandinavien).

Als die Pläne für das Terminal in Rotterdam in den frühen 2000er Jahren aufkamen, erwarteten Experten, dass die EU-Grenzwerte für Kohlenstoffemissionen („Cap-and-Trade“) die europäischen Versorgungsunternehmen in Richtung Gasturbinenkraftwerke lenken. Es wurde erwartet, dass die CO₂ Emission der Kohlekraftwerke den Einsatz von LNG als Brennstoff begünstigen würden. Eine Kombination aus raschem Anstieg bei den erneuerbaren Energien (v.a. Wind- und Solarenergie) und der Vergabe von kostenfreien Emissionsrechten für Unternehmen führten jedoch in den Niederlanden dazu, dass Gas die günstigere Kohle nicht ersetzen konnte und die LNG-Nachfrage hinter den ursprünglich prognostizierten Erwartungen zurück blieb. Dem Umsatz des LNG-Terminals hat diese Nutzungsänderung aber nicht geschadet.

3.4.2 Japan

Während die Niederlande strategische, energiewirtschaftliche Ziele verfolgen dient LNG in Japan vor allem zur Grundversorgung mit Energie. Japan hat dazu langfristige Lieferverträge abgeschlossen. Die im Zusammenhang mit der Reaktorkatastrophe von Fukushima (2011) abrupt geänderte Energiepolitik, welche zur vorübergehenden Abschaltung aller Kernkraftwerke in Japan führte, erhöhte die Nutzung von LNG zur Grundversorgung weiter. Derzeit wird LNG hauptsächlich zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken verwendet. Mit der teilweisen Rückkehr zur Kernkraft lässt die Nachfrage aus Japan nach LNG leicht nach.

3.4.3 USA

Bereits in den 1990er Jahren wurden in den USA mehrere LNG-Terminals, damals für den Import errichtet. Katar bspw. hatte sich deshalb zu diesem Zeitpunkt auf einen Export von LNG in Richtung USA vorbereitet. In den vergangenen Jahren haben die USA begonnen, eigenständig wirtschaftlich Gas zu erschließen, so dass die damaligen Planungen hinfällig wurden. So wurden die ursprünglichen US-Import Terminals zu Import – Export Terminals umgebaut und ermöglichen es den USA, flexibel auf dem Weltmarkt zu agieren und je nach aktueller Preislage LNG zu importieren oder exportieren. Die USA werden überschüssiges Gas exportieren und damit vom Energieimporteur zum –exporteur wechseln.

LNG hat das Potenzial, in der Industrie Erdölprodukte zu ersetzen:

Als Brennstoff zur Energieerzeugung

Als Brennstoff kann LNG für zahlreiche industrielle Prozesse eingesetzt werden und insbesondere Diesel und LPG ersetzen, die häufig dort verwendet werden, wo kein oder kein ausreichender Anschluss an ein Gasnetz existiert. Auch können die bei der Verbrennung von LNG entstehenden sauberen Rauchgase für Erwärmungs-, Trocknungs- oder Kochvorgänge bzw. allgemein als Prozessenergie genutzt werden.

Weitere Argumente für LNG sind in diesem Zusammenhang der Umweltschutz und das Kosteneinsparpotential bzw. die höhere Wirtschaftlichkeit.

Durch einen Umstieg von z.B. Diesel zur Energieerzeugung auf LNG werden Schwefeloxide und Feinstaubemissionen komplett vermieden, und Stickstoffemissionen werden um bis zu 85% und die Kohlendioxidemissionen um mindestens 20% reduziert.

Für Kleinverbraucher ist eine LNG-Anlage für Prozesswärme oder ein LNG-Blockheizkraftwerk eher ungeeignet, weil die Investitionskosten für die benötigte Wiederverdampfungsanlage sehr hoch sind. Anders verhält es sich bei Großverbrauchern von Diesel und LPG. Nach Aussage der Firma Primagas aus Krefeld rechnet sich ein Umstieg auf LNG ab einem Jahresverbrauch von 3,5 Millionen Kilowattstunden¹⁰. Entsprechend einer Veröffentlichung des Unternehmens Gas Natural Fenosa (bzw. Gas Natural Europe) können Großverbraucher unter Berücksichtigung des Transports (Logistik) mit einem Energiebedarf zwischen 5 und 10 Millionen Kilowattstunden pro Jahr bis zu 30% ihrer Energiekosten einsparen¹¹.

Als Rohstoff

Erdgas wird als Rohstoff für die Herstellung zahlreiche Produkte eingesetzt, z.B. von Farben, Düngemittel, Kunststoffe, Frostschutzmittel, Farbstoffe und Arzneimittel. LNG kann ebenso für die Herstellung dieser Produkte herangezogen werden und wird in der Chemieindustrie z.B. zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt.

Der Gasboom in den USA, bei gleichzeitig gestiegenen Bezugskosten für Rohöl, Naphtha und andere petrochemische Produkte steigerte dort Anfang der 2010er Jahre die Nachfrage nach LNG als alternativen Rohstoff. Das üblicherweise verwendete Naphtha kostete im Jahr 2013 mehr als dreimal so viel wie das Erdgas, das in den USA in großen Mengen verfügbar ist. Die petrochemische Industrie in den USA verwendet deshalb als Ausgangsmaterial für die Kunststoffherstellung vermehrt LNG um von günstigeren Einkaufspreisen zu profitieren. So haben z.B. die beiden Konzerne Total und BASF in ihrer gemeinsamen Raffinerie in Port Arthur (Texas) den Steamcracker umgebaut, dass er Ethylen, einen der wichtigsten Grundstoffe für die Kunststoffherstellung, aus Erdgas erzeugen kann. Andere Raffinerien planen ähnliche

¹⁰ Kempkens, Wolfgang (2014)

¹¹ Reukauf, Maalem (2013)

Umstellungen, wenn auch zurzeit gerade sich der Preisvorteil zu Erdöl nahezu egalisiert hat.¹²

4.1 Bestehende regionale Industrie

In Brunsbüttel und Umgebung wurden die ansässigen Unternehmen befragt, ob und wie Sie ein Angebot von LNG nutzen würden. Anders als an anderen potenziellen Standorten einer LNG Importterminalinfrastruktur gibt es mit dem Industriegebiet Brunsbüttel eine hohe regionale Nachfrage nach Gas.

Im ChemCoast Park Brunsbüttel sind 19 Betriebe der Chemie- und Energiewirtschaft sowie aus dem Bereich Logistik organisiert. Aus der chemischen Industrie sind mit Covestro (ehemals Bayer Material Science), Lanxess, Sasol, Total, Wilckens und Yara Unternehmen Teil der petrochemischen Verwertungskette, die mit der Raffinerie Heide und der DEA Deutsche Erdoel AG ihre Ausgangspunkte hat. Dazu kommen die Unternehmen der Energiewirtschaft; Bioenergie Brunsbüttel Contracting GmbH, E.ON Kernkraft, Vattenfall sowie Mercuria Biofuels Brunsbüttel. Unternehmen wie die Holcim AG aus Lägerdorf, Nordsee Gas Terminal und Steinbeis Papier Glückstadt sowie die Logistikfirma F.A. Kruse nutzen die bestehende Hafen- und Transportinfrastruktur in Brunsbüttel und Glückstadt für ihre Transporte. Die Brunsbüttel Ports GmbH betreibt die Häfen in Brunsbüttel und Glückstadt. Die SAVA Sonderabfallverbrennungsanlagen GmbH komplettiert als Spezialunternehmen für die Verbrennung von Problemabfällen das Portfolio dieses Industrie- und Energiestandorts.

Bei der Befragung wurde darauf Wert gelegt, von den Unternehmen eine perspektivische Antwort zu erhalten, um nicht nur nach den heutigen Marktbedingungen der Öl- und Gaspreise zu urteilen.

Die Aussagen ergeben folgendes Bild.

Die Industrie mit Gasbedarf sieht in LNG eine vielversprechende Zukunftstechnologie, die den zukünftigen Gasbedarf decken kann. Neben dem Bedarf als Energieträger durch die Industrieunternehmen gibt es mit der Ammoniak-Herstellung in Brunsbüttel den Fall eines sehr hohen Bedarfs von Gas als chemischen Grundstoff. Dieser sehr hohe Bedarf kann bisweilen nicht über das Pipelinenetz gedeckt werden.

Die international tätigen chemischen Unternehmen in Brunsbüttel haben an anderen Standorten, so u.a. in den USA, bereits Naphtha durch Gas ersetzt und verfügen daher konzernweit über die notwendigen Erfahrungen und wissen um die Umsetzbarkeit.

LNG wird als Alternative zu Pipeline-Gas gesehen. Natürlich entscheidet der Einkaufspreis über die Verwendung von LNG oder Pipeline-Gas. Auch zurzeit ist Erdgas günstiger als Öl; auch wegen der CO₂-Abgabe, die ebenfalls dazu beiträgt, dass Gas Öl ersetzt hat. Die Gasverbräuche der Industrie sind sehr unterschiedlich, von 0,7 Milliarden m³ bis zu Werten von 900.000 m³ pro Jahr.

Andere energieintensive Betriebe der Region, die vor allem Sekundärrohstoffe als Energieträger einsetzen, sehen keine Möglichkeit, ihre Ersatzbrennstoffe durch Gas, sei es Pipeline oder LNG, zu ersetzen.

¹² Jäggi, Walter (2013)

Den Befragten in der regionalen Transportwirtschaft ist LNG als Alternative bekannt, jedoch fehlt es noch an marktaugliche Angeboten der Hersteller. Da Speditionen oftmals ihren Fuhrpark nur einen LKW-Hersteller haben, kann das bedeuten, dass keine Angebote vorliegen.

Mit dem Standort des KKW Brunsbüttel gibt es einen möglichen Standort für ein Peak-Shaving-Gaskraftwerk.

4.2 Überregionale Industrie

4.2.1 Energiewirtschaft / Gashandel

Die geographische Lage Deutschlands in der Mitte Europas bietet der deutschen Energiewirtschaft hervorragende Voraussetzungen am europäischen Energiehandel („Trading“) eine tragende Rolle einzunehmen.

Das deutsche Pipelinenetz verbindet direkt nationale und internationale Abnehmer (z.B. in Dänemark, Frankreich und die Schweiz), sowie indirekt in Großbritannien, Italien und Osteuropa, über leistungsstarke Pipelines mit Gasfeldern in den Niederlanden, Norwegen und Russland. Dies führt bereits heute dazu, dass deutsche Gashändler meist mehr Erdgas einkaufen als für den heimischen Markt benötigt wird. Eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen von Erdgas durch den Bezug von LNG würde den Gashandel über das deutsche Pipelinenetz nachhaltig stärken. Während in Großbritannien, Portugal, Spanien, Belgien, Niederlande, Norwegen, Litauen, Polen, etc. bereits LNG Infrastrukturen existieren, oder sich solche wie z.B. in Dänemark in Aufbau befinden, stellt sich Deutschland aber diesbezüglich als weißer Fleck auf der europäischen Landkarte dar.

Am Beispiel von GATE, dem LNG-Terminal in Rotterdam, kann gezeigt werden, dass ein lebhafter LNG-Handel mit einer globalen Dimension in Nordwesteuropa bereits existiert und stetig wächst und ein LNG-Terminal in strategisch günstiger Lage als Trading Hub schnell angenommen wird. Ähnlich den strategisch gut gelegenen (Öl-) Tanklagern mit gutem maritimen Zugang und Anbindung an das Hinterland ergäbe sich durch LNG-Handel auch für Brunsbüttel ein Geschäftspotential, das über die Importfunktion noch hinausgeht bzw. diese ergänzt.

4.2.2 Kraftwerkswirtschaft

Der derzeitige Umbau der deutschen Stromproduktion und damit der Kraftwerkswirtschaft im Zuge der Energiewende erfordert, bedingt durch den steigenden Anteil an Strom aus diskontinuierlich arbeitenden regenerativen Energiequellen, verstärkte Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt.

LNG betriebene Gasturbinenkraftwerke sind dabei ideal geeignet als sogenannten „Peak-Shaving“ Kraftwerke einen Spitzenlastausgleich bei schwankender Stromproduktion zu gewährleisten. Solche Kraftwerke haben den Vorteil, dass sie sehr schnell angefahren werden können. Im Falle einer dunklen Flaute, d.h. wenn nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Wind) produziert werden kann, eignen sich solche Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Energieversorgung und Netzstabilität. Durch die Vorhaltung von LNG am Kraftwerksstandort kann eine sogenannte Schwarzstartfähigkeit realisiert werden, dies würde im Falle eines „Blackouts“ (Überlastung des Stromnetzes mit Stromausfall) die Wiederaufnahme des Netzbetriebes unterstützen.

Standortplanungen von Gaskraftwerken sind oftmals stark beeinflusst von der Leistungsfähigkeit des verfügbaren Gasanschlusses. Durch den Einsatz von LNG sind Kraftwerksstandorte unabhängig von einem Pipelineanschluss denkbar und somit besser an den tatsächlichen Anforderungen des Stromnetzes ausrichtbar.

Ferner können sich Kraftwerksbetreiber durch abschaltbare Gaslieferverträge günstigere Gasbeschaffungspreise für den Normalbetrieb sichern.

Die am 1. Juli 2015 vom Koalitionssauschuss beschlossenen Maßnahmen unter dem Titel „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ nennen unter anderem eine Novellierung der Reservekraftwerksverordnung mit dem Ziel eine verlässliche Grundlage für die Vergütung von Kraftwerken in der Netzreserve zu schaffen. Die Umsetzung einer bereits umfangreich diskutierten Bereitstellungszahlung von Kraftwerkskapazitäten würde den Neubau von sauberen und effizienten, insbesondere gasgefeuerten (LNG) Kraftwerken fördern.

Hier bieten sich Potenziale für einen zukünftig verstärkten Einsatz von LNG in der Kraftwerkswirtschaft aufgrund der derzeit in der Diskussion befindlichen Konkretisierung der geplanten Novellierung.

4.2.3 Industrie ohne (leistungsfähigen) Gasnetzanschluss

Industriegebiete, die bisher über keinen (leistungsfähigen) Gasanschluss verfügen, aber über Straße (LKW), Schiene oder Schiff (v.a. entlang der Elbe) erreichbar sind können von Brunsbüttel aus je nach Distanz künftig über Schiene und Straße mit LNG versorgt werden. Die Nutzung von LNG ermöglicht die Ansiedlung von Industrie auch in Gebieten ohne ein (leistungsfähiges) Gasverteilnetz. Zusätzlich bietet der Einsatz von LNG gegenüber dem Anschluss an ein Gasverteilnetz auch die Möglichkeit Spitzenverbräuche besser abzudecken.

In Norwegen beispielsweise mit seinem nur gering ausgebauten Pipelinennetz hat sich eine solche Versorgung mit LNG bereits seit mehreren Jahren etabliert. In Deutschland und speziell im unmittelbaren Hinterland von Brunsbüttel trifft dies beispielsweise auf die Regionen entlang der ehemaligen innerdeutschen Grenze (in Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen), südwestlich von Brunsbüttel (Nordost-Niedersachsen) und im Raum Göttingen und Kassel (Hessen) zu, siehe hierzu auch Abb. 01: (rot markierte Zonen).

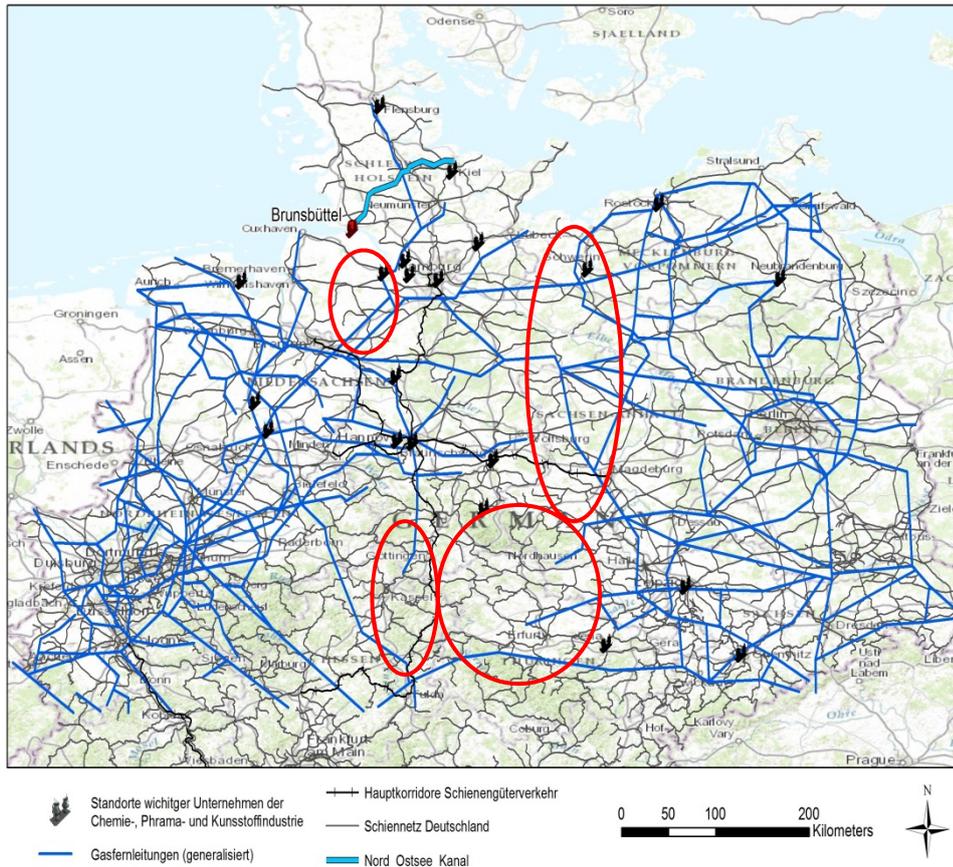


Abb. 01: Übersichtskarte Industriestandorte, Gaspipelines und Infrastruktur

Während der Transport über die Straße mittels LKW in LNG Tankwagen v.a. für kürzere Distanzen geeignet ist, lassen sich über den Schiffs- und Schienentransport größere Distanzen überbrücken. So ermöglicht ein neu entwickelter und 2015 der Öffentlichkeit vorgestellter LNG-Kesselwaggons der VTG eine auch über das Bundesgebiet hinausgehende Versorgung. Laut Angaben von VTG kann der gefüllte bzw. teilgefüllte Kesselwaggons auch bis zu etwa sechs Wochen an einem Standort als Lager betrieben werden. Im Januar 2015 haben die Brunsbüttel Ports GmbH und die VTG eine Kooperationsvereinbarung geschlossen. Im Rahmen der Kooperation entwickeln die beiden Unternehmen u.a. gemeinsam mögliche effiziente Konzepte zur Versorgung der Industrie sowie weiteren potenziellen Gasnutzern im Binnenland mit einem LNG-Terminal am Standort Brunsbüttel als Ausgangsbasis.¹³

Für Industrie ohne Anschluss ans Gasverteilnetz bieten sich Alternativen zum Pipelinegas bisher nur in Form von Diesel, Liquefied Petroleum Gas (LPG) oder schwerem Heizöl.

Ein Beispiel für Small Scale LNG ist folgender Fall: Im Dezember 2014 installierte Primagas einen Dampferzeuger am Produktionsstandort des Tierfutterherstellers Dr. Alder's in Wethau in Sachsen-Anhalt. Gegenüber einer mit Heizöl betriebenen Anlage reduzieren sich die Kosten laut dem Anlagenbauer um bis zu 15 Prozent¹⁴.

¹³ Brunsbüttel Ports, VTG AG (2015)

¹⁴ Kempkens, Wolfgang (2014)

Weitere Unternehmen, die versuchen in Deutschland einen Markt für LNG-Anlagen zu schaffen sind z.B. Energie9000 im bayrischen Schmidham oder ADK Gas-Technologies im baden-württembergischen Neresheim¹⁵.

Komplettlösungen zur Finanzierung, Installation und Unterhaltung von Regasifizierungsanlagen (bestehend im Wesentlichen aus Speichertank und Verdampfer) sowie die Belieferung mit LNG bieten in diesem Zusammenhang zahlreiche neue Geschäftsmöglichkeiten.

4.2.4 Chemie- und Kunststoffindustrie

4.2.4.1 Hintergrund

Kohlenstoffverbindungen gehören zu den wichtigsten Bausteinen für die Vorprodukte der Chemie- und Kunststoffindustrie.

Eine Übersicht der Verbundstruktur der chemischen Industrie mit der Verarbeitungskette vom Rohstoff bis hin zu den Endprodukten zeigt Abb. 02:.

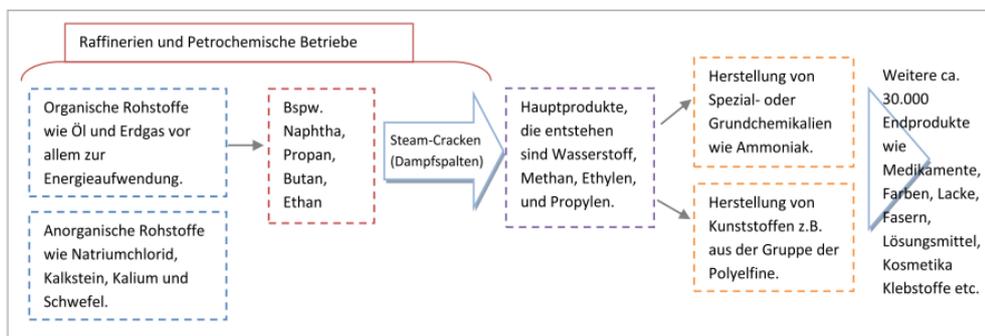


Abb. 02: Verbundstruktur der chemischen Industrie¹⁶

In Deutschland und Europa dominiert Naphtha (Rohbenzin), während in anderen Teilen der Welt eher Ethan und Propan als Rohstoff zur Herstellung von Basischemikalien in der chemischen Industrie dienen. Etwa 10 Prozent des jährlich weltweit geförderten Rohöls werden für die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie verwendet. In Deutschland dominieren Naphtha und andere Erdölprodukte als Rohstoff mit einem Anteil von 74% für die organische Chemie gegenüber Erdgas mit nur 11%, wie Abb. 03: zeigt.

¹⁵ ebenda

¹⁶ VCI (2012)

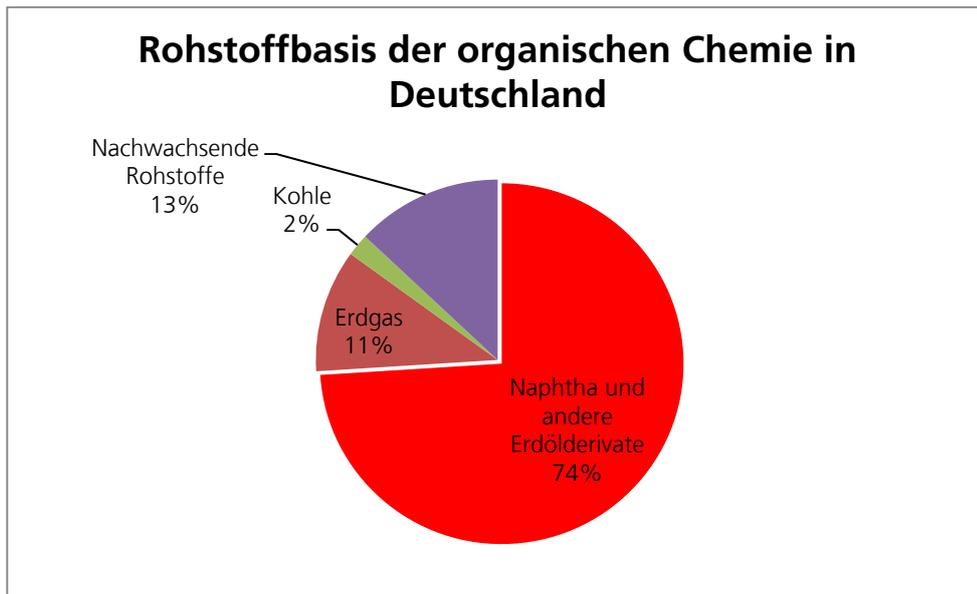


Abb. 03: Rohstoffmix der organischen Chemie in der Bundesrepublik¹⁷

Nach Ansicht des VCI ist zu erwarten, dass mit zunehmender Knappheit von Erdöl und entsprechend steigenden Preisen langfristig die Attraktivität alternativer Rohstoffe und damit auch von Erdgas / LNG zunimmt.

Mitte der 1960er Jahre löste Erdöl in Westdeutschland die Kohle, die erst aufwendig verflüssigt oder vergast werden muss, als wichtigsten organischen Rohstoff ab. Rohbenzin (Naphtha), das in Raffinerien bei der Herstellung von Kraftstoffen anfällt, bietet aufgrund seiner Beschaffenheit einen idealen Rohstoff für die Herstellung organischer Grundchemikalien. Durch Aufspalten (cracken) des Ausgangsstoffs in Kohlenwasserstoffe werden verschiedene Kohlenstoff wie z.B. Ethylen (C₂), Propylen (C₃), Butadien (C₄), Benzol (C₆) usw. gebildet und bilden als sogenannte „Crackerprodukte“ die Grundlage für einen wesentlichen Teil der Chemieproduktion¹⁸.

Ein Ausschnitt der darauf aufbauenden Wertschöpfungsketten ist in Abb. 04: stark vereinfacht dargestellt:

¹⁷ VCI (2012)

¹⁸ VCI (2012)

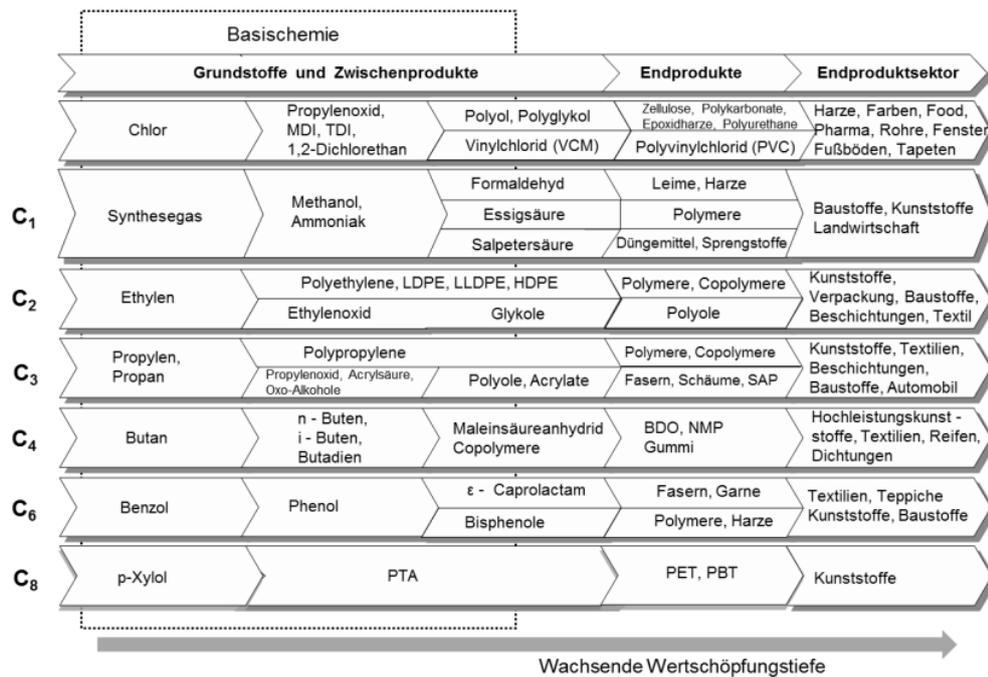


Abb. 04: Wertschöpfungskette der chemischen Industrie¹⁹

In Europa wird das zur Verfügung stehende methanreiche Erdgas (Pipeline-gas) aufgrund seines geringen Ethangehaltes hauptsächlich für die C1-Wertschöpfungskette (Ammoniak- und Methanolsynthese) verwendet.

Im Mittleren Osten steht dagegen preiswertes Gas mit hohem Ethan-Gehalt zur Verfügung, das bei der Erdölförderung anfällt und zum Aufbau großer Petrochemie-Kapazitäten genutzt wurde. In den USA ist Ethan, das aus Erdgas gewonnen wird, der dominierende Cracker-Rohstoff, hier steht mit dem sog. Schiefer- oder Shale-Gas ebenfalls ein im Vergleich zum Erdöl preisgünstiger Rohstoff zur Verfügung. Erdgas in anderen Weltregionen wirkt sich auf die Produktion in Europa einerseits auf Ebene der Produkte aus (Konkurrenz durch günstige Importe der C2-Wertschöpfungskette), zugleich wirkt es indirekt weltweit preisdämpfend.

Erdgas dient derzeit vor allem als Rohstoff für die C1- und C2-Wertschöpfungskette (Ethylen). Ethylen ist mengenmäßig die größte Basischemikalie und wird, wie auch oben beschrieben, zunehmend in Rohstoffländern aus relativ zum Öl billiger werdendem Gas hergestellt. Dadurch entstehen Kostenvorteile mit dem Effekt, dass Ethylen-Folgeprodukte andere Produkte verdrängen, wie z.B. Polyethylen gegenüber Polypropylen, Polyesterfasern gegenüber Baumwolle oder PET-Verpackungen gegenüber Glasflaschen. Die Erschließung neuer, billiger Gasquellen (Shale Gas, v. a. in Amerika, nach 2020 auch in China) wird neue Kapazitäten an den Rohstoffquellen ermöglichen, die jedoch vom Markt absorbiert werden. Starke Kapazitätszuwächse oder eine Wachstumsschwäche in China könnten allerdings auch zeitweise zu Überkapazitäten führen und damit den Marktdruck auf chemische Unternehmen erhöhen oder sogar zur Schließung von Altanlagen in Europa führen²⁰.

Die Erdgasbestandteile Ethan, Propan und Butan können bereits heute als Cracker-Rohstoff genutzt werden. Es fehlen zurzeit (noch) wirtschaftliche Technologien um aus

¹⁹ VCI (2012)

²⁰ VCI (2012)

Methan Hauptbestandteil von LNG): Ethylen, Propylen, C4-Olefine, Benzol und Xylole herzustellen, die mehr als 90 Prozent der Basischemikalien ausmachen. Als Chemierohstoff wird LNG deshalb v.a. zunächst in Synthesegas (ein Gemisch von Kohlenmonoxid und Wasserstoff) umgewandelt, anschließend abgekühlt und schließlich zu dem gewünschten Produkt weiterverarbeitet.

Zunehmende Verbräuche durch Produktionssteigerung und höhere Rohstoffkosten werden auch in Deutschland den Trend zum Bezug von alternativen fossilen Rohstoffen wie Erdgas und Erdgaskondensaten verstärken. Die steigenden Anforderungen an Umwelt- und Klimaschutz für die Chemie- und Kunststoffindustrie und eine Diversifizierung der Energieversorgung mit meist umweltfreundlicheren Energieträgern dürften der Nutzung von LNG zusätzliche Potenziale erschließen.

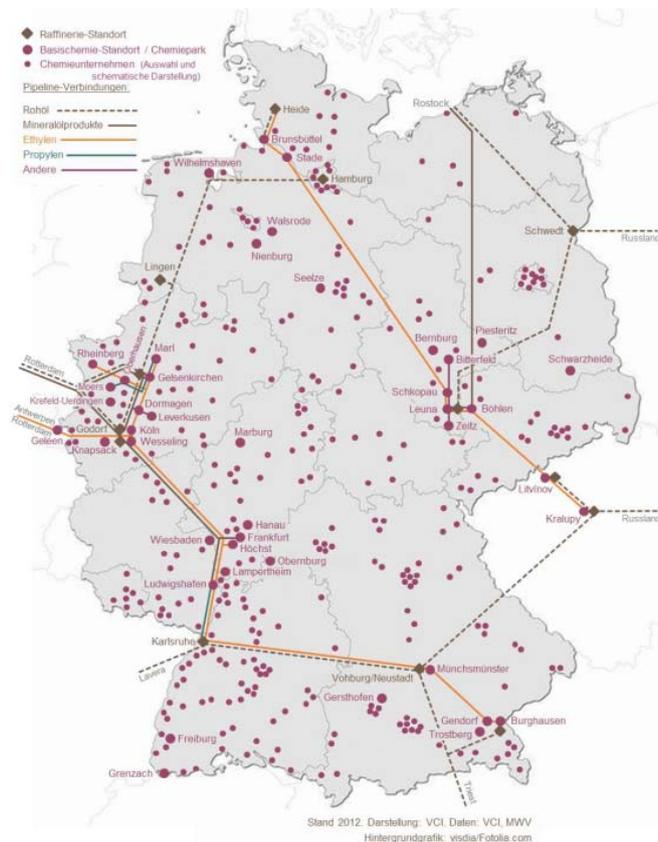


Abb. 05: Chemiestandorte in Deutschland²¹

Eine Versorgung mit LNG des gesamten nord- und ostdeutschen Raums und ggf. darüber hinaus (z.B. Süddeutschland, die Schweiz und Zentral- und Osteuropa über die Schiene) kann über Brunsbüttel erfolgen.

Im Folgenden wird auf die relevanten Standorte der Chemie- und Kunststoffindustrie eingegangen, die als potenzielle Abnehmer für LNG in Betracht kommen könnten, siehe hierzu auch Abb. 05:

Als Kernregionen der chemischen Industrie in Norddeutschland sind neben dem schleswig-holsteinischen Chemiestandort Brunsbüttel (beschrieben unter 4.1) und das südliche Holstein im Hamburger Umland, die niedersächsischen Standorte in

²¹ VCI (2012)

Wilhelmshaven, Stade, Bomlitz/Walsrode (Chemiepark der DOW mit Bayer, Wipak, CaseTech u.a.) und Seelze (Industriepark Honeywell Seelze) zu erwähnen.

Hersteller von chemischen Erzeugnissen und Unternehmen der Grundstoffchemie finden sich in Stade (DOW), Wilhelmshaven (mit INEOS) und in Hamburg (mit Chemiehandelsunternehmen) und Rohstoffverarbeitung in Harburg bei Shell, PhoenixContitech, u.a.).

In Mecklenburg-Vorpommern finden sich Standorte von Unternehmen der chemischen Industrie v.a. entlang der Ostseeküste.

Das Mitteldeutsche Chemiedreieck ist der industrielle Ballungsraum um die Städte Halle (Saale), Merseburg und Bitterfeld im Land Sachsen-Anhalt. Im ChemiePark Bitterfeld-Wolfen produziert der Spezialchemiekonzern LANXESS mit der größten und modernsten Anlage für monodisperse Ionenaustauschharze sowie mit einem 2011 eröffneten Werk für Membran-Filtrationstechnologie, ebenfalls in Bitterfeld produziert das deutsch-japanische Joint Venture Hi-Bis GmbH Spezial-Bisphenole. Diese werden durch die Bayer AG zur Herstellung eines hitzebeständigen Kunststoffes für die Automobilbranche und die Elektroindustrie verwendet. Im Chemiepark Leuna betreibt die Linde Group ihren weltweit größten Gase-Standort. Die Produktionsstandorte des US-Konzerns Dow Chemical in Schkopau, Leuna Teutschenthal und Böhlen liefern chemische Grundstoffe und hochleistungsfähige Basischemikalien für eine breite Palette von Anwendungen, etwa die Herstellung von Kunststoffen, Farben und Klebstoffen.

4.2.4.2 Kunststoffindustrie

Zur norddeutschen Kunststoffindustrie zählen Unternehmen wie der Gummi- und Reifenhersteller Continental in Hannover, Phoenix ContiTech AG in Harburg, Johnson Control in Lüneburg und Tesa in Norderstedt (als Tochterunternehmen von Beiersdorf), aber auch die RPC Gruppe mit den Standorten in Lohne und Celle, die Wipak Walsrode GmbH, Epurex Films in Bomlitz und zahlreiche andere kleine und mittlere Unternehmen.²²

4.2.5 Gas-to-Liquids (GtL)

In Südafrika (Fa. PetroSA), Malaysia (Fa. Shell), Nigeria und Katar existieren großtechnische Anlagen, mit denen aus dem Rohstoff Erdgas in drei Prozessstufen hochwertiger Diesel- und Flugturbinen-Kraftstoff hergestellt (Gas-to-Liquids, GtL) hergestellt wird. Dabei wird aus dem Erdgas Synthesegas erzeugt, das zu langkettigen wachstypischen n-Alkanen weiterverarbeitet wird und schließlich durch mildes Hydrocracken die gewünschten flüssigen Kraftstoffe liefert²³.

Eine entsprechende GtL-Produktion ist auch in Deutschland denkbar und bietet weiteres Anwendungspotenzial für LNG, jedoch v.a. im Transportbereich.

²² DECHEMA, GDCh, DGMK, VCI (2010)

²³ Ecker, Keppler (2011)

4.3

Regasifizierung und Einspeisung in das Pipeline-Netz

Das Pipelinenetz kann in Zeiten großen Energiebedarfs durch die Einspeisung von wiederverdampftem LNG gestärkt werden. Vom Standort Brunsbüttel aus könnte z.B. eine Einspeisung in die DEUDAN-Gaspipeline erfolgen. Eine Einspeisung von verdampftem LNG in das deutsche Pipelinenetz kann bei günstigen Spotmarktpreisen wirtschaftlich möglich sein, hierzu bedarf es allerdings eines deutschen LNG-Importterminals. Im Falle einer kleineren Lösung (Bunker Terminal) ist eine Einspeisung von regasifiziertem LNG für Brunsbüttel nicht wirtschaftlich realisierbar, da in einem solchen Szenario die Einspeisung bereits in Rotterdam bzw. Zeebrügge erfolgen könnte und somit die zusätzlichen Transportkosten vom Importterminal übernehmen müsste.

Regasifiziertes LNG ist prinzipiell zur Einspeisung in das deutsche Pipelinenetz geeignet, da eine Einspeisung in das H-Gas Netz erfolgen würde, bei dem das Pipelinegas einen vergleichbaren Wobbe Index besitzt wie LNG aus Afrika und dem Mittleren Osten, welches rund 85% der europäischen Importe widerspiegelt. Es müssen jedoch bestimmte Konditionierungsmaßnahmen mittels Luft bzw. Stickstoff erfolgen, um das vergleichsweise hochkalorige Erdgas bezüglich Heizwert und Wobbe-Index an die Einspeisebedingungen des Gasnetzes anzupassen. Die bereits erfolgende Einspeisung von Biogas in die Pipelinenetze führt zu Qualitätsschwankungen (v.a. beim Brennwert), die von der Industrie beklagt werden. LNG bietet gegenüber Biogas eine gleichbleibend hohe Qualität und ist damit vorteilhafter. Da die Zusammensetzung des LNG je nach Herkunft variiert, ist die Gaszusammensetzung des zu importierenden LNG sowie die zulässige Pipelinegas-qualität im konkreten Fall genauer zu klären. Die Abb. 06: zeigt die aktuelle Anbindung Brunsbüttels über eine DN 400 Ferngastransportleitung an das deutsche Erdgasnetz. Die genannte DN 400 Leitung ist bei Klein Offenstein / Barmstedt direkt mit der DEUDAN-Gaspipeline (DN 700) verbunden.

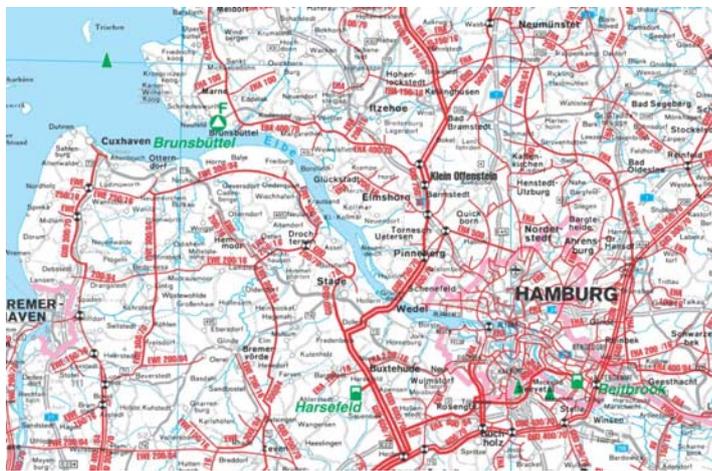


Abb. 06: Gaspipelinenetz bei Brunsbüttel²⁴

Aufgrund der Nähe Brunsbüttels zu den Einspeisepunkten des mit überwiegend hochkalorischen, norwegischen Gas befüllten Netzes erscheint eine Umwandlung von LNG zu Pipelinegas ohne größeren Aufwand möglich. Im Falle des Neubaus eines LNG Importterminals besteht somit das Potenzial regasifiziertes LNG von Brunsbüttel aus in das deutsche Pipelinenetz einzuspeisen.

²⁴ VGE Verlag GmbH (2006)

5 LNG-Potenziale in der Seeschifffahrt

5.1 LNG-Entwicklung in der Seeschifffahrt

Die internationale Seeschifffahrt sowie die Küstenschifffahrt sind potenzielle Großverbraucher von LNG, wobei erforderliche Antriebs- und Bunkertechnologien bereits am Markt verfügbar sind. Die Nachfrage ist abhängig von der Anzahl an Schiffsneubauten und Schiffsumbauten („Retrofitting“) und einem parallelen Ausbau der LNG-Terminalinfrastruktur. Besonders attraktiv wird der Einsatz von Gasmotoren bei hohen Ölpreisen und einer höheren Verfügbarkeit und Verbreitung von Erdgas.

Verschärfte Emissionsgrenzwerte begünstigen zusätzlich den Einsatz, da mit LNG-Antrieben bereits jetzige und zukünftige Grenzwerte von Schadstoffemissionen, wie Stickstoff-, Kohlenstoff-, Schwefel-, Partikelemissionen, eingehalten und unterschritten werden können. Richtungsweisend war hier die Einführung einer Begrenzung von Schwefeldioxidemissionen auf max. 0,1% in allen europäischen Häfen der Nord- und Ostsee zum Januar 2015.

Um das LNG-Nachfragepotenzial für die Seeschifffahrt zu ermitteln, werden im Folgenden analysiert:

- klassische Schiffstreibstoffe auf Rohölbasis und deren Preisentwicklung im Vergleich mit LNG;
- aktuelle Entwicklungen bei LNG-Schiffsneubauten und LNG-Schiffsumbauten; sowie
- vorhandene und geplante LNG-Terminalinfrastruktur (Bunkerstationen) im Nord- und Ostseeraum.

5.1.1 Schiffstreibstoffe

Als Brennstoff für Schiffsgasmotoren wird ausschließlich verflüssigtes Erdgas (LNG) verwendet. Etablierte Schiffstreibstoffe für die bisher dominanten Schiffsdieselmotoren sind in unterschiedlichen Arten entsprechend ihres Herstellungsprozesses verfügbar.

Zur Gewinnung verschiedener Schiffstreibstoffarten auf Rohölbasis wird der Grundrohstoff Erdöl in Raffinerien mittels Destillation in unterschiedliche Produkte aufgetrennt. Durch Erhitzung verdampfen die Bestandteile des Rohöls. Übrig bleibt Schweröl, welches durch weitere Verfahren niedrigere Schwefelwerte erreichen kann. Durch die Destillation entstehen parallel:

- Benzin
- Destillate wie Kerosin, Diesel und Heizöl
- Flüssiggas (Liquified Petroleum Gas LPG, vor allem Propan und Butan),
- Gas (Methan, Ethan, Wasserstoff).

Ebenfalls können durch sogenanntes Cracking Öl und Ölprodukte aufgespalten werden. Schiffstreibstoffe („Marine Fuels“) können also unterschieden werden in einerseits Treibstoffe auf Schwerölbasis („Residuals“) und andererseits in Destillate („Destillates“). Außerdem lassen sich die beiden Typen mischen und es entstehen („Intermediates“).

5.1.1.1 Residuals

Treibstoffe auf Schwerölbasis (Englisch: Heavy Fuel Oil), d.h. Rückstandsöle (Englisch: Residual Fuel Oil) werden auch Marine Fuel Oil, Bunker Fuel oder Bunker C genannt.²⁵ Hierbei handelt es sich um die minderwertigsten Treibstoffe. Sie dürfen ab 2020 aufgrund hoher Schadstoffemissionswerte ohne entsprechende Filtertechnologie wie Scrubber nicht mehr in der Seeschifffahrt eingesetzt werden. Schweröl ist bei normalen Temperaturen zähflüssig. An Bord ist eine Erwärmung auf ca. 40 bis 50 Grad Celsius nötig, bevor der Schiffsmotor den Treibstoff bei erhöhten Temperaturen von 130 bis 140 Grad Celsius verbrennen kann.

5.1.1.2 Destillates

Destillate werden in der Schifffahrt üblicherweise als Marine Gas Oil oder Marine Diesel Oil bezeichnet.²⁶ Bei diesem Schiffsdiesel / Marine Diesel handelt es sich im Gegensatz zu Diesel für PKW und LKW üblicherweise nicht um ein reines Destillat, sondern um ein Gemisch aus Residual und Destillat. Somit müsste MGO eigentlich bereits der Kategorie Intermediate zugeordnet werden. Destillate sind im Vergleich zu Schweröl dünnflüssig. Sie müssen für die Verbrennung im Schiffsmotor bei normalen Temperaturen von rund 20 Grad Celsius nicht extra erwärmt werden. Je nach Qualitätsstufe nähert sich die Mischung dann Treibstoffen auf Schwerölbasis an. MGO / MDO hat normalerweise einen Schwefelgehalt von max. 1,5%. Schwefelärmere Typen geeignet für die SECA-Gebiete tragen die Abkürzung LSMGO oder LSMDO für „Low Sulphur“ mit einem Schwefelgehalt von weniger als 0,1 Prozent.

5.1.1.3 Intermediates

Mischungen aus Treibstoffen auf Schwerölbasis und Destillaten werden Intermediate Fuel Oil oder Marine Diesel Fuel genannt.²⁷ Besonders etabliert sind IFO380 und IFO180. IFO380 lässt sich zu den Schwerölen zählen. Je nach Qualitätsstufe nähert sich die Mischung Treibstoffen auf Schwerölbasis an. Der Schwefelgehalt liegt bei max. 3,5%. Bei einem Wert von max. 1,0% erhalten sie den Zusatz „Low Sulphur“, d.h. LS180 oder LS380 und bei einem für die SECAs erforderlichen Schwefelgehalt von max. 0,1% sogar „Ultra Low Sulphur“ (ULSFO).

5.1.1.4 Ölpreisentwicklung

Die Ölpreisentwicklung der beiden Rohölsorten North Sea Brent Crude (Brent) und West Texas Intermediate (WTI) ist starken Schwankungen unterworfen. 2015 haben die Preise erstmalig nach 2004 wieder längerfristig einen Wert von unter 50 US-\$ pro Barrel erreicht.

²⁵ Abkürzungen: HFO, RFO, MFO, Bunker C

²⁶ Abkürzungen: MGO, LSMGO, MDO, LSMDO

²⁷ Abkürzungen: IFO380, IFO180, LS380, LS180, MDF, ULSFO

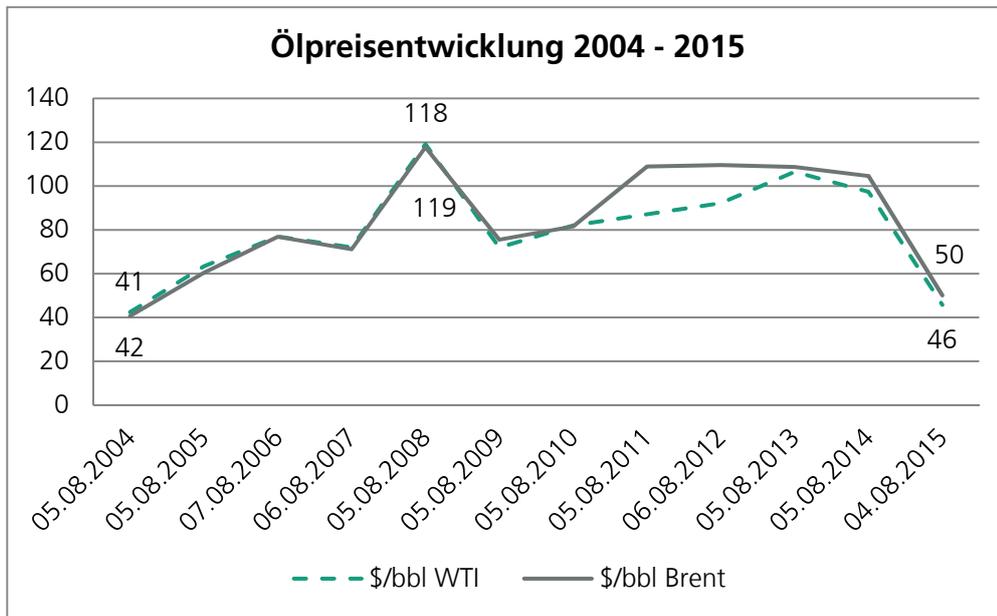


Abb. 07: Ölpreisentwicklung 2004-2015, Tagesschlusskurs in US-Dollar per Barrel West Texas Intermediate und North Sea Brent Crude²⁸

Die Index-Preise der Schiffstreibstoffe korrelieren sehr stark mit der Entwicklung des Rohölpreises (siehe Abb. 07:). Innerhalb der letzten 13 Monate kam es ebenfalls zu starken Preisrückgängen. US-Dollar Preise je metrischer Tonne²⁹ betragen am 04.08.2015 beispielhaft:

- 531\$/mt für Destillate MGO / MDO
- 516\$/mt für Destillate LSMGO / LSMDO Index
- 377\$/mt für Rohöl Brent
- 349\$/mt für Rohöl WTI
- 340\$/mt für Intermediate IFO180
- 291\$/mt für Intermediate IFO380 Index

Destillate MGO / MDO sind die teuersten Schiffstreibstoffe, wobei die Alternative LSMGO / LSMDO mit niedrigerem Schwefelgehalt sogar günstigere Indexwerte je metrischer Tonne aufweist. Intermediate IFO380 als preisgünstigste Alternative kostet rund 45% weniger als Destillate MGO / MDO.

Der Erdgaspreis ist an den Ölpreis gekoppelt. Der offizielle Preismacher für Erdgas ist der "Henry Hub"-Preis, ursprünglich benannt nach einer Gaspipeline in Louisiana, USA. Ergänzend wird gehandelt mit u.a. „German Border“-Preisen oder „The National Balancing Point“-Preisen. Langfristige Verträge dominieren mit rund 70% den LNG-Markt. Der Spotmarkt und kurzfristige Verträge machen rund 30% aus.³⁰ In 2013 stieg der Handel mit LNG auf den bis dahin höchsten Wert mit einer leichten Abschwächung

²⁸ Fraunhofer CML nach onvista.de, finanzen.net

²⁹ Brent-Preise werden umgerechnet von US\$ per Barrel (\$/bbl) zu US\$ per Metric Tonne (\$/mt) mit einem Faktor von 7.53 Barrels per Metric Tonne. 1 mt entspricht 7.53 bbl. WTI Preise werden umgerechnet von US\$ per Barrel (\$/bbl) zu US\$ per Metric Tonne (\$/mt) mit einem Faktor von 7.62 Barrels per Metric Tonne. 1 mt entspricht 7.62 bbl.

³⁰ International Gas Union (2015)

in 2014 zwischen 19 exportierenden und 29 importierenden Ländern.³¹ Es kann von folgenden Basiswerten der LNG-Importpreise für 2015 ausgegangen werden:³²

- USA zwischen 2-4\$/mmBtu (Henry Hub Preis)
- UK zwischen 6-9 \$/mmBtu (NBP)
- Mitteleuropa zwischen 8-10\$/mmBtu (German Border Preis)
- Nordostasien zwischen 9-15\$/mmBtu (NE Asia Spot LNG Preis)
- Japan zwischen 14-15 \$/mmBtu

LNG-Kosten bestehen aus mehreren Anteilen. Einerseits aus Kosten für Erdgasimporte (je nach Region ca. 2-15\$/mmBtu Natural Gas), den Kosten für die Verflüssigung (ca. \$5/mmBtu) und Kosten für die Distribution (ca. 3-6/mmBtu). Bei diesen Anteilen ergibt sich eine Preisspanne von 10-26\$/mmBtu. Insbesondere bei den Kosten für die Distribution ist eine Reduzierung durch den Ausbau der LNG-Infrastruktur zu erwarten. Bei steigenden Bedarfen sind ebenfalls Kostenreduktionen bei dem Prozess der Gasverflüssigung realistisch.

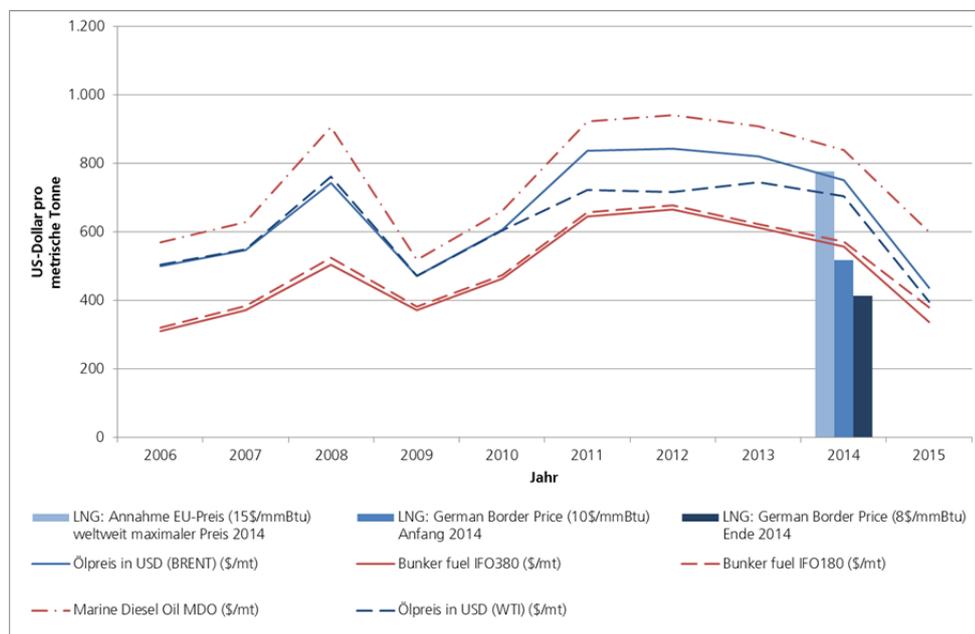


Abb. 08: Preisvergleich verschiedener LNG Bunkerpreise mit Ölprodukten 2006-2014

Auch wenn sich 2015 durch den raschen Preisverfall bei Rohöl und Ölprodukten der Preisdruck auf LNG noch zugenommen hat, sieht man, dass über die letzten Jahre der LNG Preis meist sehr wettbewerbsfähig zu den Ölprodukten war.

³¹ International Gas Union (2015): **Die 19 exportierenden Länder** nach Marktanteilen in 2014 sind: Katar mit ca. 30%, Malaysia, Australien, Nigeria, Indonesien, Trinidad, Algerien, Russland, Oman, Jemen, Brunei, Vereinigte Arabische Emirate, Peru, Äquatorialguinea, Norwegen, Papua-Neuguinea, Angola, Ägypten, USA. **Die 29 importierenden Länder sind:** Japan, Südkorea, China, Indien, Taiwan, UK, Spanien, Mexiko, Brasilien, Türkei, Argentinien, Frankreich, Italien, Chile, Kuwait, Singapur, Malaysia, Belgien, Kanada, Dominikanische Republik, Griechenland, Israel, Litauen, Niederlande, Portugal, Puerto Rico, Thailand, Vereinigte Arabische Emirate, USA.

³² International Gas Union (2015)

Die zurzeit anhaltende drastische Verbilligung des Rohöls und der Treibstoffe hat den Preisvorteil des LNGs für Europa eliminiert und in Nordamerika annähernd egalisiert. Nun sind die Preise für Rohöl schwierig zu prognostizieren, von einer kurzfristigen weiteren Verbilligung durch den Wiedereintritt des Irans kann zunächst ausgegangen werden. Ebenso sind aber viele Analysten der Meinung, dass der Preisverfall zusammen mit den politischen Unwägbarkeiten in vielen erdölexportierenden Ländern (Libyen, Irak, Venezuela) zu einem fatalen Stopp der Investitionen in Erhalt und Neuanlagen führt, so dass der nächste Preisschock für Öl, falls die Nachfrage hoch bleibt, nur eine Frage der Zeit sei.³³

Eine langfristige Investition des Schiffsneubaus mit LNG als Alternative ist also alleine durch die augenblickliche Preissituation nicht vom Tisch, wird aber, wie auch eine aktuelle Umfrage des GL / DNV³⁴ zeigt, nicht mehr ganz oben auf der Agenda der Reeder gesehen. Das ist jedoch nur eine Momentaufnahme und eine eher generelle Positionierung der Reeder.³⁵

Der Marktanteil des LNG als Schiffsantrieb wird weiter wachsen, siehe die nächsten Kapitel.

5.1.2 Schiffe mit LNG-Antrieb

Im internationalen Vergleich nimmt Norwegen eine Vorreiterrolle bezüglich der Schiffsentwicklung mit LNG ein. Ende der 1990er Jahre wurden erste Gasmotoren auf Fährschiffen in den norwegischen Fjorden eingesetzt. Es sind heute bereits reine LNG-angetriebene Fähren im Einsatz. Als weitere Lösung eignen sich „Dual-use Motoren“, welche sowohl Erdgas als auch Schiffstreibstoffe auf Rohölbasis wie MGO / MDO verbrennen können. Dual-use-Motoren laufen entweder in reinem Dieselbetrieb, in Gasbetrieb oder in kombiniertem Gasmischbetrieb. Führende Motorenhersteller sind Caterpillar Marine Engines & Power Systems, GE Transportation, Hyundai HİMSEN, MAN Diesel & Turbo, Rolls-Royce und Wärtsilä. Zwei Hauptnachteile für die Anschaffung oder Umrüstung von LNG-Schiffen sind ca. 20 – 25% teurere Baukosten im Vergleich zu konventionellen Schiffen und die Reduzierung der Ladekapazität durch Platzbedarfe der LNG-Tanks an Bord.

LNG-Antriebe sind insbesondere in der LNG-Carrierflotte bereits etabliert. Hier ist in den letzten beiden Jahren ein Boom in Schiffsbestellungen zu erkennen. Gründe sind die Panama Kanal Erweiterung, der Ausbau des Gasmarkts in den USA sowie der geplante Aufbau von LNG-Bunkerinfrastruktur für die Seeschifffahrt. In 2014 waren 426 LNG-Carrier im Einsatz. Der Antrieb erfolgt normalerweise durch die Entnahme von Natural Boil-off Gas (BOG) aus den LNG-Tanks und durch Marine Diesel bei leeren Tanks (dual-fuel-engine). Alternativ kann auch ein separater LNG-Tank installiert werden, um die Verbrennung von Ladung zu vermeiden. Beispiel für dieses Konzept sind die beiden Liquefied Ethylene Gas Gastanker „Coral Star“ und „Coral Sticho“ verchartert an Anthony Veder durch Saudi Basic Industries Corp. Beide Schiffe

³³ EnergyComment (2015)

³⁴ DNV GL (2014)

³⁵ Für Reeder gibt es immer die Herausforderung, dass sie für den Bau eines Schiffs investieren müssen und darauf angewiesen sind, im Chartermarkt für spezielle Schiffe, wie die mit LNG angetrieben, die entsprechenden Raten zu erzielen, die diese Mehrinvestitionen wieder einspielen. Das ist in Märkten mit Tonnageüberkapazität natürlich äußerst schwierig und ein generelles Hemmnis für Innovationen im Schiffbau, sei es für Antriebstechnik oder Sicherheit. Deshalb lassen sich die Investitionen in LNG speziell in Märkten beobachten, wo der Eigner auch Operator des Schiffes ist.

transportieren LEG von der Raffinerie in Teesside, UK in die Produktionsanlagen in Nordwesteuropa und Skandinavien.

Seit der Verschärfung von Emissionsrichtwerten und in Phasen steigender Rohölpreise während bzw. nach der Schifffahrtskrise Mitte der 2000er weitete sich der Einsatz von LNG-angetriebenen Schiffen weiter aus.

Beim Umgang mit Anforderungen an die Schiffsflotte beim Einsatz in ECAs verfolgen Reedereien unterschiedliche Strategien. Die Scrubber-Technologie zur Abgasreinigung hat sich nie wirklich durchgesetzt. LNG-Antriebe bleiben eine Option. (siehe Abb. 09:).³⁶ Allerdings wird deutlich, dass sich Umbau- oder Neubaumentscheidungen herauszögern. Hauptgrund ist die kurzfristig wirtschaftlich attraktive Umstellung auf Treibstoffe mit niedrigerem Schwefelgehalt begünstigt durch sinkende Rohölpreise.

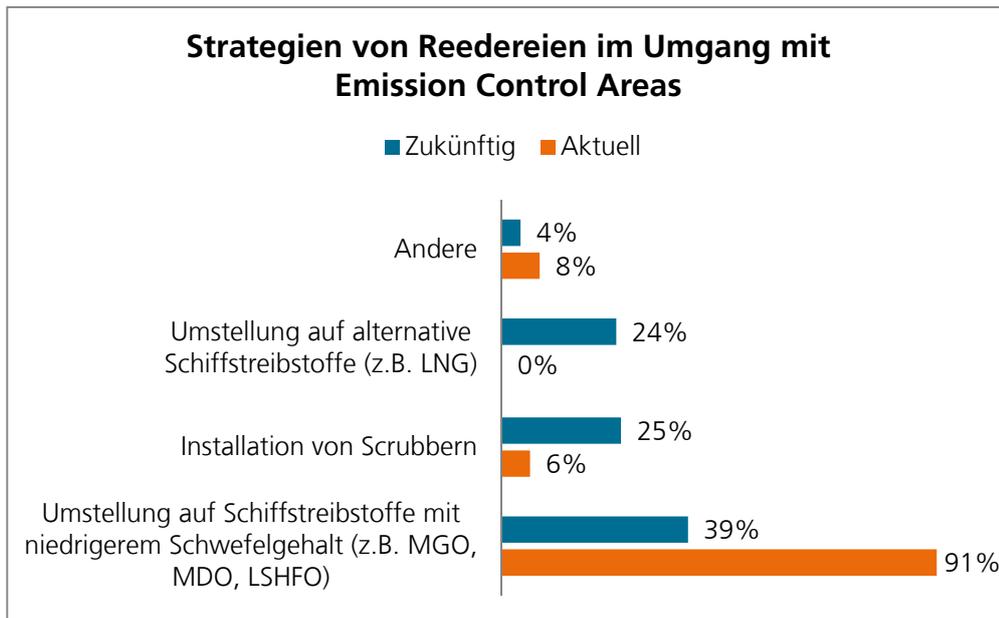


Abb. 09: Strategien von Reedereien im Umgang mit Emission Control Areas³⁷

Bisher sind ca. 60 mit LNG angetriebene Schiffe (exklusive LNG-Carrier) weltweit im Einsatz. Rund 80 Schiffe mit LNG-Antrieb wurden bestellt.³⁸ Bis zum Jahr 2020 soll sich die Anzahl laut DNV GL auf 1.000 Neubauten und 600 bis 700 Umbauten erhöhen. Kürzlich wurde diese Prognose von 1.000 LNG-angetriebenen Schiffen in SECAs im Jahr 2020 nach unten korrigiert. Gründe sind ein verzögerter Ausbau der Terminalinfrastruktur, hohe Kapitalkosten, gesunkene Rohölpreise und Antriebsalternativen basierend auf Batteriebetrieb.³⁹

Teilweise erhalten Schiffneubauten und –umbauten finanzielle Unterstützung, u.a. wird im Rahmen des Projekts „TWIN-Port II“ von der EU durch den Fördertopf CEF TEN-T mit einem Volumen von 16 Millionen Euro der Bau einer LNG-Fähre zwischen Helsinki und Tallin gefördert. Die Fähre soll 2017 ihren Dienst aufnehmen. Das mit 17 Millionen Euro von der EU mit dem Programm Horizon 2020 geförderte Projekt „LeanShip“ unter der Leitung von Damen hat im Mai 2015 begonnen. Drei LNG-Schiffstypen werden

³⁶ DNV GL (2015b)

³⁷ Fraunhofer CML nach DNV GL (2015b)

³⁸ International Gas Union (2015)

³⁹ LNG Shipping News (2015d)

getestet: ein LNG-Schlepper, ein LNG-Carrier und ein umgebautes LNG-Short Sea Schiff.

Die weltweite Schiffsflotte (nach Tragfähigkeit in %) setzt sich zusammen aus Massengutschiffen (42,9%), Öltankern (28,5%), Containerschiffen (12,8%), Stückgutschiffen (4,6%), Offshoreschiffen (4,3%), Gas Carriern (2,7%), Chemikalientankern (2,5%), Anderen Schiffen (1,4%), Fähren und Passagierschiffen (0,3%).⁴⁰

Ende 2014 bestand die weltweite Handelsflotte⁴¹ aus rund 12.500 konventionellen Stückgutschiffen, 9.400 Massengutschiffen, 7.000 Rohöl- und Produktentankern, 5.100 Containerschiffen, 5.000 Öl/Chemie- und Chemietankern, 2.500 Passagier/RoRo/Fracht-Schiffen, 1.700 Flüssiggastankern, 1.600 Passagier/Kreuzfahrtschiffen, 1.400 speziellen Stückgutschiffen, 1.400 RoRo-Schiffen, 1.300 anderen Massengutschiffen inklusive Öl/Massengut/Erz-Frachter, 800 Autotransportern und 800 Kühlschiffen.

LNG-Antriebe findet man in verschiedensten Marktsegmenten. Nachfolgend einige Beispiele:

- Carnival Corporation hat zwei ausschließlich durch LNG-angetriebene **Kreuzfahrtschiffe** für Costa Cruises bestellt. Sie gelten mit einer Kapazität von 6.600 Passagieren als größte Kreuzfahrtschiffe weltweit und verfügen über die ersten LNG-verbrennenden dual-power Hybridmotoren für den Betrieb im Hafen und den Antrieb auf See.⁴² Der Ausliefertermin ist für 2019 und 2020 durch die Meyer Werft in Turku, Finnland und Papenburg vorgesehen. Zusätzlich wurden zwei LNG-angetriebenen Schiffe für Aida Cruises durch die Carnival Corporation bei der Meyer Werft in Turku, Finnland und Papenburg beauftragt.⁴³
- Die täglich zwischen Emden und Borkum verkehrende **Passagierfähre** „Ostfriesland“ der EMS AG ist das erste umgebaute LNG-angetriebene Schiff unter deutscher Flagge.⁴⁴ Die erste Bebungung des Tanks mit einer Größe von 40m³ fand in Bremerhaven statt.
- Die erste im Dual-Fuel-System angetriebene **Passagierfähre** Nordamerikas ist seit 2015 die „F.-A.-Gauthier“ mit Einsatzgebiet Kanada (Quebec) für die Reederei Societé des Traversiers du Quebec.⁴⁵
- Das weltweit erste LNG-angetriebene **Containerschiff** „Isla Bella“ mit einer Größe von 3.100 TEU betrieben durch Totem Ocean Trailer Express und gebaut von Daewoo Shipbuilding & Engineering in Kooperation mit der American National Steel and Shipbuilding Company ist seit April 2015 im Einsatz. An Bord befindet sich ein 900m³ LNG Tank. Das Schiff bedient den Linienservice von Jacksonville, Florida nach San Juan, Puerto Rico.
- Die United Arab Shipping Company (UASC) möchte in weniger als fünf Jahren in Anhängigkeit von der Bunkerinfrastruktur **Großcontainerschiffe** auch mit LNG antreiben.⁴⁶ Das Unternehmen hat sechs 18.800 TEU-Schiffe und elf Schiffe mit 15.000 TEU als LNG ready bestellt bzw. bereits im Einsatz. 700 TEU an Kapazität

⁴⁰ UNCTAD (2014)

⁴¹ ISL (2015)

⁴² The Maritime Executive (2015a)

⁴³ The Maritime Executive (2015a)

⁴⁴ Hansa (2015c)

⁴⁵ Hansa (2015b)

⁴⁶ DVZ (2015)

sind für die LNG-Tanks vorgesehen. Mit einer Tankfüllung kann eins der 18.000 TEU Schiffe rund eine halbe Rundreise zwischen Asien und Europa absolvieren, d.h. es muss entweder in Asien und Europa gebunkert werden oder auf etwas halber Strecke in Nahost.

- Zwei LNG-angetriebene **Autotransporter** beauftragt von United European Car Carriers bei Kawasaki Heavy Industries befinden sich im Bau in der NACKS-Werft, China. Die Auslieferung ist für Mai 2016 geplant.
- Neue **Tanker** mit LNG-Antrieb wurden jüngst bestellt durch Terntank, Furetank, Thun Tankers.

5.1.3 LNG-Terminalinfrastruktur

5.1.3.1 LNG-Terminals in Betrieb

LNG-Terminals unterscheiden sich nach ihrer Funktion. Importterminals führen Erdgas ein und bereiten es für die Weiterdistribution auf („Receiving LNG-Terminal“). Rotterdam ist sowohl Import als auch Exportterminal. Davon lassen sich Bunker-Terminals abgrenzen. Hier kann die Bunkerstation direkt am Importterminal oder Terminal mit Pipelinezugang angesiedelt sein. Alternativ ist ein reines Bunkerterminal möglich (bisher nicht etabliert, auch wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit).

In der Nordsee sind sechs LNG-Terminals mit einer Lagerkapazität von insgesamt rund 2,9 Mio. m³ in Betrieb. In der Ostsee stehen LNG-Terminals mit einer Lagerkapazität von insgesamt rund 0,2 Mio. m³ zur Verfügung (siehe Tab. 01).

Land	Ort	Emission control area	Terminal-betreiber / Projektentwickler	In Betrieb seit	LNG Lagerkapazität m ³
Vereinigtes Königreich	Isle of Grain	Nordsee	National Grid Transco	2005	1.000.000
Vereinigtes Königreich	South Hook	Nordsee	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Total	2009	775.000
Niederlande	Rotterdam	Nordsee	Gasunie, Vopak, Ecomgas, Omv	2011	540.000
Belgien	Zeebrügge	Nordsee	Fluxys	1987	380.000
Litauen	Klaipėda	Ostsee	Klaipėdos Nafta	2014	170.000
Vereinigtes Königreich	Teesside	Nordsee	Excelerate Energy	2007	150.000
Schweden	Lysekil	Nordsee	Skangas	2014	30.000
Schweden	Nynäshamn	Ostsee	Aga	2011	20.000
Norwegen	Mosjøen	Nordsee	Gasnor	2007	6.500
Norwegen	Fredrikstad	Nordsee	Skangas	2011	6.500

Tab. 01: LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, in Betrieb⁴⁷

⁴⁷ Fraunhofer CML nach GIE (2015)

Tab. 1 LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, in Betrieb⁴⁸

5.1.3.2 LNG-Terminals im Bau

Zurzeit befinden sich in der Nordsee eine neue Anlage in Dünkirchen und Erweiterungen in Rotterdam und Zeebrügge in Bau. Die LNG-Lagerkapazität wird sich bis 2016 um ca. 1,5 Mio. m³ erweitern. In der Ostsee sind fünf neue Anlagen im Bau (Świnoujście, Espoo, Kotka-Hamina, Tahkoluoto, Rauma) sowie eine Erweiterung des Terminals in Klaipėda vorgesehen. Die LNG-Lagerkapazität wird sich bis 2018 um ca. 0,6 Mio. m³ erweitern (siehe Tab. 02). Ein deutscher Standort ist noch nicht dabei.

Land	Ort	Emission control area	Terminal-betreiber / Projekt-entwickler	In Betrieb ab	LNG Lagerkapazität m ³	Im Bau
Frankreich	Dünkirchen	Nordsee	Edf, Fluxys, Total	2015	570.000	Neue Anlage
Niederlande	Rotterdam	Nordsee	Gate terminal	2016	540.000	Erweiterung
Belgien	Zeebrügge	Nordsee	Fluxys	2015	380.000	Erweiterung
Polen	Świnoujście	Ostsee	Gaz-System	2015	320.000	Neue Anlage
Litauen	Klaipėda	Ostsee	Klaipedos Nafta	2015	170.000	Erweiterung
Finnland	Espoo (Nähe Helsinki)	Ostsee	Manga	2018	50.000	Neue Anlage
Finnland	Kotka-Hamina	Ostsee	Haminan Energia	2018	30.000	Neue Anlage
Finnland	Tahkoluoto (Nähe Pori)	Ostsee	Skangas	2016	30.000	Neue Anlage
Finnland	Rauma	Ostsee	Aga	2017	10.000	Neue Anlage

Tab. 02: LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, im Bau⁴⁹

5.1.3.3 Geplante LNG-Terminals

Zusätzlich sind Erweiterungen und neue Anlagen in Planung (siehe Tab. 03). Eine Steigerung der LNG-Lagerkapazität in der Nordsee um ca. 2,5 Mio. m³ bis 2019 und in der Ostsee um mehr als 1,1 Mio. m³ bis 2021 ist anzunehmen. Die potenziellen deutschen Standorte sind alle in einer frühen Planreife.

⁴⁸ Fraunhofer CML nach GIE (2015)

⁴⁹ Fraunhofer CML nach GIE (2015)

Land	Ort	Emission control area	Terminalbetreiber / Projektentwickler	In Betrieb ab	LNG Lagerkapazität m ³	Geplant
Vereinigtes Königreich	Isle of Grain	Nordsee	Grain	2018	1.200.000	Erweiterung
Niederlande	Rotterdam	Nordsee	Gate terminal	2018	720.000	Erweiterung
Belgien	Zeebrügge	Nordsee	Fluxys	2019	560.000	Erweiterung
Polen	Świnoujście	Ostsee	Gaz-System	2020	480.000	Erweiterung
Finnland	Fjusö/Ingå (Nähe Helsinki)	Ostsee	Gasum	2021	180.000	Neue Anlage
Lettland	Riga	Ostsee	Latvenergo	2016	180.000	Neue Anlage
Estland	Paldiski (Nähe Tallinn)	Ostsee	Balti Gaas	2018	160.000	Neue Anlage
Estland	Muuga (Nähe Tallinn)	Ostsee	Vopak	2018	90.000	Neue Anlage
Schweden	Göteborg	Nordsee	Swedegas	2015	33.000	Neue Anlage
Schweden	Gävle	Ostsee	Skangas	2017	30.000	Neue Anlage
Deutschland	Rostock	Ostsee	Hafen-Entwicklungsgesellschaft	unklar	unklar	Neue Anlage
Deutschland	Brunsbüttel	Nordsee	Brunsbüttel Ports	unklar	unklar	Neue Anlage
Finnland	Pansio (Nähe Turku)	Ostsee	Skangas	2017	unklar	Neue Anlage
Russland	Kaliningrad	Ostsee	Gazprom	2018	unklar	Neue Anlage

Tab. 03: LNG-Terminals in Nord- und Ostsee, geplant⁵⁰⁵¹

⁵⁰ Fraunhofer CML nach GIE (2015)

⁵¹ Fraunhofer CML nach GIE (2015)

5.2 Potenziale einer LNG-Bunkerstation in Brunsbüttel am Elbehafen

Mögliche Vorteile des Hafens Brunsbüttel für die Schaffung eines LNG-Terminals für das Bunkern von LNG-angetriebenen See- und Küstenschiffen sind, u.a.

- Erfahrungen mit Erdgaslagerung und –umschlag (Propan);
- hohe Anzahl an Schiffsanläufe vor Ort und in Nachbarhäfen sowie Schiffspassagen über die Elbe und den NOK;
- Partnerschaft mit Gasindustrie; Gasunie, Gasnor (Shell);
- räumliche Nähe zu weiteren Häfen im Bedienfeld einer potenziellen LNG-Barge wie Hamburg, Bremerhaven, Stade, Cuxhaven, Glückstadt, Osterrönfeld, Kiel und ggf. Lübeck über den Elbe-Lübeck-Kanal;
- die EU Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe verlangt von den Mitgliedsstaaten einen nationalen Strategierahmen bis November 2016. Für Häfen, die zum Core TEN-T Netz gehören, müssen bis 2025/ 2030 LNG Infrastruktur vorhalten, sei es als Terminal, Tank, mobile Behälter oder in der Form von Bunkerschiffen oder Leichtern.
- zentrale Lage in ECA-Gebieten.

Mehrere Optionen, um Brunsbüttel als LNG-Bunkerstation zu etablieren sind denkbar, allerdings mit folgender wichtiger Einschränkung: Bunkerstationen lohnen sich nur ab einer Größe von ca. 6.000 m³. Kleinere würden nicht mit dem Schiff beliefert werden sondern unwirtschaftlich mit dem LKW. Eine einzelne Anlage ohne Importterminal würde aber mit bis zu 6.000 m³ zurzeit noch überdimensioniert sein für die jetzt zu erwartenden Nachfrage. Deshalb funktioniert eine erste Bunkerstation in einem deutschen Hafen nur mit Importterminal. Auch deshalb sind Umsetzungen zur Errichtung von reinen Bunkerstationen zurückgestellt worden (z.B. Hamburg).

Untersucht wird im Folgenden, welche Option für die Bedarfe der Seeschifffahrt besonders vielversprechend ist. Zuerst wird auf mögliche Bunkerkonzepte eingegangen, bevor das LNG-Nachfragepotenzial basierend auf Schiffsanläufen und Schiffspassagen ermittelt wird.

5.2.1 LNG-Bunkerkonzepte in der Seeschifffahrt

LNG-Potenziale in der
Seeschifffahrt

LNG-Bebunkerung für Schiffe ist aktuell nur in wenigen Nord- und Ostseehäfen möglich. Eine Reihe verschiedener Planungsprozesse und Tests laufen an weiteren Standorten (siehe Tab. 04).

Bestehende LNG-Bebunkerung in Nordseehäfen bzw. an Nordseezugängen	Bestehende LNG-Bebunkerung in Ostseehäfen bzw. an Ostseezugängen	Geplante LNG-Bebunkerung in Nordseehäfen bzw. an Nordseezugängen	Geplante LNG-Bebunkerung in Ostseehäfen bzw. an Ostseezugängen
Amsterdam	Helsinki	Bodø	Aarhus
Antwerpen	Nynäsham	Bremerhaven	Copenhagen
Bergen	Stockholm	Brunsbüttel	Gothenburg
Florø Fredrikstad	Turku	Gent	Hirtshals
Karmøy		Hamburg	Lübeck
Oslo		Kristiansund	Lysekil
Stavanger		Mongstad	Oulu
Zeebrügge		Wilhelmshaven	Talinn
Rotterdam		Zwijndrecht	

Tab. 04: LNG-Bunkereinrichtungen in Nord- und Ostsee, bestehend und geplant⁵²

Die drei Hauptbunkerkonzepte für die Schifffahrt werden unterschieden in „Ship-to-ship“, „Truck-to-ship“ und „Shore-to-ship“. Bei Ship-to-ship erfolgt das Bunkern eines Gasmotorschiffs mit einer LNG-Bunkerbarge. Truck-to-ship ist die häufigste aber auch unwirtschaftlichste und aus der Improvisation geborene Version und bezieht sich auf das Bunkern eines Gasmotorschiffs oder einer LNG-Bunkerbarge mit einem LKW mit LNG-Tank. Bei Shore-to-ship wird das Gasmotorschiff oder die LNG-Bunkerbarge mit einem Direktzugang zu einem LNG-Tank bzw. einer LNG-Pipeline betankt.

5.2.1.1 Bunkerkonzept Truck-to-ship

LNG wird per Truck und LNG-Aufbau aus Zeebrügge, z.B. nach Antwerpen oder Hamburg transportiert, um dort regelmäßig Schiffe zu bebunkern. In Hamburg ist die „LNG Hybrid Barge“ seit Mai 2015 im Einsatz, um Kreuzfahrtschiffe als mobiles Kraftwerk mit Energie zu versorgen. Truck-to-ship ist meist darin begründet, dass eine wirkliche Infrastruktur zum Bebunkern nicht vorhanden ist und daher nur ein temporärer Behelf. Auch im Hafen Brunsbüttel ist bereits heute die Bebunkerung truck-to-ship möglich. Shell / Gasnor, als Partner der Brunsbüttel Ports GmbH, bietet die Bebunkerung mit LKW bei entsprechender Nachfrage vor Ort an.

5.2.1.2 Bunkerkonzept Ship-to-ship

Aktuell ist nur ein reines LNG-Bunkerschiff in Betrieb, die 180m³ „Seagas“ im Hafen von Stockholm zur Betankung des Kreuzfahrtschiffes „Viking Grace“ der Viking Lines. Die Viking Grace verfügt über zwei LNG-Tanks bei einem Tagesverbrauch von 23,000 Tonnen LNG. Das LNG-Bunkerschiff Seagas wurde als kleine Küstenfähre einem Retrofitting unterzogen, bevor Ship-to-ship LNG-Bebunkerung möglich wurde und dient nun als sogenannte „Floating Bunker Station“.

⁵² Fraunhofer CML nach IAPH (2014)

Ende 2014 wurde der Bau eines 6.500m³ LNG-Bunkerschiffs durch Shell bei der STX Offshore & Shipbuilding Jinhae Werft in Korea in Auftrag gegeben. Ab 2017 soll das Schiff am Gate LNG Importterminal in Rotterdam stationiert werden. Parallel dazu entsteht in Rotterdam ein neues Break-Bulk-Terminal zum Anlegen von LNG-Carriern der Küstenschifffahrt und für LNG-Bunkerschiffe. Damit investiert Shell in den Aufbau einer Infrastruktur, mit der Schiffe in Nordwesteuropa versorgt werden können. Zusätzlich hat Argo Bunkering eine kombinierte LNG/Dieselöl-Bunkerbarge mit einem 1.870m³ LNG-Tank und einem 1.400m³ Dieselöl-Tank in Auftrag gegeben. Das Schiff soll LNG am neuen Rotterdamer Gate- Break-Bulk Terminal aufnehmen. Auch in 2014 hat Sirius Veder Gas AB den Bau des 5.800m³ LNG-Bunkerschiffs „Coralius“ bei der Royal Bodewes Werft in den Niederlanden in Auftrag gegeben. Die Coralius soll an Skangass verchartert werden, um die westliche Ostseeschifffahrt (vor allem Skaggerak/Kattegat), aber auch weitere Gebiete der Ost- und Nordsee mit LNG-Bunker im Feederservice zu versorgen. Erste Kunden des Bunkerschiffes sind voraussichtlich zwei LNG-angetriebene Produktentanker. Die beiden Schiffe werden durch die Avic-Dingheng Werft in China in 2016 im Auftrag von Terntank und verchartert an North European OPIl Trade abgeliefert.

United Shipbuilding Corporation, Russland hat einen Auftrag über drei LNG-Bunkerschiffe erhalten mit einer Kapazität von jeweils 7.300m³ für den Einsatz zwischen dem Port of St. Petersburg und dem Golf von Finnland vergeben.

Ein Auftrag für den Neubau eines LNG-Bunkerschiffs mit einer Kapazität von 5,100m³ verteilt auf zwei Tanks wurde im Juli 2015 durch die Reederei NYK aus Japan in Kooperation mit GDF Suez an Hanjin Heavy Industries & Construction in Korea vergeben. Das neue LNG-Bunkerschiff soll ab 2016 in Zeebrügge am Fluxys LNG Importterminal beladen und in Nord- und Ostsee eingesetzt werden. Initiativer Fokus des Einsatzes liegt auf der Ship-to-Ship Bebungung der beiden bei der NACKS-Werft im Bau befindlichen LNG-angetriebenen Autotransporter der United European Car Carriers.

Durch den LNG-Terminalbetreiber Klaipedos Nafta aus Klaipeda wird zusammen mit Bomin Linde LNG eine LNG-Bunkerbarge mit 7.000m³ Kapazität für die Nord- und Ostsee entwickelt. Der Stapellauf ist für 2017 vorgesehen.

5.2.1.3 Bunkerkonzept Shore-to-ship

In Risavika/Stavanger (NO) wurde eine Bunkerstation eröffnet, die seit März 2015 die Shore-to-ship Betankung von LNG-Fähren der Fjord Line mit einem Ladearm anstatt einem Schlauchanschluss vorsieht. Die Bunkerstation ist direkt mit der Skangas-Verflüssigungsanlage verbunden und kann auf den 30.000m³ LNG-Tank zugreifen. Eine Füllrate von 300m³ pro Stunde ist möglich.

Shell und der Chemieproduzent Saudi Basic Industries Corporation (SABIC) haben eine temporäre Bunkerstation in Teesport eröffnet. Eine stationäre Lösung befindet sich im Bau und wird nach 2015 eröffnet. Im Mai wurden erstmalig die beiden Dual-Fuel Ethylen-Tanker „Coral Star“ und „Coral Sticho“ der niederländischen Reederei Anthony Veder vor Ort über einen Mobiltank bebunkert. Schiffe sowie Bunkerstrategie erhielten Förderung durch die EU.

In Antwerpen ist eine Bunkerstation geplant mit einem Jahresumschlag von 45.000m³ und einer Füllrate von 100m³ pro Stunde. Es wird davon ausgegangen, dass fünf LNG-Bunkerbares mit einer Tankkapazität von jeweils 50m³ regelmäßig im Einsatz sind.

Bomin Linde hat sich Ende 2014 entschlossen, den Bau eines LNG-Terminals in Bremerhaven nicht weiter zu verfolgen. Auch die Pläne bis 2017 eine LNG-

Bunkerstation in Hamburg als Basis für ein LNG-Bunkerschiffs zu errichten, sind aktuell in Frage gestellt.

LNG-Potenziale in der Seeschifffahrt

LNG-Bunkerkonzept	Truck-to-ship (TTS)	Ship-to-ship (STS)	Shore-to-ship (STS)
Beschreibung	Bunkern eines Gas-motorschiffs oder einer LNG-Bunkerbarge mit einem LKW mit LNG-Tank	Bunkern eines Gas-motorschiffs mit einer LNG-Bunkerbarge	Bunkern eines Gas-motorschiff oder einer LNG-Bunkerbarge mit einem Direktzugang zu einem LNG-Tank bzw. einer LNG-Pipeline
Vorteile	Bunkern direkt am Liegeplatz des Umschlagterminals evtl. direkt während Be- und Entladung Geringe Investitionskosten im Vergleich zu stationärem Terminal und LNG-Bunkerbarge	Bunkern direkt am Liegeplatz des Umschlagterminals evtl. direkt während Be- und Entladung Kombinierte Versorgung mit Frischwasser, Entsorgung von Ballastwasser und Austausch von Crewmitgliedern möglich	Schnelles Bunkern Große Kapazität
Nachteile	Geringe Tankkapazität Hohe Transportkosten	Investition in die LNG-Bunkerbarge Management der LNG-Bunkerbarge nötig	Bunkern nur an festem Liegeplatz möglich Bunkern unabhängig von Umschlagprozess erfordert Extrastop
Beispiele mit Stand und Kapazität	Port of Antwerp (in Betrieb) Port of Hamburg (in Betrieb)	Port of Stockholm (in Betrieb, 180m ³) Port of Rotterdam (im Bau, 1.870m ³ , 5.800m ³ , 6.500m ³) Port of Zeebrügge (im Bau, 5.100m ³) Port of Klaipeda (im Bau, 7.000m ³) Port of St. Petersburg (im Bau, 7.300m ³) Port of Antwerp (geplant, 5 x 50m ³)	Port of Risavika (in Betrieb, 30.000m ³ , Füllrate 300m ³ /Std.) Port of Antwerpen (geplant, 450m ³ , Füllrate 100m ³ /Std.) Port of Brunsbüttel (geplant) Port of Hamburg (geplant)

Tab. 05: LNG-Bunkerkonzepte⁵³

⁵³ Fraunhofer CML nach IAPH (2014)

5.2.2

LNG-Nachfragepotenzial für den Hafen Brunsbüttel

Das Nachfragepotential lässt sich nur sehr grob bestimmen. Eingangsgrößen sind die Schiffsanläufe mit LNG-Bunkerbedarf in Brunsbüttel, also Schiffspassagen über die Elbe von/nach Hamburg und durch den Nord-Ostsee-Kanal mit der Option einer Betankung („Stop over“).

Auf der meist befahrene künstliche Seeschifffahrtsstraße Nord-Ostsee-Kanal (NOK) waren 2014 32.589 Schiffe mit 99.107.454 Mio. Tonnen Ladung im Einsatz.⁵⁴ Im reinen Transitverkehr beförderten 24.098 Schiffe eine Ladungsmenge von 93.074.878 Tonnen durch den Kanal. Pro Monat befahren durchschnittlich 2.008 Schiffe den NOK. Dazu kämen potentielle Bedarfe, die mit einer oder mehreren LNG-Barge(s) in weiteren Häfen, auch in Hamburg, bedient werden könnten. Den Hamburger Hafen haben im Jahr 2014 9.138 Seeschiffe angelaufen.⁵⁵ Alle diese Zahlen müssen in ein Verhältnis gesetzt werden, nämlich wieviel LNG Schiffe überhaupt in Nordwesteuropa fahren werden. Dazu diese sehr grobe vorsichtige Überschlagsrechnung:

- Bis zum Jahr 2020 soll sich die Anzahl laut DNV GL auf 1.000 Neubauten und 600 bis 700 Umbauten erhöhen (GL). Das macht mit dem Bestand von 60 Schiffen ca. 1760 LNG Schiffe.
- Annahme: Nur 20% dieser Schiffe fahren überhaupt in Nordwesteuropa. Dann wäre man bei 352 LNG Schiffen. Das wären mit heutigen Zahlen verglichen nur ca. 1% aller Schiffe im NOK, aber, diese LNG Schiffe führen mehrmals im Jahr im Einzugsgebiet Brunsbüttels vorbei, auch saisonabhängig (Kreuzfahrt).
- Geht man ferner davon aus, dass diese 352 Schiffe vier bis sechsmal pro Jahr aus Brunsbüttel betankt werden könnten aber nur 33% wirklich ihr LNG in Brunsbüttel beziehen (da sie nicht alle mit leeren Tanks an Brunsbüttel vorbei fahren sondern bereits woanders bebunkert wurden) hätte man mit obige Annahmen mindestens 470 Tankvorgänge à ca. 400 m³ LNG (400 m³ entsprechen eher einem kleinen LNG Tank).
- Folglich wären ca. 15.000 m³ LNG pro Monat in Brunsbüttel absetzbar, selbst wenn all die oben getroffenen Einschränkungen und Abschlüsse greifen.

⁵⁴ WSV (2015)

⁵⁵ Statistik Nord (2015)

Nach einer Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2014 entfallen 20 Prozent der insgesamt in Deutschland erzeugten Treibhausgasemissionen in 2012 auf den Verkehrssektor. Alle emittierenden Sektoren außer dem Verkehrssektor erzielten Reduktionen von durchschnittlich 14,3 Prozent zwischen 1990 und 2012.⁵⁶ Folglich sind insbesondere im Verkehrssektor Maßnahmen zu treffen, die zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen führen und zeitgleich den Verbrauch knapper Energieträger reduzieren. Von besonderer Relevanz sind hierbei die folgenden Ziele:

- Ausgehend von 1990 sollen die gesamten Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors um 40 Prozent bis 2020 und 80 Prozent bis 2050 gesenkt werden.
- Gemäß des Energiekonzeptes der Bundesregierung sowie der Deutschen Energie-Agentur (dena)⁵⁷ beträgt das Minderungsziel des Endenergieverbrauchs im Verkehr 10 Prozent bis 2020 und 40 Prozent in 2050 (bezogen auf das Basisjahr 2005).

Nach Aussagen der dena⁵⁸ ist der Endenergieverbrauch im motorisierten Individualverkehr zwischen 1992 und 2010 um fast sieben Prozent zurückgegangen. Der Verbrauch im Straßengüterverkehr ist im selben Zeitraum um etwa sechs Prozent gestiegen.

Nachfolgend wird untersucht, welches Potenzial für den Einsatz von LNG als Treibstoff im landgebundenen Güterverkehr besteht. Dabei wird insbesondere auch auf die klimapolitische Ziele der Bundesregierung eingegangen.

6.1

Straßengüterverkehr

Der Straßengüterverkehr ist von besonderer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Treibhausgasemissionen, da deren Höhe direkt mit der Wirtschaftstätigkeit und der Verkehrsleistung verbunden ist (Anstieg der Emissionen um etwa 40 Prozent seit 1990).⁵⁹ Zudem ist ein großer Anteil des weltweiten Energieverbrauchs dem Straßengüterverkehr zuzuschreiben.

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) erwartet eine Zunahme der Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs um 39 Prozent bis zum Jahr 2030, bezogen auf das Basisjahr 2010.⁶⁰ Daher ist auch mit einem Anstieg der Treibhausgasemissionen sowie des Energieverbrauchs in diesem Sektor zu rechnen.

Diesel ist der bei weitem dominierende Treibstoff im Straßengüterverkehr.⁶¹ Im Fernverkehr (bei über 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht) spielen Ottomotoren praktisch keine Rolle. Nach Einschätzung der Shell Deutschland Oil GmbH wird Dieselmotoren seine dominierende Rolle auch zukünftig beibehalten, sofern es keine

⁵⁶ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2014.

⁵⁷ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2013.

⁵⁸ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2013.

⁵⁹ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2014.

⁶⁰ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2014.

⁶¹ Shell Deutschland Oil GmbH 2010.

Antriebsalternativen gibt. Folglich seien Verbesserungen des Dieselantriebs von großer Relevanz für den motorisierten Straßengüterverkehr.

Folgender Punkt spricht allerdings gegen eine ausschließliche Konzentration auf die Verbesserung des Dieselantriebs⁶²: Bei beiden Emissionen, vor allem CO₂, NO_x und Lärm ist mit dem Standard Euro 6 der aktuellen LKW-Dieselflotte kein wesentlicher Fortschritt in Punkto Reduktion der Emissionen mehr zu erwarten. In der innerstädtischen Distribution sind die leiseren LNG-LKWs eine große Chance, eine Entzerrung der Zustellung durch Nachtbelieferung zu ermöglichen.

Nach Einschätzung der dena sind die folgenden Kraftstoff-/Antriebskombinationen zukünftig für den Straßenverkehr geeignet:

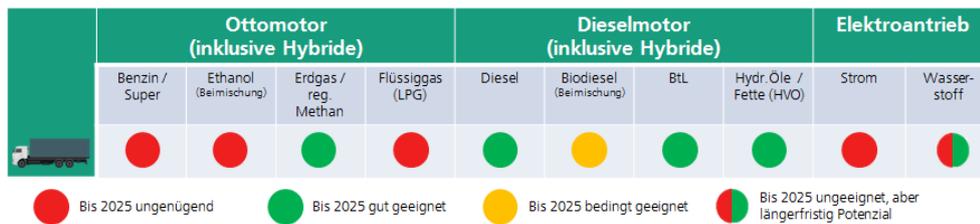


Abb. 10: Eignung ausgewählter Kraftstoff-/Antriebskombinationen für den Straßenverkehr bis 2025⁶³

LNG als Treibstoff hat einen deutlich höheren Reinheitsgehalt als bei Dieselmotorkraftstoff, jedoch eine geringere Energiedichte.

Die Verbreitung von LNG als Kraftstoff im Nutzfahrzeugbereich ist in Deutschland bisher allerdings sehr gering. Nach (Bundesministerium für Verkehr 2013) sollte eine nationale LNG-Infrastruktur für den Nutzfahrzeugbereich die Erfahrungswerte aus dem Schifffahrtbereich abwarten und dann zu gegebener Zeit geprüft werden. Wie bereits dargelegt wurde, konnten in den letzten Jahren bereits erste Erkenntnisse aus der Nutzung LNGs als Kraftstoff für die Schifffahrt gewonnen werden.

Der Einsatz von LNG im Straßengüterverkehr befindet sich in Deutschland noch in der frühen Erprobungsphase, während in anderen Regionen LNG für LKW ein bereits erreichter und auszubauender Status ist.

⁶² Shell Deutschland Oil GmbH (2010)

⁶³ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2013, S. 15.

6.1.1 LNG-Tankstellennetz in Deutschland

Derzeit gibt es noch keine öffentlichen LNG-Tankstellen für den Straßengüterverkehr in Deutschland.⁶⁴ Zum Vergleich; In der VR China sind es ~3.000., bis 2030 soll in den Niederlanden jeder vierte Truck mit LNG fahren. Es gibt in den Niederlanden allerdings bisher sieben LNG Tankstellen.

Die nachfolgende Tabelle fasst die derzeit verfügbaren Modelle von Lastkraftwagen mit LNG als Kraftstoff zusammen:

	IVECO Stralis LNG	Mercedes-Benz Econic LNG	Scania P310 LNG	Volvo FM Methan-Diesel
Art	Single Fuel	Single Fuel	Single Fuel	Dual Fuel
Leistung	330 PS	279 PS	305 PS	460 PS
Tankinhalt	200 kg LNG + 48 kg CNG	Ca. 162 kg LNG (1 Tank), ca. 324 kg LNG (2Tanks)	415 l LNG	126 kg LNG (+ 150 oder 330 l Diesel)
Reichweite	Ca. 750 km	k. A.	k. A.	Ca. 600-1.000 km
Zulassung	Europaweit zulassungsfähig	Nicht in Deutschland	Nicht in Deutschland	Nicht in Deutschland

Tab. 06: Übersicht über verfügbare Lastkraftwagen mit LNG als Kraftstoff⁶⁵

Bisher ist die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff bei LKWs in Deutschland noch annähernd bedeutungslos. Der Grund liegt darin, dass CNG als Kraftstoff eine zu geringe Reichweite aufweist. Bereits nach 300 bis 400 Kilometern muss nachgetankt werden. Die Reichweiten mit LNG dagegen sind deutlich höher. Dies erhöht das Potenzial von LNG als Kraftstoff.

Mit dem Iveco Stralis LNG ist die erste Sattelzugmaschine mit Euro VI-Motor für die Straße europaweit zulassungsfähig. Die Reichweite beträgt etwa 750 km. Das Modell wird bereits in den Niederlanden eingesetzt. In Deutschland befinden sich aufgrund fehlender Tankstellen allerdings noch keine Fahrzeuge im Einsatz. Allerdings hat der Erdgasverband "Erdgas Mobil" bereits eine Mustergenehmigung für den Bau von LNG-Tankstellen beantragt und erhalten. Somit könnten die ersten Anlagen in wenigen Jahren ans Netz gehen.⁶⁶ Die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von LNG betriebenen LKWs wird im folgenden Fallbeispiel anhand der Erfahrungen der niederländischen Spedition Vos Logistics dargestellt.

Im Rahmen ihrer Nachhaltigkeitsstrategie baut die niederländische Spedition Vos Logistics bereits seit einigen Jahren eine LNG-Flotte auf. Das übergeordnete Ziel ist es, CO₂-Emissionen zu reduzieren. Bereits seit 2005 ist das Unternehmen in der Initiative zur Entwicklung und Nutzung eines LNG-LKWs aktiv. 2007 wurde der erste Truck vorgestellt, der Pilotversuch startete in 2010. Seit 2012 wird die Flotte an LNG-betriebenen Fahrzeugen stetig erweitert (IVECO Stralis LNG und Mercedes-Benz Econic

⁶⁴ LNG24 Kein Datum b.

⁶⁵ Fraunhofer CML (2015) in Anlehnung an LNG24 Kein Datum a, Zukunft ERDGAS e.V. 2012 und Zukunft ERDGAS e.V. 2014.

⁶⁶ Holzer, Lübbehüsen (2014)

LNG).⁶⁷ Durch die langfristige Nutzung von LNG-LKWs konnte das Unternehmen folgende Erkenntnisse zur Wirtschaftlichkeit erzielen:

LKW-Typ	Diesel	Diesel 2	LNG	LNG 2
Km/Jahr	90.000	130.000	90.000	130.000
Verbrauch [l/100 km]	28	28	-	-
Verbrauch [kg/100 km]	-	-	25,25	25,25
Anschaffungskosten	75.000	75.000	75.000	75.000
Zusätzliche Anschaffungskosten	-	-	40.000	40.000
Betriebskosten⁶⁹ [€/Jahr]	37.000	57.000	30.000	47.000
Einsparungen [€/Jahr]	-	-	7.000	10.000
Break Even Punkt	-	-	6 Jahre	4 Jahre

Tab. 07: Amortisationsdauer von LNG-LKWs⁶⁸

Demzufolge sind zwar die Anschaffungskosten um 40.000 Euro teurer, allerdings sind die Betriebskosten von LKWs mit LNG deutlich geringer. Eine höhere jährliche Laufleistung reduziert die Amortisationsdauer erheblich. Folglich rechnet sich der Einsatz von LKWs mit LNG als Kraftstoff insbesondere auf langen Strecken. Das Unternehmen will auch zukünftig die LNG-Flotte weiter ausweiten.

6.1.2 Mögliche Emissionsminimierung über Maut-Tarife

Mit der Einführung der LKW Maut wurden zwei politische Ziele verfolgt. Die Beteiligung der schweren Lastkraftwagen an den Kosten für den Erhalt der Straßeninfrastruktur sowie ein Anreiz zur Investition in saubere Fahrzeuge. Deshalb sind die Mauttarife je nach Euro Emissionsklassen gestaffelt. Mit der letzten Novellierung dieser Tarife musste der Gesetzgeber auch dem Umstand Rechnung tragen, dass nunmehr die LKW der unteren Emissionsklassen kaum noch fahren. Durch eine neu gestaffelte Maut-Tariftabelle könnte man die besonders sauberen LNG-LKW fördern und damit eine wesentliche Emissionssenkung erreichen, die mit den heutigen Diesel-Standards und Euro 6 kaum noch Spiel nach oben hat.

⁶⁷ Fraunhofer CML (2015) in Anlehnung an Timmermans (2014), S. 13.

⁶⁸ Timmermans (2014), S. 21.

⁶⁹ Kraftstoff- und Reparatur-/Instandhaltungskosten

6.1.3 EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

Die Richtlinie trat im Oktober 2014 in Kraft und sieht den Aufbau eines LNG-Tankstellennetzes entlang wichtiger europäischer Verkehrsrouten vor: „Beim Aufbau ihrer Netze für die Versorgung von schweren Nutzfahrzeugen mit LNG sollten die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass zumindest im vorhandenen TEN-T-Core-Netz öffentlich zugängliche Tankstellen in angemessenen Abständen eingerichtet werden, wobei die Mindestreichweite von mit LNG betriebenen schweren Nutzfahrzeugen zu berücksichtigen ist. Als Richtschnur gilt, dass der erforderliche Durchschnittsabstand zwischen Tankstellen ungefähr 400 km betragen sollte.“ (Europäische Union 22/10/2014) Abs. 46. (Europäische Union 22/10/2014) Abs. 48 zufolge soll bis zum 31. Dezember 2025 eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen LNG- und CNG-Tankstellen im zu diesem Zeitpunkt bestehenden TEN-T Core-Netz errichtet werden. Weitere Tankstellen sollen später im übrigen Core-Netz folgen.

6.1.4 Entwicklungen in anderen Ländern

LNG als Kraftstoff für den Straßengüterverkehr befindet sich in Deutschland noch ganz am Anfang des Marktreifeprozesses. Andere Länder sind hier bereits deutlich weiter. Die Niederlande sind hingegen bereits in der frühen Marktphase. Nachfolgend wird die Entwicklung der Nutzung von LNG als Kraftstoff in diesen Ländern sowie deren Treiber kurz skizziert. Vorab ist zu erwähnen, dass allen diesen Ländern gemein ist, dass die Verbesserung der Luftqualität sowie die Sicherung der Energieversorgung Treiber für die fortschreitende Verbreitung von LNG als Kraftstoff sind.⁷⁰

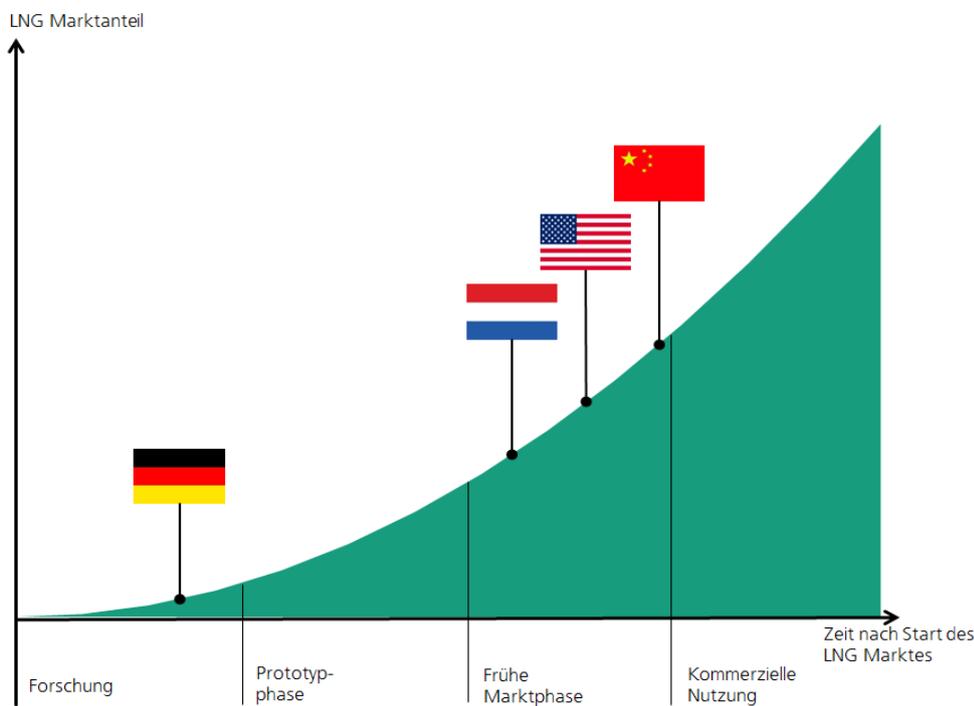


Abb. 11: Reife des LNG Marktes für LKW-Transporte⁷¹

⁷⁰ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2014, S. 16.

Volksrepublik China

LNG ist als Kraftstoff am weitesten in der Volksrepublik China entwickelt. Grund hierfür sind insbesondere Preisgefälle bezüglich des genutzten Kraftstoffes. Diese Gefälle entstehen aufgrund der folgenden drei Aspekte:

Treiber in der Volksrepublik China

- Staatliche Kontrolle der Kraftstoffpreise
- Nur geringfügig höhere Anschaffungskosten für LNG betriebene LKWs
- »Grüne« Beschaffungen des öffentlichen Sektors (Bevorzugung alternativer Kraftstoffe)

Aufgrund des hohen Anteils an nachgerüsteten Fahrzeugen ist die Amortisationsdauer von LNG betriebenen LKWs sehr gering (lediglich 21 Monate). In den USA amortisieren sich LNG betriebene Fahrzeuge durchschnittlich erst nach 46 Monaten. Das beschriebene Preisgefälle resultiert aus dem Druck zur Reduktion der Schadstoffbelastungen und somit zur Erhöhung der Luftqualität in den chinesischen Städten. Es kann davon ausgegangen werden, dass auch zukünftig eine Reduzierung der Luftschadstoffemissionen erzielt werden soll. Folglich werden alternative Kraftstoffe wie LNG weiter gefördert werden.⁷²

In 2013 befanden sich 1.300 LNG-Tankstellen in Betrieb. Bis 2015 sollte die Anzahl auf 3.000 Tankstellen ansteigen. Die Flotte an LKWs mit LNG als Kraftstoff soll bis 2020 von 51 Fahrzeugen in 2012 auf 694 Fahrzeuge ansteigen. Bis Ende 2015 sollen 247 LNG-Fahrzeuge in Betrieb sein.⁷³ Damit ist in China ein erhebliches Wachstum der LNG-Fahrzeugflotte zu erwarten. 2014 waren bereits 2.500 LNG-Tankstellen in Betrieb.⁷⁴

Vereinigte Staaten von Amerika

LNG als Kraftstoff befindet sich in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) bereits in der Phase der frühen Marktreife. Ein Grund für diese Entwicklung ist die Tatsache, dass Erdgas deutlich günstiger ist als in Deutschland (aufgrund der vorhandenen Erdgasfelder) und die USA dadurch bereits über umfangreiche Kenntnisse in der Nutzung von CNG als Treibstoff verfügen. Darüber hinaus wird die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff steuerlich gefördert. Dies ist der untenstehenden Tabelle zu entnehmen.

Treiber in den Vereinigten Staaten von Amerika

- Günstige Gaspreise aufgrund der lokalen Förderung von Erdgas
- Verbrauchssteuerguthaben für CNG- und LNG-Anbieter
- Steuervergünstigungen für die Errichter von Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe

Neben diesen Politikmaßnahmen wird LNG als Kraftstoff in den USA insbesondere von den Verladern gefordert. Unternehmen wie Nike oder Wal-Mart fordern ihre Lieferanten auf, Fahrzeuge mit Gasantrieb zu verwenden um ihre ökonomische und

⁷¹ Fraunhofer CML nach dena (2013)

⁷² Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2014, S. 14

⁷³ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2014, S. 14

⁷⁴ Reportlinker (2015)

ökologische Effizienz zu steigern. Als Reaktion bauen die Spediteure ihre Flotten mit Gasantrieb aus um die Betriebskosten zu senken und gleichzeitig weniger Schadstoffe zu emittieren.⁷⁵

Derzeit befinden sich 74 öffentliche LNG-Tankstellen sowie 854 öffentliche CNG-Tankstellen in den USA in Betrieb (zzgl. 38 private LNG-Tankstellen und 700 private CNG-Tankstellen). Weitere sollen gebaut werden (59 öffentliche LNG-Tankstellen und 147 öffentliche CNG-Tankstellen).⁷⁶ Aus diesen Zahlen wird deutlich, dass zukünftig auch mit einem stärkeren Wachstum der CNG-Infrastruktur zu rechnen ist.

Verschiedene Gutachter gehen einem erheblichen zukünftigen Anstieg der Verkaufszahlen von Schwerlastfahrzeugen mit LNG-Antrieben aus (275.000 in 2035 oder ein Anstieg um 34 Prozent). Voraussetzung sei allerdings ein flächendeckendes Netz an Tankstellen.⁷⁷ Der Mineralölkonzern Shell hat mit TravelCenters of America LLC vereinbart, ein Netz von LNG-Tankstellen für den Schwerlastverkehr entlang des US-Fernstraßensystems aufzubauen. Die erste dieser Stationen wurde im Mai 2014 im kalifornischen Ontario eröffnet.⁷⁸

Niederlande

2014 befanden sich insgesamt 231 mit LNG betriebene LKWs im Einsatz sowie sieben LNG-Trankstellen in Betrieb. Bis Ende 2015 sollen 50 Tankstellen in Betrieb sein. wahrscheinlich werden es eher 13 bis 25 Tankstellen sein.⁷⁹

Entscheidend für den Fortschritt von LNG als Kraftstoff in den Niederlanden sind neben dem prinzipiellen Ziel der Verbesserung der Luftqualität sowie der Sicherung der Energieversorgung spezifische Politikmaßnahmen, die die Verbreitung von LNG als Ziel haben.

Treiber in den Niederlanden

- Vorübergehende Senkung der Energiesteuer für LNG bei gleichbleibender Besteuerung von Diesel um fast 50 Prozent (18 Ct/kg für LNG vs. 31 Ct/kg für Diesel)
- PIEK-Programm: Reduzierung der Lärmemissionen bei der Güterverteilung in Ballungszentren; Ausschließlicher Einsatz von LNG-LKWs in Ballungszentren in den Morgenstunden
- Strategische Initiativen mit dem Ziel bis 2025 Diesel mit 2,5 Mio. Tonnen LNG zu ersetzen (ca. 10-15% des Dieserverbrauchs im Transportsektor). Gründung einer nationalen LNG Plattform.

LNG ist in der niederländischen Politik ein Thema von höchster Relevanz. Durch oben genannte Anreize wird die Einführung von LNG als Kraftstoff in den Niederlanden beschleunigt.

⁷⁵ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014), S. 15

⁷⁶ U.S. Department of Energy (2015)

⁷⁷ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014), S. 15

⁷⁸ Shell Deutschland Oil GmbH (2015)

⁷⁹ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014), S. 16

6.2 Schienengüterverkehr

CNG/LNG als Kraftstoff für Lokomotiven ist bisher bei weitem noch nicht so weit verbreitet wie die Nutzung als Kraftstoff für den Straßengüterverkehr. Die EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe berücksichtigt den Schienengüterverkehr nicht (ausschließliche Nennung von See- und Binnenschiffen sowie schweren Nutzfahrzeugen).⁸⁰

Dennoch finden derzeit in verschiedenen Ländern erste Anläufe statt, LNG als Kraftstoff für Lokomotiven zu implementieren. Gründe hierfür sind die Folgenden⁸¹:

- Stabile Kraftstoffpreise im Vergleich zu Diesel
- Geringere Luftschadstoffemissionen
- Geringere Treibhausgasemissionen

Nachfolgend werden Initiativen in verschiedenen Regionen vorgestellt, die auf die Etablierung von LNG als Kraftstoff für den Schienengüterverkehr abzielen.

6.2.1 Entwicklungen außerhalb der Europäischen Union

Anders als in Europa sind Oberleitungen für den Schienengüterverkehr in den USA fast gar nicht vorhanden. Daher ist der überwiegende Teil der dort eingesetzten Lokomotiven bisher auf Diesel als Kraftstoff angewiesen. Die stetig zunehmenden Energiekosten für Diesel und die zeitgleich sinkenden Gaspreise (insbesondere durch Shale Gas in den USA) fördern die Nachfrage nach alternativen Kraftstoffen für Lokomotiven.⁸²

Es gibt mehrere Ansätze für die Nutzung von LNG als Kraftstoff für Lokomotiven, so neben dem Ersatz als Treibstoff auch die LNG-elektrische Variante statt Diesel-elektrisch.

Florida East Coast Railway beschaffte im Dezember 2014 24 neue Dual-Fuel Lokomotiven des Typs GE ES44C4, die bereits LNG geeignet sind (80:20 LNG-Diesel-Verhältnis). Aktuelle kritische Fragestellungen seien die Versorgungssicherheit von LNG sowie der Zulassungsprozess der neuen Lokomotiven.⁸³ Weitere LNG-Lokomotiven befinden sich bei BNSF, Union Pacific, CSX Transportation, Norfolk Southern und Kansas City Southern in der Testphase.

Die Herstellungskosten einer LNG-Lokomotive sind deutlich teurer als die einer Diesel-Lokomotive. Daher wird derzeit davon ausgegangen, dass der Wechsel des Treibstoffs sich nur dann lohnt, wenn die preisliche Schere zwischen Diesel und LNG langfristig nicht kleiner wird (die durchschnittliche Nutzungsdauer einer Lokomotive beträgt 40 bis 50 Jahre).⁸⁴ Allerdings geht die U.S. Energy Information Administration davon aus, dass die Schere zwischen Diesel- und LNG-Preis weiter wachsen wird.⁸⁵ Ausgehend von

⁸⁰ Europäische Union 2014/94/EU (2014)

⁸¹ Hertwig (2015)

⁸² Smith (2013)

⁸³ Hertwig (2015)

⁸⁴ NGV Today (2014)

⁸⁵ U.S. Energy Information Administration (2014)

dieser Annahme hat die U.S. Energy Information Administration drei Szenarien für die Nutzung von LNG als Kraftstoff im Schienengüterverkehr entwickelt, welche der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen sind:

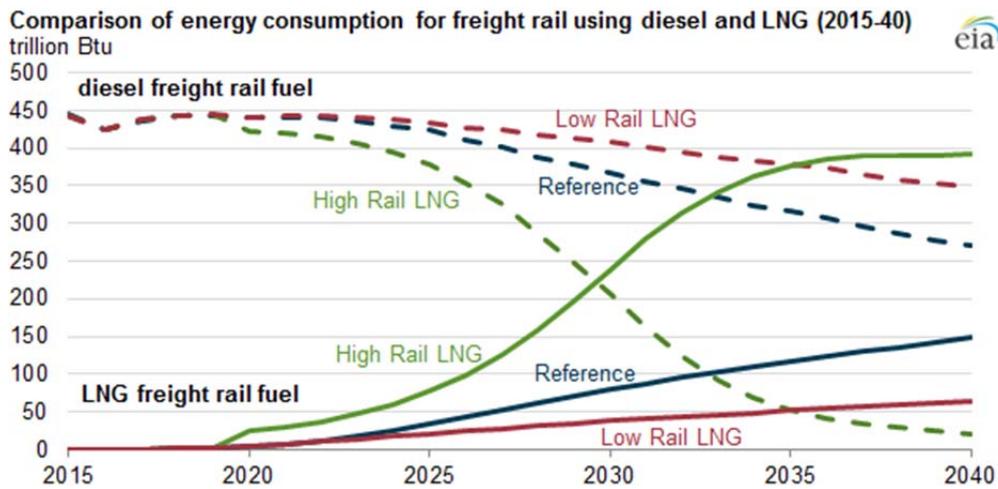


Abb. 12: Vergleich des Diesel- und LNG-Verbrauchs des Schienengüterverkehrs in den USA (2015-2040)

In allen Szenarien ist allerdings mit einem Anstieg des LNG-Anteils und einer Abnahme des Dieserverbrauchs zu rechnen. Der Anteil beläuft sich zwischen 16 und 95 Prozent.

Weitere Tests gab es bereits in Kanada (Canadian National)⁸⁶, China⁸⁷, Indien (Indian Railways)⁸⁸ und Russland (October Railways).

⁸⁶ Smith(2013)

⁸⁷ Railway Gazette (2015)

⁸⁸ Railway Gazette (2013)

6.2.2 Entwicklungen innerhalb der Europäischen Union

Innerhalb der Europäischen Union konnten keinerlei ähnliche Entwicklungen beobachtet werden. Der Grad der Elektrifizierung ist höher.

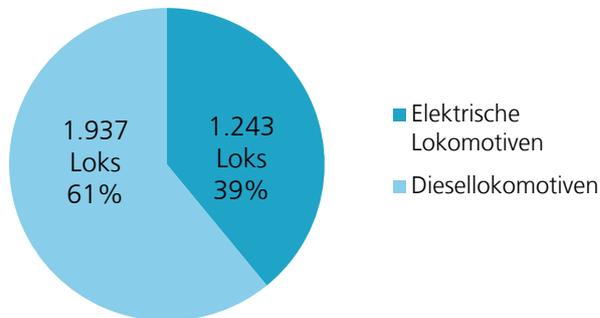


Abb. 13: Struktur des Schienengüterverkehrs in Deutschland in 2010⁸⁹

Das Fazit bezüglich der Nutzung von LNG im Schienengüterverkehr in Deutschland und Europa ist;

- LNG als Kraftstoff für Lokomotiven ist bisher nicht in den Verordnungen der Europäischen Kommissionen berücksichtigt
- Es gibt kaum Druck für den Einsatz von LNG als Kraftstoff aufgrund hohen Elektrifizierungsgrads.
- Zur Beschleunigung der Entwicklung von LNG als Kraftstoff für den Schienengüterverkehr müssten staatliche Anreize sowie Verordnungen geschaffen werden.
- Auch international ist die Nutzung von LNG für diesen Verkehrsträger noch nicht über die Demonstrationsphase hinaus.

⁸⁹ Statistisches Bundesamt (destatis) (2014), S. 11

6.3 Binnenschifffahrt

Für die Binnenschifffahrt hätte ein Einsatz von LNG anstatt Diesel dieselben Vorteile wie für die anderen Verkehrsträger, deutlich geringere Emissionen und nicht zuletzt weniger Lärm, ein Problem, das vor allem auf dem Rhein pressiert. Eine Umrüstung der Dieselmotoren ist möglich, so als Mono-Fuel-Konzept (ausschließliche Nutzung von LNG als Treibstoff, im Otto-Motor-Prinzip) oder als Dual-Fuel-Konzept (Nutzung von LNG und Diesel ist möglich, wie bei Dieselmotoren findet hier auch eine Kompressionszündung statt, LNG-Anteil maximal 80%). Auch für die Nebenaggregate ist die LNG-Nutzung als Treibstoff interessant und insbesondere in stadtnahen Hafengebieten sinnvoll, wo schärfere Emissionsgrenzwerte gelten können.

LNG Tanks benötigen mehr Volumen, was zu Lasten des verfügbaren Laderaums auf Binnenschiffe geht. Für kleine Binnenschiffe ist LNG keine Option, auch weil das Return of Investment zu gering ist. Dagegen ist für Schubschiffe wegen der hohen Treibstoffkosten und des nicht existenten Platzproblems LNG eine wirkliche Alternative. Ebenfalls gilt für die großen Containerschiffe auf dem Rhein und für Tanker Schiffe, dass LNG geeignet ist.⁹⁰ Nach Panteia⁹¹ ist der Einsatz von LNG in Neubauten für Schiffe ab 110 m Länge mit einer Tragfähigkeit von 2.750 Tonnen oder höher sowie für Schubboote mit einer Leistung über 2.000 kW geeignet. Bei Schiffen ab 135 m (oder ca. 5.000 t) dürfte auch eine Umrüstung mit LNG wirtschaftlich sein. Grundlage der Analyse war hierbei ein Vorteil bei den Kraftstoffkosten durch LNG von 20% gegenüber Diesel.

Umrüstungen und Neubauten von Frachtbinnenschiffen noch in der Demonstrationsphase. Obwohl es dazu Förderprojekte auf europäischer Ebene gibt, existieren aktuell nur fünf LNG-Binnenschiffe (ohne die Bunker Barges)⁹².

Für Binnenhäfen, die zum Ten-T Core Netzwerk gehören, gilt dasselbe wie für die Seehäfen. Bis 2025 / 2030 müssen die Mitgliedsstaaten einen Plan vorlegen, wie eine lückenlose Versorgung der Schiffe mit LNG Bunkerstationen zu gewährleisten ist.

Zusammenfassend kann man feststellen, dass LNG in der Binnenschifffahrt am ehesten dort wahrscheinlich ist, wo große Einheiten mit entsprechenden Treibstoffverbräuchen und kontinuierlichen Einsatzzeiten fahren und wo, durch eine generelle Belastung mit Verkehrslärm, zuerst Abhilfe diesbezüglich geschaffen werden muss. Deshalb werden diese Antriebe zunächst auf dem Rhein und seinen Nebenflüssen auftauchen. Das Potenzial auf der Elbe und den anschließenden Kanälen ist wegen Schiffsgröße und Frachtaufkommen deutlich geringer. Binnenschiffe im Pendelverkehr, wie zwischen Brunsbüttel und Hamburg, könnten jedoch durchaus von möglichen Ersparnissen durch den Einsatz von LNG profitieren.

⁹⁰ Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2014)

⁹¹ Panteia 2013

⁹² Observatory of european inland navigation (2015)

7 LNG als weitere Diversifizierung der deutschen Gasbezugsquellen

7.1 Gasbezugsquellen

Die derzeitigen maßgeblichen Gasbezugsquellen (2014) für die Bundesrepublik Deutschland sind nach Angaben des Bundesverbands der deutschen Energiewirtschaft (BDEW).

- mit ca. 40% Russland
- ca. 22% Norwegen (das Produktionsmaximum wird für 2020 erwartet, danach max. 10 Jahre konstant und später abnehmend).
- ca. 26% Niederlande (bereits abnehmend).
- ca. 10% Inland (stark abnehmend, voraussichtlich in ca. 10 Jahren erschöpft).

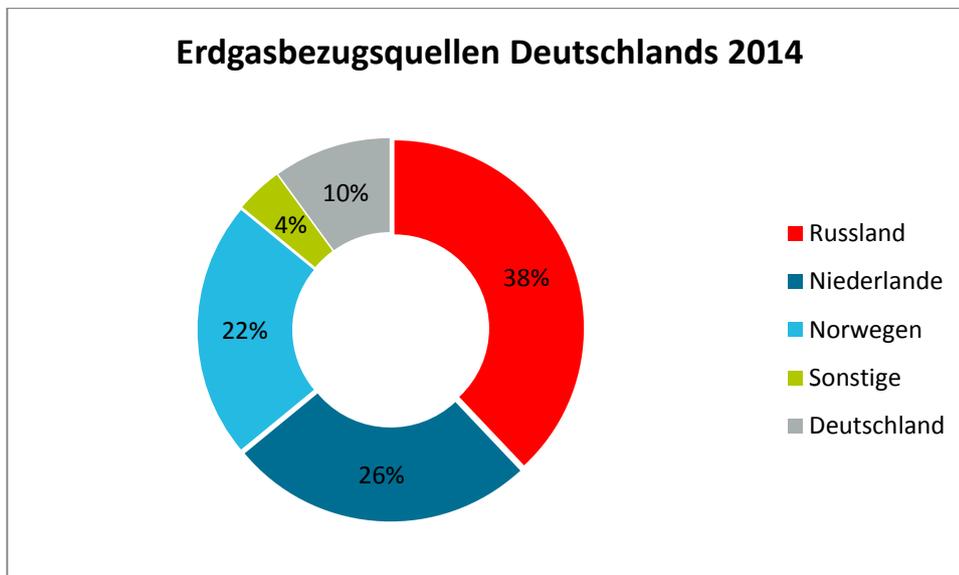


Abb. 14: Erdgasbezugsquellen 2014 für die Bundesrepublik Deutschland ⁹³

Das heißt, dass die bereits jetzt dominierende Rolle Russlands als Gasversorger Deutschlands noch weiter zunehmen wird, wenn Norwegen, die Niederlande und Deutschland selbst in Zukunft Ihre Beiträge zur Versorgung Deutschlands nicht aufrechterhalten können. Damit macht sich Deutschland absehbar zu einem hohen Maße von nur einem Versorger abhängig, was generell bzgl. Versorgungssicherheit und Verhandlungsposition bezüglich des Gaspreises ungünstig ist.

⁹³ Fraunhofer CML nach BDEW

7.2 Gasversorgungssicherheit

Die Gasversorgung Deutschlands kann derzeit als grundsätzlich sicher betrachtet werden. Allerdings besteht derzeit in Deutschland erstaunlicherweise keine gesetzliche Vorgabe, dass Anfang des Winters die Gasspeicher zu befüllen sind.

„Unbundling“ - Vorgaben der EU haben dazu geführt, dass Gashandel und Gasspeicherung nicht mehr in einer Hand liegen. Obwohl sich die kommerziellen Anreize (saisonaler „Spread“ des Gaspreises) deutlich reduziert haben funktioniert derzeit der saisonale Ausgleich (Einspeicherung von Gas in den Sommermonaten, Ausspeicherung in den Wintermonaten).

Es bleibt festzuhalten, dass weder der Staat, noch Einzelunternehmen die Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit mit Gas in Deutschland übernehmen. Das ist für einen bedeutenden Energieträger einer Industrienation ein zu hinterfragender Zustand.

Deutschland besitzt derzeit eine diversifizierte Gasversorgung (siehe 7.1), die aber in Zukunft sich noch mehr auf Russland stützen werden wird. Durch den Einsatz der für Deutschland verfügbaren Erdgasspeicher sind saisonal bedingte Schwankungen des Erdgasverbrauchs abdeckbar und kurzfristige Lieferausfälle können abgefangen werden. Erst das Zusammentreffen mehrerer ungünstiger Umstände wie z.B. längere Lieferausfälle, Lieferausfall in Zusammenhang mit langanhaltenden Kälteperioden im Winter bzw. Frühjahr führen zu Einschränkungen der Gasverfügbarkeit.

Für den Fall das der größte Lieferant für Erdgas nach Deutschland ausfällt, d.h. Russland kein Gas mehr liefert, ist v.a. entscheidend zu welchem Zeitpunkt solch ein Krisenfall eintreten würde. Im Sommer sind in der Regel die Verbräuche so gering, dass sich ein Lieferstopp nicht bemerkbar machen würde. Im Winter wäre der Ausfall von russischem Erdgas für die Versorgungssituation in Deutschland z.B. während einer Kälteperiode von mehreren Tagen hintereinander spürbar.

Für Westeuropa wird ein Rückgang der verfügbaren Gasproduktion prognostiziert. Die Reserven in den Niederlanden mit dem Gasfeld Groningen werden derzeit auf noch ca. 700.000 m³ geschätzt. Wegen Erdbeben haben die Behörden die Produktionsmengen bereits auf rund 40.000 m³ gedrosselt. Es ist zu erwarten dass die Niederlande mittelfristig die Produktion weiter zurückfahren und verstärkt den heimischen Markt versorgen und somit weniger Gas nach Deutschland exportieren werden.

In Norddeutschland wird die Gasproduktion ab ca. 2025 völlig erschöpft sein. Auch hier besteht die Gefahr von Erdbeben in den zur Neige gehenden Gasquellen.

Aus Gründen einer Diversifizierung der Gasbezugsquellen sollten alternativen Gasquellen bzw. dem Import von LNG mehr Beachtung geschenkt werden. Dabei ist stets die nicht zu vernachlässigende Genehmigungs- und Bauzeit der notwendigen LNG-Infrastruktur (Importterminal) zu bedenken. Die Realisierung eines solchen Bauvorhabens kann leicht 5 – 10 Jahre in Anspruch nehmen.

Ein LNG-Importterminal hätte in jedem Fall einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit der Bundesrepublik Deutschland. Allein die reine Existenz eines LNG Importterminals kann, wie das Beispiel Litauens zeigt, einen positiven Einfluss auf zukünftige Preisverhandlungen mit Gasversorgern haben. Nach der Inbetriebnahme ihres LNG Importterminals erreichte Litauen nicht nur eine Reduzierung der Abhängigkeit von russischem Erdgas, sondern stärkte damit auch seine Verhandlungsposition gegenüber dem Hauptgaslieferanten Russland und konnte daher insgesamt günstigere Gaspreise durchsetzen. Bisher zahlte Litauen den höchsten

Gaspreis aller EU-Staaten, immerhin 36 Prozent mehr als Deutschland. Mit dem LNG-Terminal „Independence“, das im Oktober 2014 in dem Ostsee-Hafen von Klaipeda eröffnete, ist der Preis für das Gas aus den Gazprom-Pipelines für Litauen bereits um 23% gesunken.

LNG als weitere Diversifizierung der deutschen Gasbezugsquellen

Ein nationales LNG Import Terminal bietet das Potenzial die Diversifizierung des Gasimports zu erweitern sowie eine durch den westeuropäischen Produktionsrückgang entstehende Lücke zu kompensieren, ohne die nord- bzw. osteuropäischen Gasimporte steigern zu müssen.

7.3 Erdgasspeicher

Gasspeicher spielen in der Versorgungskette von Erdgas in Deutschland eine zentrale Rolle. Durch den Einsatz von Erdgasspeichern wird importiertes Erdgas strukturiert. Die über Pipelines importierte Gasmenge bleibt über den Jahresverlauf etwa konstant. Durch den Einsatz von Erdgasspeichern kann der temperaturbedingt saisonal schwankende Abnahmebedarf abgebildet werden.

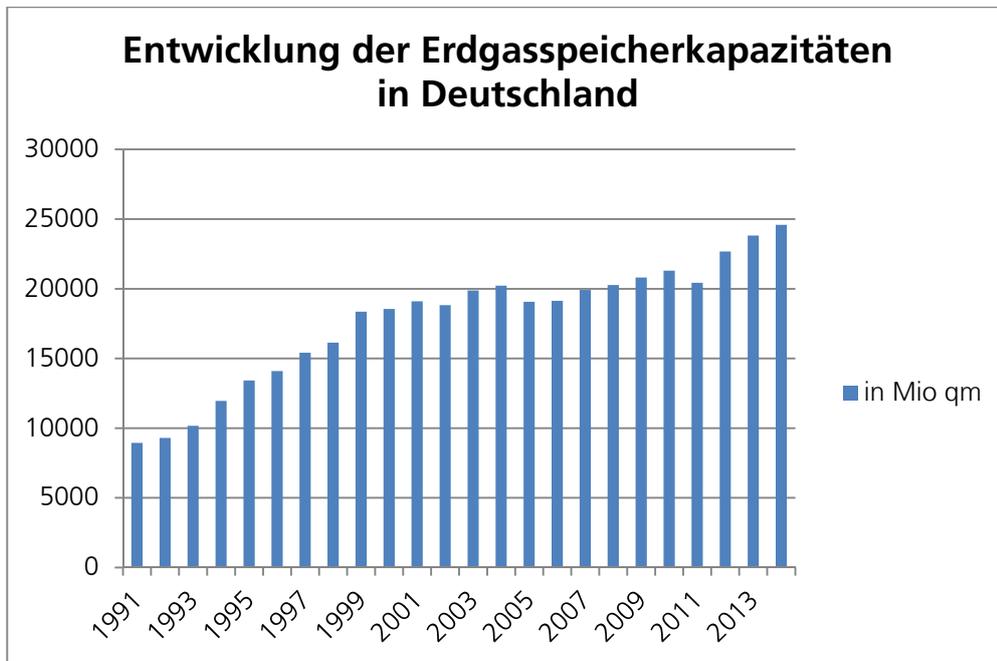


Abb. 15: Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland⁹⁴

Einem Erdgasverbrauch Deutschlands von 823 Milliarden kWh, was bei einem Heizwert von 11,4 kWh/m³ rund 72.200 Millionen m³ entspricht, stehen in Deutschland derzeit knapp 25.000 Millionen m³ Speicherkapazität gegenüber. Das bedeutet, dass theoretisch 34% des Jahresverbrauchs 2014 in Erdgasspeichern eingespeichert werden können. Aus vorgenannten Strukturierungsgründen verändert sich das verfügbare Arbeitsgasvolumen jahreszeitabhängig.

Unter der Annahme einer gesicherten Gasversorgung werden rund 20% des Jahresbedarfs benötigt um einen jahreszeitlich bedingten Bedarfsausgleich

⁹⁴ Fraunhofer CML nach LBEG

sicherzustellen. Die derzeit verfügbaren 34% Speicherkapazität übersteigen somit den derzeitigen Bedarf für einen rein jahreszeitlich bedingten Strukturausgleich.

LNG als weitere Diversifizierung
der deutschen Gasbezugsquellen

7.4 Gasspeicherverpflichtungen

7.4.1 Situation in Deutschland und allgemein in der EU

Im Unterschied zum Erdöl, für das eine Mindestreserve in Höhe von 90 Tagen der Einfuhrmenge vorgehalten werden muss existiert für Erdgas keine vergleichbaren, EU-weiten Verpflichtung. Während Deutschland bisher keine Verpflichtung zur Erdgasspeicherung ausgesprochen hat existieren in einigen EU-Mitgliedsstaaten bereits unterschiedliche Regelungen zur Absicherung der Versorgungssicherheit, wie folgende Abbildung zeigt.

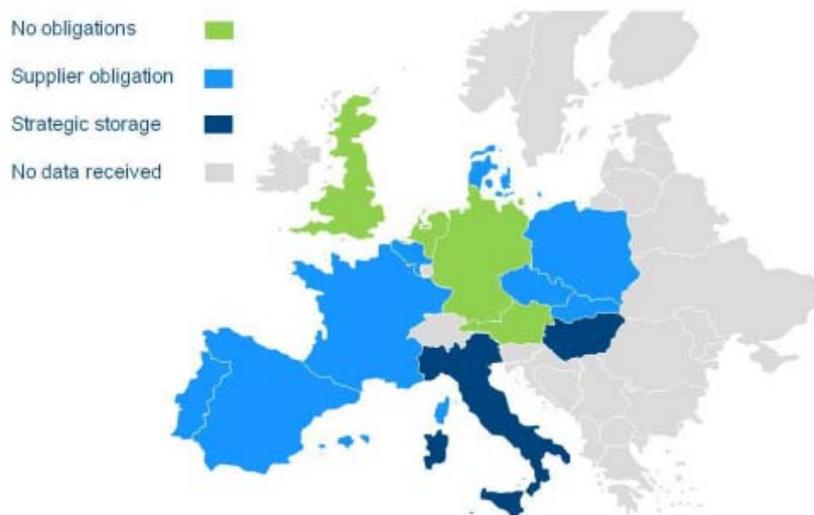


Abb. 16: Staatliche Speicherverpflichtungen in der EU⁹⁵

Exemplarisch für die Länder Belgien, Frankreich, Italien, Slowakei, Spanien, Portugal, Polen und Ungarn sind nachfolgend die jeweiligen nationalen Verpflichtungen zur Erdgasspeicherung kurz aufgeführt.

Eine Auswertung der aufgezeigten Modelle, sowie die Überprüfung der Übertragbarkeit dieser auf den deutschen Markt wurden nicht durchgeführt und sind auch kein Bestandteil dieser Studie.

7.4.2 Belgien

In Belgien sind Gasversorgungsunternehmen verpflichtet Speicherkapazitäten zu buchen. Hierbei sind zum 1. November eines jeden Jahres 90%, sowie zum 15. Februar 30% der gebuchten Menge vorzuhalten.

7.4.3 Frankreich

In Frankreich liegt die Verantwortlichkeit für Erdgasspeicher beim Energieministerium. Gasversorger mit Endverbrauchern im Verteilnetz erhalten das Recht Speicherkapazitäten zu buchen. Gasversorger sind hierbei verpflichtet bis zum

⁹⁵ Council of European Energy Regulators (2014)

1. November eines jeden Jahres 85% ihrer gebuchten Kapazitäten einzulagern. Eine Überprüfung der Kapazitäten erfolgt jährlich.

LNG als weitere Diversifizierung
der deutschen Gasbezugsquellen

7.4.4 Italien

Eingespeicherte Gasvolumina werden in Italien zentral verwaltet. Importeure erhalten eine Rechnung entsprechend eines vom Ministerium jährlich definierten Schlüssels.

7.4.5 Slowakei

Transporteure innerhalb der Republik Slowakei sind verpflichtet zu überprüfen, ob mindestens 20% des „Security of Supply Standards“ in Gasspeichern innerhalb der EU eingelagert sind. In einer nächsten Phase ist geplant Transportgesellschaften über entsprechende Verpflichtungen zu informieren und deren Einhaltung zu überprüfen.

7.4.6 Spanien

Transporteure sind verpflichtet einen Vorrat in Höhe des Verbrauchs von 20 Tagen in Untertage Gasspeichern vorzuhalten.

7.4.7 Portugal

„Security of Supply“-Reserven werden von staatlicher Seite vorgeschrieben und sind in auf nationalen Territorium angesiedelten Gasspeichern, nahe den Verbrauchern, oder auf nicht nationalem Gebiet unter der Regierungskontrolle vorzuhalten. Hierbei zählen Untertagespeicher, das portugiesische LNG Speicher Terminal, sowie LNG Carrier welche sich auf dem Weg zum Terminal und in einer Entfernung von max. drei Tagen befinden.

Pipeline „Line-Packing“, d.h. das druckseitige Überfahren der Leitung wird hierbei nicht zu den „Security of Supply“ Reserven gezählt.

7.4.8 Polen

In Polen sind die Gasimporteure verpflichtet einen Vorrat von 30 Tagen der durchschnittlichen täglichen Importmenge in Gasspeichereinrichtungen vorzuhalten.

7.4.9 Ungarn

In Ungarn sind Gasversorgungsunternehmen verpflichtet 60% des Vorjahresgasbedarfs in ungarischen Untertagegasspeichern bereit zu stellen.

7.4.10 LNG Infrastruktur als Erdgasspeicher

Eine Diversifizierung des Gasangebots durch die Errichtung eines LNG-Importterminals in Brunsbüttel hätte den Nebeneffekt, mit der Infrastruktur einen weiteren Gasspeicher zu haben, der aus anderen Quellen als die meisten anderen Erdgasspeicher nachgefüllt werden würde. Wie oben ausgeführt, ist in Deutschland zwar die Speicherkapazität in der Theorie ausreichend, sollten jedoch mehrere Umstände zusammenkommen, so ein Lieferausfall aus Osteuropa und ein strenger Winter, so würde von dem LNG Importterminal eine Verbesserung der Versorgungssicherheit Deutschlands mit Gas ausgehen.

Die Belieferung von in Deutschland ansässigen LNG-Verbrauchern erfolgt aufgrund fehlender Infrastruktur in Deutschland zurzeit ausschließlich über das benachbarte Ausland. An Deutschland geht der europaweite Trend zum Aufbau von LNG-Infrastruktur scheinbar vorbei, obwohl es einen Bedarf nach LNG in Deutschland gibt. In Kooperation mit Shell/ GASNOR bietet der Hafen Brunsbüttel bereits heute die Lieferung von LNG über das belgische Importterminal Zeebrügge mittels LKW Transporten an. Auch hier erfolgt der LNG-Import nicht in Deutschland.

Der Standort Brunsbüttel kann die offensichtliche Lücke in Deutschland einer effizienten LNG Versorgung für Industrie, Verkehrssektor und Energiewirtschaft füllen. Brunsbüttel qualifiziert sich durch zahlreiche Standortvorteile als LNG-Standort.

- Brunsbüttel hat durch seine strategisch günstige Lage an der Elbe und an der Einfahrt zum Nord-Ostsee-Kanal, mit seiner Anbindung an das überregionale Schienennetz sowie an das europäische Pipelinenetz alle Möglichkeiten, die LNG-Märkte effizient zu bedienen.
- Als Schifffahrtsstandort bietet Brunsbüttel den zukünftigen LNG Schiffen auf Nord-Ostsee-Kanal und Elbe eine Möglichkeit, LNG zu bunkern. Es können benachbarte Häfen wie Hamburg von Brunsbüttel aus versorgt werden.
- Mit dem Industriegebiet Brunsbüttel gibt es eine hohe regionale Nachfrage nach Gas.
- Die nord- und vor allem auch die ostdeutschen Industriestandorte könnten über Brunsbüttel per LKW, Schiff und Schiene gut mit LNG versorgt werden.
- Auch eine sehr gute Verbindung per Schiene nach Süddeutschland, nach Österreich, in die Schweiz und nach Zentral- und Osteuropa ist vom Standort Brunsbüttel aus gegeben.
- LNG-Barges für die Binnenschifffahrt für den Transport auf Flüssen (z.B. Elbe) und in küstennahen Gewässer (Nord- und Ostsee), sowie Lösungen für den Straßentransport sind ebenfalls verfügbar und könnten von Brunsbüttel aus eingesetzt werden.
- Die Versorgung der TEN-T Core Korridore mit LNG ist eine Aufgabe, zu der die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet ist. Dieser Verpflichtung kann über ein deutsches LNG-Importterminal in Brunsbüttel nachgekommen werden.
- Ein potenzielles Peak Shaving Gas-Kraftwerk am Standort wäre ein weiterer Gas-Großverbraucher und könnte zu einer erfolgreichen Energiewende beitragen.

Als Ausgangsstation einer LNG-Versorgungskette bieten diese Umstände ein hohes Potenzial für den Standort Brunsbüttel.

Für den Transport und die Weiterverteilung von LNG existieren bereits heute entsprechende Möglichkeiten, z.B. besitzt das Unternehmen VTG einen eigens entwickelten LNG Kesselwaggon für den Bahntransport. Die Brunsbüttel Ports GmbH und die VTG haben bereits eine Kooperationsvereinbarung geschlossen. Im Rahmen der Kooperation entwickeln die beiden Unternehmen u.a. gemeinsam mögliche effiziente Konzepte zur Versorgung der Industrie sowie weiteren potenziellen Gasnutzern im Binnenland mit einem LNG-Terminal am Standort Brunsbüttel als Ausgangsbasis.

Der Standort vereint also Versorgungspotenziale für die regionalen und überregionalen Nachfragesegmente aus Industrie und Energiewirtschaft und bietet als Schifffahrtsstandort an den meistbefahrenen Wasserstraßen der Welt eine ideale Voraussetzung, LNG für die Schifffahrt verfügbar zu machen. Die Versorgung mit LNG auf den TEN-T Core-Korridoren ist eine Aufgabe, zu der die Bundesrepublik Deutschland laut der EU Richtlinie 2014/94/EU verpflichtet ist. Auch die A7 und die A1 gehören zu diesen Korridoren, die versorgt werden müssen.

Aus Gründen einer Diversifizierung der Gasbezugsquellen Deutschlands sollten alternativen Gasquellen bzw. dem Import von LNG mehr Beachtung geschenkt werden. Russland ist bereits jetzt der dominierende Versorger und wird diese Rolle noch wesentlich ausbauen, da in Norwegen, den Niederlanden und Deutschland die Fördermengen zurückgehen werden. Die Abhängig Deutschlands von einem Gasanbieter steigt damit weiter, die Verhandlungsposition um Gaspreise wird nicht einfacher. Allein die reine Existenz eines LNG Importterminals kann, wie das Beispiel Litauens zeigt, einen positiven Einfluss auf zukünftige Preisverhandlungen mit Gasversorgern haben.⁹⁶ Dabei ist stets die nicht zu vernachlässigende Genehmigungs- und Bauzeit der notwendigen LNG-Infrastruktur (Importterminal) zu bedenken. Die Realisierung eines solchen Bauvorhabens kann leicht 5 – 10 Jahre in Anspruch nehmen.

Ein LNG-Importterminal hätte in jedem Fall einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit der Bundesrepublik Deutschland. Die möglichen Gas-Lieferanten würden anstatt aus Osteuropa nunmehr auch aus Ländern wie den USA, Kanada, Ländern des Nahen Ostens und Nord-Afrikas sowie Indonesien, Australien und Malaysia stammen.

Brunsbüttel empfiehlt sich also als Standort für ein LNG-Importterminal, dass auch Voraussetzung dafür ist, eine Bunkerstation für Schiffe wirtschaftlich betreiben zu können.

Durch eine Förderung des Aufbaus durch die Bundesrepublik Deutschland kann der notwendige Anschlag hin zu einer gebotenen Diversifizierung der Gasversorgung Deutschlands sowie zu einem verlässlichen Angebot für die Industrie, Schifffahrt, Landverkehr und Energiewirtschaft gelingen. Angebot und die hier nachgewiesene Nachfrage kommen nur dann zusammen, wenn die hier bestehenden Chancen beherzt ergriffen werden.

⁹⁶ Siehe 7.2

- Anonym (2015): Russia orders natural-gas locomotives. In *Trains*, 19/06/2015. Available online at <http://trn.trains.com/news/news-wire/2015/06/russia-orders-natural-gas-locomotives>, checked on 19/08/2015.
- British Petroleum BP (2015) Statistical Review of World Energy
- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2014): Verkehrsprognose 2030, updated on Juni 2014.
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) (2013): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Energie auf neuen Wegen, checked on 17/08/2015.
- DECHEMA, GDCh, DGMK, VCI (2010): Positionspapier „Rohstoffbasis im Wandel“ Available online at: www.dechema.de/studien.html, checked on (2015)
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2013): Hintergrundpapier: Energieverbrauch und Energieträger im Straßenverkehr bis 2025. Berlin, checked on 17/08/2015.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014): LNG in Germany: Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy-Duty Road Transport. What it can deliver and how the policy framework should be geared towards market entry. Berlin.
- DNV GL (2014) LNG as ship fuel.
- DNV GL (2015a) A milestone for LNG. *Maritime Impact*. Issue 02, S.30-31
- DNV GL (2015b) Energy Management Study, Energy efficient operation – what really matters.
- DVZ Deutsche Verkehrs-Zeitung (2014) Rostock soll LNG-Hafen werden, 03.11.2014.
- DVZ Deutsche Verkehrs-Zeitung (2015) UASC will in 5 Jahren mit LNG fahren, 30.06.2015.
- Ecker, Dr. Alfred; Keppler, Johannes (2011): Erdöl, Erdgas, Biomasse und Produkte aus diesen Ressourcen (2.Teil), Österreich, Available online at: www.jku.at, checked on 13/08/2015
- EnergyComment (2015): Der Ölpreiskollaps, Hamburg
- Energy Innovation Park (2014): LNG filling station settles on Energy Innovation Park. Available online at <http://www.energypark.nl/media/23-Energy+Innovation+Park+breidt+uit+met+LNG+tankstation?lang=en>, updated on 4/11/2014, checked on 18/08/2015.
- Europäische Union (22/10/2014): Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau des Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Text von Bedeutung für den EWR). Source: Amtsblatt der Europäischen Union. Available online at <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32014L0094>.
- Ernst and Young (2015): LNG demand growth. Available online at <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/Global-LNG--New-pricing-ahead---LNG-demand-growth>, checked on 18/08/2015
- Fluxys (2013) Zeebrugge LNG terminal. Presentation by Pieterjan Renier, 17 April 2013.
- Internationale Energieagentur (IEA) (2014) World Energy Outlook
- GDF Suez LNG Solutions (2015): GDF Suez opens first LNG fuel station for trucks in the north of the Netherlands. Available online at <http://www.cofely-gdfsuez.nl/en/news-single/gdf-suez-opens-first-lng-fuel-station-for-trucks-in->

the-north-of-the-netherlands.html, updated on 9/04/2015, checked on 18/08/2015.

- GE Reports (2014): Training trains to run on natural gas. Available online at <https://gereports.ca/training-trains-run-natural-gas/>, updated on 11/11/2014, checked on 19/08/2015.
- GIE Gas Infrastructure Europe (2015) LNG Map - Stand: Mai 2015; online verfügbar unter: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>.
- Hansa (2015a) Longest journey on LNG basis. Jahrgang 152, Nr. 6, S.44
- Hansa (2015b) First LNG-powered ferry to operate in North America. Jahrgang 152, Nr. 6, S.44
- Hansa (2015c) LNG fueling for German ship. Jahrgang 152, Nr. 6, S.49
- Hertwig, J. (2015): Fueling around with LNG. Retail Supply Chain Conference 2015. Florida East Coast Railway, 2015.
- HHP Insight (2014): Florida Railroad Wants to test LNG. Available online at <http://hhpinsight.com/rail/2014/06/florida-railroad-wants-to-test-lng/>, updated on 28/06/2014, checked on 19/08/2015.
- Holzer, H.; Lübbehüsen, H. (2014): Die Fracht kommt mit Erdgas. Auf der IAA für Nutzfahrzeuge zeigen die Hersteller, wie Güterverkehr künftig aussehen könnte: mit Flüssigerdgas als Diesel-Alternative und selbstfahrenden Lastwagen. In *Zeit Online*, 26/09/2014. Available online at <http://www.zeit.de/mobilitaet/2014-09/lastwagen-iaa-alternative-antriebe>, checked on 18/08/2015.
- IAPH (2014) World Ports Climate Initiative - World map. Online verfügbar unter: <http://www.lngbunkering.org/lng/map/node>.
- Internationale Energieagentur (IEA) (2014) World Energy Outlook
- International Gas Union (2015) World LNG Report - 2015 Edition.
- ISL (2015) Total world merchant fleet development by ship type. ISL Market Review 2014 – SSMR December 2014.
- Iowa State University (2008) Liquid Fuel Measurements and Conversions. Online verfügbar unter: <https://www.extension.iastate.edu/agdm/wholefarm/html/c6-87.html>.
- Jäggi, Walter (2013): Das Gasboom stellt alles auf den Kopf. Available online at: <http://www.tagesanzeiger.ch/wissen/technik/Der-Gasboom-stellt-alles-auf-den-Kopf/story/28438352>, checked on 18/08/2015
- Kempkens, Wolfgang (2014): Sachsen-Anhalt: Dampferzeuger mit Flüssig-Erdgas geht an den Start. Available online at: <http://green.wiwo.de/blockheizkraftwerk-mit-fluessigerdgas-geht-an-den-start/>, checked on 18/08/2015
- LNG Blue Corridors (Kein Datum a): LNG Corridors. Available online at <http://lngbc.eu/corridors>, updated on Kein Datum, checked on 17/08/2015.
- LNG Blue Corridors (Kein Datum b): LNG station map. Available online at <http://lngbc.eu/>, updated on Kein Datum, checked on 18/08/2015.
- LNG Blue Corridors (Kein Datum c): Partners. Available online at <http://lngbc.eu/partners>, updated on Kein Datum, checked on 17/08/2015.
- LNG Europe (Kein Datum): LNG als Treibstoff. Available online at <http://www.lngeurope.eu/de/lng-als-treibstoff>, updated on Kein Datum, checked on 18/08/2015.
- LNG Europe (2013): Refueling. Available online at <http://www.lngeurope.eu/de/refueling>, updated on 12/11/2013, checked on 18/08/2015.
- LNG24 (Kein Datum a): Available trucks. The supply of LNG trucks is growing quickly. Available online at <http://www.lng24.com/en/driving-on-lng/available-lng-trucks/>, updated on Kein Datum, checked on 18/08/2015.
- LNG24 (Kein Datum b): Where can I fill up? LNG filling stations: the first station has been opened in Zwolle. Available online at

- <http://www.lng24.com/en/driving-on-lng/lng-stations/>, updated on Kein Datum, checked on 18/08/2015.
- LNG Shipping News (2015a) Shell starts UK LNG bunker spot. 6. August 2015.
 - LNG Shipping News (2015b) Risavika LNG bunkering station launched. 25. Juni 2015.
 - LNG Shipping News (2015c) Port of Antwerp seeks body to build LNG bunkering facility. 23. Juli 2015.
 - LNG Shipping News (2015d) DNV GL sees hybrid propulsion as LNG alternative. 11 Juni 2015.
 - Marine Propulsion (2015a) Two-stroke gas engines come into their own. April/May 2015, Volume 37, Issue 2, S.22-24
 - Marine Propulsion (2015b) LNG bunker vessel fleet takes shape. April/May 2015, Volume 37, Issue 2, S.34
 - Meier-Peter, Hansheinrich und Bernhardt, Frank (Hrsg.) (2012) Handbuch Schiffsbetriebstechnik – Betrieb, Überwachung, Instandhaltung, DVV Media Group, Hamburg.
 - Nederlandse groen gas maatschappij (2015): LNG filling stations trucks operational in the Netherlands. Available online at <http://www.nggm.com/nieuws/1/55/lng-filling-stations-trucks-operational-in-the-netherlands.html>, updated on 21/04/2015, checked on 18/08/2015.
 - NGV Today (2014): Special Report: \$18.7 billion fuel savings from Class I LNG locomotives to LNG. Available online at <http://ngvtoday.org/2014/06/15/special-report-18-7-billion-fuel-savings-from-class-i-lng-locomotives-to-lng/>, updated on 15/06/2014, checked on 19/08/2015.
 - Railway Gazette (2013): Gas fuelled turbine-electric locomotive prototype. In *Railway Gazette*, 6/10/2013. Available online at http://www.railwaygazette.com/news/traction-rolling-stock/single-view/view/gas-fuelled-turbine-electric-locomotive-prototype.html?sword_list=LNG&no_cache=1, checked on 19/08/2015.
 - Railway Gazette (2015): Battery-diesel and dual-fuel locos roll out. In *Railway Gazette*, 21/02/2015. Available online at http://www.railwaygazette.com/news/traction-rolling-stock/single-view/view/battery-diesel-and-dual-fuel-locos-roll-out.html?sword_list=LNG&no_cache=1, checked on 19/08/2015.
 - Reukauf, T., Maalem, L. (2013): LNG-Einsatz in Industrie und Gewerbe auch ohne Netzanschluss in VIK Mitteilungen Sonderdruck
 - Reportlinker (2015): China Filling Station and Gas Station Industry Report, 2015-2018. Available online at <http://www.reportlinker.com/p02853852-summary/China-Filling-Station-and-Gas-Station-Industry-Report.html>, updated on April 2015, checked on 18/08/2015.
 - Rolande LNG B.V. (Kein Datum): LNG/CNG tanken. Rolande LNG realiseert schoon transport. Available online at <http://www.rolandelng.nl/nl/lng-cng-tanken.htm>, updated on Kein Datum, checked on 18/08/2015.
 - Sempra LNG (2015) About LNG – Conversion Chart. Online verfügbar unter: <http://sempralng.com/about-lng-conversion-chart.html>
 - Shell Deutschland Oil GmbH (2010): Shell LKW-Studie. Fakten, Trends und Perspektiven im Straßengüterverkehr bis 2030, checked on 17/08/2015.
 - Shell Deutschland Oil GmbH (2015): Shell eröffnet erste LNG-Tankstelle für Lkw in Europa. Available online at <http://www.shell.de/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/2015/shell-opens-first-lng-filling-station-for-trucks-in-europe.html>, updated on 18/03/2015, checked on 18/08/2015.
 - Smith, K. (2013): LNG: fuel of the future? In *International Railway Journal*, 9/12/2013. Available online at <http://www.railjournal.com/index.php/locomotives/lng-fuel-of-the-future.html>, checked on 19/08/2015.

- Statistik Nord (2015): Trend zu größeren Schiffen setzt sich fort; Passagierzahlen und Umschlagsmenge steigen. Online Available at: https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Presseinformationen/SI15_068.pdf , checked on 13/08/2015
- Statistisches Bundesamt (destatis) (2014): Eisenbahnverkehr - Fachserie 8 Reihe 2.1 - 2013. Betriebsdaten des Schienenverkehrs, updated on 20/11/2014.
- The Maritime Executive (2015a) Costa Newbuilds Set New Capacity Record. 28.07.2015. Online verfügbar unter: <http://maritime-executive.com/article/costa-newbuilds-set-new-capacity-record>.
- The Maritime Executive (2015b) Singapore LNG Bunkering for Future Fleets. 28.07.2015. Online verfügbar unter: <http://maritime-executive.com/article/singapore-lng-bunkering-for-future-fleets>.
- Timmermans, A. (2014): Vos Logistics in LNG: a pioneer's tale. Vos Logistics, 9/07/2014, checked on 18/08/2015.
- TOTAL S.A. (2015): LNG'S Advantages. Available online at <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/liquefied-natural-gas/challenges/lngs-advantages#sthash.BgGu7HQx.dpuf>, checked on 18/08/2015
- Transport Research & Innovation Portal (2015): Throttle free natural gas engine. High performance throttle free gas engine for trucks on LNG. Project details. Available online at http://www.transport-research.info/web/projects/project_details.cfm?id=47546, updated on 17/08/2015, checked on 18/08/2015.
- UNCTAD (2014) Review of Maritime Transport 2014. United Nations Conference on Trade and Development. New York und Genua.
- U.S. Department of Energy (2015): Alternative Fuels Data Center. Natural Gas Fueling Station Locations. Available online at http://www.afdc.energy.gov/fuels/natural_gas_locations.html, updated on 17/06/2015, checked on 18/08/2015.
- U.S. Energy Information Administration (2014): Liquefied natural gas shows potential as a freight locomotive fuel. Available online at <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15831>, updated on 14/04/2014, checked on 19/08/2015.
- Vantuono, W. C. (2014): Locomotives: Is LNG the next generation? Available online at <http://www.railwayage.com/index.php/mechanical/locomotives/locomotives-is-lng-the-next-generation.html>, updated on 10/09/2014, checked on 19/08/2015.
- Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) (2012): Basischemie 2030. Available online at: www.vci.de, checked 18/08/2015
- The World Bank (2015): Iran: Lifting of Sanctions Will Lower Oil Prices and Boost Domestic Economy If Managed Well. Available online at: <http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2015/08/10/iran-lifting-sanctions-will-lower-oil-prices-and-boost-domestic-economy-if-managed-well>, checked 18/08/2015
- WSV (2015) Verkehrsbilanz Nord-Ostsee-Kanal 2014. Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt.
- Wurster, R.; Weindorf, W.; Zittel, W.; Schmidt (LBST), P.; Heidt, C.; Lambrecht (IFEU), U. et al. (2014): LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). AZ

Z14/SeV/288.3/1179/UI40, Ausschreibung vom 19.12.2011.
München/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin.

Quellenverzeichnis

- Zukunft ERDGAS e.V. (2012): Die Auswahl an Erdgasfahrzeugen ist groß. Available online at <http://www.erdgas-mobil.de/flottenkunden/vielseitig/>, updated on 3/09/2012, checked on 18/08/2015.
- Zukunft ERDGAS e.V. (2014): LNG: Flüssiges ERDGAS ist reif für den deutschen Markt. erdgas mobil hat Zulassung für Bau von LNG-Tankstellen / LNG-Kraftstoffanbieter LIQVIS steht bereit / Iveco Stralis LNG erhält Gesamtbetriebserlaubnis für die EU. Available online at <http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/pressemitteilungen/mitteilung/2014/lng-fluessiges-erdgas-ist-reif-fuer-den-deutschen-markt-erdgas-mobil-hat-zulassung-fuer-bau-von-lng/>, updated on 25/09/2014, checked on 18/08/2015.