

LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 2030

Studie 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

Hauptauftragnehmer:
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin
Tel.: 030 67055-221, Fax: -283

im Unterauftrag:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg
Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn
Tel.: 089 608110-33

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
Tel.: 0341 2434-423

Autoren:

R. Wurster, W. Weindorf, W. Zittel, P. Schmidt (LBST),
C. Heidt, U. Lambrecht (IFEU), A. Lischke, Dr. S. Müller (DLR)

München/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin, 17. Oktober 2014

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	5
1 Zusammenfassung	6
2 Hintergrund und Zielsetzung.....	10
3 Treiber für den Einsatz von LNG in der Schifffahrt und in schweren Nutzfahrzeugen.....	13
4 Analyse des aktuellen LNG-Marktes	17
4.1 Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit.....	17
4.1.1 Fossile Quellen für LNG	17
4.1.2 Regenerativer Strom als Quelle für LNG	19
4.2 LNG-Markt.....	21
4.3 LNG-Lieferung.....	23
4.4 LNG-Anlandung	25
4.5 Geplante regulatorische und Infrastrukturinitiativen	27
4.5.1 EU-Infrastrukturrichtlinie (AFID, Entwurf)	27
4.5.2 LNG Blue Corridors Project	29
5 Stand der Technik bei Antrieben und Infrastruktur	30
5.1 Technische Aspekte für den Einsatz von LNG in der Seeschifffahrt.....	30
5.2 Technische Aspekte für den Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt	39
5.3 Technische Aspekte für den Einsatz von LNG bei schweren Nutzfahrzeuge	41
5.4 Zusammenfassung zum Stand der Technik für den LNG-Einsatz	43
6 Szenarien zur Entwicklung der Energienachfrage nach LNG	45
6.1 Energienachfrage der Seeschifffahrt im Nord- und Ostseeraum.....	45
6.2 Szenariendefinition für Binnenschiffe und schwere Nutzfahrzeuge	48
6.2.1 Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt.....	49
6.2.2 Einsatz von LNG bei schweren Nutzfahrzeugen	54
6.3 Energienachfrage des Binnenschiff- und Straßengüterverkehrs in Deutschland.....	57
6.4 Gegenüberstellung der Nachfrage zum Potenzial für EE-Methan.....	59
7 Potenzielle Beiträge zu Emissionsreduktionen.....	60
7.1 Methodik und Basisdaten zu den Treibhausgasemissionen	60
7.1.1 Allgemeine Emissionsfaktoren.....	60
7.1.2 Bereitstellung von LNG (WTT).....	61

7.1.3	Emissionsfaktoren für Binnenschiffe (TTP)	66
7.1.4	Emissionsfaktoren für schwere Nutzfahrzeuge (TTW)	67
7.2	Beitrag zur Treibhausgasminderung	68
7.2.1	Seeschifffahrt	68
7.2.2	Binnenschifffahrt	69
7.2.3	Schwere Nutzfahrzeuge	72
7.3	Beitrag zur Minderung der Luftschadstoffemissionen	74
7.3.1	Seeschifffahrt	74
7.3.2	Binnenschifffahrt	75
7.3.3	Schwere Nutzfahrzeuge	78
7.4	Zusammenfassung zur Reduktion von Treibhausgas- und Schadstoffemissionen	78
8	Handlungsempfehlungen	80
	Abkürzungen	84
	Literaturverzeichnis	86
	Anhang	96

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vergleich von H ₂ und CH ₄ als Power-to-Gas Kraftstoffoptionen	11
Abbildung 2:	SO _x -Emissionsgrenzen und Gültigkeitsjahre nach IMO MARPOL Annex VI	14
Abbildung 3:	Die Hauptbunkerhäfen für Schiffe des maritimen Transports weltweit.....	14
Abbildung 4:	Reserven- und Ressourcenangaben für konventionelle und unkonventionelle Gasquellen.....	19
Abbildung 5:	LNG-Versorgungsketten für Deutschland.....	22
Abbildung 6:	International Handelsströme für Erdgas via Rohrleitung und LNG-Schifftransport ...	26
Abbildung 7:	Deutsche Häfen im TEN-V Kernnetz.....	28
Abbildung 8:	Angedachte Transportkorridore und Standorte von LNG-Tankstellen in Europa im Rahmen des „LNG Blue Corridors Project“	29
Abbildung 9:	Varianten zur Bunkerung von LNG bei Seeschiffen.....	33
Abbildung 10:	Ausbauvorhaben für LNG-Terminals im Nord- und Ostseeraum	36
Abbildung 11:	Erwartete Entwicklung der LNG-Nachfrage im Nord- und Ostseeraum bis 2030	47
Abbildung 12:	Aufteilung der Transportleistung in Neubauten und ältere Schiffe im Jahr 2030	53
Abbildung 13:	Transportleistung auf Binnenschiffen in den Szenarien mit LNG und Diesel.....	54
Abbildung 14:	LNG Nachfrage für die Binnenschifffahrt in den Szenarien.....	57
Abbildung 15:	LNG Nachfrage für den Straßengüterverkehr in zwei Szenarien	58
Abbildung 16:	LNG Nachfrage in 2030 nach Szenario und Sektoren in Deutschland	59
Abbildung 17:	Pfade bzw. Routen für die Bereitstellung von LNG von der Quelle bis zum Tank („Well-to-Tank“).	62
Abbildung 18:	Energieaufwendungen für ausgewählte CNG und LNG Bereitstellungspfade (einschließlich der im Kraftstoff enthaltenen Energie).....	64
Abbildung 19:	Treibhausgasemissionen für die LNG-Bereitstellung (einschließlich im Kraftstoff enthaltenen fossilen Kohlenstoffs).....	65
Abbildung 20:	Spezifische THG-Emissionen bei Seeschiffen 2013	69
Abbildung 21:	Spezifische THG-Emissionen bei Binnenschiffen 2013	70
Abbildung 22:	Spezifische THG-Emissionen bei Binnenschiffen (WTP) 2030.....	70
Abbildung 23:	Potenzielle THG-Reduktion durch LNG in der Binnenschifffahrt in Abhängigkeit des Anteils erneuerbaren Methans.....	71
Abbildung 24:	Spezifische THG-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (N3) 2013.....	72
Abbildung 25:	Spezifische THG-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (N3) 2030.....	73
Abbildung 26:	Potenzielle THG-Reduktion durch LNG im Straßengüterverkehr in Abhängigkeit des Anteils erneuerbaren Methan	74
Abbildung 27:	Vergleich spezifischer Schadstoffemissionen von LNG gegenüber Diesel bei Binnenschiffen	77

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technische Potenziale erneuerbaren Stroms in Deutschland (ohne Biomasse).....	20
Tabelle 2:	Wirkungsgrade und Kraftstoffpotenziale für die Bereitstellung von LNG aus erneuerbarem Strom.....	21
Tabelle 3:	Produktion, Verbrauch und Importabhängigkeit bei Erdgas.....	22
Tabelle 4:	Zusätzliche LNG Verflüssigungskapazitäten 2011 bis 2016	24
Tabelle 5:	Motorenkonzepte für den LNG-Einsatz in Seeschiffen.....	31
Tabelle 6:	Vor- und Nachteile der LNG-Bunkermöglichkeiten nach Abbildung 9.....	34
Tabelle 7:	Kraftstoffverbrauch (Schweröl) in Tonnen pro Jahr nach Schiffstyp und Fahrgebiet in 2007	47
Tabelle 8:	Zukünftige Kraftstoffverbrauchsreduktion in der Binnenschifffahrt.....	51
Tabelle 9:	Daten und Annahmen zur Entwicklung der Schiffsgröße in der Binnenschifffahrt.....	52
Tabelle 10:	Aufteilung der Transportleistung nach Schiffsarten (≥ 2.500 t) in 2010	53
Tabelle 11:	Szenario moderat: Annahmen zu Fahrleistungen bzw. Nutzung verschiedener Kraftstoffe im Jahr 2030.....	56
Tabelle 12:	Szenario forciert: Annahmen zu Fahrleistungen bzw. Nutzung verschiedener Kraftstoffe im Jahr 2030.....	56
Tabelle 13:	Verbrauchsreduktionspotenziale für die Fahrzeugklasse N3 (Diesel und LNG)	56
Tabelle 14:	Szenario zur Nutzung von Beimischungsanteilen für Diesel und LNG im Jahr 2030	57
Tabelle 15:	Energie und Stoffströme bei der Produktion von Methan aus H_2 und CO_2	64
Tabelle 16:	Emissionsfaktoren für Treibhausgase bei Binnenschiffsantrieben (TTP).....	67
Tabelle 17:	Emissionsfaktoren für Treibhausgase bei schweren Nutzfahrzeugen (TTW)	68
Tabelle 18:	Schadstoffemissionen TTP von neuen Binnenschiffsantrieben in 2010	76
Tabelle 19:	Einheiten für Erdgas bzw. Methan.....	96
Tabelle 20:	Unterer Heizwert von Kraftstoffen.....	96

1 Zusammenfassung

Hintergrund

Der Verkehrssektor ist europa- und weltweit charakterisiert durch einen deutlich steigenden Energieverbrauch. Als solcher ist er nicht nur von den limitierten fossilen Ressourcen (z. B. Mineralöl) abhängig, sondern gilt zudem als ein Mitverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts. Global trägt der Verkehr mit etwa 22% zu den Treibhausgasemissionen (THG) bei. In Deutschland beträgt der Beitrag des Straßenverkehrs zu den Treibhausgasemissionen zwischen 17% und 20%.

Für die erfolgreiche Einführung erneuerbarer Energien sowie die Verminderung von Treibhausgasemissionen im Bereich Schifffahrt und Straßenverkehr müssen besondere Herausforderungen hinsichtlich der Antriebstechnologie, der Infrastruktur sowie der Primärenergiediversifikation gelöst werden. Liquefied Natural Gas (LNG) ist eine Alternative, die parallel zu fossilen Kraftstoffen aus Rohöl (z. B. Diesel) insbesondere für Verkehrsmittel als geeignet erscheint, die eine hohe Reichweite benötigen oder die hohe Leistungsbedarfe haben.

Deshalb wird in dieser Studie untersucht, welche technischen Komponenten für LNG-Fahrzeuge, LNG-Versorgung und Infrastruktur relevant sind und mit welchen ökologischen Wirkungen diese verbunden sind. In einem zweiten Schritt werden mögliche Einführungsszenarien bei den in dieser Studie fokussierten Verkehrsmitteln, See-, Binnenschiff und schweres Nutzfahrzeug, beschrieben und die daraus resultierende zukünftige LNG-Nachfrage abgeschätzt. Anschließend werden die lokalen Emissionen und die Treibhausgase für die Szenarien quantifiziert. Außerdem werden Handlungsempfehlungen aus den Erkenntnissen abgeleitet, welche sich für einen möglichen LNG-Entwicklungsplan ergeben. Es werden in dieser Studie keine tiefergehenden Kostenanalysen durchgeführt.

Wesentliche Treiber

Wesentliche Treiber für die Einführung von LNG im Verkehrsbereich sind eine größere Reichweite gegenüber CNG sowie die deutliche Reduktion lokaler Emissionen bzw. einfachere Abgasnachbehandlungsmöglichkeiten. Gegebenenfalls sind auch geringere Kraftstoffkosten und verminderte Treibhausgasemissionen erreichbar.

Die vorhandene LNG-Infrastruktur bei einem Verkehrsträger kann als Treiber für eine bevorzugte Nutzung von LNG in anderen Verkehrsträgern wirken.

Verschärfte Emissionsgrenzwerte (SO_2 , NO_x , Partikel und Schwermetalle) erfordern in der *Seeschifffahrt* einen Wechsel von Schweröl zu Marinedieselöl (vergleichbar mit Dieselkraftstoff) bzw. LNG. In der *Binnenschifffahrt* sind im Rahmen verschärfter Emissionsstandards zu erwartende Senkung der Schadstoffemissionen (NO_x , PM), Sektor spezifische THG-Emissionsreduktionsziele sowie geringere Kraftstoffkosten wesentliche Treiber.

Bei *schweren Nutzfahrzeugen* werden auf absehbare Zeit geringere bzw. im Vergleich zum Dieselkraftstoff moderater ansteigende Kraftstoffkosten und bei der Möglichkeit zum Einsatz von Dual-Fuel-Antrieben mit EURO VI geringere Treibhausgasemissionen erwartet. Eine größere Reichweite von Nutzfahrzeugen mit LNG gegenüber CNG kann im Lkw-Fernverkehr ein relevanter Vorteil sein.

Auf der Basis von erneuerbarem Methan kann LNG auch zum EU-Ziel von 10% erneuerbare Energien im Verkehr bis 2020 beitragen.

Verfügbarkeit von LNG

Die Verfügbarkeit von LNG wird in erster Linie durch die Verfügbarkeit von fossilem Erdgas bzw. von EE-Methan (Methan aus erneuerbarem Strom) bestimmt. Beide Optionen haben Wachstumsperspektiven. Außerdem ist die Existenz einer geeigneten Verflüssigungs-, Transport-, Liefer- und Verteilinfrastruktur für die Verfügbarkeit von LNG im Markt – sei es mittels maritimen Import von LNG aus globalen Quellen oder mittels lokaler Verflüssigung und Verteilung - maßgeblich. In Europa ist mit Hilfe regulatorischer Maßnahmen über die EU-Infrastrukturrichtlinie für alternative Kraftstoffe (Clean Power for Transport) sowie über nationale LNG-Plattformen bzw. LNG-Korridorprojekte geplant, den Aufbau von LNG-Infrastruktur voranzutreiben. Gleichwohl wird erwartet, dass LNG auch im Jahre 2020 noch kein globaler Markt sein und Europa z. B. noch immer zu $\frac{3}{4}$ über Pipelines und nur zu etwa $\frac{1}{4}$ über LNG mit Erdgas versorgt werden.

Die in dieser Studie untersuchten Szenarien zeigen die Möglichkeit auf, einen hohen Anteil des LNG-Bedarfs perspektivisch mit EE-Methan zu substituieren. Dabei werden THG-Reduktionspotenziale deutlich, denen jedoch Hemmnisse zur Bereitstellung von EE-Methan gegenüberstehen.

Kernbotschaften zu den Perspektiven von LNG

Die Perspektiven für LNG als Alternativkraftstoff in der Schifffahrt und im Straßengüterverkehr wurden anhand von Analysen des LNG-Markts, der Technik für Antriebe und Infrastruktur, sowie den potenziellen Emissionsreduktionen untersucht. Es ergeben sich folgende Kernbotschaften:

- Anwendungsübergreifend
 - LNG-Einführung sollte gründlich vorbereitet und alle relevanten technischen und wirtschaftlichen Risiken müssen identifiziert und bewertet werden.
 - Erhöhte Energieversorgungssicherheit mit LNG durch Kraftstoffdiversifizierung
 - Eignung für den Ferngüterverkehr als Alternative zum Diesel
 - Eingeschränkte Verminderung der THG-Emissionen durch fossiles LNG mit heutiger Technik, relevante THG-Minderungen sind nur durch EE-Methan erreichbar
 - Derzeit noch wenige Schiffe und Fahrzeuge im Einsatz, die LNG als Kraftstoff nutzen
 - LNG-Infrastruktur muss von Grund auf neu geschaffen werden
 - LNG-Anbieter werden zusätzliche Infrastruktur erst dann aufbauen, wenn es eine robuste Perspektive für eine steigende LNG-Nachfrage gibt.
 - Nationale Regeln können den Infrastrukturaufbau verzögern bzw. ungleichmäßig vorankommen lassen.
 - Lokale Verflüssigung von Erdgas bzw. Methan ist perspektivisch sehr relevant, vor allem zur Integration von (fluktuierenden) erneuerbaren Energien.
 - Mit zukünftig erwarteten erneuerbaren Strompotenzialen relevante Substitution von LNG durch EE-Methan denkbar, die jedoch in Konkurrenz mit weiteren Verbrauchern (sonstiger Verkehr, Wasserstoff/Brennstoffzellenfahrzeuge, stationärer Sektor) steht.

- Der hohe Energieaufwand für die Kraftstoffsynthese verlangt einen wohlüberlegten Einsatz von Synthesekraftstoffen. Die strategische Schlüsselfrage ist, in welchen Verkehrssektoren die Verwendung von Synthesekraftstoffen unbedingt notwendig erscheint, in welchen sie wirtschaftlich sind und in welchen Last- und Distanz-Relationen auch andere Kraftstoff-Antriebs-Alternativen mit höherer Effizienz denkbar sind.
- Seeschifffahrt
 - Internationale Seeschifffahrt in 2030 potenziell der größte LNG-Verbraucher im Verkehr
 - Technik für den Einsatz von LNG am Markt verfügbar
 - Ausbau zuerst an Häfen mit überwiegend festen und kurzen Routenverbindungen (z.B. RoRo-Fähren). Geltende Regelungen in Hafenanlagen unterbinden aktuell den LNG-Einsatz als Treibstoff.
 - Kraftstoffkosten geringer als bei Mitteldestillaten wie Marinedieselöl, aber teurer als bei Schweröl
 - THG-Minderung sowohl mit EE-Methan als mit fossilem LNG möglich, wenn Methanschlupf vermieden werden kann (z.B. mit Hochdruck Dual-Fuel-Motoren oder Katalysatoren für reine Gasmotoren).
 - Einhaltung bzw. Unterschreitung zukünftig geplanter Grenzwerte für NOx und Schwefelgehalt mit LNG möglich, darüber hinaus auch drastische Reduktion der Partikelemissionen.
 - Binnenschifffahrt
 - Technik für den Einsatz von LNG am Markt verfügbar
 - Einsatz besonders in neuen bzw. größeren Schiffen realisierbar und kosteneffizient
 - Hohe Abdeckung bereits durch Infrastrukturausbau entlang von Hauptwasserstraßen, z.B. Rhein, möglich
 - THG-Vorteil vor allem bei erneuerbarem LNG → damit insgesamt für die Binnenschifffahrt THG-Minderung von bis zu 37% zwischen 1990 bis 2030 möglich (EU-Vorschlag für Verkehr: 20%)
 - Deutliche Reduktion der Schadstoffemissionen mit LNG gegenüber Diesel möglich (ca. -80% PM/NOx) → Dieselschiffe könnten durch strengere Emissionsgrenzwerte (wie heute für z.B. Lkw gültig) zukünftig jedoch „gleichziehen“
 - Schwere Nutzfahrzeuge
 - Reduzierung bzw. langfristige Kalkulierbarkeit der Kraftstoffkosten
 - LNG größere Reichweite als CNG (nicht immer notwendig)
 - Erfordert eine eigene Infrastruktur nur für schwere Nutzfahrzeuge
 - Potenzial zur Senkung der absoluten THG-Emissionen gering und nur mit EE-Methan möglich
 - Ausbau zuerst entlang der Hauptkorridore mit evtl. Synergien mit der Binnenschifffahrt

Handlungsempfehlungen

Ergebnis der Studie ist, dass LNG aus heutiger Sicht gute Perspektiven für den Einsatz als Alternativkraftstoff im Schiffsverkehr und in begrenztem Maße bei schweren Nutzfahrzeugen bietet. Hierbei ist insbesondere die notwendige Einbindung erneuerbarer Energien in diese Verkehrsträger hervorzuheben. Um die Grundlagen für die Einführung von LNG zu schaffen, werden folgende Handlungsempfehlungen vorgeschlagen:

- Infrastruktur
 - Berücksichtigung dezentraler Verflüssigung in Infrastrukturplanungen
 - Planung des LNG-Tankstellennetzes entlang stark befahrener Korridore und in Abstimmung mit der Binnenschifffahrt entlang stark befahrener Wasserstraßen (Nutzung von Synergien)
 - Schaffung erforderlicher genehmigungsrechtlicher Grundlagen (z.B. Schiffe und Bunkerstellen)
 - Errichtung von LNG-Tankstellen zunächst für Pilotprojekte (Flotten und Pendelverkehre)
 - Kooperation zwecks Anschlussfähigkeit (Europa und international)
- Schiffe
 - Unterstützung von Akteuren bei Pilotanwendungen, z.B. in Genehmigungsfragen
 - Förderung emissionsarmer Schiffe und damit auch von LNG, z.B. in Häfen
 - Kriterien zur Finanzierungswürdigkeit definieren, dies insbesondere auf Basis der aktuellen und absehbaren Marktentwicklung in den verschiedenen Frachtsegmenten, z.B. Frachtart, Schiffsgröße.
 - Weitere Forschungsprojekte und Demonstrationsprojekte sind notwendig, um LNG als relevanten Kraftstoff in der Seeschifffahrt zu etablieren.
 - Einrichtung eines Entwicklungsplanes für „LNG als Alternativkraftstoff in der See- und Binnenschifffahrt“
- Schwere Nutzfahrzeuge
 - Akzeptanz bei den Nutzern muss noch untersucht werden hinsichtlich
 - Dual-Fuel in Dieselmotoren als auch reinem Methan
 - LNG bzw. CNG als Kraftstoff je nach Anwendung
 - Bei erfolgreicher Implementierung eines Entwicklungsplanes in der See- und Binnenschifffahrt sollten die Erfahrungen für den Nutzfahrzeugsektor genutzt und ein eigener Entwicklungsplan für LNG in schweren Nutzfahrzeugen erwogen werden, der die Errichtung der Tankstelleninfrastruktur vorbereitet, der Genehmigungsverfahren beschreibt und notwendige Rahmenbedingungen prüft.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Schifffahrt und der Straßengüterverkehr stellen eine besondere Herausforderung an die Technologien zur Einführung erneuerbarer Energien in den Transportsektor dar. Das gilt auch für das mittelfristige Ziel der Substitution von Otto- bzw. Dieselmotoren im Verkehrssektor zur Diversifikation der Primärenergieversorgung sowie Reduktion von Treibhausgas- und Schadstoff Emissionen bzw. Lärmemissionen von Nutzfahrzeugen.

In Deutschland entfällt ein Großteil des Primärenergieverbrauchs auf fossile Energieträger, wengleich der Anteil an erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 1990-2012 von 1% auf 12% gestiegen ist. Der gesamte Primärenergieverbrauch ist von 1990 bis 2012 um 7,7% gesunken. Auf den Verkehrssektor entfiel im Jahr 2012 ein Anteil von 19% am Primärenergieverbrauch in Deutschland. Damit ist der Verkehrssektor neben den Haushalten der Sektor, der in den letzten Jahren mehr Energie verbraucht hat.

Der Verkehrssektor ist europa- und weltweit charakterisiert durch einen deutlich steigenden Energieverbrauch. Als solcher ist er nicht nur von den limitierten fossilen Ressourcen (z. B. Mineralöl) abhängig, sondern gilt zudem als einer der Hauptverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts. Auf den Verkehr entfällt im Jahr 2010 ein Anteil von 22% der globalen CO₂-Emissionen. Damit ist er nach der Strom und Wärme Produktion (41%) der zweitgrößte Emittent, gefolgt von der Industrie mit 20%. Etwa zwei Drittel der Verkehrsemissionen entfallen auf den Straßenverkehr von Pkw, Lkw, Motorrädern und Bussen. In Deutschland schwankt der Anteil, durch den Straßenverkehr verursachter CO₂-Emissionen an den Gesamtemissionen, in den vergangenen 20 Jahren mehr oder weniger unverändert zwischen 17-20% [BMWi 2013]. Derzeit gelten aber weder für den Verkehr, noch für einen anderen Sektor, weltweit einheitliche und verbindliche Vorschriften die zu einer Verringerungen der CO₂-Emissionen führen sollen. In den verschiedenen Ländern wurden in den vergangenen Jahrzehnten aber zahlreiche gesetzliche Rahmenbedingungen, in Form von regulatorischen und fiskalpolitischen Instrumenten verankert, die die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 signifikant reduzieren sollen.

Dem Verkehrssektor stehen prinzipiell verschiedenste erneuerbare Energieträger zur Verfügung. Die Verwendung erneuerbarer Energien im Verkehr steht dabei in Konkurrenz mit anderen Sektoren. Aber auch innerhalb des Verkehrs besteht eine Konkurrenz um die Energieträger, sowohl zwischen den verschiedenen Verkehrsträgern (Straßen, Schiene, Wasser, Luft) als auch zwischen den verschiedenen Fahrzeugen/Verkehrsmitteln (z. B. Pkw vs. Lkw).

Global wächst neben dem Flugverkehr der maritime Schiffsverkehr, der allein etwa 90% des Welthandels transportiert. Flugverkehr und maritimer Schiffsverkehr tragen etwa 2% zu den globalen CO₂-Emissionen bei. In Deutschland und Europa wächst der Kraftstoffverbrauch insbesondere mit dem zunehmenden Lkw-Verkehr. Dies führt zu steigenden Schadstoff- und CO₂-Emissionen. Der Güterverkehr, der durch die Seeschifffahrt, die Binnenschifffahrt und durch schwere Nutzfahrzeuge abgewickelt wird, hängt zu weit über 90% vom Erdöl ab. Um einerseits diese hohe Abhängigkeit und andererseits die Schadstoff- und Klimagasemissionen zu reduzieren, werden Optionen benötigt, fossiles

oder regenerativ erzeugtes Erdgas in den Transportsektor zu integrieren. Weitere Daten und Analysen finden sich in der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“.

In der vorliegenden Studie wird die Möglichkeiten untersucht, die LNG (Flüssigerdgas) bietet, den Energiebedarf der Seeschifffahrt, der Binnenschifffahrt und von schweren Nutzfahrzeugen zu decken und dabei Schadstoff- und Klimagasemissionen einzusparen.

In der Nord- und Ostsee sollen ab 2015 die Schwefelemissionen so stark reduziert werden, dass Ozeanschiffe nicht mehr mit Schweröl ohne aufwendige Nachreinigung betrieben werden können. Diese Regelung soll spätestens ab 2025 auf die Weltmeere ausgedehnt werden [LR 2012]. In der Binnenschifffahrt muss bereits seit 2011 wie bei schweren Nutzfahrzeugen mit schwefelarmem Dieselmotorkraftstoff gefahren werden. So wie die Europäische Union bereits die CO₂-Emissionen für Pkws und für Lieferfahrzeuge in den nächsten Jahren weiter limitieren wird, ist zu erwarten, dass dies künftig auch auf schwere Nutzfahrzeuge ausgedehnt werden wird. Wesentlich gesteigerte Kraftstoffnutzungsgrade bzw. wenn diese nicht erzielt werden können, ein zunehmender Anteil an CO₂-freien Kraftstoffen, also vornehmlich aus erneuerbaren Quellen, werden dann im Vordergrund stehen müssen.

Bei jeder Überlegung wie man erneuerbare Energien in das bestehende Energie- und Verkehrssystem integrieren kann, müssen Wirkungsgrade eine Rolle spielen, da diese die Kosten und Emissionen beeinflussen. Jeder weitere Energiewandlungsschritt verursacht Primärenergieverluste und Kostenanstiege. Es muss also immer abgewogen werden, ob eine beabsichtigte Beibehaltung eines bestehenden Systems gegenüber einem Umstieg in ein anderes Kraftstoff-/Antriebssystem langfristig sinnvoll ist oder nicht. Ein Umstieg kann dann Sinn machen, wenn zwar anfänglich höhere Investitionen erforderlich würden, dadurch aber deutliche Vorteile bei Emissionen und Rohstoffdiversifizierung langfristig sichergestellt werden. Ein einfaches anschauliches Beispiel für Wirkungsgradketten und Kostenimplikationen liefert die nachfolgende Darstellung:

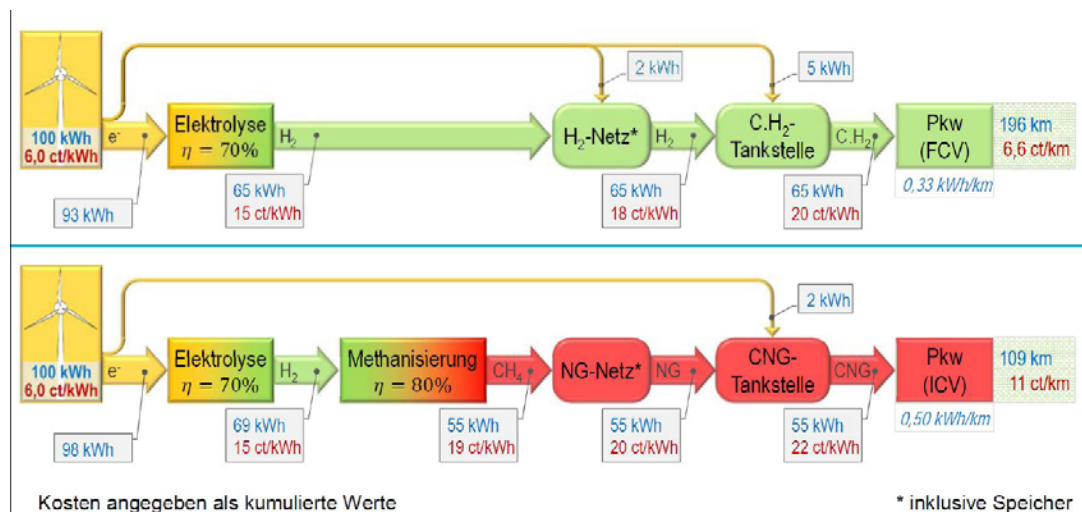


Abbildung 1: Vergleich von H₂ und CH₄ als Power-to-Gas Kraftstoffoptionen

Quelle: [Stolten 2012]

Erdgas als alternativer fossiler Kraftstoff wird heute bereits in Form von Druckerdgas (CNG) in PKW und Stadtbussen eingesetzt, in einigen Ländern wie Argentinien, Brasilien, China, Indien, Iran, Italien und Pakistan mit einem nennenswerten Fahrzeuganteil und Fahrzeugpopulationen von jeweils über 1,5 Millionen Einheiten. Die Verwendung von verflüssigtem, tiefkaltem Erdgas (LNG) wurde bisher nur dort diskutiert, wo es (a) über entsprechende Infrastruktur verfügbar war und (b) auf Grund seiner höheren Energiedichte auch in solchen Fahrzeugklassen sinnvoll einsetzbar ist, in denen andere alternative Kraftstoffe wie CNG oder alternative Antriebe wie die Elektromobilität die heute vom Nutzer erwarteten Einsatzanforderungen nicht ausreichend erfüllen. Dies trifft insbesondere auf die See- und Binnenschifffahrt bzw. schwere Nutzfahrzeuge im Straßengüterverkehr zu. China führt bei Erdgasbetankungsinfrastruktur weltweit mit 3.350 CNG-, 400 LCNG- und 1.330 LNG-Stationen [NGVAeuropa 2013]. Erste Einsätze von LNG in Schiffen oder Nutzfahrzeugen gehen auf Demonstrationsaktivitäten bereits Ende der 90er Jahre zurück.

Bisher spielt LNG weder in der Schifffahrt noch bei schweren Lkw in Deutschland eine nennenswerte Rolle. Die aktuelle europäische als auch die internationalen Diskussionen zeigen, dass eine intensive Beschäftigung mit dem Einsatz dieses Energieträgers auch in Deutschland notwendig ist.

Deshalb werden in dieser Kurzstudie der Stand der Technik bei LNG, die potenziellen umweltspezifischen Wirkungen und die regionale bzw. globale Verfügbarkeit von LNG als Kraftstoff für die beiden oben genannten Segmente analysiert. Studienzeithorizont ist 2020 mit Perspektive auf 2030. Ferner werden die Treiber des Einsatzes von LNG analysiert. Dabei werden sowohl ökonomische, technische als auch ökologische Faktoren berücksichtigt. Die Analyse erfolgt sowohl auf der Basis von Literatur als auch mit Expertengesprächen (z.B. zu Demonstrationsprojekten). Ergebnis der Studie soll eine Übersicht über die Treiber, Hürden und Rahmenbedingungen zum Einsatz von LNG in der See- und Binnenschifffahrt sowie bei schweren Nutzfahrzeugen sein.

Ausgehend von den Ergebnissen soll der Handlungsbedarf in Bezug auf einen nationalen Entwicklungsplan für LNG als Alternativkraftstoff für die Schifffahrt und schwere Nutzfahrzeuge dargestellt werden. In diesem Sinne kann die vorliegende Kurzstudie Beiträge zu den aktuell laufenden Diskussionen über den Entwurf einer EU-Infrastrukturrichtlinie [COM 2013] leisten.

3 Treiber für den Einsatz von LNG in der Schifffahrt und in schweren Nutzfahrzeugen

In diesem Kapitel werden die vorteilhaften Charakteristika von Erdgas und LNG beschrieben und die möglichen Umweltvorteile herausgestellt. Außerdem werden die Chancen aufgezeigt, die LNG insbesondere für die (See-)Schifffahrt bieten kann. Es enthält zudem eine Übersicht über Treiber zum Einsatz von LNG in See- und Binnenschiffen sowie in schweren Nutzfahrzeugen.

Der Einsatz von LNG als Kraftstoff für Schiffe und schwere Nutzfahrzeuge bietet im Vergleich zu existierenden Alternativen wie z.B. 20 MPa Druckerddgas (CNG) oder Methanol eine teilweise deutlich höhere volumetrische Energiedichte (etwa Faktor 2 zu CNG und etwa Faktor 1,3 zu Methanol). Hingegen wird bei LNG die Energiedichte von Diesel nicht erreicht (etwa Faktor 0,58). Die Reichweiten einbußen im Vergleich zu Diesel erscheinen bei vergleichbarem Speichervolumen jedoch akzeptabel. Bei schweren Nutzfahrzeugen wird aktuell je nach Tankvolumen von 600-1.000 km Reichweite ausgegangen [LO 2013]. Einige Transportrelationen wie z.B. Containertransporte, die in Deutschland oft mehrmals umgeschlagen werden, können auch mit deutlich kleineren Reichweitenanforderungen von unter 300 km auskommen [MAN 2014].

Die LNG-Anlieferung durch Seeschiffe erlaubt eine Diversifizierung des Erdgasmarktes in Zentraleuropa und damit auch eine Preisdämpfung. Preissteigerungen bei Öl und durch Pipelines verfügbares Gas verbessern die Wirtschaftlichkeit bei der Nutzung von importiertem LNG als Kraftstoff. Außerdem erfolgt Wertschöpfung aus abgelegenen Erdgasvorkommen („stranded natural gas“). LNG kann damit z.B. als Fahrzeugkraftstoff kostengünstiger als Diesel sein, obwohl die Infrastrukturkosten (Kraftstoffkonditionierung, -versorgung, -betankung, -speicherung) merklich höher als bei Diesel liegen. Anstatt Erdgas in entlegenen Regionen abzublasen oder abzufackeln, kann die Umwandlung zu LNG und der Transport zum Endverbraucher Treibhausgasemissionen einsparen helfen.

Aufgrund des niedrigeren Kohlenstoffanteils pro Energiegehalt entstehen auch bei der Verbrennung von LNG potenziell geringere CO₂-Emissionen als bei Diesel. Zu beachten ist aber der Methanschluß, der je nach Motorenkonzept die im Vergleich zu Diesel niedrigeren CO₂-Emissionen teilweise bis vollständig kompensiert (1 g Methan hat die gleiche Treibhausgaswirkung wie 25 g Kohlendioxid). Eine besonders effiziente LNG-Nutzung ermöglichen dabei Dual-Fuel-Antriebe mit kombinierter Hochdruckdirektinblasung von Methan und Diesel mittels Dieselstützflamme, wodurch gegenüber Diesel etwa 20% geringere CO₂-Emissionen erwartet werden [Westport 2003]. Im Vergleich zu Diesel ist Erdgas in der Verbrennung auch intrinsisch sauberer was die Schadstoffemissionen (insbesondere NO_x und Partikel) angeht, weiterhin entstehen durch den geringen Schwefelgehalt kaum Schwefeloxidemissionen. Strengere Grenzwerte für Schadstoffemissionen können daher den Einsatz von LNG treiben.

Dies wird insbesondere für die Seeschifffahrt diskutiert, in welcher aktuell eine deutliche Verschärfung der Umweltstandards geplant ist (siehe Abbildung 2). Dies betrifft insbesondere:

- Reduktion des Schwefelgehalts von Schiffskraftstoffen – in den Emission Control Areas sind ab 1.01.2015 nur noch 0,1% SO_x zulässig (heute noch 1%) [ECG 2011] und nach MARPOL Annex VI gelten ab 2020, spätestens 2025, global 0,5% SO_x als Grenzwert
- Reduktion der Emission von SO₂, NO_x, Partikeln und Schwermetallen
- Schwefelarmer Mitteldestillate statt Schweröl für den Betrieb von Schiffen

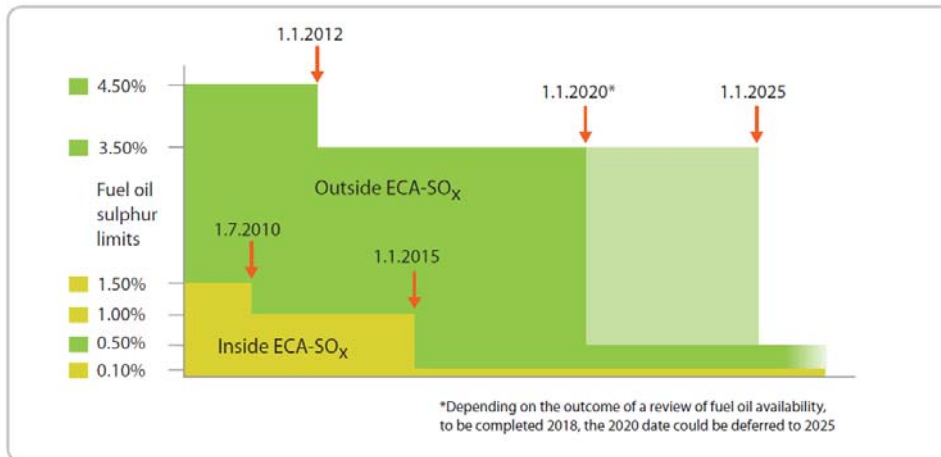


Abbildung 2: SO_x-Emissionsgrenzen und Gültigkeitsjahre nach IMO MARPOL Annex VI

Quelle: [LR 2012]

Eine Übersicht über die wichtigsten Bunkerhäfen für die Seeschifffahrt gibt Abbildung 3. Insbesondere in Europa und Nordamerika gehört bereits die Mehrheit der Häfen zu den ECA-Gebieten.

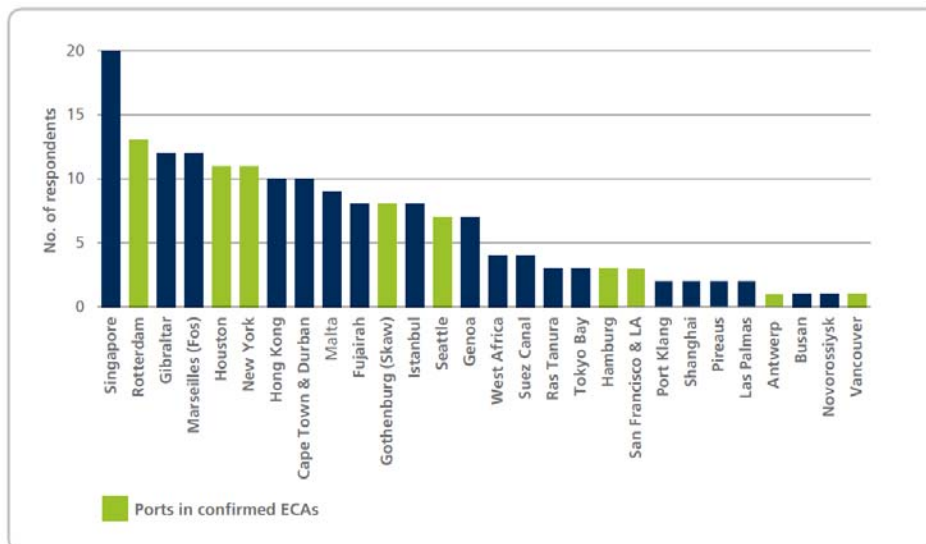


Abbildung 3: Die Hauptbunkerhäfen für Schiffe des maritimen Transports weltweit

Quelle: [LR 2012]

Bezogen auf die einzelnen Akteure bei den Transportdienstleistern werden aus heutiger Sicht eine Reihe von Faktoren gesehen, die als Treiber für eine Nutzung von LNG eingestuft werden. Diese werden im Folgenden für die Verkehrsträger See- und Binnenschifffahrt und schwere Nutzfahrzeuge aufgeführt.

Treiber in der **Seeschifffahrt**:

- Die Umrüstung auf LNG bedeutet derzeit einen Kostenmehraufwand für die Reeder, welcher ohne die absehbare Verschärfung der Emissionsgrenzwerte aus aktueller Perspektive nicht betrieben werden würde. Damit sind die Richtlinien und deren Umsetzung sowie die Kontrolle ein wesentlicher Treiber für die Nutzung von LNG.
- Bei den Kraftstoffkosten ist LNG derzeit günstiger als schwefelfreier Diesel. Die Entscheidung der Schiffsbetreiber zwischen LNG, Marine Diesel Oil oder Schweröl in Kombination mit Scrubber-Technologien hängt jedoch von der Kostenentwicklung dieser Technologien ab.
- Ein weiterer Treiber ist in den Gesetzen, Standards, Regulierungen zu sehen, welche derzeit nicht adäquat für den Einsatz von LNG ausgelegt sind und aktuell beispielsweise die Betankung von Schiffen durch Schiffe in Hafenanlagen unterbinden. Eine Anpassung der Rahmenbedingungen für die Bunkerprozesse in Häfen ist ein Treiber bzw. eine Grundvoraussetzung für den Einsatz von LNG.
- Der Richtlinienentwurf COM(2013) will bis 2020 eine Betankungsmöglichkeit für Binnenschiffe vorsehen. Ein Treiber für die Nutzung von LNG ist die Verfügbarkeit des Kraftstoffes, idealerweise global, jedoch deutlich ausgeweiteter im Nord- und Ostseeraum als bisher.

Treiber in der **Binnenschifffahrt**:

- Geringere Kraftstoffpreise von LNG gegenüber Dieselmotoren (laut [Panteia 2013] um ca. 20%)
- Geringere Schadstoffemissionen gegenüber Diesel, da Abgasnachbehandlungstechniken wie Partikelfilter oder SCR-Systeme derzeit kaum in Binnenschiffsmotoren eingesetzt werden.
- Geringere Lärmemissionen (bis zu 3 db) bei reinen Erdgasmotoren, von denen insbesondere bevölkerte Wasserstraßen- oder Hafengebiete profitieren könnten.
- Erschließung zusätzlicher Potenziale für den Einsatz von erneuerbaren Energien (Biomethan oder Methan aus erneuerbarem Strom) in der Binnenschifffahrt und damit auch zur Senkung der Treibhausgasemissionen.
- Ladungs-Umschlagterminals in Binnenhäfen können sowohl die LNG-Betankung von Schiffen als auch von Lkw anbieten (LNG kann auf dem Fluss angeliefert und ggf. auch weiter über die Straße verteilt werden), bzw. könnte auch lokal aus leitungsgebundenem Erdgas verflüssigt werden.

Treiber bei **schweren Nutzfahrzeugen**:

- In erster Linie wird in LNG aktuell ein preisgünstiger bzw. in den kommenden Jahren preisstabiler Alternativkraftstoff gesehen, der gegenüber konventionellem Diesel bei entsprechender Laufleistung der Fahrzeuge wirtschaftliche Vorteile verspricht.
- Kostensteigerungen beim Diesel können besser aufgefangen werden, wenn ein Teil der Lkw-Fahrzeugflotte ganz oder im Mix mit LNG gefahren werden kann.

- Für einzelne Akteure sind die geringeren CO₂ Emissionen gegenüber dem Dieselkraftstoff bereits heute ein wichtiges Argument für die Nutzung von LNG. Sollte die Europäische Kommission analog zum Pkw und zum leichten Nutzfahrzeug ebenfalls CO₂ Grenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge vorgeben, besitzt der Kraftstoff LNG aufgrund des geringeren Kohlestoffanteils einen Zusatzvorteil gegenüber Diesel. Dieser könnte sich dann unter anderem in günstigeren Preisen für neue schwere Nutzfahrzeuge mit LNG widerspiegeln.
- Gegenüber CNG besitzt LNG den Vorteil, dass aufgrund des geringeren Volumens eine höhere Reichweite möglich ist und deshalb weniger häufig getankt werden muss.
- Insbesondere die Nutzung von Dual-Fuel-Motoren erscheint erfolgversprechend, da bei einem annähernd gleichen Wirkungsgrad im Vergleich zum Dieselmotor ein hoher Anteil von LNG als Kraftstoff verwendet werden kann. Sobald der Kraftstoffvorrat an LNG aufgebraucht ist, wird mit reinem Dieselkraftstoff weitergefahren.

4 Analyse des aktuellen LNG-Marktes

Im Folgenden wird der aktuelle LNG-Markt mit relevanten Quelle-Nutzungsrelationen, derzeitigen Aktivitäten und deren potenzielle Entwicklung bzw. Marktvolumina und Akteuren beschrieben.

In Kapitel 4.1 wird die Verfügbarkeit aus globalen fossilen Quellen sowie die lokale Verfügbarkeit von EE-Methan aus Regenerativstrom betrachtet. Kapitel 4.2 hebt auf die LNG-Erzeugung und –Logistik sowie auf die bisherigen LNG-Lieferströme und erste Kunden im Transportmarkt ab. Kapitel 4.3 zeigt die möglichen LNG-Lieferregionen und die im Aufbau befindlichen Verflüssigungskapazitäten, während Kapitel 4.4 die Anlandung des maritim transportierten LNG in Terminals adressiert. Hier werden auch die gegenwärtig erzielbaren Gaspreise und die dadurch evtl. erwartbaren Lieferrelationen angesprochen. Kapitel 4.5 geht auf die in Entwicklung befindliche EU-Infrastrukturrichtlinie für alternative Kraftstoffe ein sowie auf die ersten LNG-Korridorprojekte in Europa.

4.1 Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit

4.1.1 Fossile Quellen für LNG

LNG wird heute aus fossilem Erdgas hergestellt. Im Folgenden wird daher kurz in die Reserven- und Ressourcenlage von Erdgas eingeführt. Reserven umfassen die mit heutiger Technik und unter heutigen Kosten ökonomisch gewinnbaren Vorräte. Nachgewiesene Reserven sind i.d.R. über Bohrungen bzw. konkrete Bohrpläne verifiziert, also nachgewiesen. Ressourcen umfassen zusätzliche nicht gesicherte, geschätzte Vorkommen, deren Vorhandensein und Größe teilweise spekulativ bestimmt wird.

Mehr als die Hälfte der Erdgasreserven ist in den drei Ländern Russland, Iran und Katar konzentriert. 70% der Reserven in Iran und Katar beziehen sich auf ein gemeinsames Vorkommen, dessen Größe anhand von wenigen Bohrungen vor mehreren Jahrzehnten geschätzt wurde. Die USA besitzen etwa 4,3% der weltweiten Erdgasreserven, die Hälfte davon in Form von Kohleflözgas (Coal Bed Methane) und Schiefergas (Shale Gas) – entleeren diese als weltgrößtes Gasförderland jedoch überproportional schnell.

Nordamerika (Kanada, Mexiko, USA) verfügt über mehr als 20% der globalen Schiefergasressourcen, das gesamte Amerika (Nord-, Zentral-, Südamerika) über etwa 45% und China über etwas mehr als 10%. Bisher nachgewiesene Schiefergasreserven werden heute fast nur in den USA ausgewiesen [DERA 2011, EIA 2013, EIA 2011, BGR 2013, FAZ 2013a, Zittel 2013]. Diese Zahlen zeigen, dass die Erwartung, Schiefergas wird in absehbarer Zeit weltweit konventionelles Erdgas ersetzen oder auch nur in größerem Umfang ergänzen, nicht durch belastbare Daten abgesichert ist. Die nächsten Jahre werden zeigen, wieviel der Ressourcen tatsächlich in Reserven und von diesen auch in Produktion überführt werden können.

In Europa finden sich bedeutende konventionelle Erdgasreserven nur in Norwegen, den Niederlanden und bereits mit deutlichem Abstand in Großbritannien. Diese Reserven entsprechen dem Gasverbrauch Europas von vier Jahren. Die Annahme, dass alle konventionellen Gasressourcen auch existieren und gefördert werden, würde diesen Zeitraum auf acht Jahre verlängern.

Erst die Berücksichtigung der Schiefergasressourcen vervierfacht die europäischen Gasressourcen auf 21 Billionen m³. Wie unsicher diese Angaben allerdings sind, zeigt die vergleichende Analyse der Statistiken: Noch im April 2011 hatte die US Energiebehörde für Polen das technisch gewinnbare Schiefergaspotenzial mit 5290 Mrd. m³ angegeben [EIA 2011]. Dieses wurde im Juni 2013 von der selben Behörde auf 4190 Mrd. m³ nach unten korrigiert [EIA 2013]. Im Dezember 2013 bezifferte die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in ihrem Jahresbericht 2013 das gesamte verbleibende Gaspotenzial Polens inklusive Schiefergas und Kohleflözgas mit 885 Mrd. m³, wovon 88 Mrd. m³ nachgewiesene Reserven sind [BGR 2013]. Die polnischen Schiefergasressourcen stiegen innerhalb von 2 Jahren massiv und wurden dann um fast 90 Prozent abgewertet.

Auch die Abschätzungen für Deutschland, die mit 1300 Mrd. m³ zehnmal so groß wie die Gasreserven angegeben werden, sind wenig belastbar. Selbst die jährlich schrumpfenden gesicherten Reserven Deutschlands von 123 Mrd. m³ sind zu gering, um den jährlichen Rückgang der Gasförderung – seit 2000 um 50% – auf unter 12 Mrd. m³ (2013) zu verhindern. Ein Einfluss der potenziellen deutschen Schiefergasförderung auf den Importpreis ist bei einem Verbrauch von ca. 100 Mrd. m³/Jahr und unter günstigen Bedingungen einem Schiefergasbeitrag von wenigen, vermutlich aber unter 1 Mrd. m³ nicht zu erwarten.

Die großen Schiefergasressourcen in China (25 Mrd. m³), Argentinien (22 Billionen m³) oder Algerien (20 Billionen m³) müssen vor der Tatsache, dass insbesondere in diesen Regionen ein permanenter Wassermangel herrscht (z.B. das große argentinische Vorkommen liegt in der Formation „vaca muerta“ (sic!) mit ca. 230 mm Jahresniederschlagsmenge) und/oder kaum Gasinfrastruktur vorhanden ist, um die jeweils geringen Fördermengen zu potenziellen Verbrauchern zu bringen, kritisch bewertet werden.

Nach [Zittel 2013] ergeben die Schätzungen für die europäischen Schiefergasressourcen einen Anteil von weniger als 10% der globalen Schiefergasressourcen; nach [IEA 2012] repräsentieren sie gerade einmal 2% aller unkonventionellen Gasressourcen (Schiefergas, Kohleflözgas, Tight Gas) weltweit.

In Deutschland herrscht ein faktisches Moratorium für alle Kohlenwasserstoffbohrungen, die durch Stimulation („Fracking“) den Untergrund aufbrechen, um die Förderrate zu erhöhen, das auf den Druck sich seit 2010 schnell formierender Bürgerinitiativen und in Einigung zwischen beteiligter Industrie und Politik vereinbart wurde. Einige Studien wurden durchgeführt, die auf die mit der Fördermethode verbundenen Risiken hinweisen. Angesichts mangelnder Potenziale zur Erschließung neuer konventioneller Erdgasfelder in Deutschland ist damit zu rechnen, dass dieses Moratorium erneut auf den Prüfstand gestellt wird.

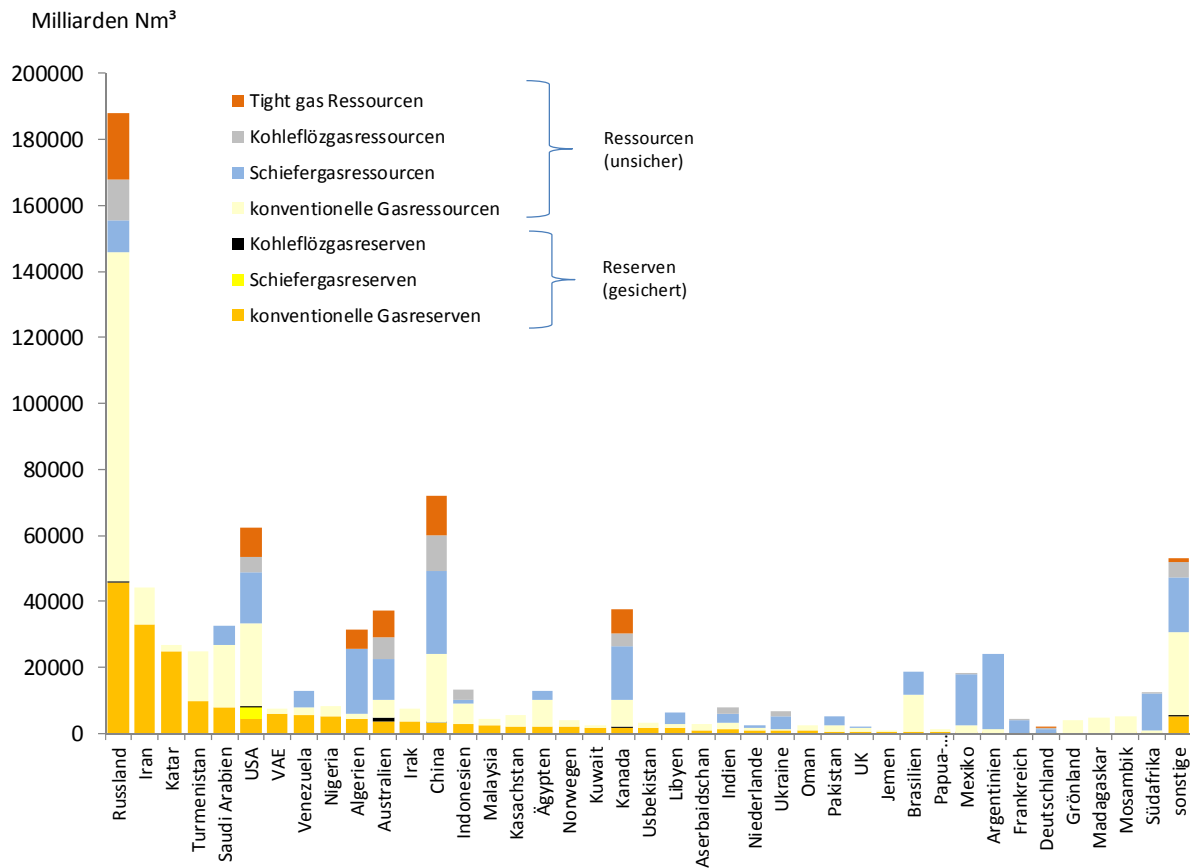


Abbildung 4: Reserven- und Ressourcenangaben für konventionelle und unkonventionelle Gasquellen

Quelle: Bild von LBST auf Basis von Daten [EIA 2013, BGR 2013]

Die langfristige Entwicklung eines europäischen bzw. globalen LNG-Marktes hängt von vielen Faktoren ab. Einer der entscheidenden Faktoren ist die Frage, wie viele der identifizierten Erdgas-Ressourcen (siehe Abbildung 4) sich tatsächlich in gesicherte produzierbare Erdgas-Reserven transferieren lassen.

[BP 2011] prognostiziert für 2030 in den USA einen Anteil von 57% des Erdgases aus Schiefergas- und Kohleflözgasquellen. Die USA könnten dann evtl. Exporteur von Erdgas werden, was aber von den Kosten und dem Zugang zu unkonventionellem Gas abhängig sein kann.

4.1.2 Regenerativer Strom als Quelle für LNG

Die technisch nachhaltig erschließbaren Potenziale¹ zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland sind erst zu einem geringen Teil erschlossen. Außer bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft – hier wird ein Großteil des vorhandenen Potenzials bereits genutzt – weisen die anderen untersuchten

¹ Typische Potenzialkategorien sind zum Beispiel (geordnet nach sinkender Potenzialmenge): theoretisches Potenzial, technisches Potenzial, ökonomisches Potenzial. Die in dieser Studie unterstellten technischen Potenziale berücksichtigen ökologische Kriterien wie z.B. der Ausschluss von Naturschutzgebieten (technisch-nachhaltiges Potenzial), jedoch keine ökonomischen Aspekte (Wettbewerbsfähigkeit) oder sozialen Aspekte (Akzeptanz, Akzeptabilität). Siehe auch die MKS-Studie „Erneuerbare im Verkehr“ für weitere Details zu Potenzialkategorien sowie die Herleitung technisch-nachhaltiger Potenziale.

Technologien hohe, noch nicht genutzte Potenziale zur Stromerzeugung auf, insbesondere Windkraft und Photovoltaik (vgl. Tabelle 1). Eine detaillierte Beschreibung zu den technischen Potenzialen erneuerbarer Energien findet sich in der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“.

Tabelle 1: Technische Potenziale erneuerbaren Stroms in Deutschland (ohne Biomasse)

Technologie	Langfristiges technisch-nachhaltiges Potenzial			Bereits genutztes Potenzial 2012 [AGEB 2013]
	Literatúrauswertung		Annahmen für diese Studie	
	Untere Grenze	Obere Grenze		
Wasserkraft	25 TWh/a	42 TWh/a	25 TWh/a	21,8 TWh/a
Wind Onshore	195 TWh/a	2.897 TWh/a	390 TWh/a	50,7 TWh/a
Wind Offshore	64 TWh/a	280 TWh/a	280 TWh/a	
Photovoltaik	163 TWh/a	405 TWh/a	284 TWh/a	26,4 TWh/a
Geothermie	15 TWh/a	300 TWh/a	15 TWh/a	0,03 TWh/a
Gesamt	462 TWh/a	3.939 TWh/a	~1.000 TWh/a	~99 TWh/a

Neben den rein technischen Restriktionen spielen auch ökologische Faktoren oder die konkurrierende Flächennutzung eine wichtige Rolle. Unter Beachtung der ökologischen Bestimmungen wird das Stromerzeugungspotenzial durch Wasserkraft in Höhe von 25 TWh/a angenommen. Das Stromerzeugungspotenzial durch Photovoltaik stellt den Mittelwert zwischen den beiden Grenzwerten dar und beträgt 284 TWh/a.

Für den zukünftigen Ausbau der Windenergie an Land wird die Erschließung möglichst konfliktarmer Standorte in Betracht gezogen und ein Szenario mit einer Flächennutzung von 2% nach [IWES 2013] angenommen (390 TWh/a). Für Offshore-Wind wird ein langfristiges technisches Potenzial von 280 TWh/a bei 70 GW installierter Leistung und einer Jahresvollbenutzungsdauer von 4.000 Stunden angenommen. Bereits unter diesen Annahmen übersteigt das jährliche Stromerzeugungspotenzial der Windkraft in Deutschland den jährlichen Stromverbrauch.

Das Stromerzeugungspotenzial durch Geothermie wird in Höhe von 15 TWh/a angenommen, hierbei wird die Nutzung von „Fracking-Technologien“ ausgeschlossen, wie sie z.B. im Rahmen des „Hot Dry Rock“-Verfahrens zur geothermischen Stromerzeugung eingesetzt werden.

Abzüglich des heutigen Nettostromverbrauchs von 535 TWh beträgt das für die Produktion von Kraftstoff verbleibende technisch-nachhaltige Stromerzeugungspotenzial ca. 465 TWh (siehe MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“). Würde dieses Strompotenzial in einer Grenzbetrachtung hypothetisch ausschließlich zur Kraftstoffproduktion von LNG via Methanisierung und Verflüssigung eingesetzt, so ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten resultierenden Kraftstoffpotenziale. Der Strombedarf für die Methanisierung ist abhängig von den verwendeten CO₂-Quellen, siehe Wirkungsgradannahmen in Tabelle 2.

Tabelle 2: Wirkungsgrade und Kraftstoffpotenziale für die Bereitstellung von LNG aus erneuerbarem Strom

	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas, z.B. Holzheiz(kraft)werke	CO ₂ aus Biogasaufbereitung
Wirkungsgrad	41%	50%	51%
CO₂-Verfügbarkeit	Keine Limitierung	7.700 Mio. Nm ³ /a ³⁾	330 Mio. Nm ³ /a ¹⁾ 625 Mio. Nm ³ /a ²⁾
LNG-Kraftstoffpotenzial	191 TWh/a (686 PJ)	77 TWh/a	3,3 TWh/a ¹⁾ 6,2 TWh/a ²⁾

1) Bestand an Biogasanlagen, die 2012 Methan in das Erdgasnetz einspeisen nach [DBFZ et al 2013]

2) Bestand Biogasanlagen > 1 MWel nach [DBFZ et al 2013]

3) Holzheizkraftwerke > 1 MWel nach [DBFZ et al 2013]

Werden nur die mit niedrigem Energieaufwand zugänglichen CO₂-Quellen berücksichtigt (d.h. CO₂ aus dem Abgas von Holzheiz(kraft)werken sowie CO₂ aus der Biogasaufbereitung), würden die für Kraftstoffe verfügbaren technisch-nachhaltigen Strompotenziale in Deutschland für etwa 86 TWh LNG ausreichen. Dies entspricht energetisch ca. 14% des heutigen Kraftstoffverbrauchs in Deutschland. Das technisch-nachhaltige Potenzial für synthetisierte Kraftstoffe auf der Basis von Erneuerbarem Strom in Deutschland ist signifikant, jedoch alleine nicht ausreichend (diese Aussage gilt verschärft für die Synthese von Flüssigkraftstoffen aus Erneuerbarem Strom, siehe MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“). Der hohe Energieaufwand für die Kraftstoffsynthese verlangt daher einen wohlüberlegten Einsatz von Synthesekraftstoffen in Energieszenarien für den Verkehrssektor. Die strategische Schlüsselfrage ist, in welchen Verkehrssektoren die Verwendung von Synthesekraftstoffen unbedingt notwendig erscheint, in welchen sie wirtschaftlich sind und in welchen Last- und Distanz-Relationen auch andere Kraftstoff-Antriebs-Alternativen mit höherer Effizienz denkbar sind, wie z.B. von Wasserstoff (ca. 60% ex Zapfsäule) in Verbindung mit Brennstoffzellen.

4.2 LNG-Markt

Eine LNG-Versorgung Deutschlands kann prinzipiell über maritim angeliefertes LNG (angenommen Lieferquelle Katar) und dessen Weiterverteilung und Nutzung, sowie lokal aus Erdgas verflüssigtes LNG und dessen Weiterverteilung und Nutzung erfolgen (siehe Abbildung 5). Die lokale Verflüssigung hat in Deutschland derzeit noch kaum Relevanz, könnte zukünftig aber insbesondere beim Aufbau einer LNG-Infrastruktur und für die Nutzung von synthetischem Methan (EE-Methan) genutzt werden.

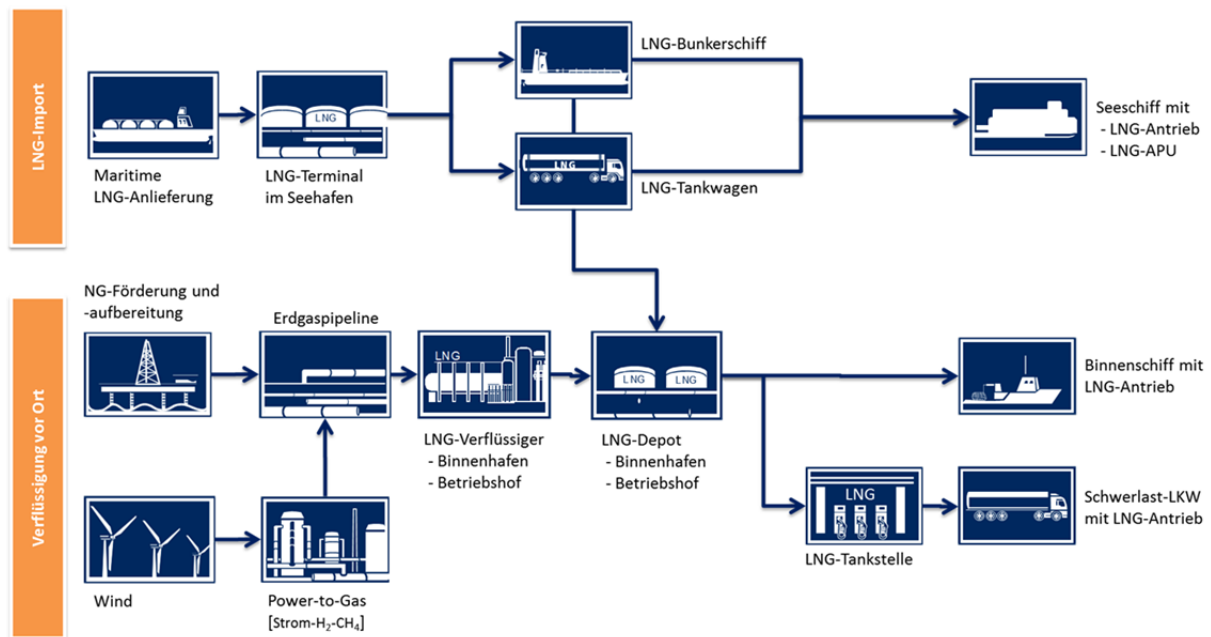


Abbildung 5: LNG-Versorgungsketten für Deutschland

Die Vorteile einer maritimen LNG-Belieferung im Vergleich zu einer Pipelinebelieferung liegen für die Erdgaserzeugerländer darin, dass sie den Absatzmarkt ansonsten nicht erreichen können (entlegene Erdgaslagerstätten), dass sie verschiedene Märkte mit relativ geringen Investitionskosten erreichen können (Verkäufermarkt) und dass sie hinsichtlich der Absatzmengen flexibler sind (Skalierbarkeit). Für Empfängerländer gilt, dass sie ihre Versorgung flexibilisieren und diversifizieren können, also nicht vornehmlich nur von einem Versorger über eine Hauptpipelineversorgung abhängig sind. Im Jahr 1996 gab es 8 LNG produzierende Länder, 2008 bereits 15 und 2020 sollen es 30 sein. Gegenwärtig haben etwa 25 Länder LNG-Empfangsterminals [natgas 2013].

Im Jahr 2012 gingen etwa 37% aller LNG-Exporte nach Japan, etwa 16% nach Südkorea, 5% nach Taiwan, 6% nach Indien und etwa 6% nach China, so dass in Summe etwa 69% des LNG in diese fünf Länder geliefert wurde. Fast 19% des LNG wurde in die EU exportiert und weniger als 2% in die USA. Etwa 40% des LNG stammt aus dem Mittleren Osten (Oman, Katar, Vereinigte Arabische Emirate, Jemen), während Rußland sein Erdgas vorwiegend über Pipelines exportiert [GIIGNL 2013].

Tabelle 3: Produktion, Verbrauch und Importabhängigkeit bei Erdgas

Region	Produktion		Verbrauch		Import-abhängigkeit
	Mrd. ft ³ /d	Mrd. m ³ /a	Mrd. ft ³ /d	Mrd. m ³ /a	
EU	6.308	179	16.921	479	63%
USA	24.063	681	25.502	722	6%
Brasilien	601	17	1.031	29	42%
Indien	1.426	40	2.076	59	31%
China	3.828	108	5.152	146	26%

Bei Rohöl besteht eine hohe Importabhängigkeit. 2012 importierte die EU etwa 85% ihres Verbrauchs. Mit Einbeziehung von Norwegen waren es etwa 70%. Zu beachten ist dabei, dass die Erdölförderung in Großbritannien und Norwegen seit einigen Jahren zurückgeht, was bei Annahme eines gleichbleibenden Verbrauchs zu einer Erhöhung der Importabhängigkeit der EU auch unter Einbeziehung von Norwegen führen würde.

Dagegen lag im Jahr 2012 bei Erdgas die Importabhängigkeit Europas mit etwa 63% geringer als bei Rohöl. Bei den meisten europäischen Erdgasfeldern sinkt jedoch die Förderung, was bei Annahme

Demonstrationsversuche mit LNG-Flotten von schweren Nutzfahrzeugen in Europa

- 30 LNG Sattelzüge von Simon Loos in den Niederlanden seit 2012
- 10 LNG Sattelzüge von Logistiker Gebr. Huybregts in den Niederlanden (betrieben mit verflüssigtem Biomethan)
- 15 LNG Sattelzüge von Vos Logistics in den Niederlanden seit 2012
- 14 LNG LKWs von Coca Cola im Vereinigten Königreich seit 2012
- LNG Sattelzüge von Logistiker Hellmann in Osnabrück gehen noch in 2013 in Betrieb [Eurotrans 2013]
- 2 LNG Zugmaschinen (Scania/Otto EURO VI und Volvo/Dual-Fuel EURO V) von Transportes Monfort in Castellón seit 2013
- Zahlreiche Verkäufe von Volvo/Dual-Fuel EURO V in 2013 in den UK:
 - 35 LNG Verteil-Lkw bei Tesco [Gasrec 2013a]
 - 50 LNG Zugmaschinen bei ASDA Logistics [Volvo 2013a]
 - 101 LNG Zugmaschinen bei DHL, 51 weitere bestellt [Transport Engineer 2013a]
 - 20 LNG Zugmaschinen bei Eddie Stobart Logistics [Transport Engineer 2013b]

eines gleichbleibenden Verbrauchs ebenfalls zu einer steigenden Importabhängigkeit führen würde. Etwa 30% des Erdgasverbrauchs wurden 2012 durch Importe aus Russland gedeckt, 24% durch Importe aus Norwegen. Etwa 13% des Erdgasverbrauchs wurden durch LNG gedeckt, das aus Katar, Algerien und Nigeria stammt [BP 2013].

Zur Diversifizierung des Kraftstoffbedarfs wird auch der Einsatz von Erdgasfahrzeugen diskutiert. In der EU gab es im Juni 2012 mindestens 2.866 CNG- und 17 LNG-Tankstellen sowie etwa 1 Mio. CNG- und LNG-Fahrzeuge (etwa 0,4% des Bestandes an PKW, LKW und Bussen in der EU) [NGVA 2012]. LNG als Kraftstoff spielt in der EU bisher kaum eine Rolle, wird jedoch als Kraftstoffoption für die See- und Binnenschifffahrt sowie schwere Nutzfahrzeuge diskutiert. Im Rahmen der nationalen LNG-Plattform der Niederlande sollen demnach bis zum Jahr 2015 je 50 See- und Binnenschiffe sowie 500 schwere Nutzfahr-

zeuge mit LNG-Antrieb auf dem Markt sein. Eine Erreichung der Ziele wird vor allem für schwere Nutzfahrzeuge angenommen. Ob dies bereits ein erster Schritt hin zu einer breiten Einführung ist, oder ob es sich nur um erweiterte Demonstrationsaktivitäten handelt, kann noch nicht eingeschätzt werden.

4.3 LNG-Lieferung

Kurzfristig (bis 2016) werden im Mittleren Osten keine zusätzlichen Verflüssigungskapazitäten aufgebaut und die Zubauten im Atlantikraum sind mit einem Plus von 18% überschaubar. Sofern in Katar das Moratorium beendet wird, könnte im kurzfristigen Zeitraum bis 2016 dort ebenfalls wieder

mit der Ausweitung der Verflüssigungskapazität begonnen werden. Singnifikante Kapazitätserweiterung für die Verflüssigung erfolgen aktuell im Pazifikbecken mit einer Steigerung von fast 50% in 2012, wobei fast 60% der Zubauten alleine in Australien erfolgen sollen. Damit würde Australien den bisher weltweit größten Verflüssiger Katar ablösen (siehe Tabelle 4). Indonesien andererseits hat bereits eine Exportminderung angekündigt und es erscheint trotz der Zubauten im pazifischen Raum fraglich, ob die Nachfrage nach LNG im nächsten halben Jahrzehnt überhaupt gedeckt werden kann [IFPEN 2012]. Andererseits will der Logistikstandort Singapur zur LNG-Handelsdrehscheibe in Asien werden. Auf der zu Singapur vorgelagerten Insel Jurong wird gerade eine LNG-Lagerkapazität von 9 Mio. t jährlich aufgebaut. Singapur plant der preisbestimmende Spotmarkt für LNG in Asien zu werden [FAZ 2013b].

Die Weltnachfrage nach LNG soll von heute etwa 400 Mrd. m³ auf 566 Mrd. m³ in 2020 um über 40% ansteigen. Im Zeitraum 2010-2020 soll der LNG-Verbrauch in Europa von etwa 85 Mrd. m³ auf 161 Mrd. m³ um fast 90% ansteigen und damit den LNG-Versorgungsbeitrag von 19% auf 24% erhöhen (siehe auch Abbildung 6) [Cedigaz 2011]. Trotz all dieser Wachstumsraten wird LNG auch in 2020 noch kein voll globalisierter Markt sein und die LNG-Erzeugung auch 2020 noch mit 50% in der Hand von den drei größten Erzeugerländern liegen (Australien, Malaysia, Katar) [Cedigaz 2011]. Daher könnte bei einem Anstieg der Nachfrage in Europa zukünftig die Verflüssigung vor Ort eine relevante Rolle einnehmen.

Tabelle 4: Zusätzliche LNG Verflüssigungskapazitäten 2011 bis 2016

Country	End 2011	2012	2013	2014	2015	End 2016
Atlantic Basin	78.1	83.3	92.5	92.5	92.5	92.5
including						
Algeria	20.3		+9.2			29.5
Angola	0.0	+5.2				5.2
Middle East	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
Pacific Basin	101.3	105.6	105.6	110.6	137.8	150.8
including						
Australia	19.5	+4.3		+5.0	+11.1	48.4
Papua New-Guinea					+6.6	6.6
Canada					+5.0	5.0
USA					+4.5	9.0
World total	279.8	289.3	298.5	303.5	330.7	343.7

Quelle: [Cedigaz 2011]

4.4 LNG-Anlandung

Die Entwicklung der Wiedervergasungskapazitäten für LNG ist sehr dynamisch. Ende 2011 waren weltweit rund 90 Wiedervergasungsterminals mit einer jährlichen Kapazität von 654 Mt in Betrieb. Bis 2016 sollen weitere 125 Mt Kapazität zugebaut werden, von denen bereits etwa 80 Mt im Bau sind. Die meisten Vorhaben dieser Kapazitätsausweitungen finden in Asien statt. Schwimmende LNG-Vergasungsanlagen erlauben es verschiedenen neuen Mitspielern auf dem Markt in der Wiedervergasung von LNG aktiv zu werden. Die Gründe sind: erhöhte Flexibilität, niedrigere Investkosten, kürzere Bauvorlaufzeiten, schnellere Fertigung, teilweise bessere Akzeptanz wegen der Offshore Implementierung. Etwa 12 schwimmende Anlagen sind derzeit in Betrieb und weitere 15 in Planung oder Bau. Bei den LNG-Tankschiffen bestand in der Zeit nach der Wirtschaftskrise 2009 ein Überschuss, der sich in den letzten Jahre in eine Kapazitätsknappheit gewandelt hat, was die kurzfristigen Charterpreise erhöht hat. Nur 20 LNG-Tankschiffe sind geordert, von denen bis 2016 nur 10 geliefert werden. Dennoch wird ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage bis 2014 erwartet. Gegenwärtig liegt die Spreizung der Erdgaspreise zwischen USA, Europa und Asien/Lateinamerika etwa in einem Verhältnis von 4:10:16 (Basis: US\$/MMBtu²), was gewisse Möglichkeiten für einen LNG-basierten Erdgashandel ermöglicht [IFPEN 2012]. Diese in unterschiedlichen Märkten realisierbaren Erdgasgroßhandelspreise können einen Hinweis darauf geben, in welche Märkte LNG-Ströme zur Erlangung eines maximierten Absatzpreises geleitet werden.

Prinzipiell sind alle LNG-Empfangsterminals mit ihren großen LNG-Lagerkapazitäten natürlich auch als LNG-Umschlagsterminals zur Weiterverteilung von LNG geeignet. Einige werden dazu auch bereits genutzt.

² BTU ist die Wärmeenergie, die benötigt wird, um ein britisches Pfund Wasser um 1 Grad Fahrenheit zu erwärmen.
1 MMBtu = 1.000.000 Btu = 1055,05585262 MJ ≈ 293,071 kWh

Inter regional flows = 605 Bm³ (75% for Europe) by 2020

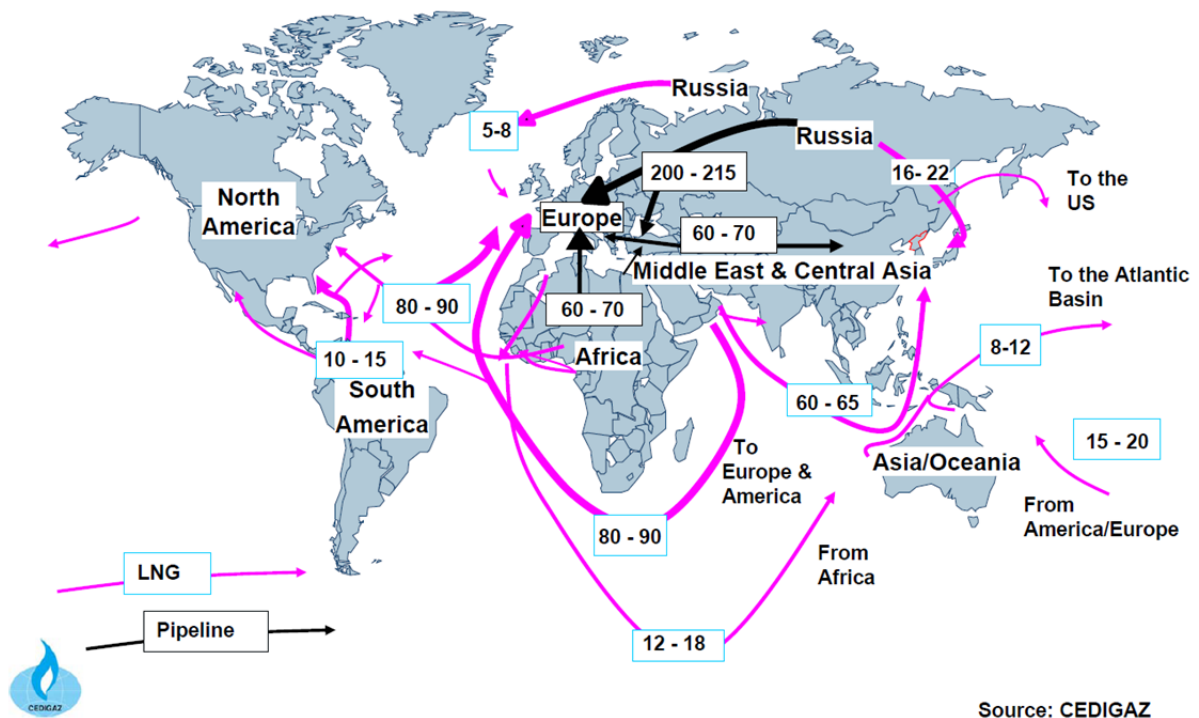


Abbildung 6: International Handelsströme für Erdgas via Rohrleitung und LNG-Schiffstransport

Quelle: [Cedigaz 2011]

BP zufolge [BP 2011] muss Europa in 2030 aufgrund sich erschöpfender konventioneller Erdgasfelder seine Importvolumina für Erdgas verdoppeln. Statoil [Statoil 2013] schätzt die entstehende Versorgungslücke (resultierend aus zurückgehender heimischer Produktion von ca. 140 Mrd. m³ und Bedarfswachstum von ca. 80 Mrd. m³) auf etwa 230 Mrd. m³, was fast 50% des Bedarfs im Jahre 2012 entspräche. Europa müsste diesen Importbedarf aus Russland, Zentralasien, Nordafrika und über LNG-Importe abdecken. Hinsichtlich des LNG-Imports müsste Europa mit dem asiatischen Preisniveau konkurrieren, um die LNG-Lieferung nach Europa umleiten zu können. Heute liegt das asiatische Erdgaspreisniveau etwa 60% über dem europäischen (und dieses wiederum etwa 150% über dem nordamerikanischen). BP schätzt den LNG-Import des Jahres 2030 für Europa auf etwa 33% der global gehandelten LNG-Mengen und für Asien auf etwas über 52% [BP 2011].

4.5 Geplante regulatorische und Infrastrukturinitiativen

4.5.1 EU-Infrastrukturrichtlinie (AFID, Entwurf)

Der ursprüngliche Richtlinienentwurf COM(2013) 18 final [COM2013I der Europäischen Kommission vom 24. Januar 2013 zur Kraftstoffinfrastruktur sieht in der revidierten Versions des Verkehrsministerrates [AFID 2013] für LNG folgende revidierte Regelungen vor:

- Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass spätestens ab dem 31. Dezember 2030 eine LNG-Tankstelleninfrastruktur für See- und Binnenhäfen verfügbar steht, die einen Schiffsverkehr innerhalb der Seehäfen des Kernnetzes des transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V) ermöglicht. Wo erforderlich sollen die Mitgliedsstaaten mit ihren Nachbarn kooperieren, um eine angemessene Abdeckung des Betankungsnetzes sicherzustellen.
- Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass spätestens ab dem 31. Dezember 2030 in den Binnenhäfen des TEN-V Kernnetzes (Abbildung 7) eine angemessene Zahl an LNG-Tankstellen für die Binnenschifffahrt zur Verfügung stehen. Wo erforderlich sollen die Mitgliedsstaaten mit ihren Nachbarn kooperieren, um eine angemessene Abdeckung des Betankungsnetzes sicherzustellen.
- Die Mitgliedstaaten arbeiten zusammen, um sicherzustellen, dass bis zum 31. Dezember 2030 eine ausreichende Zahl an öffentlich zugänglichen LNG-Betankungsmöglichkeiten entlang der TEN-V Hauptkorridore errichtet wird, damit diese von mit LNG-betriebenen schweren Nutzfahrzeuge befahren können und ein unionsweiter Fahrzeugbetrieb ermöglicht wird.



Abbildung 7: Deutsche Häfen im TEN-V Kernnetz

Quelle: Grafik: LBST, Häfen: <http://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/main.jsp>

4.5.2 LNG Blue Corridors Project

Das durch Industrieakteure getragene von der EU ko-finanzierte Projekt wird durch die NGVA Europe (Natural & bio Gas Vehicle Association Europe) koordiniert. Das LNG Blue Corridors Project sieht die Implementierung und Demonstration von 4 LNG paneuropäischen Transportkorridoren für den Ferntransport vor (siehe Abbildung 8) nämlich von Portugal/Spanien nach Frankreich, UK und weiter nach Irland; von Portugal/Spanien nach Frankreich, Deutschland, Dänemark und weiter bis Schweden; vom Mittelmeerbogen nach Italien und mit einer Anbindung weiter nach Kroatien; von Irland/UK via Deutschland nach Österreich. Das LNG Blue Corridors Projekt soll auch eine Anbindung an den Danube Inland Waters Blue Corridor, der sich von Rumänien nach Wien erstreckt vorsehen, sowie dadurch die AGRI (Azerbaijan-Georgia-Romania-Interconnection) Initiative nutzen, die eine LNG-Lieferrelation von Aserbaidschan über Georgien und Rumänien nach Zentraleuropa vorsieht.



Abbildung 8: Angedachte Transportkorridore und Standorte von LNG-Tankstellen in Europa im Rahmen des „LNG Blue Corridors Project“

Quelle: [Lage 2012]

Das EU-Projekt umfasst den Bau von etwa 14 festen oder mobilen LNG Tankstellen (LNG, LCNG) an kritischen Fernverkehrspunkten sowie den Flottenaufbau mit etwa 100 schweren LNG Nutzfahrzeugen entlang der Korridore. Ziel des Vorhabens ist es, die Wissensbasis und das Bewusstsein für LNG als Kraftstoff für Mittel- und Langstreckenstraßentransport zu stärken. Das Projekt hat eine Laufzeit von 4 Jahren, deckt 12 EU Mitgliedsstaaten ab und stimmt sich mit nationalen LNG-Aktivitäten ab. Das Vorhaben vereinigt die Erfahrungen in LNG Transport und Infrastrukturtechnologie und beinhaltet die Kooperation zwischen Nutzfahrzeugherstellern, Kraftstofflieferanten, Kraftstoffverteilern und Flottenbetreibern.

5 Stand der Technik bei Antrieben und Infrastruktur

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik für den LNG-Einsatz in den Themen Antriebstechnik, die Kraftstoffversorgung und -speicherung sowie Sicherheit beschrieben. Es werden dazu die Vor- und Nachteile von Technologien, die Möglichkeiten und Grenzen für den Einsatz dargestellt. Die Beschreibung erfolgt jeweils getrennt für die See- und Binnenschifffahrt sowie schwere Nutzfahrzeuge in Unterkapiteln. Im letzten Unterkapitel 5.3 wird abschließend eine Zusammenfassung je Verkehrsträger gegeben.

5.1 Technische Aspekte für den Einsatz von LNG in der Seeschifffahrt

Es gibt im Seeverkehr zwei Gruppen von Motoren-Konzepten für den LNG Einsatz: Mono-Fuel-Motoren, welche ausschließlich mit LNG betrieben werden und Dual-Fuel-Motoren, welche entweder mit Mischungen aus Dieselöl und Erdgas oder im Wechselbetrieb entweder mit Dieselöl oder Gas betrieben werden können. Im Dual-Fuel-Betrieb ist die Motorentechnik des Weiteren nach Niederdruck- und Hochdruckkonstruktionen unterscheidbar. Hochdruckkonstruktionen basieren auf dem Diesel-Kreisprozess. Das bedeutet Drücke von 300-350 bar für die Selbstzündung des Kraftstoffes und in der Konsequenz auch, dass zur Selbstzündung der Anteil von Gas im Kraftstoffgemisch erst mit der durch den Betrieb ansteigenden Motortemperatur erhöht werden kann. Der maximale Gas-Anteil im Gas-Diesel-Gemisch kann im kontinuierlichen Betrieb bei bis zu ca. 80% Gas liegen. Der Dual-Fuel-Motor als Niederdruckkonstruktion basiert auf dem Otto-Kreisprozess und wird mit etwa 99% Gas betrieben, da die Zündung des Kraftstoffes über die Kompression einer kleinen Menge Schweröl erfolgt. Beide Dual-Fuel-Motorenkonzepte sind für die Umrüstung bereits installierter Motoren geeignet. Mono-Fuel-Schiffsmotoren, welche ausschließlich Gas als Kraftstoff nutzen, setzen im Otto-Kreisprozess für die Zündung eine Zündkerze ein. Ölgemische sind dadurch weder für die Zündung noch für den Betrieb nötig [IMO 2012, S. 49 ff., MARINTEK 2011, S. 11 ff., WÄRTSILÄ 2011, S. 13 ff., RR 2003, S. 13 ff.]. Die Eigenschaften der Motoren, welche für den Betrieb, die LNG-Versorgung sowie die Umweltfolgen relevant sind, sind in Tabelle 5 dargestellt.

Als Fazit zur Motorentechnik für den Seeverkehr kann festgehalten werden, dass diese keine Hürde für den LNG-Einsatz darstellt, was auch im Magalog Projekt konstatiert wird [Magalog 2008, S. 23]. Beide Varianten – ausschließlicher LNG-Betrieb (z.B. mehr als 140 verkaufte Einheiten von Rolls-Royce/MTU) oder Dual-Fuel (z.B. mehr als 140 verkaufte Einbauten von Wärtsilä) – sind seit Jahren im erprobten Einsatz [Wärtsilä 2011, S. 23, RR 2003, S. 8].

Bei der Motortechnik fokussieren sich die großen Hersteller auf jeweils einen Ansatz, den sie technologisch vorantreiben. Für die nächsten Jahre wird eine Übergangszeit erwartet, in der nach Einschätzung von Experten vermehrt auf den Dual-Fuel-Antrieb gesetzt werden wird, da sein entscheidender Vorteil in der Flexibilität liegt. Die Schiffsbetreiber können die Verwendung von wahlweise Diesel- oder Gas-Kraftstoff von der volatilen Nachfrage- und Preisentwicklung, den verfügbaren Tankkapazitäten (schiffsseitig) und dem Einsatzgebiet des Schiffes abhängig machen [Gätjens 2013, Motorship 2013].

Tabelle 5: Motorenkonzepte für den LNG-Einsatz in Seeschiffen

Dual-Fuel-Motor		Gas-Motor	
2-Takt-Motor		4-Takt-Motor	
Hochdruck-Motoren	Niederdruck-Motoren		
Verbrennungsprozess: Diesel	Verbrennungsprozess: Diesel (MGO/HFO) oder Otto (Methan)		Verbrennungsprozess: Otto
Max. 80% Methan, Min. 20% Diesel oder Schweröl unter Voll- last	99% Methan, 1% Diesel oder/ Schwer- öl (Pilot Fuel) unter Vollast	99% Methan, 1% Diesel oder Schweröl (Pilot Fuel) über den gesam- ten Leistungsbereich	100% Methan
100% Diesel/ Schweröl möglich (z.B. außerhalb der ECA-Zone)			Betrieb mit Diesel/ Schweröl nicht möglich
Zündung durch Diesel-/Schweröl- Einspritzung in den Brennraum		Zündung durch Diesel-/ Schweröl-Einspritzung in eine Vorkammer („flüssige Zündkerze“)	Zündung durch Zündkerze
Abgasreinigung not- wendig zur Einhaltung von IMO Tier III ³	IMO Tier III ³ wird erfüllt		
Minimaler Methanschluß ⁴		Methanschluß ⁴ niedri- ger als bei 4-Takt-Gas- Ottomotor	Methanschluß ⁴ ist eine Herausforderung
Robust gegenüber der Gasqualität	Sensitiv auf die Gasqualität (bei Methanzahl > 80 ohne Leistungsabfall)		Relativ robust auf Gasqualität (bei Methanzahl > 70 ohne Leistungsabfall)

Quellen: [Wärtsilä 2013a], [Wärtsilä 2013b], [Wärtsilä 2011], [Marintek 2011], [RR 2003]

Zudem spricht auch die Möglichkeit der Nachrüstbarkeit für den Dual-Fuel-Antrieb. Verfechter der reinen Gas- (oder Diesel-) Antriebe verweisen unterdessen darauf, dass diese in Hinsicht auf die Effizienz und Performance stets überlegen sein werden, da sie auf die Nutzung nur eines einzigen Kraftstoffes ausgelegt und damit optimiert sind. Dual-Fuel-Motoren wären dem gegenüber ein technischer Kompromiss mit entsprechenden Einbußen [Motorship 2013]. Weiterhin wäre bei feststehenden Routen des Schiffes und entsprechend planbaren Bunkermöglichkeiten die Flexibilität des Dual-Fuel-Motors nicht mehr relevant.

³ Der Tier-Standard (I-III) definiert die Menge an NO_x (g/kWh), die in Emission Control Areas ausgestoßen werden darf. Der Tier III Standard wird ab 2016 gelten und reduziert die maximal zulässige NO_x-Emission deutlich gegenüber Tier I und II.

⁴ Methanschluß ist das an den Ventilen abgelassene unverbrannte Methan.

Die Optimierung und Reduzierung des Energieverbrauchs auf Schiffen stellt eine wichtige Herausforderung für die Betreiber dar. Ein wesentlicher Ansatzpunkt ist die Verwendung des Boil-off-Gases, das während des Transportes austritt. Der Anteil des Gases (boil-off-gas rate, BOR), das auf diese Weise verdampft, ist abhängig vom Tankvolumen und dem Verhältnis des Volumens zur Tankoberfläche [UDE 2011, S. 12, Sedlaczek 2008, S. 75]. In der Wissenschaft wird näherungsweise ein Wert von 0,15% pro Tag bzw. pro Ladungseinheit angenommen [Sedlaczek 2008, S. 59, Moon 2007, S. 2].

Es bedarf für die Speicherung von LNG immer eines Tieftemperatur-Tanks (cryogenic tank). Verschiedene Konstruktionsweisen und Formen sind heute möglich und bereits verfügbar [CHAL 2010, S. 11, GL 2012, S. 35 ff.]. Die Tanks können im oder auf dem Schiffskörper fest installiert sein. Mobile Optionen ergeben sich durch das Abstellen von LNG-gefüllten Trailern oder Containern (beispielsweise als 40 Fuß Container auf einem Containerstellplatz). Obwohl eine Studie das Fehlen der Beschreibung von Kopplung/ Abkopplungsprozessen bei mobilen Tankanlagen als kritischen Punkt festhält [GL 2013, S. 81 ff.] gibt es bereits vom deutschen TÜV zugelassene Containersysteme [MS 2012]. Eine einheitliche (europäische/ weltweite) Lösung zur Standardisierung wird an dieser Stelle jedoch noch benötigt. Ein Risiko bei der LNG-Speicherung ist mit dem unkontrollierten LNG-Austritt und der Entflammbarkeit des Gases gegeben, was durch die Beschädigung eines Tanks oder einer Bunkerleitung verursacht werden kann [SuS 2012, S. 22]. Für die Tankanlagen auf dem Schiff gibt es schon heute eine Vielzahl von verfügbaren Systemen, woraus sich somit keine expliziten Hindernisse für die Einführung von LNG als Kraftstoff in der Seeschifffahrt ergeben.

Die Befüllung der Tanks mit LNG kann nach [GL 2013, S. 13] auf vier möglichen Wegen geschehen:

- ❶ die Betankung von einem kleinen LNG-Tanker,
- ❷ die Betankung vom Lkw aus via Schlauchverbindung,
- ❸ die Betankung via Schlauchverbindung zu einer festen Anlage (Terminal/Pipeline) und
- ❹ über den Austausch der mobilen Tanks auf dem Schiff.

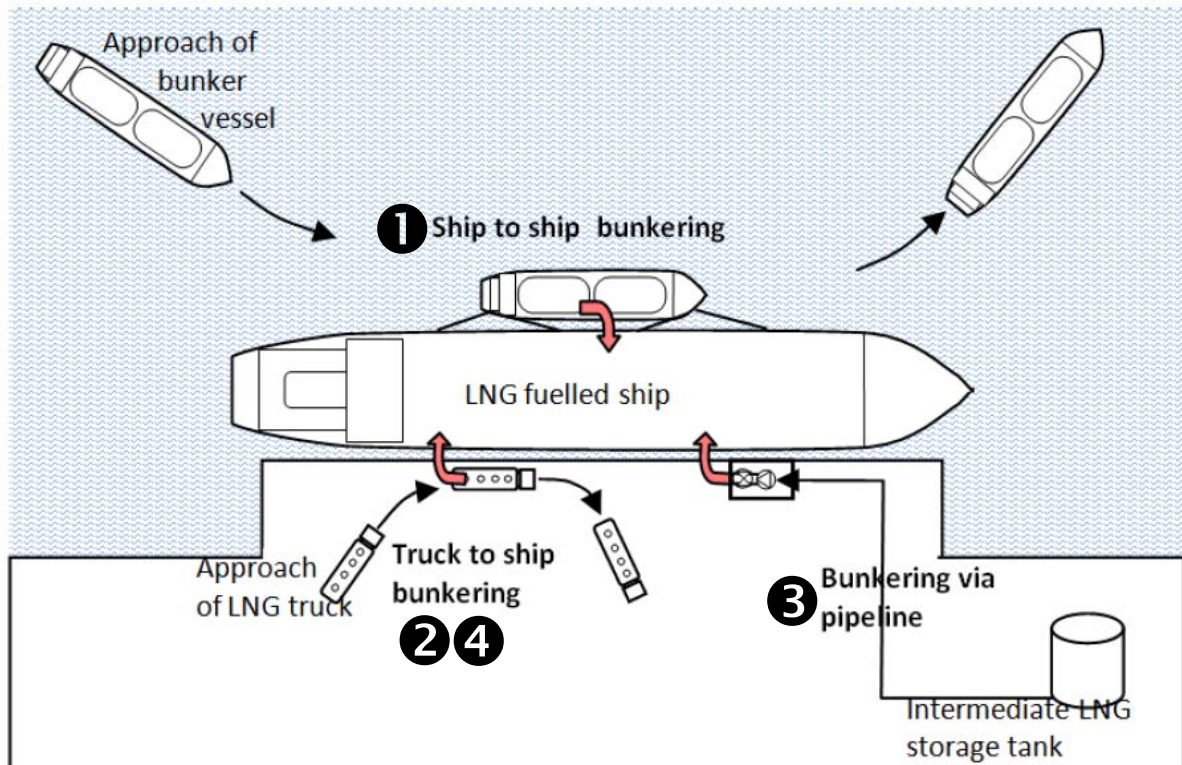


Abbildung 9: Varianten zur Bunkerung von LNG bei Seeschiffen

Quelle: adaptiert auf Basis von [GL 2012]

Technisch sind alle 4 Optionen möglich, es ergeben sich jedoch spezifische Vor- und Nachteile. In der vom BMVBS beauftragten Studie 'Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen' wurden diese Vor- und Nachteile zusammengestellt (siehe Tabelle 6). In einer weiteren Studie wurde mittels 15 Kriterien die Bunkervariante Schiff-Schiff als die Überlegene evaluiert, gefolgt vom Einsatz mobiler Tanks (Platz 2), Lkw-Schiff (Platz 3) und schließlich Terminal-Schiff [GL 2012, S. 40]. Auch das von der EU geförderte 'North European LNG Infrastructure Project' empfiehlt die Schiff-zu-Schiff-Betankung nach Untersuchungen des LNG-Marktes, von ökonomischen Aspekten des Hafens, der technischen Machbarkeit, logistischer Gesichtspunkte, sowie Sicherheits-, Umwelt- und regulatorischen Kriterien [DMA 2012, S. 119-123, S. 187]. Allerdings wurde die Option des Einsatzes mobiler Tanks in dieser Studie nicht betrachtet. Bei der Schiff-Schiff Betankung ergeben sich aktuell aus Behördensicht kritische Situationen bei der Verkehrsweegeinschränkung durch querliegende Schiffe (kurze Liegezeiten bei kurzen Betankungsprozessen sind weniger problematisch), beim Austritt von LNG auf Grund von Leckagen und Kollisionen sowie die dadurch entstehende Brandgefahr [GL 2012, S. 55].

Tabelle 6: Vor- und Nachteile der LNG-Bunkermöglichkeiten nach Abbildung 9

	Befüllungsmodus	Vorteile	Nachteile
①	Schiff – Schiff	Flexibilität Hohe Bunkerraten Große Bunkervolumina Bunkern auf Reede möglich	Teure Infrastruktur
②	Lkw – Schiff	Flexibilität Geringe Infrastrukturkosten	Geringe Transfermengen Geringe Bunkerraten
③	Terminal – Schiff	Verfügbarkeit Hohe Bunkerraten Große Bunkervolumina	Feste Pier Blockierung von Hafensfläche Teure Infrastruktur Zweites Anlegen
④	Mobile Tanks	Einfache Logistikkette (Gefahrgut-container) Normaler Hafenumschlag Hohe Verfügbarkeit	Teure Tanks Hoher Aufwand für An- und Abschlagen

Quelle: eigene Darstellung nach [GL 2012]

In zwei Studien wurde die Rechtslage für Bunkerprozesse untersucht. Für Deutschland muss konstatiert werden, dass faktisch „(...) ein Bunkern von LNG im allgemeinen Hafengebiet (außerhalb von Tankschiffhäfen und nicht von fest installierten Tankanlagen) heute nicht gestattet ist.“ [GL 2012, S. 54]. Eine zweite Studie, durchgeführt von der European Maritime Safety Agency (EMSA), hat die detaillierte Beschreibung der EU-weit existierenden Regeln für Bunkerprozesse in dem Projekt 'Study on Standards and Rules for bunkering of gas-fuelled Ships' aufgenommen und folgende bestehenden Herausforderungen identifiziert [GL 2013, S. 81 ff.]:

- Die Nutzung von LNG als Schiffs-Kraftstoff und die Bunkerprozesse sind nicht von der IMO geregelt und damit ist LNG formal betrachtet nicht als Kraftstoff vorgesehen.
- Der zukünftige technische Bericht der ISO zu Bunkerprozessen wird international für allgemeine Standards und Gesetze maßgeblich sein.
- Die Definition von Bunkerprozessen und die Aufteilung von Verantwortlichkeiten sind nicht im technischen Bericht der WG 10 des ISO/TC 67 behandelt. Lediglich die Verantwortlichkeiten bei der Schiff-zu-Schiff-Betankung sind, wenn auch im begrenzten Umfang, im Entwurf des IGF Codes enthalten.
- Eine konzeptuelle Brücke zwischen der Behandlung von LNG als Fracht und LNG als Kraftstoff muss noch vollständig erarbeitet werden.
- Die Prozesse zur Kopplung/Abkopplung von mobilen LNG-Tanks sind weder im aktuellen IGF Code noch im technischen Bericht der WG 10 des ISO/TC 67 beschrieben.
- Das Fehlen entsprechender Regeln zum Transport von LNG auf Europäischen Wasserwegen begründet, dass Konstruktionsanforderungen für Binnenschiffe noch nicht verfügbar sind.
- Best Practice kann helfen für die Entwicklung von kleineren Bunkerstationen im Rahmen des derzeit breiten Rahmens von nationalen Regeln.

- Trotz verschiedener industriegeführter Initiativen fehlt es an allgemeinen Hafenregeln für Bunkerprozesse (insbesondere Risiko-Bewertungskriterien und Sicherheitsregeln jeglicher Art sind benötigt).
- Anforderungen an die Weiterbildung der Besatzung bzgl. der Nutzung von LNG als Fracht in der Binnenschifffahrt werden benötigt.
- Es fehlt an einem internationalen Standard oder Regelwerk für die Spezifikation von LNG als Kraftstoff.
- Weiterhin bedarf es eines Standards oder Regelwerks für die sichere Entnahme von LNG als Kraftstoff.
- Es fehlt an einem Standard oder Regelwerk für die Sicherheitstechnik und der Ausrüstungsanforderungen zur Überwachung der Prozesse (inkl. Emergency Shut Down (ESD)).
- Prozeduren und Ausrüstung für die Messung des Gases fehlen.
- Praktische Richtlinien oder Regelwerke zur Vermeidung potenzieller negativer Umwelteffekte durch den Methanaustritt werden benötigt.

Man kann für den Bunkerprozess zusammenfassend festhalten, dass bestehende Gesetze bzw. Regelungen einer deutlichen Justierung bedürfen, damit LNG als Kraftstoff eingesetzt werden kann. Weiterhin ist aus den durchgeführten Studien ein dringender Bedarf an der Formulierung von Standards für die Technik und den Prozess der Bunkerung zu konstatieren.

Für die Versorgung der Schiffe mit LNG sind derzeit neun LNG Produktionsanlagen in Nordeuropa im Betrieb (5 in Norwegen, 3 in Russland und 1 in Finnland) und eine oder mehrere LNG-Lagerterminals in Belgien, den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich, in Schweden sowie Norwegen [GL 2012]. Neben der bereits existierenden Infrastruktur gibt es zahlreiche genehmigte und geplante Ausbaupläne, Letztere insbesondere im Ostseeraum (siehe Abbildung 10).

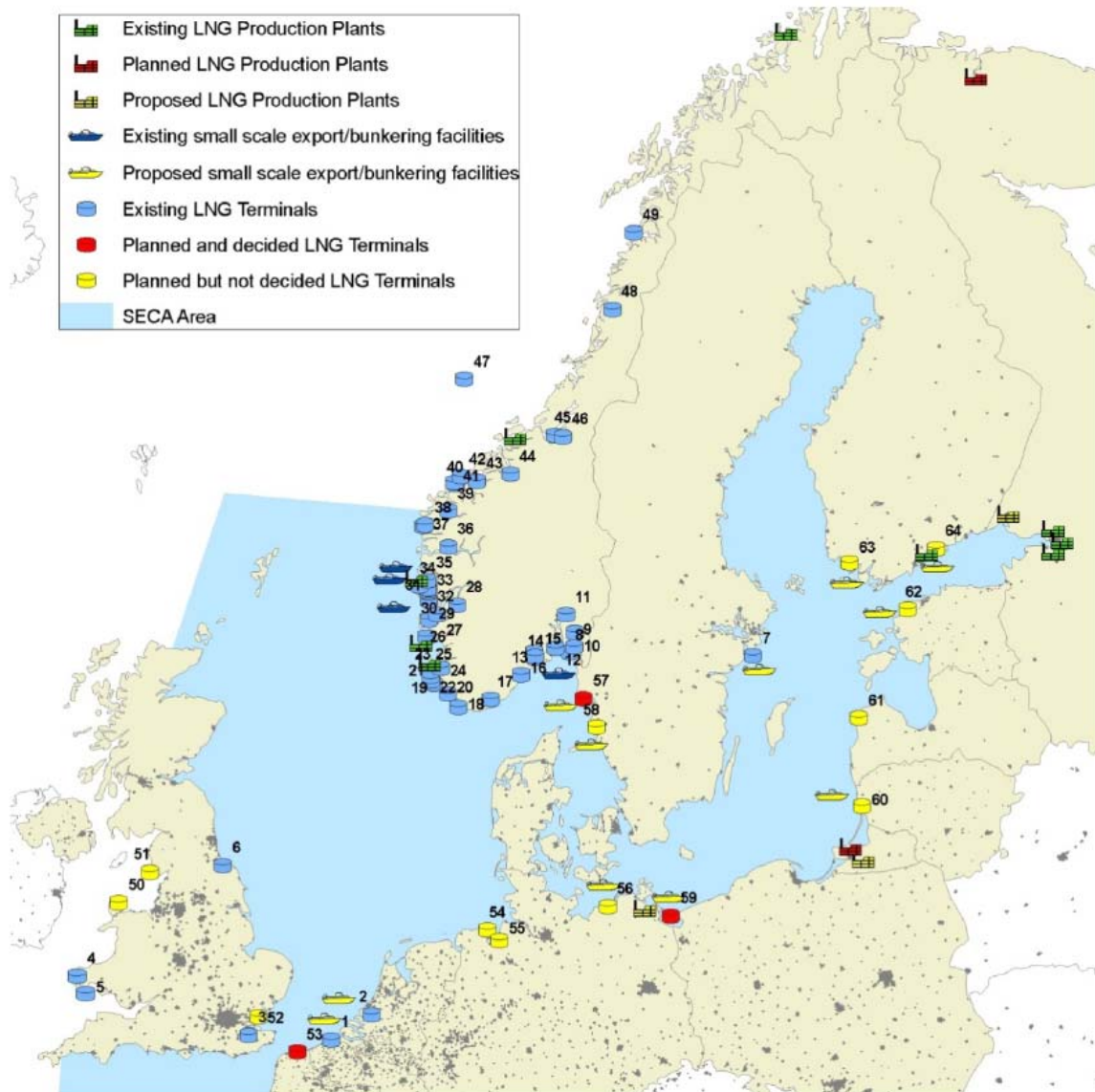


Abbildung 10: Ausbauvorhaben für LNG-Terminals im Nord- und Ostseeraum

Quelle: [GL 2012]

Wie der Aufbau einer LNG Versorgungsinfrastruktur erfolgen kann, wird aktuell in zwei laufenden europäischen Projekten untersucht. Auf der einen Seite mit dem Fokus auf die Ostsee (LNG in Baltic Sea Ports) und auf der anderen Seite mit dem Fokus auf Südeuropa (COSTA; CO₂ & Ship Transport emissions Abatement through LNG). Vorangegangen ist eine Infrastrukturanalyse aus Sicht von Schiffsbetreibern, Häfen und LNG-Anbietern mit der europäischen Studie *North European LNG Infrastructure Project* [DMA 2012]. Aus der Perspektive der Schiffsbetreiber wurden folgende Aspekte in dieser Studie herausgestellt [DMA 2012, S. 61]:

- Für die Schiffsbetreiber ist die Umstellung auf alternative Kraftstoffe/Bereinigung der Abgase eine Investition. Ein Pay-back gibt es nicht im eigentlichen Sinne, nur ein Vergleich von Investitions- und Betriebskosten zwischen den Alternativen.

- Viele Prozesse ändern sich (z.B. braucht das Bunkern von LNG länger als das von Öl), was zusätzliche Kosten verursacht. Bei LNG gibt es noch keine eindeutigen Prozesse, was eine Kalkulation der Investition erschwert.
- Marine Diesel Oil ist attraktiv als ‚Wait-And-See‘-Strategie für Schiffsbetreiber, weil LNG noch strukturelle Herausforderungen zu lösen hat

Für den LNG-Infrastrukturaufbau in Häfen sind folgende Hinweise erarbeitet worden [DMA 2012, S. 146 ff.]:

- Die Beschaffenheit der einzelnen Häfen, um zusätzlich LNG-Terminals parallel zur Versorgung mit konventionellen Kraftstoffen aufzubauen, ist eine wesentliche Entscheidungsgröße für die Eignung von Häfen.
- Die wahrscheinlichste, erste Nachfrage wird von Schiffen mit festen und relativ kurzen Routen kommen, insbesondere im Ostseeraum, oder in der Küstenschifffahrt in der Nordsee.
- Die Versorgung von unregelmäßig einlaufenden Schiffen wird nur mit kleinen/mittleren Tanks oder Tank-Schiffen möglich sein. Eine vorrausschauende Planung der Nachfrage und Anpassung des Angebots sind wichtig in der Pionierphase von LNG.
- Kleinere und mittlere Terminals werden sich nur mit einer gleichzeitigen landseitigen Nachfrage rechnen. Der Einbezug entsprechender Akteure und dieser Nachfrage ist wichtig für den wirtschaftlichen Infrastrukturaufbau.

LNG-Anbieter werden keine zusätzliche Infrastruktur aufbauen, bis sich nicht eine wesentliche Nachfragesteigerung abzeichnet. Die aktuelle Nachfrage ist noch zu schwach, um einen lohnenden Infrastrukturaufbau zu rechtfertigen [DMA 2012]. Weiterhin konstatiert die Studie eine weitestgehend inhomogene regulatorische Basis für den Infrastrukturaufbau in der Europäischen Union bezüglich der Dauer der Genehmigungsverfahren und der Anzahl der Verfahren für die Zulassung [DMA 2012]. Nationale Regeln können somit den Infrastrukturaufbau verzögern bzw. ungleichmäßig vorankommen lassen und damit auch Wettbewerbsvorteile bzw. -nachteile darstellen.

Die Qualität des Gases (Methanzahl) ist beim Infrastrukturaufbau bzw. bei der Versorgung der Infrastruktureinrichtungen mit LNG ein weiterer zu beachtender Aspekt, weil die nutzbaren Motoren (siehe Kapitel 5.1) von der verfügbaren Methanzahl abhängig sind. Die Methanzahl (MN) ist durch die natürliche Erdgaszusammensetzung der jeweiligen landeseigenen Ressource abhängig (z.B. Trinidad mit MN 87,4 oder Nigeria mit MN 69,5 [MARINTEK 2011, S. 17]).

Zusammenfassend lässt sich zur schiffs- und infrastrukturseitigen Technik aussagen, dass diese dem Markt jeweils in ausreichender Qualität und Variantenvielfalt für die Nutzung von LNG als Kraftstoff zur Verfügung stehen. Beschränkende Hürden sind jedoch nicht-technische, formelle Einrichtungen wie Regelwerke, Richtlinien, Standards etc. Teilweise stellen diese sogar eine harte Schranke für den Einsatz von LNG in der Seeschifffahrt dar.

Ergänzend zur schiffs- und infrastrukturseitigen Technik werden nun die Bunkerprozesse und LNG-Lagerung sowie deren Entwicklungspotenziale beschrieben.

Die LNG-Lagerung und die Handhabung der Betankungsvorgänge geschehen derzeit weltweit noch wenig einheitlich. Daher ist eine Harmonisierung notwendig, um die (effiziente) Verfügbarkeit von LNG für diverse Schiffstypen in verschiedene Häfen sicherzustellen. Dazu müssten die Tankverfahren und das dazu notwendige Equipment vereinheitlicht werden. Des Weiteren ist als Entwicklungsstufe in den Seehäfen eine vergleichbare Gasqualität zu gewährleisten, da unter anderem auch die einsetzbare Motorentchnik davon abhängig ist [DNV 2012].

Um die Verwendung von Gas als Schiffsbrennstoff allgemeingültig zu regeln, wird derzeit bei der IMO an dem *International Code of Safety for Gas-fuelled Ships (IGF Code)* gearbeitet. Dieser erhebt den Anspruch einer international anerkannten Regulierung und soll bis 2014 fertiggestellt sein, um im selben Jahr in die Revision der *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS)* aufgenommen zu werden. Nach zweijähriger Frist wird die Regelung dann planmäßig 2016 in Kraft treten. Ab diesem Zeitpunkt entsprechen alle nach IGF-Code gebauten Schiffe einem internationalen Standard, der gasbetriebene Schiffe auf das Sicherheitsniveau konventioneller ölbetriebener Schiffe stellt. Auch für die Vorhaltung (Bunkerung) von Flüssiggasen wird seit Juli 2011 an einer übergeordneten Norm gearbeitet. Eine Arbeitsgruppe der *International Organisation for Standardization (ISO)* formuliert hierzu aktuell die *Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to Ships* [GL 2012, S. 140 ff.].

In einer aktuellen Studie für die *European Maritime Safety Agency (EMSA)*, die im Februar 2013 veröffentlicht wurde, illustriert der *Germanische Lloyd 20* verschiedene denkbare Aktivitäten in einem Hafen im Zusammenhang mit der Nutzung von LNG, woraus auch neue Dienstleistungen und Einnahmequellen rund um LNG entstehen können.

Um konkurrenzfähig gegenüber konventionell betriebenen Schiffen zu sein, muss die Betankung von LNG ebenso reibungslos funktionieren, wie der standardisierte Umgang mit konventionellen Kraftstoffen. Das heißt, dass parallel zur Betankung eine zügige Be- und Entladung von Frachten und ein sicheres Zustiegen der Passagiere möglich sein müssen [GL 2013].

Aufgrund der noch geringen Nachfrage nach LNG als Schiffskraftstoff erfolgen die Anlieferung des Flüssiggases und die Betankung der Schiffe häufig direkt per Lkw [GL 2013]. Ein Lkw kann dabei 55 m³ Kraftstoff liefern und der Tankvorgang dauert rund eineinhalb Stunden [MAGALOG 2008, S. 34]. Je nach Größe des Schiffes können mehrere Lkw-Ladungen nötig sein. Eine seeseitige Betankung von Schiff zu Schiff ist nach derzeit geltender Vorschrift ausschließlich in Tankschiffhäfen erlaubt [GL 2012, S. 53], stellt jedoch gleichzeitig die favorisierte Bunkeroption dar. Hier wird in naher Zukunft eine Ausweitung der Regularien notwendig, um den Einsatz von Tankschiffen auch in gewöhnlichen Häfen oder auf See (in Küstennähe) zu ermöglichen und somit die Flexibilität der LNG-Nutzung zu erhöhen. Die zu erwartende, steigende Nachfrage kann allein durch eine Lkw zu Schiff-Betankung nicht in ausreichendem Umfang und kostenoptimal befriedigt werden. Vielmehr werden die Häfen beginnend bei den Knotenpunkten großvolumige Speicherkessel errichten [MAGALOG 2008]. Der geplante Bau von gut zwei Dutzend LNG-Terminals und Bunkereinrichtungen alleine im Nord- und Ostseeraum in den kommenden Jahren unterstreicht diese Entwicklung (siehe Abbildung 10). Der Abschlussbericht des MAGALOG Projektes aus dem Jahr 2008 betrachtet fünf Häfen in vier Anrainerstaaten der Ost- und Nordsee genauer und bescheinigt Bergen (Norwegen), Göteborg und Stockholm

(Schweden), Lübeck/Travemünde (Deutschland) und Swinemünde (Polen) ein prinzipiell vorhandenes Potenzial zur Vorhaltung von LNG. Die nächsten Schritte seien abhängig vom jeweiligen Standort, die genaue Lokalisierung und der Bau eines LNG-Terminals (in Bergen existiert bereits ein Terminal), die Vereinbarung von langjährigen Lieferverträgen mit Reedereien, um Planungssicherheit zu schaffen, sowie der Ausbau des Einsatzes von LNG insbesondere auf Routen im Nahbereich. Mit Blick auf die Hansestadt Lübeck spricht vor allem die große und wachsende Flotte an RoRo- und RoPax-Fähren, die den Hafen regelmäßig mit zahlreichen Destinationen in Nordeuropa verbinden, für die Verwendung von LNG. Da die Schiffe im Mittel jedoch vergleichsweise jung sind ist mit einer Umstellung der Schiffe auf die LNG-Technologie nur schrittweise zu rechnen [MAGALOG 2008].

5.2 Technische Aspekte für den Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt

Bisher werden bei Güterschiffen in der Binnenschifffahrt meist Dieselmotoren verwendet, welche über eine hohe Zuverlässigkeit und Energieeffizienz verfügen. Die Mehrheit der Binnenschiffe verfügt über eine Antriebsleistung zwischen 100 und 4.000 kW, welche i.d.R. deutlich unter der von Seeschiffen liegt. Die Nennleistung der Motoren kann oft aber deutlich unter der gesamten Antriebsleistung liegen, indem mehrere kleinere Motoren, zum Beispiel in der Größe wie für schwere Nutzfahrzeuge eingesetzt werden.

Bisher werden auf dem Markt noch vergleichsweise wenige LNG-Antriebe für Binnenschiffe angeboten. Antriebskonzepte, die derzeit eingesetzt werden können, umfassen:

- Mono-Fuel-Motoren, und
- Dual-Fuel-Motoren

Mono-Fuel-Motoren werden rein mit Erdgas betrieben und arbeiten nach dem Prinzip eines Ottomotors, die Verbrennung wird hier mit externer Zündung gestartet. Die Motoren werden bisher vor allem im stationären Betrieb, z.B. Generatoren, aber auch in Kfz (v.a. CNG-Pkw oder -Busse) eingesetzt. Vorteile von Mono-Fuel-Motoren sind insbesondere die niedrigen Schadstoffemissionen, die sich neben dem geringen Partikelaustritt aufgrund niedriger Verbrennungstemperaturen auch in weniger Stickoxiden (NOx) als bei Dieselmotoren niederschlagen. Insbesondere im hochlastigen Betrieb verfügen die Motoren über eine hohe Energieeffizienz [Panteia 2013]. Weitere Effizienzsteigerungen werden durch den Einsatz von gaselektrischen Schiffsantrieben, also in Kopplung mit einem Generator erwartet. Dieses Konzept wird in den ersten beiden niederländischen LNG-Mono-Fuel Tankschiffen auf dem Rhein, der „Greenstream“ (seit 03.2013) und der „Green Rhine“ (seit 09.2013) verfolgt, wobei zwei separate Antriebseinheiten mit je zwei Gasmotoren entsprechend dem Leistungsbedarf ein optimales Lastmanagement erlauben [Shell 2013]. Größter Nachteil von Mono-Fuel-Motoren im Gegensatz zu den Dual-Fuel-Motoren ist bisher die geringere Kraftstoffflexibilität. Die Schiffe können daher nur in Gewässerkorridoren agieren, die über eine LNG-Tankinfrastruktur verfügen oder benötigen zusätzlich mindestens auch einen Dieselmotor an Bord. Längere Strecken können nur mit entsprechend großen LNG-Tanks zurückgelegt werden. Weiterhin besteht durch den niedrigen Druck im Zylinder ein höheres Risiko für sogenannten „Methanschluß“, also den Ausstoß von unverbranntem Methan (siehe Treibhausgasemissionen in Kap 7.2.1). Dieser kann aber durch den Einsatz eines Methanschlußkatalysators vermieden werden [Panteia 2013].

Dual-Fuel-Motoren werden wie reine Dieselmotoren über eine Kompressionszündung betrieben, die Zündung erfolgt dabei immer mit Dieseldieselkraftstoff. Bei Hochdruck Dual-Fuel-Motoren wird die Charakteristik des Dieselmotors beibehalten, der LNG-Anteil beträgt hierbei maximal 80%. Bei Niederdruck Dual-Fuel-Motoren wird das Erdgas zwar mit Diesel gezündet, im Gasbetrieb wird aber wie beim Otto-Motor ein Gas-Luftgemisch injiziert und unter niedrigem Druck verbrannt. Größter Vorteil der Dual-Fuel-Antriebe ist die Kraftstoffflexibilität, wodurch auch Korridore ohne LNG-Tankinfrastruktur befahren werden können. Die Effizienz gleicht im Gasbetrieb in etwa der des Dieselmotors, bei Hochdruck Dual-Fuel-Motoren besteht zusätzlich ein geringeres Risiko von Methanschlupf. Nachteile gegenüber den Mono-Fuel Motoren sind die aufgrund von hohen Verbrennungstemperaturen erhöhten NO_x-Emissionen. Weiterhin gehen die Vorteile des Gasbetriebes verloren, wenn auf den reinen Dieselbetrieb umgestellt wird. Das erste LNG-Schiff auf dem Rhein mit Dual-Fuel-Antrieb war die MTS Argonon, ein Tankschiff mit 6.100 Tonnen Tragfähigkeit [Argonon Shipping 2013].

Neben den Schiffshauptantrieben verfügen Binnenschiffe häufig über Neben- und Hilfsmotoren, die z.B. zur Erzeugung des Bordstrombedarfs genutzt werden. Hierbei handelt es sich oft um kleinere Motoren, die auch in mobilen Maschinen und Geräten genutzt werden. Prinzipiell bietet sich auch hier der Einsatz von Gasmotoren an, wenn das Schiff über einen LNG-Tank verfügt. Durch die Bereitstellung von Bordstrom mittels Gasgeneratoren können insbesondere die in Hafengebieten relevanten Schadstoffemissionen vermindert werden.

LNG wird in Binnenschiffen in sogenannten Kryotanks gespeichert. Trotz der wesentlich höheren Dichte von LNG gegenüber beispielsweise CNG erfordert LNG für die gleiche Energiemenge dennoch das 1,8 fache Volumen von Diesel. Dieser zusätzliche Platzbedarf kann vor allem bei Schubbooten und kleineren Schiffen schwer umgesetzt werden. Auch sind die Investitionskosten für die Kryotanks höher als für Dieseltanks oder bspw. Methanol [Panteia 2013; TNO 2011].

Die LNG-Versorgung kann bei Binnenschiffen von Land aus über Erdgas-Pipelines mit Vorort-Verflüssigung oder durch Tanklastzüge erfolgen [GL 2012]. Alternativ zur Betankung über Schläuche können auch mobile Tankcontainer eingesetzt werden, welche sich insbesondere bei Containerschiffen anbieten. Eine LNG-Testbunkerstation wird derzeit im Hafen von Rotterdam betrieben, welche den Betrieb der ersten beiden LNG-Tanker zwischen Rotterdam und Basel erlauben soll [Shell 2013b]. Bunkerstationen in Deutschland werden u.a. auch für die Häfen in Hamburg und Rostock vorgeschlagen [Panteia 2013], ein Ausbau für das Hinterland wird derzeit insbesondere für den Rhein und die Donau diskutiert [Seitz 2012]. Im letzten EU-Richtlinienentwurf des Verkehrsministerrates zur Schaffung einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe wird bis zum Jahr 2030 eine LNG-Tankstelleninfrastruktur für See- und Binnenhäfen gefordert, die zumindest den Schiffsverkehr innerhalb des TEN-V (Trans-Europäisches Netz Verkehr) Kernnetzes ermöglicht [AFID 2013]. Hiermit wären zusätzlich zu Rhein und Donau auch der Mittellandkanal und die Elbe von LNG-Schiffen befahrbar. Folgen einer höheren Tankinfrastrukturdichte wäre vor allem eine weitere Erschließung des Binnenwasserstraßennetzes mit LNG. Zusätzlich könnten dadurch aber auch kleinere Tanks eingesetzt werden, die gegebenenfalls das Anwendungspotenzial für kleinere oder bestehende Schiffe verbessern könnten [Panteia 2013].

Die genehmigungsrechtliche Zuständigkeit für die Binnenschifffahrt in Deutschland unterliegt der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV). Die Länder sind zuständig für die Verwaltung der Landeswasserstraßen, der landeseigenen Häfen, der Schifffahrt innerhalb dieser landeseigenen Gebiete und der Sicherstellung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs innerhalb dieser landeseigenen Gebiete. Hierdurch können spezielle Aufgaben und Zuständigkeiten auch im Rahmen von landeseigenen Gesetzen geregelt werden. Streng genommen ist der Betrieb von Binnenschiffen mit Flüssigerdgasen nach der aktuellen Gesetzgebung derzeit verboten, jedoch ist eine Teilaufhebung derzeitiger Vorschriften in Ausnahmefällen auf Basis des europäischen Übereinkommens über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen (ADN) und der Rheinschiffsuntersuchungsordnung (RheinSchUO) möglich [GL 2012].

Sicherheitsrelevante Herausforderungen betreffen vor allem das Austreten von LNG nach einer Tank- oder Schlauchbeschädigung, z.B. in Form einer explosionsartigen Verdampfung (sog. „rapid phase transition“ [DOE 2012]) von LNG in Verbindung mit Wasser oder einer Explosion des leicht entflammbaren Gases in Verbindung mit Luft. Potenzielle Risiken hierbei sind:

- Menschliches Versagen, z.B. Fehler im Manövrieren der Schiffe und in der Kommunikation zwischen den einzelnen Parteien (Bunkerschiff, Empfängerschiff, Hafenbehörde).
- Technische Fehler, z.B. System- und Maschinenausfälle bzw. Fehlfunktionen

Technische Konzepte müssen daher in Notfällen die schnelle Verschließung der Gaszufuhr und die schnelle Trennung der Schiffe ermöglichen. Hierfür werden Gassensoren zur sicherheitstechnischen Überwachung eingesetzt. Da Binnenschiffe häufiger als Seeschiffe in dicht besiedelten Gebieten, bei begrenztem Fahrwasser und höherer Verkehrsdichte fahren gelten hier deutlich strengere Sicherheitsrichtlinien bei der Bunkerung von Gas.

Weitere wichtige Vorschriften, die den Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt betreffen, umfassen:

- Bau und Ausrüstung von Binnenschifffahrtsordnung geregelt (EU-Vorschriften)
- LNG als Brennstoff für Binnenschiffe nicht zulässig (Flammpunkt unter 55°C)
- Genehmigung für Bunkervorgang und -ort wird von der örtlichen Hafenbehörde erteilt

5.3 Technische Aspekte für den Einsatz von LNG bei schweren Nutzfahrzeuge

Insgesamt steht die Technologie zur Nutzung von LNG in schweren Nutzfahrzeugen zur Verfügung, wobei bisher nur einzelne Fahrzeuge angeboten werden. Die Einhaltung der Schadstoffklasse EURO VI ist bei reinem Erdgasantrieb bereits verfügbar [LO 2013]. Beim Dual-Fuel-Motor gilt es, die Einhaltung von EURO VI als Ziel noch zu erreichen, wobei es aktuell nach Aussagen einiger Experten nicht fest zu stehen scheint, ob es eine umsetzbare technische Lösung geben wird.

Die Option der Verwendung von Biogas oder EE-Methan in Form von LNG kann jedoch den Weg ebnen, um langfristig auch für schwere Nutzfahrzeuge nahezu CO₂-neutrale Antriebstechnik zu realisieren. Die Vor- und Nachteile sowie die Wirtschaftlichkeit in Verbindung mit Nutzeranforderungen müssen im Rahmen einer langfristigen Dekarbonisierungsstrategie gegenüber weiteren Alternativen wie erneuerbaren Flüssigkraftstoffen (z.B. Biodiesel, Power-to-Liquids) oder Wasserstoff und

Brennstoffzellen abgewogen werden. Jeder weitere Energiewandlungsschritt über die Erzeugung des ersten speicherbaren Mediums (i.e. Wasserstoff) hinaus bedeutet weitere Primärenergieverluste, z.B. für Methanisierung, Verflüssigung oder Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen. Diese steigen insbesondere dann deutlich an, wenn CO₂ zur weiteren Synthese aus der Luft gewonnen werden muss. Weitere Detailinformation hierzu können der MKS-Studie Erneuerbare Energien im Verkehr entnommen werden.

Die technischen Komponenten sind sowohl für die LNG Betankungsinfrastruktur als auch für die LNG Tanks und Verbrennungsmotoren verfügbar. Erdgas wird bereits heute in einer Reihe von Fahrzeugen verwendet. So bietet IVECO eine Sattelzugmaschine vom Typ Stralis an, die als monofuel Fahrzeug rein mit Erdgas – hierbei werden Otto-Motoren verwendet – gefahren wird [NGVA 2013]. Auch Mercedes bietet mit dem Typ Econic einen Lkw mit Erdgas-Motor an, der speziell für den Sammel- und Verteilverkehr in Innenstädten konzipiert ist, wo er neben geringeren Emissionen von Luftschadstoffen und CO₂ auch geräuschärmer als konventionelle Fahrzeuge fährt [Mercedes 2013]. Damit der Ottomotor den Gasvorrat verwerten kann, bedarf es zusätzlich einer kompakten Wärmetauscher-Vorheizung über das Kühlwasser des beim Gasmotor serienmäßig verbauten ZF-Intarders. Dort wird das kalte LNG in verbrennungsfreudiges, gasförmiges CNG umgewandelt, das mittels einer Einspritzanlage den Antrieb füttert [LO 2013].

Mit einem Dual-Fuel-Antrieb werden aktuell bereits auf einzelnen europäischen Märkten Sattelzugmaschinen des Typs Mercedes Actros [Erdgas Mobil 2013] und Volvo FM [Volvo 2013b] angeboten. MAN bietet diese Technologie, die auf dem Prinzip des Diesel-Motors aufbaut, in Fahrzeugen für Südamerika im Bussektor (Volksbus 17.280 OT mit Dual-Fuel-Technologie) [MAN 2012] an und entwickelt nach eigener Aussage diesen Antrieb weiter, um ihn auch in europäischen Lkw zu realisieren [MAN 2013]. Dual-Fuel-Antriebe werden bisher nur als Euro V (Volvo) und als Fahrzeug in der Schadstoffklasse EEV (Mercedes) verkauft.

Die Vorteile bzw. Treiber der Nutzung von LNG sind im Kapitel 3 (Treiber) benannt. Es müssen jedoch auch die Nachteile bei der Nutzung von LNG bei schweren Nutzfahrzeugen berücksichtigt werden:

- Auf Basis von Dual-Fuel mit Diesel-Motor sind bisher nur Fahrzeuge in Schadstoffklassen EURO V oder EEV verfügbar. Reine Gasfahrzeuge mit Ottomotor sind zum jetzigen Zeitpunkt bereits von einem Hersteller mit EURO VI verfügbar mittels Drei-Wege-Katalysator [LO 2013].
- Reine Gasmotoren besitzen bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Cummins Westport ISX G 12.0) einen geringeren Wirkungsgrad als Dieselmotoren.
- Dual-Fuel-Motoren können im günstigsten Fall nur bis zu einem maximalen Methananteil von 70% gefahren werden, um die erforderliche Selbstzündung durch Diesel sicher zustellen. Unter Berücksichtigung von realen Fahrzyklen nennt [CW 2013] typischerweise 50 bis 60% Substitutionsgrad. [Gasrec 2013] berichtet eine 64% Substitution von Diesel durch Methan in ihrem LNG-Demovorhaben beim Logistiker Kühne & Nagel. Je nach dem in der Praxis realisierbarem Verhältnis der eingespritzten Kraftstoffe (Anteile Diesel und Gas sowie des Fahrleistungsanteils, die rein mit Dieselmotoren zurückgelegt werden) reduziert sich auch hier der Umweltvorteil gegenüber dem reinen Dieselantrieb, da nach wie vor Dieselmotoren

verbrannt werden muss. So ist es notwendig, den Vorteil der Verwendung von LNG abhängig von den Einsatzplanung der Nutzer und der Betankungsmöglichkeiten von LNG zu bewerten.

- Die LNG-Tanks am Fahrzeug sind schwerer als Tanks für Dieselmotoren, wodurch die zulässige Nutzlast der schweren Nutzfahrzeuge etwas geringer ausfällt.
- Der Kraftstoff LNG erwärmt sich mit der Zeit im Tank, wodurch sich im Tank der Druck erhöht. Wird der Druck zu hoch, dann wird automatisch über ein Ventil Erdgas (Treibhausgas) an die Umgebung abgegeben. Je nach Abgabetemperatur des LNG beim Betanken sind Standzeiten bis zu wenigen Tagen ohne Überdruckablassen möglich. Bei einer absehbaren Standzeit von 2-3 Tagen wird bereits empfohlen den Tank nur zwischen 50-70% zu befüllen; bei absehbar längeren Standzeiten ist ein entsprechend weniger befüllter Flüssigerdgastank vorzusehen [Indox 2013]. Nach Angaben von Daimler werden in den USA die geforderten 5 Tage Haltezeit (Zeit bis das Sicherheitsventil sich öffnet und Methan abgelassen wird) erreicht [Daimler 2013].

Zur Betankung von LNG-Lkw werden kleine und bis mittelgroße LNG-Anlagen mit einer Produktionskapazität von ca. 50.000-3.000.000 Tonnen/Jahr von der Industrie angeboten, die das benötigte LNG direkt vor Ort verflüssigen, wobei sie das Erdgas aus dem vorhandenen Netz entnehmen [Linde 2013]. LNG Tanks für Lkw werden ebenfalls bereits vermarktet, z.B. von den Firmen Westport [Westport 2013] oder Indox cryoEnergy [Indox 2013], wobei der Betankungsprozess aufgrund der geringen Temperatur von LNG eine Schulung der Fahrer und das Tragen von Arbeitsschutzmitteln erfordert. Der Betankungsvorgang selbst dauert nur unwesentlich länger als die Betankung mit Dieselmotoren. Bei der Nutzung von Dual-Fuel-Fahrzeugen verlängert sich die Betankungszeit, da zwei Kraftstoffe getankt werden müssen.

Neben der Verteilung von LNG über Tankstellen, die das Erdgas vor Ort zu LNG verflüssigen, besteht die Option, LNG aus Tanklagern ausgehend von Seehäfen und ggf. später auch von Binnenhäfen per Tanklastzug zu verteilen. Diese Option erfordert einen entsprechenden Ausbau der Infrastruktur und einer Logistik, die eine flächendeckende Versorgung ermöglicht. Der Ausbau einer solchen Infrastruktur erscheint nach Aussagen von Experten auf dem Workshop des BMVBS am 05. September 2013 dann sinnvoll, wenn zeitgleich die Infrastruktur in Binnenhäfen aufgebaut wird.

5.4 Zusammenfassung zum Stand der Technik für den LNG-Einsatz

Die technischen Voraussetzungen sind für den LNG-Einsatz in der **Seeschifffahrt** gegeben. Die Vorschriften, Regelungen und Standards sind jedoch noch nicht für den Einsatz vorbereitet. Insbesondere das formale Hindernis, dass LNG nicht als Kraftstoff für die Seeschifffahrt vorgesehen ist, wirkt aktuell als harte Grenze. Darüber hinaus sind sowohl das aktuelle Infrastrukturangebot als auch die unsicheren Ausweitungstätigkeiten noch keine befriedigende Planungsgrundlage für die Schiffsbetreiber und auf der anderen Seite die unsichere Nachfrage noch keine befriedigende Planungsgrundlage für LNG-Anbieter.

In der **Binnenschifffahrt** kann LNG aus technischer Sicht bereits heute eingesetzt werden. So sind die benötigten Antriebs- und Kraftstoffspeicherungstechnologien sowie Betankungsmöglichkeiten ver-

füßbar. Im Rahmen von Pilotprojekten verkehren bereits erste LNG-Schiffe auf dem Rhein, auch bestehen konkrete Pläne und Vorschläge zum Ausbau der LNG-Bunkerinfrastruktur. Eine Hürde für den Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt besteht derzeit vor allem in der Klärung von zulassungsrechtlichen Fragen, welche z.B. die Zulassung des Kraftstoffes und Sicherheitsbestimmungen beim Bunkern regeln.

Die Nutzung von LNG für **schwere Nutzfahrzeuge** ist technisch machbar. Bezogen auf die Einhaltung der Schadstoffklasse EURO VI bzw. der Motoreffizienz sind noch Entwicklungen sowohl bei Verbrennungskraftmaschinen, die nur Gas als Energieträger nutzen als auch bei Dual-Fuel-Motoren erforderlich. Die Betankungsinfrastruktur muss entsprechend den geforderten technischen Sicherheitsstandards vollkommen neu geschaffen werden. Hierzu gibt es jedoch bereits Anbieter, die entsprechende technische Lösungen liefern können.

6 Szenarien zur Entwicklung der Energienachfrage nach LNG

Im Folgenden werden mögliche Szenarien zur Energienachfrage nach LNG im Jahr 2030 untersucht.

Die Seeschifffahrt wird in der Berechnung der Energienachfrage gesondert betrachtet, da Seeverkehre nicht nur auf deutschem Hoheitsgebiet, sondern auch international relevant sind. Eine mögliche Entwicklung wird daher ausgehend von Literaturrecherchen für den Nord- und Ostseeraums diskutiert (Kapitel 6.1).

Für die Binnenschifffahrt und den Straßengüterverkehr wird der Verkehr auf deutschem Gebiet abgebildet. Den Berechnungen liegt die aktuelle Prognose zur Bundesverkehrswegeplanung ‚Verkehrsverflechtungsprognose 2030‘ zu Grunde⁵. Um eine mögliche Bandbreite der zukünftigen LNG-Nachfrage abzubilden, wurde hierbei jeweils eine „moderate“ und eine „forcierte“ Einführung von LNG untersucht (Kapitel 6.2).

Anhand der Ergebnisse wird diskutiert, in welchem Zusammenhang die LNG-Nachfrage dieser Sektoren aus Sicht der Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit sowie der Einbindung erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor zu bewerten ist (Kapitel 6.3). Weiterhin kann auf dieser Basis der mögliche Beitrag zur Umweltentlastung, insbesondere der Reduktion von Treibhausgasen, in Deutschland aufgezeigt werden (Kapitel 7).

6.1 Energienachfrage der Seeschifffahrt im Nord- und Ostseeraum

Für die Seeschifffahrt existiert eine datenseitige Grenze, um nationale Verbräuche in die Berechnung von Emissionen und im Rahmen dieser Studie in die Szenarien zu integrieren. Die Grenzen sind:

- Die Seeschiffe variieren extrem in Größe, Motorenleistung, Fahrmodus und damit im Verbrauch. Einen spezifischen Verbrauch für alle Seeschiffe kann nicht fundiert ermittelt werden.
- Die Fahrleistung und Verkehrsleistung von Seeschiffen auf deutschen Hoheitsgewässern wird nicht statistisch erfasst.
- Daten zum Kraftstoffverbrauch auf deutschem Seegebiet sind nicht erhoben. Geprüft wurden die Datenquellen: Amtliche Mineralöl-daten der BRD, Energiebilanz der BRD, Internetseiten der Häfen, IEA Statistics). Es werden in [IEA 2013] Mengenangaben zum Verkauf von Bunker Fuels Oils in Deutschland ausgewiesen (2.172.000 t in 2012), nur lässt auch diese Angabe keinerlei Aufschluss zum Verbrauch in Deutschland bzw. dem deutschem Hoheitsgebiet zu.

Daher wurde sich im Rahmen dieser Kurzstudie dazu entschieden, ausgehend von einer Beschreibung eines Einsatzpotenzials von LNG in der Seeschifffahrt für den gesamten Nord- und Ostseeraum

⁵ Die vorherige Version der vorliegenden Studie ‚LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen‘ vom 6. März 2014 basiert auf der ‚Verkehrsverflechtungsprognose 2025‘. Zwischen beiden Prognosen sind deutliche Unterschiede im wichtigen Indikator Verkehrsleistung festzustellen, so dass eine Anpassung der Entwicklung der Energienachfrage nach LNG sinnvoll und notwendig ist.

aus bestehenden Studien, eine LNG-Nachfrageabschätzung für das Jahr 2030 im Folgenden unabhängig von der Ursprungsnation des Verkehrs zu skizzieren.

Die Verflechtungsprognose 2030 (VP2030) enthält im Los 2 eine Auswertung zur Seeverkehrsprognose. Das Ziel der Seeverkehrsprognose ist es, die Seehafen-Hinterlandverkehre per Bahn, Binnenschiff und Straße modellieren zu können. Dem Ziel entsprechend beinhaltet sie die Beschreibungsgröße „Häfen“ als Erzeuger und Attraktor von Frachtaufkommen in Tonnen und TEU. Weitere Beschreibungsgrößen, wie Schiffsaufkommen, Verkehre von Schiffen, Angaben zu Schiffen oder Verbräuche, die helfen könnten die Energienachfrage aus der Seeverkehrsprognose abzuleiten, sind nicht enthalten. Weiterhin behandelt die Seeverkehrsprognose lediglich die güterverkehrsrelevanten Verkehre. Schiffsverkehre zum Personentransport sind aus den Betrachtungen ausgeklammert [MWP et al. 2014], diese sind jedoch im Nord- und Ostseeraum von hoher verkehrlicher Bedeutung (siehe z.B. [Magalog 2008]). Es wurde im Rahmen dieser Studie auch durchdacht, ob ein heuristischer Berechnungsweg über deckungsgleiche Indikatoren aus der VP2030 und anderen Studien möglich wäre. In Betracht wurden die Studien [DMA 2012] und [Magalog 2008] gezogen. Es konnten jedoch keine derartigen Indikatoren festgestellt werden, so dass die Energienachfrage der Seeschifffahrt in den folgenden Szenarien von der VP2030 losgelöst bestimmt wird.

In der Seeschifffahrt sind prinzipiell alle Schiffe für den LNG-Einsatz geeignet, begründet durch die verfügbare Motoren- und Bunkertechnik. Allerdings reduziert sich der wahrscheinliche Einsatzbereich deutlich durch die vorhandene oder mittelfristig verfügbare Tankinfrastruktur. Hier werden vor allem Verkehre mit festen Routen zwischen Häfen mit Infrastruktur als geeignet angesehen. Besonders relevante Schiffstypen für die ersten Einsatzbereiche im Nord- und Ostseeraum sind RoRo-, RoPax- und Schnell-RoPax-Schiffe wovon etwa 370 im Nord- und Ostseeraum verkehren [Magalog 2008]. Erst bei deutlich steigender Nachfrage wird die Infrastruktur zur LNG-Versorgung zusätzlich zu den bestehenden Ausbauprojekten ausgeweitet [DMA 2012]. Ein ausgedehntes Infrastrukturangebot würde wiederum auch andere Schiffstypen und flexible Einsatzrouten für die LNG-Nutzung attraktiver machen, bis hin zur globalen Verfügbarkeit und Nutzung.

Derzeit ist die Umrüstung auf LNG für die Schiffsbetreiber ein Mehraufwand, welcher im direkten Kostenvergleich zu konventionellen Kraftstoffen nachteilig ist. Neben LNG stehen auch der Einsatz von Scrubber-Technologien und Marine Diesel Oil als Alternativen zu LNG zur Verfügung, um auf Regelungen wie Emission Control Areas zu reagieren. Entscheidender Faktor für den Einsatz von LNG in der Seeschifffahrt ist der Kostenvergleich zwischen den Alternativen.

Das Magalog Projekt hat den potenziellen LNG-Markt für den Nord- und Ostseeraum herausgearbeitet durch die Bewertung von mittelfristig (ca. 15 Jahre von 2008 ausgehend) besonders geeigneten Schiffskategorien, der Entwicklung des Kraftstoffbedarfes sowie entsprechenden Hafeninfrastrukturen. Der Kraftstoffverbrauch der als relevante LNG-Nutzer eingeschätzten RoRo-, RoPax- und Schnell-RoPax-Schiffen wird in der Studie auf 3.106.000 Tonnen in 2007 beziffert wovon etwa 60% im Ostseeraum verbraucht werden. Eine Aufschlüsselung nach Fahrgebiet und Schiffstyp ist in Tabelle 7 enthalten. Die Nachfrage der benannten Schiffstypen wird als relativ konstant über die nächsten Jahre angenommen. Weiterhin wird in der Studie ein Bestandswechsel von etwa 10 Schiffen pro Jahr benannt, was bedeutet, dass mittelfristig keine vollständige Umstellung der Flotte auf LNG stattfindet.

Die Umrüstung von Schiffen wird aus Kostengründen als unwahrscheinlich eingestuft [Magalog 2008]. Da sich die Entwicklung dieser Schiffsverkehre laut der Studie als konstant bis 2023 erweisen wird, könnte somit auch für das Jahr 2030 eine maximale potenzielle Menge von 3.1 Mio. Tonnen LNG angenommen werden.

Tabelle 7: Kraftstoffverbrauch (Schweröl) in Tonnen pro Jahr nach Schiffstyp und Fahrgebiet in 2007

	Nordsee	Ostsee	Gesamt
RoRo ships	557.000	645.000	1.202.000
RoPax and super fast ships	719.000	1.185.000	1.904.000
Summe	1.276.000	1.830.000	3.106.000

Quelle: eigene Darstellung nach [Magalog 2008]

Im *North European LNG Infrastructure Project* [DMA 2012] wurde unter verschiedenen Preisszenarien eine LNG-Nachfrage von 7 Mio. Tonnen in 2030 als wahrscheinlich identifiziert, welche sich dann etwa gleich auf Neubauten und Retrofit-Schiffe verteilt (siehe Abbildung 11). In diese LNG-Nachfragekalkulation wurden neben den RoRo, RoPax and schnellen RoPax-Schiffen auch die verbleibenden Schiffstypen als relevant mit berücksichtigt. Der Verbrauch bezieht sich dabei ausschließlich auf die SECA⁶-Zonen in Nordeuropa [DMA 2012].

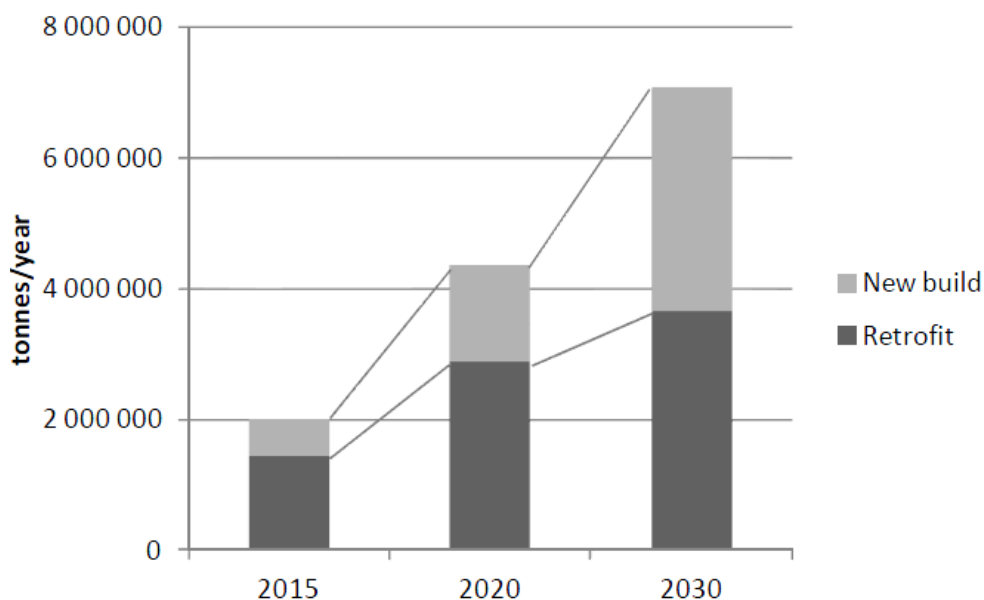


Abbildung 11: Erwartete Entwicklung der LNG-Nachfrage im Nord- und Ostseeraum bis 2030

Quelle: [DMA 2012]

⁶ SECA: Abkürzung für Sulphur Emission Control Area.

In der ersten referierten Studie liegt der Fokus auf den Übergangsbereich von der heutigen zur mittelfristigen Kraftstoffnutzung in 2023. Effekte der ausgeweiteten Nachfrage auf andere Schiffstypen, von dem Infrastrukturangebot in den relevanten Häfen der RoRo-, RoPax- und schnellen RoPax-Schiffen stimuliert, fehlt in den Betrachtungen. Umfassender in den möglichen Nachfragesegmenten und unter Berücksichtigung der Preisentwicklungen für Kraftstoffe sowie der Lebenszykluskosten von Schiffen ist bis 2030 ein Potenzial von 7 Mio. Tonnen LNG in der SECA-Zone von Nordeuropa wahrscheinlich. Dabei bilden Passagierschiffe in der Ostsee mit 50 Prozent das größte Nachfragesegment in 2020 (diese vertiefte Beurteilung erfolgt nur bis 2020). Für die Nordsee bilden reine Passagierschiffe zu etwa einem Drittel die Nachfrage von LNG in 2020 [DMA 2012]. Die genutzte Klassifizierung von Schiffen in beiden Studien lässt jedoch keinen direkten Vergleich zu. Was diese skizzierten Entwicklungen für Deutschland und für die CO₂-Emissionen konkret bedeuten, ist zwangsläufig davon abhängig, in wie weit die nationale Strategie zum Infrastrukturaufbau und der Nachfrageentwicklung, einerseits im Seeverkehr und andererseits nach LNG-Kraftstoff, sich von anderen unterscheidet bzw. ob es ein koordiniertes internationales Vorgehen geben wird. Hier sind wichtige Parameter zur Verteilung der potenziellen 7 Mio. Tonnen in 2030 auf konkrete Häfen und Routen gegeben.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die erwartete Nachfrage an LNG im maritimen Sektor im Nord- und Ostseeraum im Jahr 2030 ein Vielfaches (je nach Szenario das 2-12 fache) des inländischen Bedarfs in Deutschland ausmachen könnte (vgl. Kap. 6.3). Damit ergibt sich die Fragestellung, wie groß tatsächlich der politisch mögliche Hebel in Deutschland ist bzw. mit welcher Durchsetzungskraft man Deutschland in der LNG-Frage positionieren möchte, da sich das LNG-Angebot zur Nachfrageentwicklung grundsätzlich auf alle oder auf wenige Anrainer-Staaten der Nord- und Ostsee verteilen kann. Für LNG-Anbieter ergibt sich als wahrscheinlich interessantester Markt die Seefahrt gegenüber der Binnenschifffahrt und schweren Nutzfahrzeugen.

Für einen adäquaten Vergleich müssten die Systemgrenzen jedoch auf die weiteren Anrainerstaaten erweitert werden. Auch ist die Schaffung der Betankungsinfrastruktur in möglichst vielen europäischen Seehäfen eine wichtige Voraussetzung, dass LNG als Kraftstoffoption von den Reedern angenommen wird.

6.2 Szenariendefinition für Binnenschiffe und schwere Nutzfahrzeuge

Prinzip für die Berechnung von Inlandszenarien für den Straßengüterverkehr und die Binnenschifffahrt ist eine Ermittlung der Kraftstoffnachfrage über die erbrachten Fahr- und Transportleistungen sowie bekannte spezifische Verbrauchsfaktoren. Als Grundlage hierfür dienen Vorarbeiten im Rahmen des TREMOD-Modells (Transport Emission Modell), die unter anderem der nationalen Inventarberichtserstattung für die Treibhausgasemissionen in Deutschland dienen [IFEU 2011, 2012].

Die Berechnung der Energienachfrage basiert in dieser Studie auf der in der Verflechtungsprognose 2030 (VP2030) ausgewiesene Transportleistung. Die VP2030 ist die aktuelle Prognose des Verkehrs zur Bundesverkehrswegeplanung und aktualisiert die vorangegangene Verflechtungsprognose 2025 (VP2025) [ITP, BVU 2007]. Sie weist ein Wachstum der Verkehrsleistung bis zum Jahr 2030 für Binnenschiffe von +22,8% und für den Straßengüterverkehr von +38,9% aus. Diese Werte ergeben sich für die summierten Hauptverkehrsbeziehungen [BVU et al. 2014]. Damit sind die Verkehrsleistungen

gegenüber der VP2025 deutlich nach unten korrigiert (Binnenschiff +65% und Straßengüterverkehr +79%, jeweils bis zum Jahr 2025 [ITP, BVU 2007]). Als relevante Verkehrsleistung für die Szenarien der Energienachfrage im Jahr 2030 ergeben sich 76,5 Mrd. tkm für die Binnenschifffahrt und 607,4 Mrd. tkm für den Straßengüterverkehr [BVU et al. 2014]. Für beide Verkehrsmittel erfolgen die starken Zuwächse in der Verkehrsleistung in den grenzüberschreitenden Relationen und dem Transitverkehr. Der Binnenverkehr unterliegt jeweils deutlich geringeren Steigerungen.

Mit den beiden Prognosen VP2025 und VP2030 spannt sich ein Ergebnisraum für die Energienachfrage durch die abweichenden Entwicklungen der Verkehrsleistung auf. Sich daraus ergebende Unsicherheiten sind bei der quantitativen Bewertung der Ergebnisse zur Energienachfrage und den Treibhausgasemissionen in Deutschland daher zu berücksichtigen. Jedoch zeigen beide Prognosen, dass es zu einem weiteren Anstieg der Fahr- und Verkehrsleistungen im Güterverkehr kommen wird. Die Aufgabe einer mittel- und langfristigen Diversifikation der Energiebasis bei einer gleichzeitigen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen sowie einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen wird also weiterhin bestehen bleiben.

6.2.1 Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt

Zum aktuellen Stand scheint ein Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt nur für einen Teil der Schiffsflotte umsetzbar. Gründe dafür sind vor allem:

- Hohe Investitionskosten: Die Investitionskosten für LNG (Tank u. Motor) sind gegenwärtig etwa doppelt so hoch wie für Diesel [TNO 2011a]. Diese Kosten amortisieren sich jedoch durch die niedrigeren Betriebskosten bei LNG. Daher profitieren insbesondere Schiffe mit hohen Verkehrsleistungen und hohem Kraftstoffverbrauch von LNG. Dies sind in der Regel große Schiffe und Schubboote, sowie Tank- und Containerschiffe.
- Zusätzlicher Raumbedarf für die LNG-Tanks: Der Mehrbedarf an Tankvolumen kann voraussichtlich beim Schiffsneubau berücksichtigt werden, bei umzurüstenden sowie bei kleineren Schiffen vermutlich aber zu Lasten der Ladekapazität gehen. Vorteilhaft für die Unterbringung der Tanks dürften dagegen Tank- und Containerschiffe sein. Während bei Ersteren die Tanks auf dem Deck angebracht werden können, könnten bei Letzteren auch LNG-Container-tanks eingesetzt werden.

Aus den aufgeführten Gründen folgt, dass der Einsatz von LNG sowohl aus technischer als auch finanzieller Hinsicht insbesondere für große Schiffe umsetzbar ist. Auch das Schifffahrtsgewerbe geht davon aus, dass zukünftig eher große Schiffe mit LNG betrieben werden, während kleinere Schiffe langfristig mit anderen Antrieben ausgestattet werden sollen [INE/EBU/ESO 2011]. Zudem sind größere Schiffe auch auf besser ausgebaute Wasserstraßen angewiesen, wie z.B. der Rhein, die wiederum häufiger befahren werden und daher eher für einen Tankinfrastrukturausbau geeignet sind.

Nach [Panteia 2013] 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, was einer konservativen Preisentwicklung für Diesel entspricht. Bei höheren Kostenvorteilen für LNG könnten auch kleinere bzw. bestehende Schiffe verstärkt wirtschaftlich mit LNG betrieben werden.

Weiterhin dürfte sich LNG sowohl aus Gründen des Platzbedarfs als auch der Wirtschaftlichkeit insbesondere für Tank- und Containerschiffe lohnen. Güterschiffe mit Trockenfracht haben geringere Betriebszeiten und Kraftstoffkosten, im Zeitraum von 20 Jahren dürfte sich aber auch bei Güterschiffen ein Kostenvorteil durch LNG ergeben, so dass in einigen Fällen auch bestehende Motorschiffe auf LNG umgerüstet werden können [Panteia 2013].

Grundlegende Annahme der beiden Szenarien für die Binnenschifffahrt in 2030 ist, dass das Einsatzpotenzial in der Schiffsflotte (insbesondere Größe und Alter) den limitierenden Faktor für die Einführung von LNG darstellt, während die nötige Tankinfrastruktur größtenteils vorhanden sein wird. Letzteres kann anhand der räumlichen Verteilung des Binnenschiffverkehrs plausibilisiert werden. Aktuell findet etwa 80% der Transportleistung der deutschen Binnenschifffahrt auf dem Rhein statt [IFEU 2012]. Zukünftige Prognosen gehen davon aus, dass auch bei zunehmender Verkehrsleistung insbesondere der Transport auf dem Rhein stark wächst [NEA 2011]. Der Rhein und damit auch wichtige Abschnitte der in den Rhein mündenden Flüsse und Kanäle bietet sich daher als erster LNG-Korridor an, hierdurch wäre auch ein Teil der Empfehlungen der EU-Kommission zur LNG-Infrastruktur gewährleistet [COM 2013a]. Da LNG eher für den Einsatz in größeren Schiffen erwartet wird, welche vorwiegend auf dem gut ausgebauten Rhein fahren, dürften zusätzliche Bunkerstellen insgesamt einen untergeordneten Beitrag für LNG in der Binnenschifffahrt leisten. Relevant für die LNG-Einführung wird dagegen das Einsatzpotenzial in der Flotte sein.

In beiden Szenarien wird davon ausgegangen, dass LNG eher auf größeren Schiffen eingesetzt wird. Erste LNG-Schiffe bestehen dann aus Neubauten (Baujahr 2010 oder höher) mit einer Tragfähigkeit von über 2.500 t. Bei einem Teil der Schiffe, insbesondere sehr große Güterschiffe, sowie Tank- und Containerschiffen, könnte sich auch eine Umrüstung auf LNG lohnen. Die Berücksichtigung dieser Einsatzpotenziale in den LNG-Szenarien erfordert jedoch eine Analyse der Flottenentwicklung und der Zusammensetzung der Verkehrsleistungen im Jahr 2030. Dies wird im folgenden Abschnitt näher beschrieben.

Der Verbrauch von Binnenschiffsmotoren liegt meist zwischen 180 g und 220 g Diesel pro kWh, vereinfacht wird oft ein Mittelwert von 200 g/kWh angenommen [IFEU 2011]. Um eine Hochrechnung des Kraftstoffverbrauchs anhand der Schiffsaktivität zu ermöglichen, sind Verbrauchsangaben pro Transportleistung (z.B. pro tkm) jedoch hilfreicher. Als Mittelwert für die Binnenschifffahrt in Deutschland werden derzeit 8,5 g/tkm oder 0,365 MJ/tkm angenommen [IFEU 2011]. Diese Größenordnung lässt sich sowohl mittels Hochrechnung über die erbrachte Transportleistung und spezifischer Verbrauchswerte als auch über eine Rückrechnung mittels der getankten Kraftstoffmengen belegen [vgl. IFEU 2011; ZKR 2013].

Laut [TNO 2011a] konnte anhand der Verbrauchsdaten verschiedener Motorenhersteller in verschiedenen Lastpunkten für LNG ein mittlerer Wirkungsgrad von 43% ermittelt werden, während ein vergleichbarer Dieselmotor bei 44% liegt⁷. Vereinfachend wird daher für LNG der gleicher energetische Kraftstoffverbrauch wie bei Dieselmotoren angenommen.

Für das Szenario im Jahr 2030 sind Reduzierungen des Kraftstoffverbrauches bei Binnenschiffen zu erwarten, die sich sowohl durch technische als auch betriebliche Maßnahmen ergeben. Möglichkeiten und Potenziale zur Senkung des Kraftstoffverbrauches und der CO₂-Emissionen wurden in Aktivitäten der ZKR zusammengetragen. Diese umfassen z.B. verbesserte Motoren und Propeller, eine Optimierung der Reiseplanung, „Smart Steaming“, etc. [vgl. ZKR 2012]. Aus den Einzelpotenzialen aller Maßnahmen wurde in einer summarischen Grobabschätzung die gesamten Reduktionspotenziale für den Zeitraum 2010 bis 2050 in Form eines konservativen und eines optimistischen Szenarios abgeschätzt. Für die Szenarien der vorliegenden Studie wurden diese Potenziale übernommen und für den Zeitraum bis 2030 halbiert. Da ein Großteil der technischen Maßnahmen eher Neubauten betrifft und sich die Flotte potenzieller LNG-Schiffe eher aus solchen zusammensetzen dürfte, wurde hierbei ein höheres technisches Reduktionspotenzial angenommen.

Tabelle 8: Zukünftige Kraftstoffverbrauchsreduktion in der Binnenschifffahrt

	[ZKR 2012]*	Diese Studie – Gesamtflotte	Diese Studie – Neubauten
Zeithorizont	2010 bis 2050	2010 bis 2030	
Technische Maßnahmen	20%	10%	20%
Betriebliche Maßnahmen	10%	5%	5%
Gesamtpotenzial		15%	24%

* konservatives Szenario, ohne Einfluss der Tragfähigkeitsvergrößerung

Hinweis: Das Gesamtpotenzial ergibt sich aus der Multiplikation der Einzelpotenziale

Auf eine Berücksichtigung des Reduktionspotenzials durch eine Vergrößerung der Tragfähigkeit wie in [ZKR 2012] wird im Rahmen dieser Studie verzichtet. Zwar konnte in einer anderen Untersuchung festgestellt werden, dass sich das Verhältnis von Verbrauch zur Tragfähigkeit mit zunehmender Größe abnimmt [IFEU 2011], es besteht jedoch Unsicherheit darüber, ob die relative Tragfähigkeitsauslastung größerer Schiffe in der Praxis eher geringer ist, wodurch deren Verbrauchsvorteil entfällt.

Die Tendenz der letzten Jahre zeigt, dass der Binnenschiffsverkehr zunehmend von größeren Schiffen geleistet wird. So nahm im deutschen Schiffsbestand die mittlere Tragfähigkeit von 1990 bis 2010 von 1.000 t auf 1.300 t bzw. um 1,5% pro Jahr zu [IFEU 2011]. Bei der gesamten westeuropäischen Flotte, darunter vor allem niederländische Schiffe, welche auch in der deutschen Binnenschifffahrt dominieren, sind sogar etwas höhere Steigerungen von 1,6% bis 1,8% pro Jahr zu verzeichnen [ZKR 2012].

⁷ Es wurde jeweils die Daten eines reinen Gasmotors und eines Dual Fuel-Motors mit der eines Dieselmotors, jeweils im Nennleistungsbereich von 1.100-1.200 kW, ausgewertet.

Für die zukünftige Entwicklung der Binnenschifffahrt wird angenommen, dass die Anzahl größerer Schiffe weiter zunimmt, während ein Großteil kleinerer und älterer Schiffe verschrottet wird [Panteia 2013, NEA 2011]. Damit nimmt die gesamte Tragfähigkeit der europäischen Flotte innerhalb der Schiffe ≥ 2.500 Tonnen zu, bei kleineren Schiffen hingegen deutlich ab (siehe Tabelle 9). Für die Verkehrsleistung im Jahr 2030 wird angenommen, dass die Zuwachsraten der Flottenkapazität auch auf den Anteil der Transportleistung in Deutschland übertragen werden kann.

Tabelle 9: Daten und Annahmen zur Entwicklung der Schiffsgröße in der Binnenschifffahrt

	Jahr	<2500 t	≥ 2500 t	Quelle
Anteil der Flottenkapazität (EU)	2012	53%	47%	Eigene Berechnungen nach [Panteia 2013]
	2030	36%	64%	
Anteil der Transportleistung (DE)	2010	54%	46%	[IFEU 2012]
	2030	38%	62%	Eigene Annahme

Eine Beschränkung des Einsatzpotenzials anhand der Schiffsgröße (nur >2.500 t) wird in beiden Szenarien angenommen. Unterschieden werden soll daher vor allem im Anteil von LNG an den Neubauten und in der Umrüstung bestehender Schiffe. Hierbei gelten folgende Annahmen:

- **Moderates Szenario**
 - 50% der Neubauten >2.500 t (zwischen 2010 und 2030) mit LNG
 - 10% der bestehenden Tank- und Containerschiffe >2.500 t mit LNG
- **Forciertes Szenario**
 - 75% der Neubauten >2.500 t (zwischen 2010 und 2030) mit LNG
 - 50% der bestehenden Tank- und Containerschiffe >2.500 t mit LNG
 - 25% der bestehenden Güterschiffe >2.500 t mit LNG

Um den Neubau von potenziell mit LNG betriebenen Schiffen zu berücksichtigen werden vereinfachend folgende Annahmen getroffen:

- Die Transportleistung pro Schiff bleibt konstant, der Anstieg der gesamten Transportleistung erfordert also eine Flottenvergrößerung, welche durch neu gebaute Schiffe (Baujahr 2010 oder später) erfolgt.
- Der bisherige Anteil der Transportleistung (Stand 2010) wird ebenfalls zu 5% von neu gebauten Schiffen erbracht, da einige Schiffe, z.B. wegen deren Verschrottung, aus dem Bestand austreten. Basis der Annahme ist, dass alle größeren Schiffe mit Baujahr bis 1960 im Jahr 2030 durch neue Schiffe ersetzt wurden⁸.

⁸ Basierend auf den Flottendaten von [NEA 2011] für Schiffe der CEMT-Klasse V oder höher (entspricht mindestens einem großen Rheinschiff, d.h. ca. 2.750 t).

Die resultierende Aufteilung der Transportleistung auf Neubauten und bestehende Schiffe zeigt Abbildung 12. Durch die starke Zunahme der Transportleistung, die sich vor allem auf größere Schiffe verteilt, machen die Neubauten mit Baujahr 2010 oder höher fast 30% der Transportleistung aus.

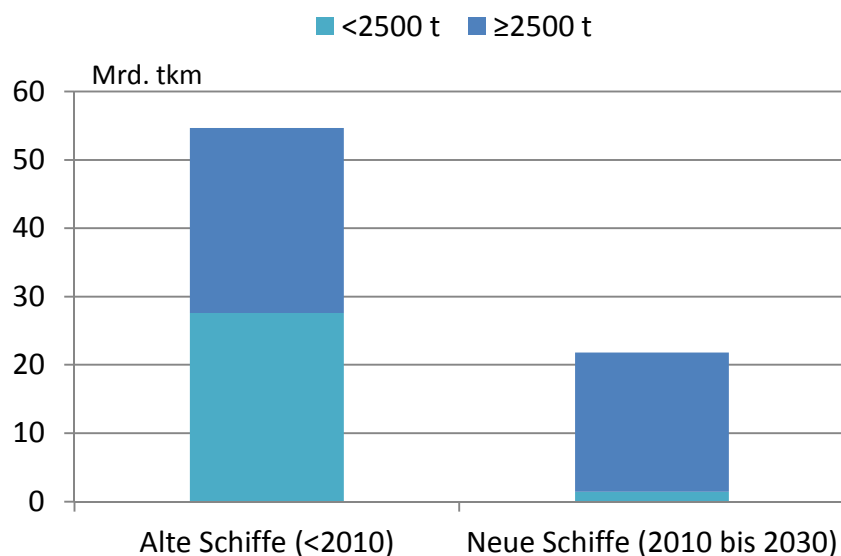


Abbildung 12: Aufteilung der Transportleistung in Neubauten und ältere Schiffe im Jahr 2030

Da für die Nachrüstung bestehender Schiffe mit LNG auch die Schiffarten (Container-, Tank- und Gütermotorschiffe) betrachtet werden, wird vereinfachend angenommen, dass die Aufteilung nach Schiffarten für 2030 wie im Jahr 2010 ist.

Tabelle 10: Aufteilung der Transportleistung nach Schiffarten (≥2.500 t) in 2010

Schiffsart	Anteil der Transportleistung
Containerschiffe	4%
Güterschiffe	62%
Tankschiffe	20%
Leichter/Verbände	14%

Quelle: [IFEU 2011]

Die aus den Annahmen resultierende Transportleistung für Diesel- und LNG-Schiffe zeigt Abbildung 13.

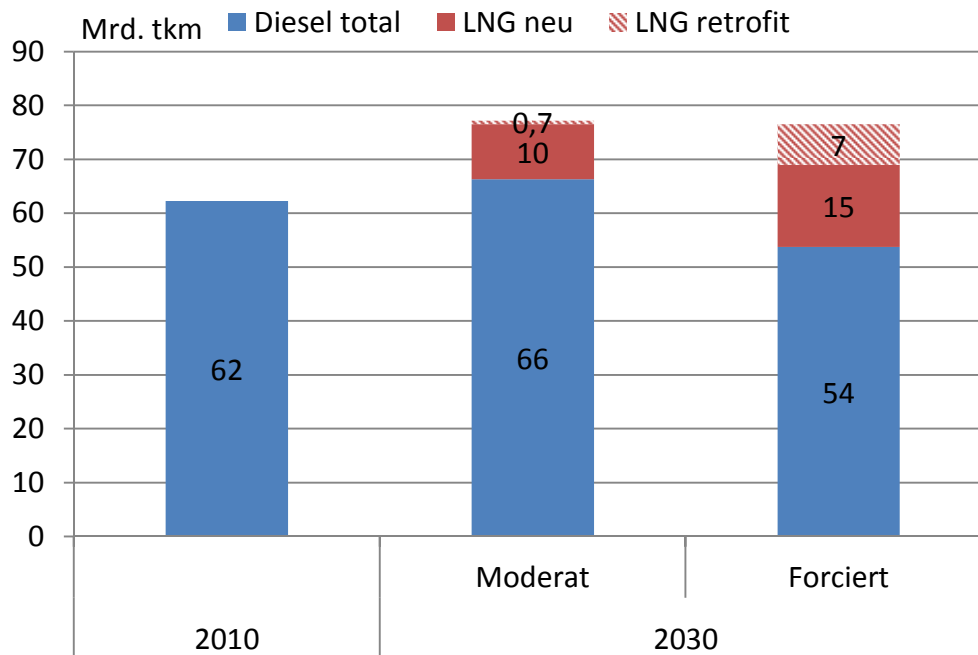


Abbildung 13: Transportleistung auf Binnenschiffen in den Szenarien mit LNG und Diesel

6.2.2 Einsatz von LNG bei schweren Nutzfahrzeugen

Ein Potenzial zur Nutzung von LNG für schwere Nutzfahrzeuge kann aus heutiger Sicht nur mit begrenzter Aussagekraft abgeschätzt werden. Hierzu ist es notwendig, dass „Henne-Ei-Problem“ für diese Kraftstoffoption durch eine abgestimmte Entwicklung von Fahrzeugherstellern der Planung einer Infrastruktur zur Betankung schrittweise zu lösen, damit den Nutzern der Fahrzeuge Sicherheit bei der Kraftstoffverfügbarkeit signalisiert wird. Dabei sollte sich die Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur entlang von stark befahrenen Korridoren an den Bundesautobahnen ausrichten. Geeignet sind dabei besonders die Autohöfe, die meist unmittelbar neben den Bundesautobahnen liegen und von beiden Fahrrichtungen aus angefahren werden können.

Als Brückentechnologie könnten Dual-Fuel-Motoren genutzt werden, die bei Erschöpfung des Gasvorrats auch nur mit Diesel betrieben werden können. Diese Technologie ermöglicht es, sofern EURO VI verfügbar, den Angebotsausbau für LNG sowohl von der Seite der Nutzer von LNG-Lkw als auch von der Seite der Investoren in die Infrastruktur risikoloser zu realisieren.

Prinzipiell ist es bei entsprechenden Kostenvorteilen und der Kraftstoffverfügbarkeit für die Nutzer vorstellbar, dass vor allem Fernverkehrs-Lkw mit einer hohen jährlichen Fahrleistung diese Technik schnell annehmen. Diese Fahrzeuge werden im Durchschnitt etwa alle 4-5 Jahre von den Nutzern durch neue ersetzt, so dass bereits nach 10 bis 15 Jahren ein erheblicher Marktanteil bei diesen Fahrzeugen erreicht werden kann. Wie hoch dieser konkret sein wird, kann aus heutiger Sicht nur durch Annahmen im Rahmen der beiden im nächsten Abschnitt beschriebenen Szenarien geschätzt werden.

Folgende Annahmen werden der Entwicklung der Szenarien zu Grunde gelegt. Geht man von einer Reichweite von rein mit LNG fahrenden schweren Nutzfahrzeugen von 600-1.000 km pro Tankfüllung

aus, reicht ein Tankstellennetz entlang der Autobahnen mit einem Abstand von ca. 250 km voraussichtlich aus. Diese sollten möglichst pro Fahrtrichtung entstehen, so dass in einem ersten Ausbauszenario ca. 30 LNG-Tankstellen vorzugsweise an Autohöfen notwendig sind, um einen großen Teil des Bundesautobahnnetzes abzudecken und Einzugsgebiete links und rechts der Autobahnen zu erschließen.

Ausgehend von dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe [AFID 2013] arbeiten die Mitgliedstaaten zusammen, um sicherzustellen, dass mit LNG betriebene schwere Nutzfahrzeuge alle Straßen des TEN V Kernnetzes befahren können. Dazu ist bis spätestens zum 31. Dezember 2030 eine ausreichende Zahl an öffentlich zugänglichen LNG-Betankungsmöglichkeiten entlang der TEN-V Hauptkorridore sicherzustellen. Dadurch würde eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung von LNG als Kraftstoff geschaffen werden. Einige Mitgliedsländer haben bzgl. dieses späten Termins Vorbehalte angemeldet und würden einen Einführungszeitpunkt Ende 2020 und Mindestabstände von 400 km zwischen den Tankstellen wie in [COM 2013] dargelegt bevorzugen.

Basierend auf der Verfügbarkeit einer solchen angenommenen Tankstelleninfrastruktur könnte somit im Jahr 2030 neben Diesel auch LNG bereits bedarfsgerecht verfügbar sein, was bei den beiden folgenden Szenarien als gegeben angesehen wurde.

Es wird davon ausgegangen, dass insbesondere für schwere Nutzfahrzeuge der Fahrzeugklasse N3 – diese umfasst alle Lkw ab 7,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht sowie Sattelzugmaschinen – ein Potenzial zur Nutzung von LNG vorhanden ist. Diese haben häufig eine hohe jährliche Fahrleistung, sodass sich höhere Anschaffungs- sowie ggf. auch höhere Wartungskosten durch geringere Kraftstoffkosten überkompensieren lassen. Für die Szenarien wird angenommen, dass die Fahrleistungen in 2030 mit LNG-Lkw und Sattelzugmaschinen sowohl mit Dual-Fuel in Dieselmotoren als auch mit reinem Methan in Ottomotoren erbracht werden. Da auch diese Fahrzeuge die dann geltenden Emissionsgrenzwerte erreichen müssen, wird darauf verzichtet, den genauen Fahrleistungsanteil dieser Fahrzeuge anzunehmen, sodass deren Fahrleistungsanteil jeweils nach dem dann erreichten, konkreten Kraftstoffmix den jeweiligen Fahrleistungsanteil der reinen Kraftstoffe zugerechnet wird. Daraus wird ein moderates Szenario abgeleitet (siehe Tabelle 11), welches davon ausgeht, dass der Preisanstieg für Dieselmotoren nur bei sehr hohen Fahrleistungen ausreicht, damit Mehrkosten von Fahrzeugen mit LNG überkompensiert werden können.

Tabelle 11: Szenario moderat: Annahmen zu Fahrleistungen bzw. Nutzung verschiedener Kraftstoffe im Jahr 2030

Fahrleistungen von Fahrzeugen mit konventionellen und/oder alternativen Antrieben	N3 Lkw > 7,5 t zGG	N3 Sattelzug
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	100%	100%
davon Anteil an VKM Diesel	97%	95%
davon Anteil an VKM LNG	3%	5%
davon Anteil an Dual-Fuel-Antrieben	50%	50%

Quelle: eigene Annahmen; zGG = zulässiges Gesamtgewicht

In einem zweiten Szenario (siehe Tabelle 12) wird davon ausgegangen, dass LNG forciert in den Markt eingeführt werden wird. Somit wird ein höherer Anteil unterstellt, der von einer schnelleren Überkompensation von Mehrkosten bei Anschaffung und ggf. bei der Wartung von LNG-Fahrzeugen ausgeht. Auch in diesem forcierten Szenario soll ein Anteil an Dual-Fuel-Fahrzeuge bei den schweren Nutzfahrzeugen angenommen werden, die LNG nutzen.

Tabelle 12: Szenario forciert: Annahmen zu Fahrleistungen bzw. Nutzung verschiedener Kraftstoffe im Jahr 2030

Fahrleistungen von Fahrzeugen mit konventionellen und/oder alternativen Antrieben	N3 Lkw > 7,5 t zGG	N3 Sattelzug
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	100%	100%
davon Anteil an VKM Diesel	95%	80%
davon Anteil an VKM LNG	5%	20%
davon Anteil an Dual-Fuel-Antrieben	50%	50%

Quelle: eigene Annahmen; zGG = zulässiges Gesamtgewicht

Weiterhin sind zur Bewertung beider Szenarien noch Annahmen zum Verbesserungspotenzial von Verbrennungskraftmaschinen sowohl bei Diesel- als auch bei Gasmotoren getroffen worden. Dabei wurde eine Studie der TU Wien verwendet, die die Effizienzpotenziale der einzelnen Verbrennungskraftmaschinen (VKM) analysiert [Nanupot 2011].

Tabelle 13: Verbrauchsreduktionspotenziale für die Fahrzeugklasse N3 (Diesel und LNG)

Fahrzeugklasse	N3 Sattelzugmaschine bzw. Lkw > 7,5 t zGG
Potenzial Diesel (moderat und forciert)	20,6%
Potenzial LNG inkl. Dual-Fuel-Antrieb (moderat und forciert)	28%

Quelle: eigene Annahme (für LNG) und Nanupot Studie (für Diesel) [Nanupot 2011]

Es wird davon ausgegangen, dass diese Effizienzpotenziale bis zum Jahr 2020 in den jeweiligen Fahrzeugklassen erschlossen werden können und in den dann verkauften Fahrzeugen realisiert sind bzw. im Falle von LNG ab dem Jahr 2020 eingeführt werden.

Sowohl Diesel als auch LNG können mit Bioanteilen vermischt werden. Außerdem kann synthetisch hergestelltes Gas aus erneuerbarem Strom zu LNG verflüssigt und beigemischt werden. Die Beimischung von erneuerbaren Energien verringert die CO₂ Emissionen in der Gesamtbilanz (Well-to-...)

Tank). Dies wurde für das Jahr 2030 mit nachfolgenden Annahmen berücksichtigt, wobei davon ausgegangen wurde, dass der Biokraftstoffanteil im Diesel aufgrund der technologischen Entwicklung bei der Erzeugung von Biokraftstoffen noch etwas gesteigert werden kann. Die Kosten für die Bereitstellung von Biodiesel nähern sich dabei den Kosten von fossilem Dieselmotorkraftstoff an und die dazu erforderliche Biomasse bzw. Abfälle können so gewonnen werden, dass diese nicht mehr in Konkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung stehen.

Tabelle 14: Szenario zur Nutzung von Beimischungsanteilen für Diesel und LNG im Jahr 2030

Beimischungsquoten alternativer Kraftstoffe	N3 Lkw > 7,5 t zGG	N3 Sattelzug
Biodiesel-Anteil VKM Diesel	13%	13%
Biomethananteil VKM LNG	-	-

Quelle: eigene Annahmen

6.3 Energienachfrage des Binnenschiff- und Straßengüterverkehrs in Deutschland

Der gesamte Binnenschiffsverkehr verursacht mit etwa 23 PJ nur etwa 3-4% des Energieverbrauchs des Straßengüterverkehrs. Unter Zugrundelegung eines Anstieges der Verkehrsleistung steigt der Gesamtkraftstoffverbrauch zukünftig weiter an. Im moderaten Szenario ergibt sich dabei ein LNG Verbrauch von 3 PJ bzw. ca. 13% der gesamten Binnenschiffahrt. Im forcierten Szenario beträgt der LNG-Verbrauch dagegen 8 PJ bzw. ca. 29% des Verbrauches der Binnenschiffahrt. Der Dieserverbrauch nimmt gegenüber 2010 geringfügig ab.

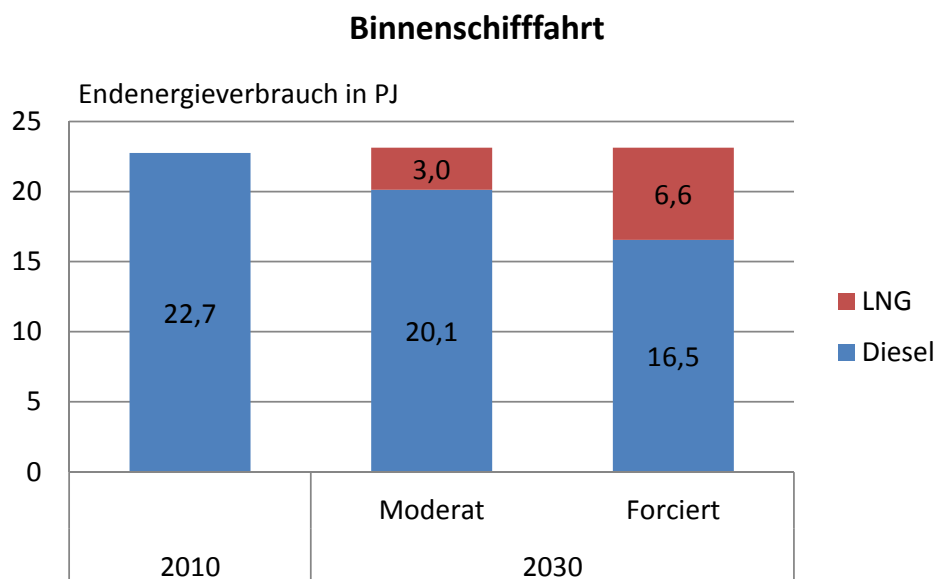


Abbildung 14: LNG Nachfrage für die Binnenschiffahrt in den Szenarien

Bei einer angenommen stark ansteigenden Güterverkehrsnachfrage bleibt der Energiebedarf im Straßengüterverkehr bis 2030 trotz Antriebseffizienzverbesserungen weitgehend konstant. Basierend auf den Einsatzpotenzialen für LNG werden im Jahr 2030 bei einer moderaten Einführung 24 PJ, bei einer forcierten Einführung 78 PJ an LNG-Kraftstoff benötigt. Dies entspricht einem Anteil von 4-12% des Kraftstoffverbrauchs im Straßengüterverkehr. Der Dieselbedarf würde daher in beiden Szenarien bis 2030 gegenüber heute kaum reduziert, sofern sich nicht andere alternative Kraftstoffe wie z.B. Wasserstoff in Brennstoffzellenantrieben parallel am Markt etablieren können.

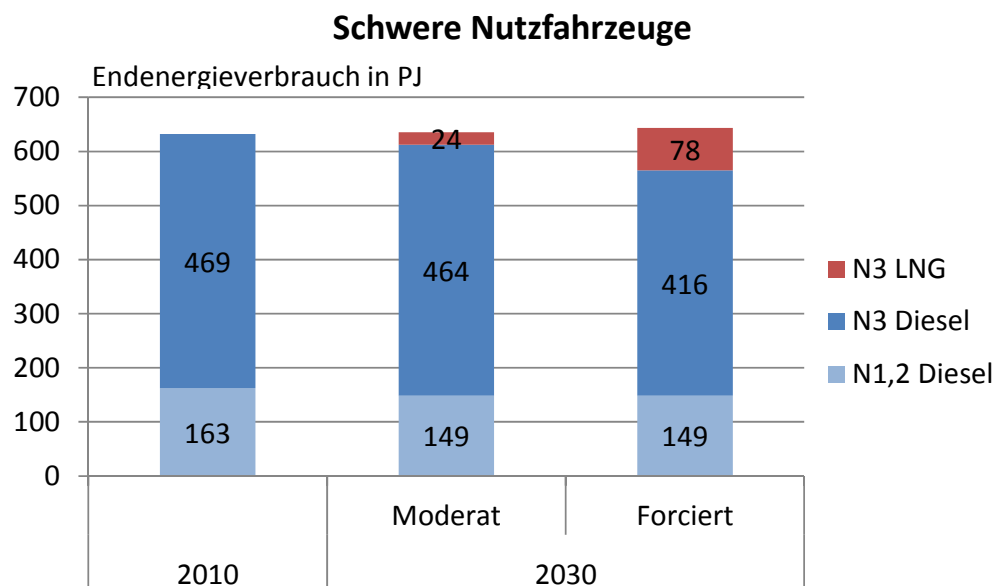


Abbildung 15: LNG Nachfrage für den Straßengüterverkehr in zwei Szenarien

Ausgehend von den beiden Szenarien könnten im Jahr 2030 in Deutschland zwischen 27 und 85 PJ LNG im Güterverkehrssektor benötigt werden. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 wurden 8,9 PJ Erdgas im Verkehr in Deutschland verbraucht und ca. 2.123 PJ an Erdgas in allen Sektoren [BMWi 2013, Tab. 17]. Der Großteil des LNG-Bedarfs würde dabei für den Straßengüterverkehr anfallen, obwohl der relative LNG-Anteil innerhalb der Binnenschifffahrt gegenüber Diesel in beiden Szenarien höher als beim Straßengüterverkehr liegt.

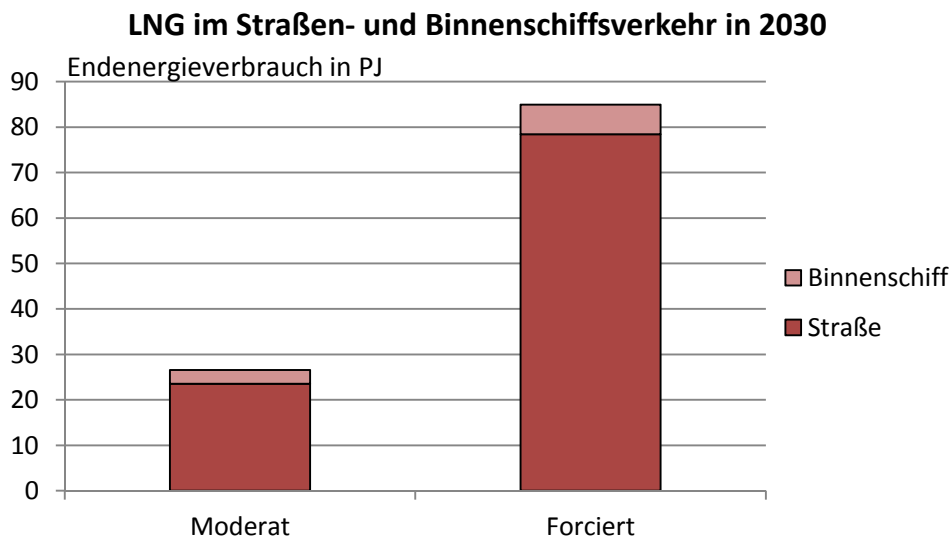


Abbildung 16: LNG Nachfrage in 2030 nach Szenario und Sektoren in Deutschland

6.4 Gegenüberstellung der Nachfrage zum Potenzial für EE-Methan

Aufgrund der großen Potenziale für erneuerbaren Strom (und der theoretisch unbegrenzten Verfügbarkeit von CO₂) könnte ein hoher Anteil des LNG-Bedarfs auch durch EE-Methan substituiert werden (mit CO₂ aus Luft etwa 1.469 PJ – vergleiche Tabelle 2). Verflüssigtes EE-Methan ausschließlich erzeugt mit CO₂ aus Biogasaufbereitung ist für keines der beiden Szenarien ausreichend. Mit CO₂ aus Abgas aus Holzheiz(kraft)werken können beide Szenarien für den innerdeutschen LNG-Bedarf erfüllt werden.

Mit CO₂ aus der Luft kann, wenn auch mit geringerem Wirkungsgrad, das moderate Ausbauszenario für Binnenschiffe und schwere Nutzfahrzeuge und zusätzlich die Seeschifffahrt im Nord- und Ostseeraum mit verflüssigtem EE-Methan aus Deutschland realisiert werden. Das forcierte Ausbauszenario für Deutschland kann zusammen mit der Seeschifffahrt bereits nicht mehr alleine mit EE-Methan aus Deutschland bedient werden.

In diesem Zusammenhang müssen auch potenzielle andere Verbraucher von Strom und EE-Methan (z.B. im stationären Sektor und im Personenverkehr) sowie eine mögliche Zunahme des Bedarfs nach 2050 berücksichtigt werden. Dies wird im Rahmen der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr: Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger“ erarbeitet.

7 Potenzielle Beiträge zu Emissionsreduktionen

Im folgenden Kapitel sollen die Umweltentlastungspotenziale von LNG untersucht werden. Der stärkere Fokus liegt, aufgrund der hohen Relevanz des Klimaschutzes, auf der potenziellen Minderung der Treibhausgasemissionen. Da aber auch die Luftschadstoffemissionen vor allem lokal vielerorts in Deutschland eine Belastung darstellen, wird auch der potenzielle Beitrag zur Minderung der Schadstoffemissionen untersucht⁹. Für beide Emissionsarten wird die jeweils aktuelle Situation den Szenarien bis 2030 gegenübergestellt. Hierbei können für die Seeschifffahrt zwar Technologiebewertungen vorgenommen werden jedoch keine auf Deutschland bezogene Auswertung (Allokation).

7.1 Methodik und Basisdaten zu den Treibhausgasemissionen

7.1.1 Allgemeine Emissionsfaktoren

Als Treibhausgasemissionen werden CO₂, Lachgas (N₂O) und Methan (CH₄) betrachtet. Diese werden in der Summe als CO₂-Äquivalente angegeben, wobei das GWP100 nach [IPCC 2007] zugrunde gelegt wird:

- CO₂: 1 g CO₂-Äquivalent/g
- CH₄: 25 g CO₂-Äquivalente/g
- N₂O: 298 g CO₂-Äquivalente/g

Rußemissionen („black carbon“) tragen sowohl als Aerosol in der Atmosphäre als auch als Ablagerung auf den Polarkappen zum Treibhausgaseffekt bei, insbesondere auch durch die Seeschifffahrt entlang von Polar Routen. Für Black Carbon hat IPCC aktuell noch keinen Treibhausgasfaktor veröffentlicht. Die Treibhausgaswirkung von Ruß hängt stark vom Ort der Verbreitung (Geographie) und Wetterbedingungen (Meteorologie) ab. Diskutiert werden GWP100-Faktoren von 1.500-2.240 g/g [Jacobson 2007] und speziell für Europa von 374 g/g [Boucher und Reddy 2008]. Aufgrund noch nicht weltweit etablierter Emissionsfaktoren, wurde die Treibhausgaswirkung von Rußemissionen in dieser Studie nicht berücksichtigt. Auf Emissionsseite sinkt die Relevanz mit dem eingesetzten Kraftstoff und Abgasnachbehandlung:

- Schweröl ohne Abgasnachbehandlung
- Dieselöl (MDO)
- Methan-Diesel-Gemisch
- Methan

Auf Immissionsseite wirken Rußemissionen insbesondere auf hellen Oberflächen und bei geringen meteorologischen Einflüssen verstärkend auf den Treibhausgaseffekt aus, wie z.B. auf Schnee-, Eis

⁹ Rußpartikelemissionen haben ebenfalls Treibhausgaswirkungen als Aerosol sowie als Ablagerung. Diese Effekte sind aktuell noch nicht ausreichend wissenschaftlich quantifiziert, d.h. es steht derzeit noch kein IPCC-Wert für die Treibhausgaswirksamkeit von Rußpartikelemissionen zur Verfügung.

oder Wüstenflächen. Durch Rußablagerungen sinkt das Reflexionsvermögen dieser Oberflächen. Mehr Strahlungswärme verbleibt im Erdsystem. Zusätzlich wird die Gletscherschmelze beschleunigt.

Da Treibhausgase globale Auswirkungen haben, werden die Emissionen in der gesamten Wirkungskette, also von der Quelle bis zum Tank (WTT) und vom Tank zum Rad bzw. Propeller (TTW/TTP) betrachtet.

Die Bereitstellung des Kraftstoffes von der Quelle bis zum Tank (WTT) setzt sich aus verschiedenen Prozessen wie Förderung, Aufbereitung und Transport zusammen und muss daher für konkrete Pfade bzw. Routen abgebildet werden. Als Ergebnis wird die Summe aller Treibhausgase bezogen auf den Kraftstoffverbrauch (z.B. g/MJ) angegeben.

Die CO₂-Emissionen aus der Nutzungsphase (TTW/TTP) ergeben sich direkt aus dem Kraftstoffverbrauch, basierend auf dem Kohlenstoffgehalt unter der Annahme, dass aller Kohlenstoff verbrennt. Für Diesel wird hierbei mit einem Wert von 73,2 g CO₂/MJ, für LNG basierend entsprechend dem für Erdgas mit 55 g CO₂/MJ (reines Methan) gerechnet [JEC 2013]. Bei erneuerbaren Kraftstoffen aus Biomasse oder erneuerbarem Strom werden keine direkten CO₂-Emissionen angerechnet, da der enthaltene Kohlenstoff zuvor aus der Atmosphäre „entnommen“ wurde. Die CH₄ und N₂O-Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen, hängen von der Motor- und Abgasminderungstechnik ab.

Die Emissionsfaktoren der untersuchten Bereitstellungspfade und Verkehrsmittel für die THG-Emissionen werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

7.1.2 Bereitstellung von LNG (WTT)

Bei der Bereitstellung von LNG wird üblicherweise auf LNG über maritimen Import fokussiert, ggf. noch ergänzt um die Komponente Biomethan, z.B. [PwC 2013]. Mit Blick auf die besonderen Anforderungen und Chancen im Zuge der deutschen Energiewende, werden in dieser Studie weitere, besonders geeignete LNG-Versorgungsoptionen beleuchtet, wie z.B. die Verflüssigung in Deutschland bzw. „vor Ort“ sowie die Erzeugung von LNG aus erneuerbarem Strom (verflüssigtes EE-Methan).

Für die Bereitstellung von LNG wurden folgende Pfade bzw. Routen betrachtet:

- Erdgasverflüssigung in der Nähe der Erdgasfelder (z.B. Katar), Transport des verflüssigten Erdgases (LNG) in die EU, Transport des LNG mit einem Bunkerschiff zum zu betankenden Schiff über eine Entfernung von 5 km und Abgabe an das zu betankende Schiff
- Erdgasverflüssigung in der Nähe der Erdgasfelder (z.B. Katar), Transport des verflüssigten Erdgases (LNG) in die EU, Transport des LNG mit Tanklastzug zu einer LNG-Betankungseinrichtung am Hafen über eine Entfernung von 5 km und Abgabe des LNG an das zu betankende Schiff
- Erdgasverflüssigung in der Nähe der Erdgasfelder (z.B. Katar), Transport des verflüssigten Erdgases (LNG) in die EU, Transport des LNG mit einem Binnenschiff zu einer Betankungseinrichtung über eine Entfernung von 500 km und Abgabe an das zu betankende Schiff
- Erdgasverflüssigung in der Nähe der Erdgasfelder (z.B. Katar), Transport des verflüssigten Erdgases (LNG) in die EU, Transport des LNG mit Tanklastzug zu einer LNG-Betankungs-

einrichtung am Hafen oder LKW-Betriebshof über eine Entfernung von 500 km und Abgabe des LNG an das zu betankende Schiff oder des zu betankenden Lkw

- Erdgasfeld außerhalb der EU, Erdgastransport über Pipeline über eine Entfernung von 4.000 km, Verteilung des Erdgases an Erdgasverflüssigungsanlage vor Ort an den Betankungseinrichtungen am Binnenhafen
- Erdgasfeld außerhalb der EU, Erdgastransport über Pipeline über eine Entfernung von 4.000 km, Verteilung des Erdgases an Erdgasverflüssigungsanlage vor Ort an den Betankungseinrichtungen am Lkw-Betriebshof
- Produktion von Wasserstoff über Wasserelektrolyse mit anschließender katalytischer Methanisierung und Einspeisung in das Erdgasnetz, Erdgasverflüssigung vor Ort an den Betankungseinrichtungen am Binnenhafen
- Produktion von Wasserstoff über Wasserelektrolyse mit anschließender katalytischen Methanisierung und Einspeisung in das Erdgasnetz, Erdgasverflüssigung vor Ort an den Betankungseinrichtungen am Lkw-Betriebshof

Für die Bereitstellung des CO₂ für die katalytische Methanisierung wurden drei Varianten betrachtet:

- CO₂ aus Luft
- CO₂ aus Rauchgas
- CO₂ aus Biogasaufbereitung

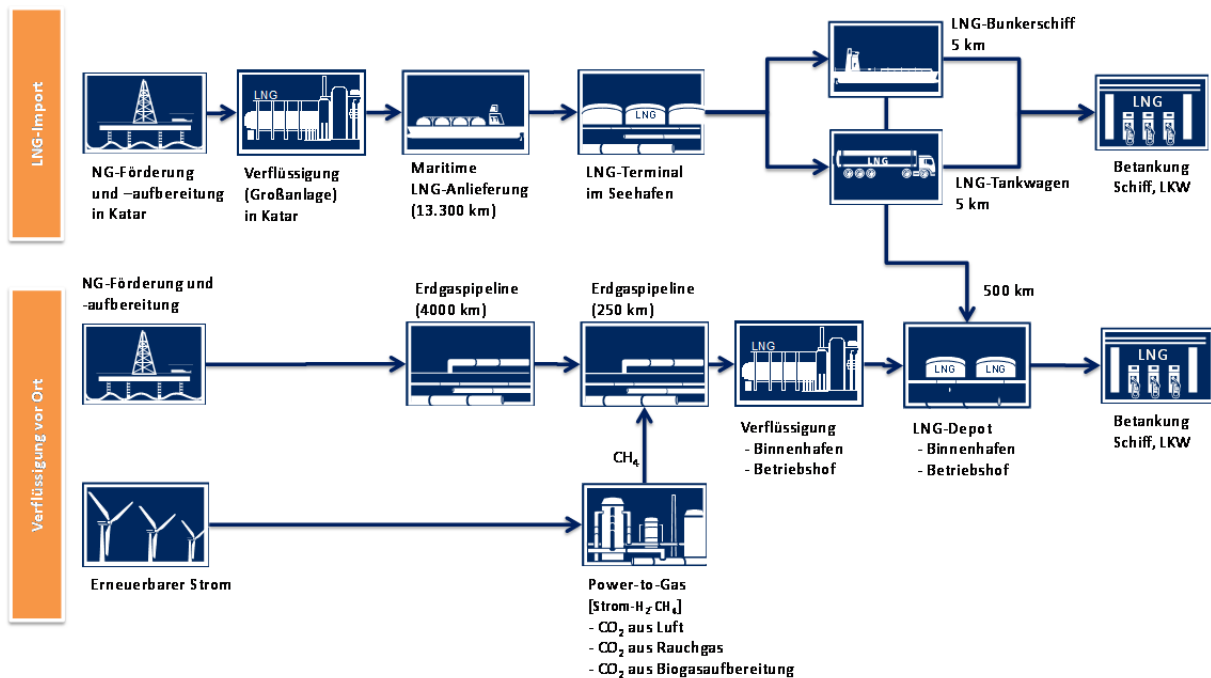


Abbildung 17: Pfade bzw. Routen für die Bereitstellung von LNG von der Quelle bis zum Tank („Well-to-Tank“)

Der Energieaufwand und die damit verbundenen Emissionen für die Förderung und Aufbereitung von Erdgas sowie die großtechnische Erdgasverflüssigung in der Nähe der Erdgasfelder wurden aus [JEC 2013] entnommen. Der Stromverbrauch großer Erdgasverflüssigungsanlagen liegt bei etwa 0,036 MJ pro MJ LNG. Analog zu [JEC 2013] wurde angenommen, dass der Strombedarf der Verflüssigungsanlage durch ein mit Erdgas betriebenes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 58% gedeckt wird.

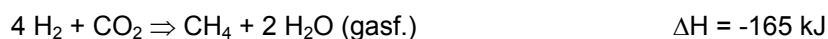
Der Kraftstoffbedarf des LNG-Hochsee-Tankschiffen (etwa 0,089 MJ pro MJ angeliefertes LNG inklusive Rückfahrt) wird teilweise durch verdampfendes LNG (etwa 54%) und teilweise durch Schweröl (etwa 46%) gedeckt. Die Transportentfernung (einfach) von Katar nach Zeebrugge beträgt etwa 13.000 km.

Das Bunkerschiff und das LNG-Binnentankschiff werden mit Dieselmotoren betrieben. Der Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Dieselmotoren wurden aus [JEC 2013] entnommen.

Für die Verflüssigung vor Ort an der Betankungsanlage am Binnenhafen wurde auf Daten eines Anlagenherstellers (Galileo) zurückgegriffen. Der Stromverbrauch der Verflüssigungsanlage, Modell „CRYOBOX“, beträgt nach [Galileo 2013] 420 kWh pro 500 kg LNG, was zu etwa 0,060 MJ pro MJ LNG führt. Darüber hinaus sind sehr geringe Mengen an LPG und Schmiermittel erforderlich. Für die Verflüssigung vor Ort an der LNG-Tankstelle im Betriebshof wurde auf Angaben von Stirling Cryogenics zurückgegriffen. Der Stromverbrauch liegt bei etwa 0,064 MJ pro MJ LNG. Der Strom für die Verflüssigung wird aus dem Stromnetz bezogen.

Der Stromverbrauch für die Wasserelektrolyse wird mit 4,5 kWh pro Nm³ Wasserstoff angenommen. Der Wasserstoff wird mit einem Druck von 3 MPa bereitgestellt (Druckelektrolyse). Die Anlage ist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Anschließend erfolgt die Methanisierung mit CO₂. Die Umsetzung von Wasserstoff zu Methan erfolgt über folgende Reaktion:



Die Reaktion verläuft exotherm. Die katalytische Methanisierung erfolgt bei einer Temperatur von etwa 200 bis 400°C. Es werden Katalysatoren auf Basis von Ni oder Ru, Rh, Pt, Fe, und Co eingesetzt [Lehner 2012]. Die katalytische Methanisierung läuft bei einem Druck von 0,5 MPa ab.

Die CO₂-Abtrennung aus Luft erfolgt über Auswaschung mit Kalilauge (KOH) und Regenerierung des Waschmittels über Elektrodialyse. Der Stromverbrauch beträgt 8,2 MJ pro kg CO₂ [Sternner 2009]. Anschließend wird das CO₂ von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert.

Die CO₂-Abtrennung aus Abgas erfolgt über Auswaschung mit Monoethanolamin (MEA). Für die Regenerierung des Waschmittels und der Abtrennung des CO₂ sind 4,3 MJ Wärme erforderlich [Specht et al 1995]. Daneben sind noch 0,0334 kWh Strom für den Betrieb von Pumpen und Lüftern erforderlich [Socolow et al 2011]. Anschließend wird das CO₂ von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert. Der Wärmebedarf wird zum Teil aus der bei der Methanisierungsreaktion freigesetzten Wärme gedeckt.

Für den Fall, dass das für die Methanisierung erforderliche CO₂ aus der Biogasanlage kommt wurde angenommen, dass die Biogasanlage bereits mit einer Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu reinem Methan für die Einspeisung in das Gasnetz ausgerüstet ist. Der Strombedarf der CO₂-Bereitstellung stammt aus der Komprimierung des CO₂ von Umgebungsdruck auf das Druckniveau von 0,5 MPa der Methanisierungsanlage.

Tabelle 15 zeigt die Energie- und Stoffströme für die Produktion von Methan aus H₂ und CO₂.

Tabelle 15: Energie und Stoffströme bei der Produktion von Methan aus H₂ und CO₂

	I/O	Einheit	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus BGA
H ₂	Input	MJ/MJ	1,200	1,200	1,200
CO ₂	Input	kg/MJ	0,055	0,055	0,055
Strom für CO ₂ -Bereitstellung	Input	MJ/MJ	0,4590	0,0098	0,0080
Wärme für CO ₂ -Bereitstellung	Input	MJ/MJ	-	0,2365	-
CH ₄	Output	MJ	1,000	1,000	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ	0,200	0,200	0,200

BGA: Biogasaufbereitung

Das produzierte Methan wird über das Erdgasnetz zur Verflüssigungsanlage am Binnenhafen oder dem Lkw-Betriebshof transportiert.

Die Energieaufwendungen zur Bereitstellung von CNG und LNG als Kraftstoff „Well-to-Tank“ sind in Abbildung 18 dargestellt, differenziert nach fossilem und erneuerbarem Energieaufwand.

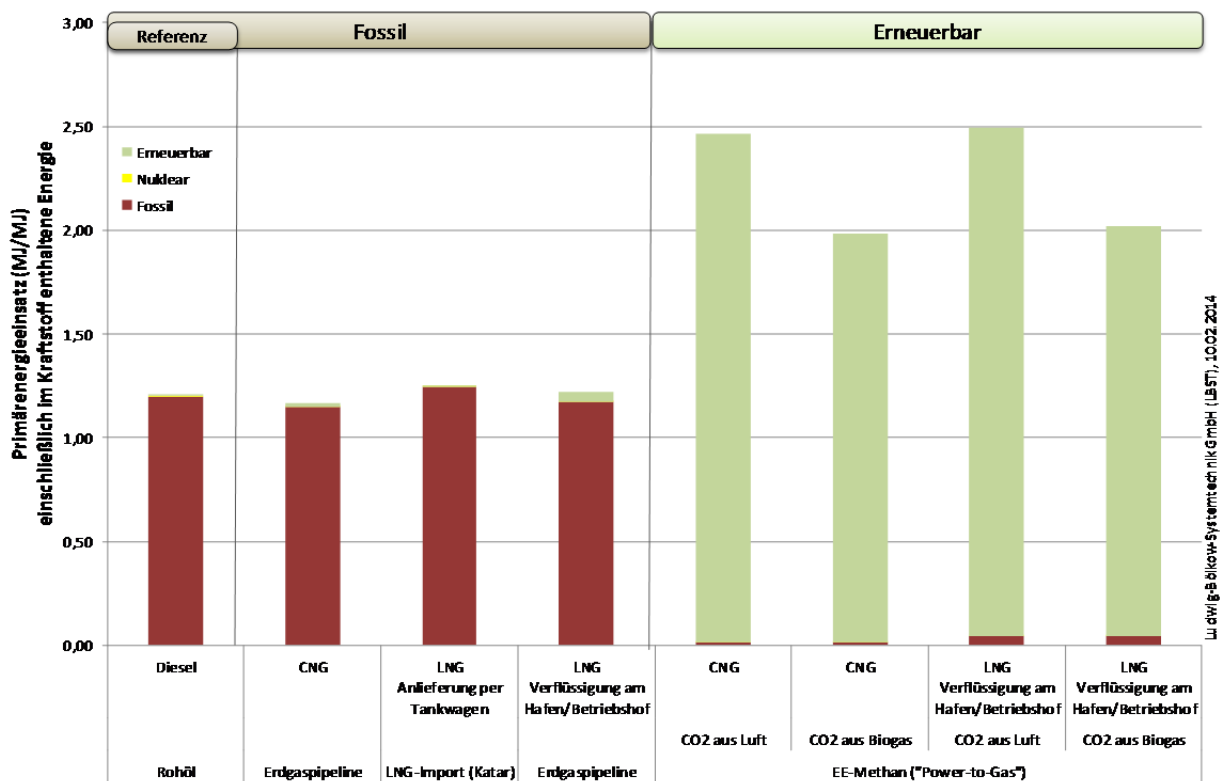


Abbildung 18: Energieaufwendungen für ausgewählte CNG und LNG Bereitstellungspfade (einschließlich der im Kraftstoff enthaltene Energie)

Aus Abbildung 18 wird gut ersichtlich, dass der Gesamtenergieaufwand für die fossilen Pfade am geringsten ist. Hier hat die Natur über Jahrmillionen die Arbeit geleistet. Der Energieeinsatz für die Konditionierung (Verdichtung, Verflüssigung) von Methan stellt keinen dominierenden Aufwand dar. Die Verdichtung und Verflüssigung von Methan erfolgte an der Tankstelle unter Verwendung des Strommixes Deutschland 2030.

Abbildung 19 zeigt die Treibhausgasemissionen für die LNG-Bereitstellung, differenziert nach dem Prozessschritt. Der im Kraftstoff enthaltene fossile Kohlenstoffanteil ist in dieser Betrachtung „Well-to-Tank“ ebenfalls mit aufgeführt.

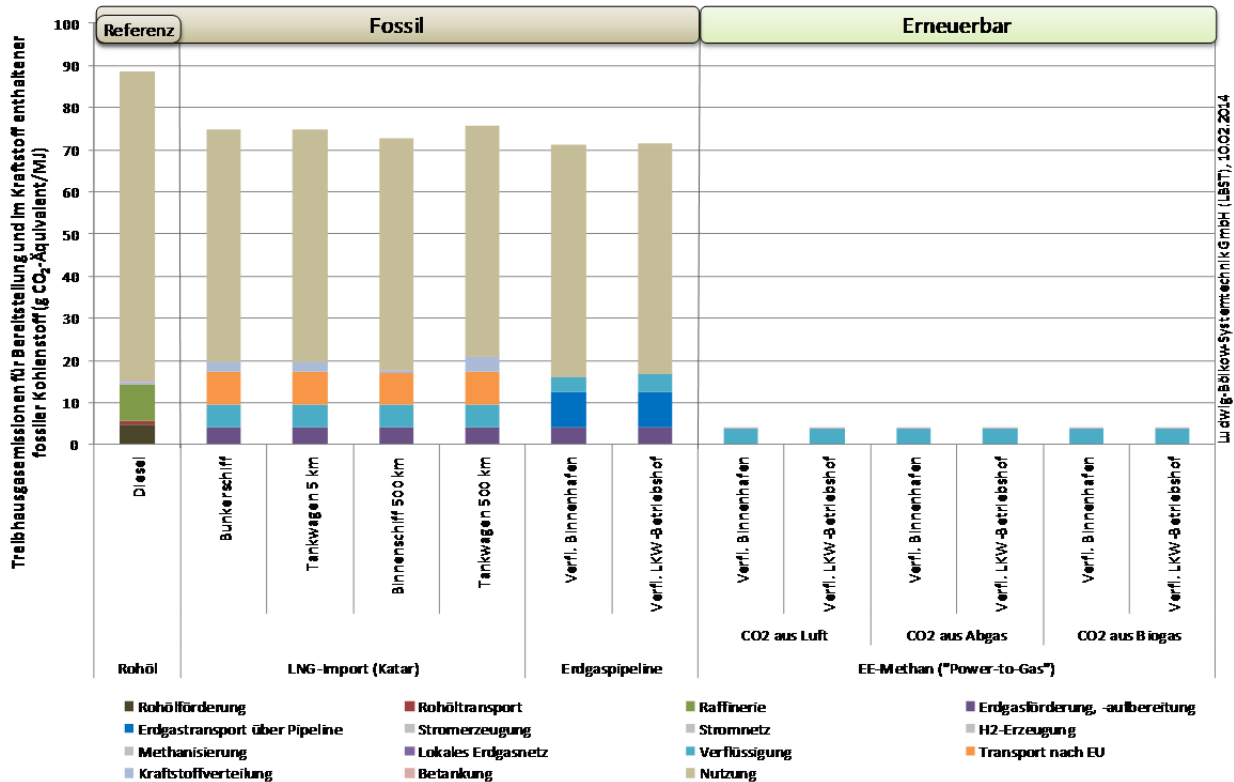


Abbildung 19: Treibhausgasemissionen für die LNG-Bereitstellung (einschließlich im Kraftstoff enthaltenen fossilen Kohlenstoffs)

Die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung von LNG aus Erdgas (WTT) liegt je nach Bereitstellungspfad zwischen 72 und 76 g CO₂-Äquivalent pro MJ LNG, wenn für den Strombezug der Verflüssigungsanlagen vor Ort der Strommix 2030 verwendet wird. Die Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Bereitstellungsketten sind somit gering. Wird der heutige Strommix für die Verflüssigungsanlage verwendet, ergeben sich Treibhausgasemissionen von 73 bis 79 g CO₂-Äquivalent pro MJ LNG. Bei Einsatz von erneuerbarem Strom zur Produktion von synthetischem Methan über Elektrolyse und nachgeschaltete Methanisierung inklusive CO₂-Bereitstellung kommt es zu deutlich geringen Treibhausgasemissionen von etwa 4 g CO₂-Äquivalent pro MJ LNG. Sie resultieren aus dem Betrieb der Verflüssigungsanlage vor Ort am Binnenhafen mit Strom aus dem Strommix 2030. Der unterschiedliche Energieeinsatz für die Bereitstellung des CO₂ wirkt sich nicht auf die Emissionen aus, da der Strombedarf durch erneuerbaren Strom gedeckt würde.

Der Vergleich der Gesamtemissionen (WTW/WTP) kann aufgrund der geringen Unterschiede vereinfacht anhand von Mittelwerten betrachtet werden. Daher wird in Kapitel 7.2 nur zwischen den folgenden drei Bereitstellungspfaden unterschieden:

- HFO (Heavy Fuel Oil bzw. Schweröl) aus Rohöl
- Diesel aus Rohöl
- LNG aus Erdgas (Durchschnitt)
- LNG aus erneuerbarem Methan (Durchschnitt)

Für die Treibhausgasemissionen für Diesel wird ein Wert von 15,35 g CO₂-Äqu pro MJ angenommen¹⁰. Für HFO werden nach [TNO 2011] 9,8 g CO₂-Äqu pro MJ angenommen.

7.1.3 Emissionsfaktoren für Binnenschiffe (TTP)

Die direkten CO₂-Emissionen von LNG (55 g/MJ) liegen pro Energiegehalt um ca. 25% niedriger als die von Diesel (73,3 g/MJ). Da die Antriebseffizienz für LNG- und Dieselmotoren bei Binnenschiffen annähernd gleich ist, lässt sich diese CO₂-Minderung auch pro erbrachte Strecke bzw. Verkehrsleistung übertragen.

Die CH₄-Emissionen aus Dieselantrieben werden in Anlehnung an schwere Nutzfahrzeuge mit 2,4% der HC-Emissionen angenommen (basierend auf HBEFA 3.1). Dadurch ergeben sich 0,001 g CH₄/MJ Diesel. Für LNG wird nach [TNO 2011], basierend auf Erfahrungswerten von Gasmotoren im stationären Betrieb und einzelner Motormessdaten, ein deutlich höherer Wert von 0,53 g/MJ angenommen. Vereinzelt können vor allem im Niedriglastbetrieb auch noch höhere Methanemissionen entstehen [TNO 2011]. Eine detailliertere Betrachtung kann im Rahmen dieser Studie zwar nicht erfolgen, sollte aber auf Grund der hohen Klimarelevanz von Methan zukünftig berücksichtigt werden.

N₂O-Emissionen sind nach bisherigen Erfahrungen mit Diesel und Gasmotoren aus dem Straßenverkehr für die Summe der THG-Emissionen kaum relevant. Entsprechend der TNO Studie wird hier ein Wert für 0,4 g CO₂-Äquivalent/MJ (entspricht 1,34 mg N₂O/MJ) sowohl für LNG als Diesel angesetzt [TNO 2011].

Zukünftig (2030) werden die spezifischen Treibhausgasemissionen (pro MJ Kraftstoff) neben der Kraftstoffqualität selbst (z.B. dem Methangehalt) sowie dem Anteil erneuerbarer Energie entscheidend von der Motortechnik abhängen. Momentan machen CH₄-Emissionen bei LNG-Antrieben in Binnenschiffen fast 20% der gesamten direkten Treibhausgasemissionen aus. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Methanemissionen im Falle strenger Emissionsvorschriften wie im Rahmen des EURO VI-Standards bei schweren Nutzfahrzeugen mit 0,5 g/kWh begrenzt werden können [Panteia 2013]. Hierdurch würden sich die THG-Emissionen gegenüber Diesel, bei gleichem Energieverbrauch, zusätzlich deutlich reduzieren. Die Entwicklung der N₂O-Emissionen kann schwer vorhergesagt werden,

¹⁰ Wert für alle MKS-Kurzstudien. Detaillierte Erläuterungen finden sich z.B. in der Kurzstudie „CNG und LPG – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs“

da für N₂O keine Emissionsgrenzwerte bestehen oder geplant sind. Daher wird vereinfachend angenommen, dass sich die N₂O-Emissionen pro MJ Kraftstoff bis 2030 nicht verändern.

Tabelle 16: Emissionsfaktoren für Treibhausgase bei Binnenschiffsantrieben (TTP)

	Diesel (Stufe IIIA)	LNG (2013)	LNG (2030)
CO ₂ [g/MJ]	73,2	55	
CH ₄ [g/MJ]	0,001	0,53	0,06
in CO ₂ -Äqu. [g/MJ]	0,02	13,25	1,57
N ₂ O [g/MJ]	0,001	0,001	
in CO ₂ -Äqu. [g/MJ]	0,4	0,4	
CO ₂ -Äqu gesamt [g/MJ]	73,6	69,9	56,9

Quelle: [TNO 2011] und Eigene Annahmen; Umrechnung der Grenzwerte pro kWh auf MJ mit einem spezifischen Kraftstoffverbrauch von 8,6 MJ/kWh (entspricht 200 g Diesel/kWh)

7.1.4 Emissionsfaktoren für schwere Nutzfahrzeuge (TTW)

Wie bei Binnenschiffen sind die CO₂-Emissionen pro Energiegehalt um ca. 25% niedriger als die von Diesel. Durch die deutlich geringe Antriebseffizienz von LNG gegenüber Diesel bei schweren Nutzfahrzeugen kann dieser Vorteil pro gefahrenen Kilometer jedoch kompensiert werden (siehe Treibhausgasbilanz in Kap. 7.2.1).

Methanemissionen sind bei Dieselmotoren praktisch vernachlässigbar. Für die Abgasstufe EURO VI gilt hierbei nur ein Grenzwert für Kohlenwasserstoffe insgesamt (THC) von 0,16 g/kWh. Würde dieser genau eingehalten und zu einem Anteil von 2,4% aus CH₄ (Annahme HBEFA) bestehen, betragen die CO₂-Äquivalente durch Methan gerade einmal 0,01 g/MJ Dieselmotorkraftstoff. Für die ab 2013 in den Markt kommenden Nutzfahrzeuge mit Gasmotor besteht dagegen ein konkreter CH₄-Grenzwert von 0,5 g/kWh. Dies entspricht einer Methanemissionen von 0,06 g/MJ, oder umgerechnet 1,6 g CO₂-Äqu/MJ. Bei Einhaltung der Standards machen die Methanemissionen somit nur einen geringen Anteil an den gesamten THG-Emissionen aus.

Die N₂O-Emissionen werden für Diesel-Pkw mit EURO VI vereinfacht mit 5% des NO_x-Grenzwertes abgeschätzt werden, bei CNG-Antrieben mit 3% [JEC 2013]. Vereinfacht dürfte dieser relative Anteil auch auf schwere Nutzfahrzeuge übertragbar sein. Bei einer Einhaltung des NO_x-Grenzwertes von 0,46 g/kWh fallen somit jeweils 0,064 g N₂O bzw. 1,5 g CO₂-Äquivalent pro MJ an. Die N₂O-Emissionen sind daher in der Summe der Treibhausgasäquivalente kaum relevant.

Aktuell sind auf EU-Ebene offiziell keine neuen Emissionsgrenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge geplant, auch liegen mit EURO VI derzeit bereits weit entwickelte Emissionsanforderungen für Nutzfahrzeuge vor. Daher wird auf eine Untersuchung von zukünftigen Emissionsfaktoren für schwere Nutzfahrzeuge verzichtet.

Tabelle 17: Emissionsfaktoren für Treibhausgase bei schweren Nutzfahrzeugen (TTW)

	Diesel (EURO VI)	LNG (EURO VI)
CO ₂ [g/MJ]	73,2	55
CH ₄ [g/MJ]	0,0005	0,06
in CO ₂ -Äqu. [g/MJ]	0,01	1,57
N ₂ O [g/MJ]	0,001	0,001
in CO ₂ -Äqu. [g/MJ]	0,34	0,34
CO ₂ -Äqu. gesamt [g/MJ]	73,6	56,9

Quelle: Eigene Annahmen; Umrechnung der Grenzwerte pro kWh auf MJ mit einem spezifischen Kraftstoffverbrauch von 7,95 MJ/kWh (entspricht 185 g Diesel/kWh)

7.2 Beitrag zur Treibhausgasminderung

Die potenzielle Treibhausgasminderung durch LNG wird in der gesamten Wirkungskette von der Quelle zum Rad bzw. zum Propeller (WTW/WTP) dargestellt. Hierbei soll jeweils ein Benchmark die spezifischen Emissionen von LNG und Diesel zum heutigen Zeitpunkt vergleichen, sowie einen Ausblick auf die zukünftige Entwicklung aufgrund der Fahrzeugeffizienz und der Bereitstellung geben.

Zusätzlich soll aufbauend auf den in Kapitel 6 erarbeiteten Szenarien untersucht werden, welchen Gesamtbeitrag LNG zur THG-Minderung der jeweiligen Verkehrsträger bis zum Jahr 2030 insbesondere im Hinblick auf bestehende politische Ziele leisten kann. Die Senkung der absoluten THG-Emissionen stellt ein obligatorisches Mittel gegen den Klimawandel da. So wurde im Rahmen des Energiekonzeptes der Bundesregierung ein Gesamt-THG-Minderungsziel von 55% bis 2030 und von 80-95% bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990 festgelegt [BMU 2011]. Für den Verkehrssektor bestehen derzeit noch keine verbindlichen Ziele, jedoch wurde im Rahmen des EU-Weißbuches eine Minderung im Verkehrssektor um 20% bis 2030 bzw. um 60% in 2050 vorgeschlagen [EU-Weißbuch 2011]. Die europäischen Binnenschifffahrtsverbände haben ihrerseits eine THG-Minderung um 30% bis 2020, bzw. 50-70% in 2050 formuliert [INE/EBU/ESO 2011].

7.2.1 Seeschifffahrt

Durch die Nutzung von LNG entstehen bei der Verbrennung (TTP) 25-30% geringere CO₂-Emissionen (TTP) gegenüber HFO oder Marine Diesel Oil [IMO 2009, Magalog 2008]. Dies entspricht in etwa dem stofflich bedingten CO₂-Vorteil von LNG gegenüber Diesel bzw. HFO¹¹, welcher nur mit einer ähnlichen Antriebseffizienz bzw. einem ähnlichen Energieverbrauch erreicht werden kann.

Durch Methanschlupf bei LNG-Antrieben kann sich der Treibhausgasvorteil vermindern. Vernachlässigbar ist der Methanschlupf laut [Marintek 2011] bei Hochdruck Dual-Fuel Motoren, während er bei Niederdruck-Dual-Fuel-Motoren sowie reinen Gasmotoren noch als aktuelle Herausforderung gilt.

¹¹ Diesel und HFO haben einen höheren Kohlenstoffgehalt pro MJ und daher höhere CO₂-Emissionen als LNG bzw. Methan

Unter Einbeziehung der Methanemissionen liegen die THG-Emissionen von LNG dennoch um 15% bis 30% unter denen von HFO [Marintek 2007, 2011]. Trotz dieses Wissensstandes ist der Methanschluß eine noch wenig referenzierte und damit unsichere Größe bei der Bewertung des klimaschonenden Beitrages von LNG.

Die Bereitstellung von LNG ist gegenüber HFO mit deutlich höheren Treibhausgasemissionen verbunden, der WTT-Anteil macht bei LNG jedoch nur ca. 25% der gesamten THG-Emissionen aus, bei Diesel ca. 16%). Die Treibhausgasemissionen pro Tonnenkilometer in der gesamten Kette (WTP) sind beispielhaft für ein Containerschiff in Abbildung 20 dargestellt. In der Summe sind demnach durch LNG gegenüber HFO nur geringe Minderungen der THG-Emissionen möglich. Eine höhere Treibhausgasreduzierung ist möglich, wenn anstelle von fossilem LNG erneuerbares Methan genutzt wird (vgl. nächster Abschnitt). Inwieweit dies zukünftig in der vorwiegend internationalen Seeschifffahrt der Fall sein wird, kann im Rahmen dieser Studie jedoch nicht abgeschätzt werden.

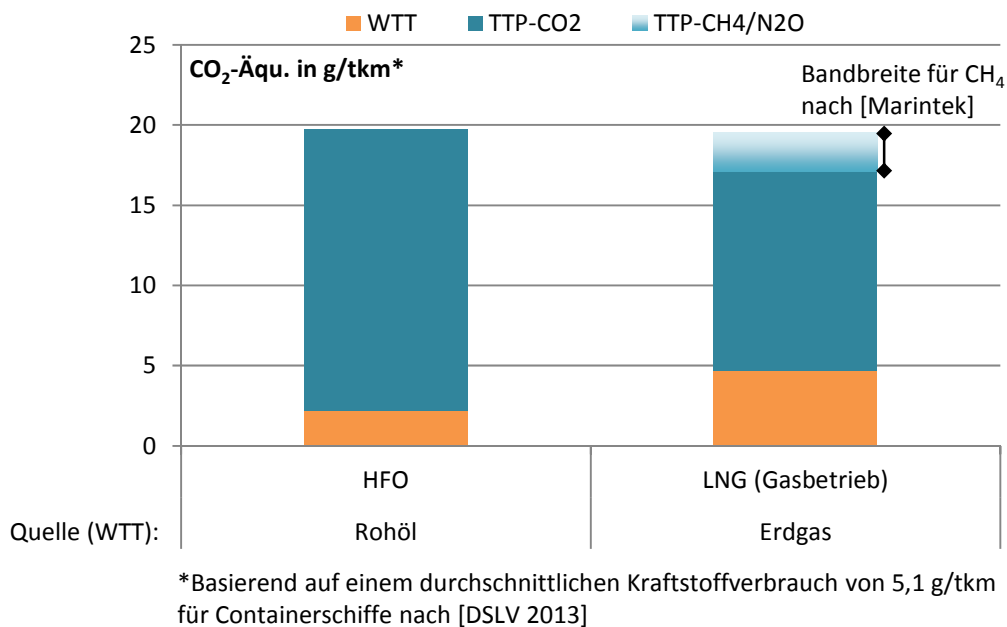


Abbildung 20: Spezifische THG-Emissionen bei Seeschiffen 2013

7.2.2 Binnenschifffahrt

Durch die Verbrennung von Erdgas lassen sich im Binnenschiff (TTP) bis zu 25% der CO₂-Emissionen pro MJ Kraftstoff gegenüber Diesel einsparen. Durch den bei aktuellen Motoren hohen „Methanschluß“ sinkt dieser Vorteil bei der Summe der THG-Emissionen (in CO₂-Äquivalenten) jedoch beträchtlich. Einen weiteren Zusatzbeitrag an THG-Emissionen gegenüber Diesel verursacht auch die Bereitstellung von LNG vom Gasfeld bis zum Tank (WTT). In der Summe hat LNG derzeit daher keine Vorteile gegenüber Diesel bei den Treibhausgasemissionen.

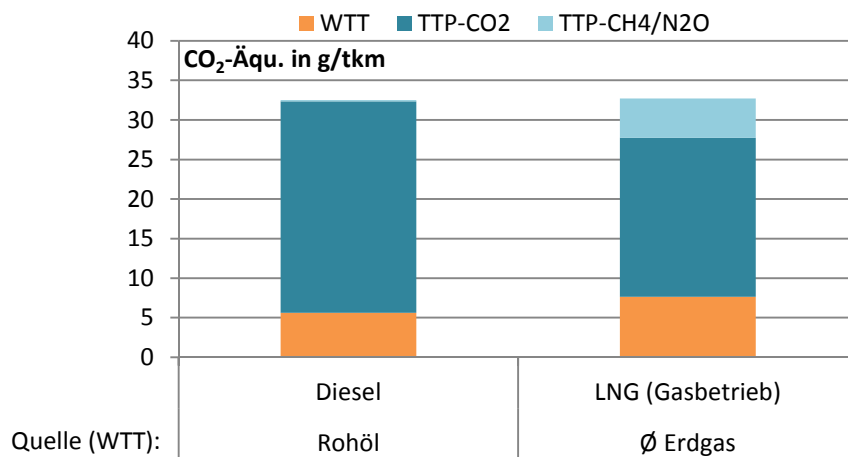


Abbildung 21: Spezifische THG-Emissionen bei Binnenschiffen 2013

Zukünftig verfügt der LNG-Antrieb aber über ein deutlich größeres Potenzial zur THG-Reduktion. Einerseits könnten strengere Emissionsgrenzwerte, wie bereits für schwere Nutzfahrzeuge über Euro VI vorgesehen, den „Methanschluß“ deutlich reduzieren. Andererseits könnte der Einsatz von „erneuerbarem LNG“ aus EE-Methan eine fast CO₂-neutrale Verbrennung ermöglichen. So würden beim Einsatz von fossilem LNG (Erdgas) ca. 15% der THG-Emissionen reduziert. Durch EE-Methan sinken die THG-Emissionen gegenüber fossilem Diesel um über 90%.

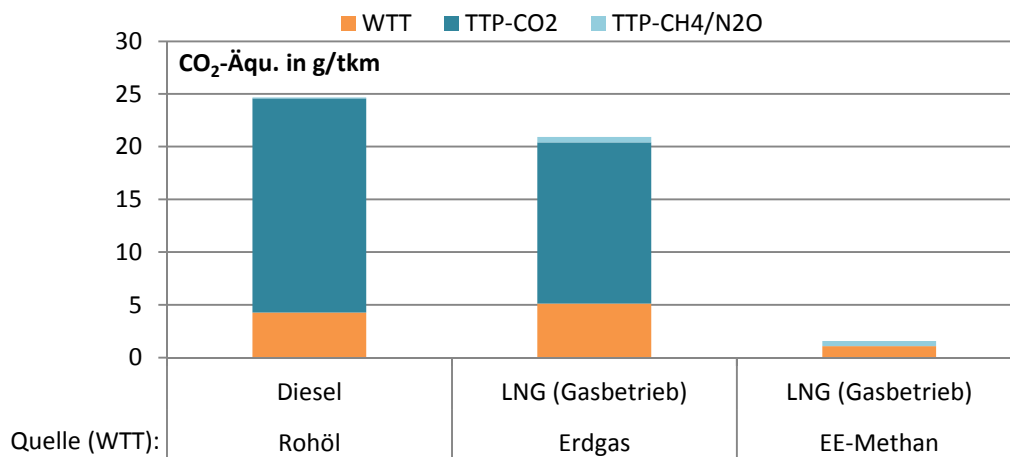
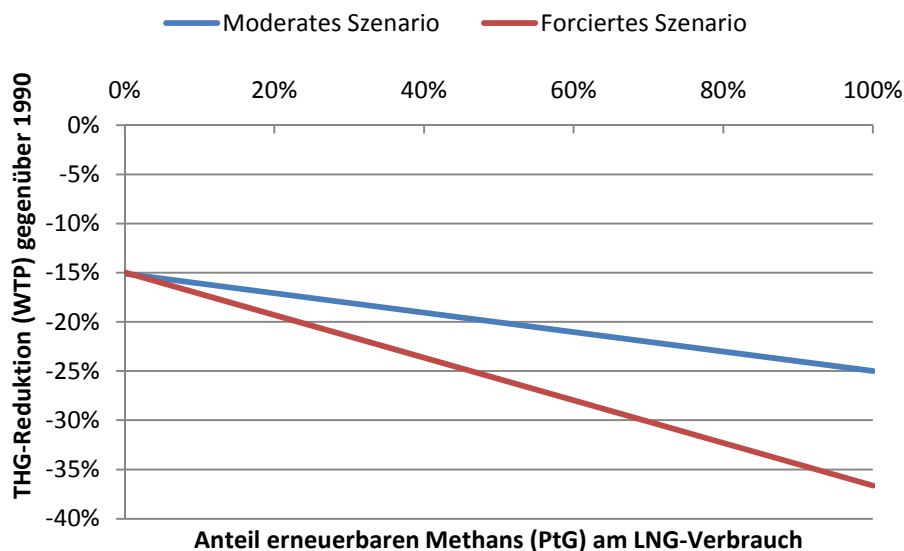


Abbildung 22: Spezifische THG-Emissionen bei Binnenschiffen (WTP) 2030

Der mögliche zukünftige Beitrag von LNG-Schiffen zur Senkung der gesamten THG-Emissionen berücksichtigt die in den in Kapitel 6 berechneten Energienachfragen. Zusätzlich wird für die mittleren spezifischen THG-Emissionen im Jahr 2030 angenommen, dass 75% des Schiffsbestandes mit LNG im Jahre 2030 einen Methangrenzwert von 0,5 g CH₄/kWh, entsprechend Euro VI bei schweren Nutzfahrzeugen, einhalten. Dies würde einer Einführung des Grenzwertes in 2020 (Vorschlag auf Basis von [Panteia 2013]) entsprechen, mit der Annahme, dass die Schiffsmotoren durchschnittlich alle 15 Jahre ausgetauscht werden [Planco 2007]. Weiterhin wird angenommen, dass Dieselkraftstoff zu

13%¹² aus Biodiesel besteht, welcher die Anforderungen der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) von -60% THG-Emissionen ab 2020 erfüllt. Um den Beitrag der Treibhausgas-senkung im Jahr 2030 in Bezug zu den Zielen der Bundesregierung (-55% für alle Sektoren) bzw. des EU-Weißbuches (-20% im Verkehr) zu setzen, wird die Minderung auf das Jahr 1990 bezogen.

Abbildung 23 zeigt den hieraus resultierenden Beitrag von LNG zur Treibhausgas-minderung der Bin-nenschifffahrt. Selbst wenn kein erneuerbares Methan eingesetzt wird, können die THG-Emissionen gegenüber dem Jahr 1990 bereits um ca. 15% gesenkt werden. Durch die Substitution von fossilem LNG durch erneuerbares Methan können die THG-Emissionen im moderaten Szenario um maximal 25%, im forcierten Szenario um maximal 37% gesenkt werden. Anhand der Ergebnisse zeigt sich, dass durch LNG-Antriebe in der Schifffahrt das Ziel des EU-Weißbuches Verkehr für 2030 (bezogen auf den gesamten Verkehrssektor) im forcierten Szenario bereits mit einem Anteil von ca. 20% erneu-erbarem Methan erreicht werden kann.



Anmerkung: Biodieselanteil am Dieseldieselkraftstoff wird konstant mit 13% angenommen

Abbildung 23: Potenzielle THG-Reduktion durch LNG in der Binnenschifffahrt in Abhängigkeit des Anteils erneuerbaren Methans

Sollen in der Binnenschifffahrt höhere THG-Minderungen erreicht werden, müsste ein noch größerer Teil der Flotte (mehr Umrüstungen und auch kleine Schiffe) mit LNG ausgestattet werden und eine ausreichende Substitution mit erneuerbarem Methan ermöglicht werden. Alternativ könnte eine Erhöhung des Biodieselanteils die THG-Emissionen deutlich senken, welcher im Gegensatz zu „EE-Methan“ jedoch in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht. Prinzipiell kann erneuerbarer Dieseldieselkraftstoff, ebenso wie Methan, auch aus Strom bereitgestellt werden (sog. „Power-to-Liquid“ – PtL). Hierbei sind deutlich geringere THG-Emissionen realisierbar.

¹² Der Biodieselanteil wird mit 13% (MJ/MJ) am Diesel angesetzt, um die Kriterien der Dekarbonisierungsstrategie ab 2020 (mindestens 7% gegenüber konventionellem Kraftstoff) zu erreichen (vgl. [IFEU 2012]).

Die aufgezeigten Ergebnisse können nur einen Anhaltspunkt für den möglichen Beitrag zur Treibhausgassenkung geben. Neben dem Anteil des LNG am Energieverbrauch könnten vor allem durch größere Einsparungen beim spezifischen Kraftstoffverbrauch die absoluten THG-Emissionen weiter gesenkt werden. Die zugrundeliegenden Annahmen dieser Studie bilden hierbei, verglichen mit den im Rahmen der ZKR ermittelten Potenziale [ZKR 2013], eher eine konservative Effizienzentwicklung ab.

7.2.3 Schwere Nutzfahrzeuge

In der Gesamtwirkungskette (WTT) liegen die Treibhausgasemissionen eines heutigen LNG-Sattelzuges mit ca. 1.100 g CO₂-Äqu./km um ca. 10% höher als beim Sattelzug mit Diesel-Antrieb. Der rein verbrennungsbedingte CO₂-Vorteil von ca. 25% wird somit durch höhere Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von LNG und einen deutlich höheren Kraftstoffverbrauch aufgehoben. Direkte CH₄ und N₂O Emissionen (TTP) fallen aufgrund des strengen EURO VI Standards kaum ins Gewicht (Abbildung 24).

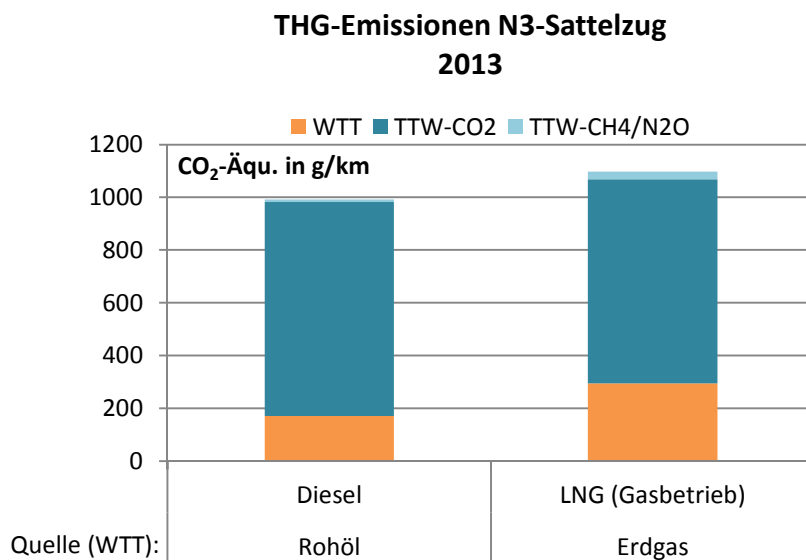


Abbildung 24: Spezifische THG-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (N3) 2013

Zukünftig nehmen die Treibhausgasemissionen je km um mehr als 20% gegenüber heute ab, was vorwiegend auf die effizienteren Fahrzeuge zurückzuführen ist. Aufgrund der stärkeren Effizienzverbesserung beim LNG-Sattelzug und der Nutzung des Dual-Fuel-Antriebes verursacht dieser um ca. 14% geringere THG-Emissionen als bei Diesel; der THG-Vorteil von LNG verbessert sich damit deutlich gegenüber 2010. Drastische Treibhausgaseinsparungen von über 90% können jedoch vor allem durch den Einsatz von rein erneuerbarem Methan im LNG-Fahrzeug erreicht werden (Abbildung 25).

THG-Emissionen N3-Sattelzug 2030

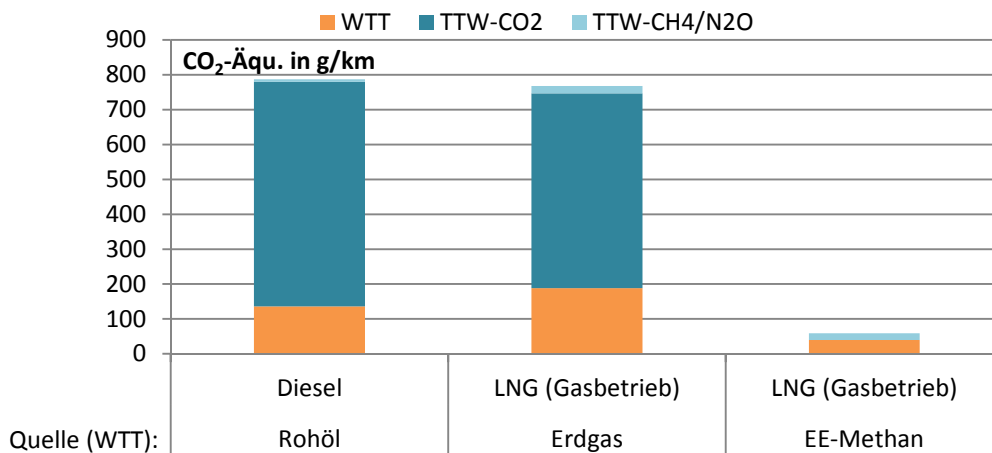
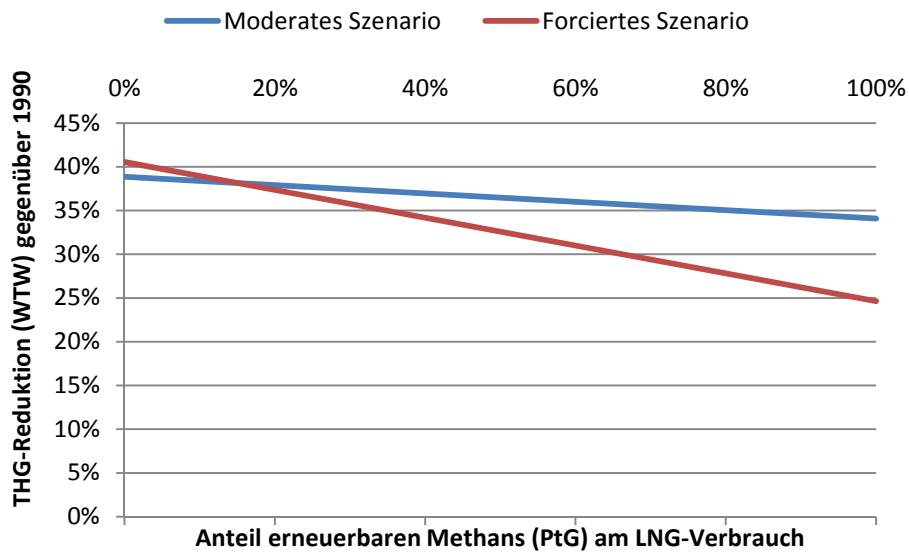


Abbildung 25: Spezifische THG-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (N3) 2030

LNG könnte somit zukünftig zur Senkung der Treibhausgasemissionen des Straßengüterverkehrs beitragen. Hierbei wird angenommen, dass die Fahrleistung der schweren Nutzfahrzeuge im Jahr 2030 vollständig mit EURO VI Fahrzeugen erbracht wird. Wie bei der Binnenschifffahrt besteht der Dieselmotorkraftstoff zu 13% aus Biodiesel, der die Anforderungen der Kraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (-60% THG-Emissionen) erfüllt.

Abbildung 26 zeigt, dass die Treibhausgasemissionen des Straßengüterverkehrs in der Gesamtkette (WTT) gegenüber 1990 in beiden Szenarien nicht ab-, sondern um 25-40% zunehmen. Durch den geringen Anteil am Kraftstoffverbrauch im Jahr 2030, kann mit LNG nur ein Teil der THG-Emissionen gesenkt werden. Ohne erneuerbares Methan entstehen im forcierten und im moderaten LNG-Szenario ähnlich hohe Treibhausgasemissionen, da die spezifischen Emissionen von Diesel mit 13%igem Biodieselanteil ähnlich wie bei LNG aus fossilem Erdgas sind. Durch die Substitution von Erdgas durch EE-Methan kann vor allem im forcierten Szenario aber ein Teil der Treibhausgasemissionen vermieden werden.

Die trotz energieeffizienterer Fahrzeuge insgesamt hohen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 sind vor allem durch das im Rahmen der Verkehrsprognose 2030 angenommene Wachstum des Güterverkehrs (vgl. Kapitel 6.2) begründet. Unter diesen Rahmenbedingungen kann eine Vermeidung zusätzlicher Treibhausgasemissionen nur durch weitere Optionen zur Einbindung erneuerbarer Kraftstoffe im Straßengüterverkehr erfolgen (siehe MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ [Kreyenberg u.a. 2014]).



Anmerkung: Biodieselanteil am Dieselmotorkraftstoff wird konstant mit 13% angenommen

Abbildung 26: Potenzielle THG-Reduktion durch LNG im Straßengüterverkehr in Abhängigkeit des Anteils erneuerbaren Methan

7.3 Beitrag zur Minderung der Luftschadstoffemissionen

Neben dem möglichen Beitrag zur Senkung der THG-Emissionen stellt auch die Verminderung von Luftschadstoffemissionen einen Treiber für den Einsatz von LNG dar. Die Emissionen von Stickoxiden (NO_x), Partikeln (PM) und Schwefeldioxid (SO₂) tragen zur Luftbelastung in Innenstädten sowie zur Versauerung und Eutrophierung bei. Im Gegensatz zu den Treibhausgasen stellen die Schadstoffemissionen meist vor allem eine lokale bis regionale Gefährdung für die Umwelt dar. Daher werden im folgenden Kapitel nur die direkten Schadstoffemissionen aus dem Abgas der Antriebe, also TTW/TTP, betrachtet.

7.3.1 Seeschifffahrt

Die potentielle Minderung von Luftschadstoffemissionen bei Seeschiffen muss im Zusammenhang mit den verschiedenen öl-basierten Kraftstoffen und der Emissionsgrenzwertgesetzgebung gesehen werden. Letztere wird im Rahmen der MARPOL Annex VI durch die IMO (International Maritime Organisation) geregelt und räumlich in sogenannte Emission Control Areas (ECAs) und Zonen außerhalb der ECAs unterschieden. Bisher werden nur die SO_x und NO_x-Emissionen begrenzt, weitere Schadstoffe, z.B. Rußpartikel, sind nicht limitiert.

Eine Begrenzung der SO_x-Emissionen über die IMO erfolgt über den Schwefelgehalt des Kraftstoffes in zeitlicher Staffelung (siehe Kap. 3). In ECAs darf der Schwefelgehalt ab dem Jahr 2015 maximal 0,1% (gewichtsbezogen) betragen, was dennoch der 100fachen Menge an Schwefel wie bei dem im Straßenverkehr eingesetzten Dieselmotorkraftstoff entspricht. Um die Vorgaben zu erreichen, kann „Marine Diesel“ (0,5% S) bzw. Gasöl (0,1% S) eingesetzt werden. Mithilfe von Scrubber-Technologien, die der SO_x-Nachbehandlung dienen, kann auch HFO eingesetzt werden. Dabei besteht jedoch die Heraus-

forderung weitere Umweltfolgen durch saure bzw. schadstoffhaltige Abwässer zu vermeiden sowie eine gleichzeitige Reduktion von NO_x mit zusätzlichen Abgasnachbehandlungstechnologien zu gewährleisten [IMO 2009]. LNG ist mit 3,5 ppm hingegen praktisch schwefelfrei [TNO 2011]. Somit können die SO_x-Emissionen gegenüber Schweröl oder Marine Diesel sowohl innerhalb der ECAs als auch global um fast 100% reduziert werden.

NO_x-Emissionen werden seit 2011 global über den Standard Tier 2 begrenzt, welcher durch innermotorische Einstellungen und ohne Abgasnachbehandlung erreicht werden kann. Für ECAs ist eine Verschärfung des NO_x-Grenzwertes über den Standard Tier 3 ab dem Jahr 2016 geplant. Aktuell wird jedoch eine verzögerte Einführung für das Jahr 2021 diskutiert [MEPC 2013]. Laut [Magalog 2008] können mit LNG schon heute die NO_x-Grenzwerte von Tier 3 eingehalten werden. Dies entspricht einer Minderung der NO_x-Emissionen gegenüber Tier 2 von ca. 70%. Solange die Stufe Tier 3 nicht verbindlich in Kraft tritt, kann LNG bereits einen deutlichen Beitrag zur Senkung der NO_x-Emissionen leisten. Nach Eintreten von Tier 3 ergibt sich dennoch ein Vorteil für LNG, falls dieses auch außerhalb von ECAs eingesetzt würde. Nach Berechnungen von [Wärtsilä 2011] könnte diese Option aus Kostensicht vorteilhafter als der Betrieb mit Schweröl in Kombination mit Scrubbern und NO_x-Nachbehandlungssystemen sein, und damit auch für Schiffe, die nur einen Teil ihrer Fahrzeit in ECAs verbringen, wirtschaftlich sinnvoll sein.

Partikelemissionen (PM) werden in der Seeschifffahrt zwar nicht über Grenzwerte geregelt, diese sind jedoch indirekt stark vom Schwefelgehalt des Kraftstoffes abhängig. Laut [Magalog 2008] werden für mit HFO betriebene Schiffsmotoren PM-Emissionen von 1,5 g/kWh angenommen, für Marine Diesel (0,5% S) liegen die Emissionen um ca. 65-80% niedriger, bei Gasöl (0,1% S) um bis zu 90%. Mit mindestens 0,15 g/kWh liegen die PM-Emissionen dennoch weit über denen heutiger Straßenfahrzeuge, da ein Einsatz von Partikelfiltern nicht erforderlich bzw. aufgrund der Schwefelgehalte nicht umsetzbar ist. Bei LNG entstehen laut [Marintek 2007] praktisch keine Partikelemissionen, eine zusätzliche Minderung ist also in jedem Fall möglich.

Damit lässt sich konstatieren, dass LNG eine gute Option zur Senkung der Luftschadstoffe in der Seeschifffahrt ist. Alle gängigen Normen zu Schadstoffemissionen werden durch LNG übererfüllt und die technischen Herausforderungen hinsichtlich der Abgasnachbehandlung sind weitaus geringer als beim kombinierten Einsatz von NO_x-Nachbehandlungssystem und Scrubbern. Neben der Einhaltung gesetzlicher Normen auf See sind die niedrigen Schadstoffemissionen von LNG-Schiffen insbesondere ein Vorteil für die Luftqualität in Hafenanlagen und hafennahen Innenstädten.

7.3.2 Binnenschifffahrt

Bisher existieren noch wenige Publikationen zu den Luftschadstoffemissionen für LNG-Motoren in Binnenschiffen. Basis für den Benchmark ist insbesondere eine Studie von [TNO 2011]; hierbei wurden u.a. Messdaten erster LNG-Motoren (sowohl Dual- als auch Mono-Fuel) aufgrund von Herstellerdaten ausgewertet.

Die hieraus abgeleiteten Emissionsfaktoren zeigt Tabelle 18. Laut [TNO 2011] ergeben sich hierbei vor allem bei den NO_x-Emission von LNG sowie den Emissionen von Partikeln (PM) zwar durch Unsi-

cherheiten verursachte Bandbreiten. Bei den folgenden Werten werden jedoch nur Werte innerhalb dieser Bandbreiten dargestellt, die aufgrund weiterer Informationen plausibel schienen.

Die SO₂-Emissionen werden direkt über den Verbrauch und den Schwefelgehalt des Kraftstoffes berechnet, unter der Annahme, dass aller Schwefel vollständig zu SO₂ oxidiert. Der in Binnenschiffen eingesetzte Dieselmotorkraftstoff muss seit dem Jahr 2011 von 10 ppm Schwefel einhalten. In der Praxis kann für letzteren ein Schwefelgehalt von 8 ppm angenommen werden [IFEU 2012]. LNG aus aufbereitetem Erdgas enthält nur minimale Konzentrationen an Schwefel. Nach Angaben von Shell kann für LNG ein mittlerer Schwefelgehalt von 3,5 ppm angenommen werden [TNO 2011].

Aktuell werden Binnenschiffsmotoren über die Emissionsgrenzwertgesetzgebungen der EU-Richtlinie 97/68/EG mit der Stufe IIIA sowie durch die RheinSchUO mit der Stufe ZKR II typgenehmigt¹³. Eine Verschärfung der Emissionsgrenzwerte für zukünftige Motoren wird aktuell im Rahmen der Revision der Richtlinie 97/68/EG untersucht [COM 2013b]. Die abschließend gültigen Emissionsgrenzwerte sind entscheidend für den Umweltvergleich zwischen LNG- und Dieselantrieben. Um eine mögliche Bandbreite für die Grenzwerte für die Binnenschifffahrt darzustellen werden zwei Grenzwertszenarien für 2030 untersucht:

- Stufe IIIB mit einer eher konservativen Verschärfung über die Angleichung an die IMO/EPA Tier III-Standards. Diese hätte alleine eine Reduktion der NO_x-Emissionen um ca. 65-75% zur Folge.
- Stufe V mit einer ambitionierten Verschärfung über die Angleichung an die EURO VI-Standards für schwere Nutzfahrzeuge. Diese hätte eine drastische Reduktion sowohl der PM als auch NO_x-Emissionen (über 95%) zur Folge.

Tabelle 18: Schadstoffemissionen TTP von neuen Binnenschiffsantrieben in 2010

	2010		2030			
	Diesel (IIIA)	LNG	Diesel (St. IIIB)	LNG	Diesel (St. V)	LNG (St. V)
NO _x [g/kWh]	8,8	2,0	1,81		0,4	
PM [g/kWh]	0,12	0,02	0,12	0,02	0,01	

Quelle: [TNO 2011, Panteia 2013] und eigene Annahmen

Die Schadstoffemissionen verschiedener Grenzwerte sind in Abbildung 27 vergleichend dargestellt. Aktuell sind die Schadstoffemissionen von LNG-Motoren deutlich niedriger als bei modernen Dieselmotoren für Binnenschiffe. Durch die vergleichsweise wenig strengen Anforderungen der Stufe IIIA verursacht ein LNG-Motor (bei Dual-Fuel im Gasbetrieb) ca. 1/5 der NO_x- und PM-Emissionen eines Dieselmotors. Da diese Emissionen insbesondere die lokale Luftqualität, v.a. in Häfen oder entlang von stark befahrenen Wasserstraßen beeinflussen, ergibt sich ein klarer Vorteil für LNG. Trotz der

¹³ Die Typgenehmigung umfasst nur neue Motoren, die Stufen IIIA und ZKR II traten hierfür zuerst im Jahr 2007 in Kraft.

vorgeschriebenen Verwendung fast schwefelfreien Kraftstoffes in Binnenschiffen (seit 2011) kann LNG auch die SO₂-Emissionen um etwas mehr als die Hälfte gegenüber Diesel senken.

Zukünftige Dieselmotoren für Binnenschiffe könnten jedoch deutlich geringere Schadstoffemissionen haben. Bei einer wenig ambitionierten Verschärfung über eine Stufe IIIB hätte LNG nach wie vor einen Vorteil niedriger PM-Emissionen gegenüber Diesel, die NO_x-Emissionen wären dagegen ähnlich hoch. Bei strengeren Grenzwerten wie einer Stufe V in Anlehnung an schwere Nutzfahrzeuge wären die Emissionen bis auf SO₂ gleich hoch. Auch wird davon ausgegangen, dass selbst LNG-Antriebe dann Abgasnachbehandlungstechnologien wie SCR (Selective Catalytic Reduction) und Diesel-Partikelfilter benötigen, um die Grenzwerte einhalten zu können [Panteia 2013].

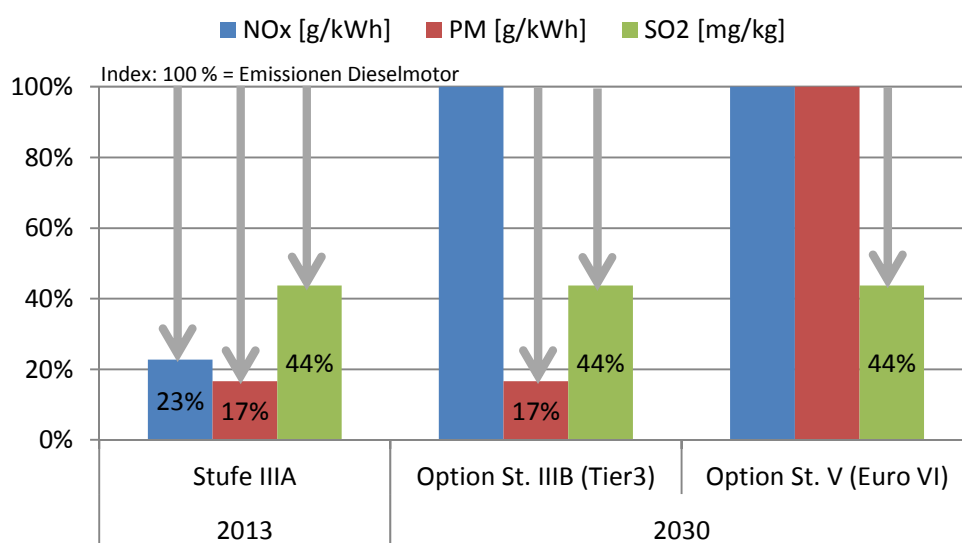


Abbildung 27: Vergleich spezifischer Schadstoffemissionen von LNG gegenüber Diesel bei Binnenschiffen

Quelle: [TNO 2011] und eigene Annahmen

Ein Zuwachs der LNG-Flotte, wie er in Kapitel 6.1 dargestellt wurde, könnte die Schadstoffemissionen für die Binnenschifffahrt dennoch mittelfristig senken. Wie anhand der Szenarien gezeigt wurde, dürfte bis zum Jahr 2030 der Großteil der Transportleistungen und des Energieverbrauches von Binnenschiffen jedoch nach wie vor durch Dieselantriebe erfolgen – sofern nicht auch für kleinere und ältere Schiffe ein lohnenswerter Einsatz alternativer Antriebe ermöglicht werden kann. Die Emissionseinsparungen durch LNG in der gesamten Binnenschifffahrt sind damit begrenzt, insbesondere wenn eine kurzfristige Verschärfung der Emissionsgrenzwerte im Rahmen der Richtlinie 97/68/EG erfolgen sollte. Auch lohnt eine Umrüstung von Schiffen mit älteren Dieselmotoren auf LNG i.d.R. nicht, da diese meist nur in kleineren und älteren Schiffen vorkommen. Der Ersatz durch einen neuen Dieselmotor könnte hierbei die kostengünstigere Lösung darstellen.

Jedoch ist anzunehmen, dass strengere Emissionsstandards zumindest bei reinen Gasmotoren mit weniger Abgasnachbehandlungskosten als bei den Dieselantrieben erreicht werden können, falls z.B. auf einen Partikelfilter verzichtet werden kann. Diese Kostenersparnis könnte die höheren Investitionskosten für LNG-Antriebe und Tanks zu einem Teil ausgleichen und somit die Amortisation von LNG-Schiffen und deren Marktdurchdringung beschleunigen (vgl. [Panteia 2013]).

7.3.3 Schwere Nutzfahrzeuge

Seit dem 1.1.2013 ist für die Typprüfung von schweren Nutzfahrzeugen die Abgasstufe EURO VI vorgeschrieben. Ab 1.1.2014 müssen alle neu in Verkehr gebrachten schweren Nutzfahrzeuge EURO VI erfüllen. Alle relevanten Hersteller haben bereits EURO VI im Angebot und die Entwicklung für EURO VI ist mit Ausnahme von Dual-Fuel-Motoren abgeschlossen. EURO VI kann bis auf wenige speziell auf reine selektiv katalytische Reduktion (SCR) optimierte Diesel-Motoren nur mit Hilfe von Abgasnachbehandlung wie beispielweise Dieselpartikelfiltern (DPF) in Verbindung mit (SCR) erreicht werden.

Es wird angenommen, dass reine Gasmotoren bezüglich der Schadstoffemissionen gegenüber EURO VI Diesel-Motoren kaum eine Minderung bringen. Bei CNG-Stadtbussen werden nach HBEFA 3.1 etwas geringerer PM, aber dafür etwas höhere NO_x-Emissionen als bei Dieselnissen angenommen¹⁴. Zur Einhaltung des EURO VI-Standards könnten daher auch LNG-Antriebe eine speziell zu entwickelnde Abgasnachbehandlung benötigen, insbesondere wenn es sich um Dual-Fuel Motoren handelt. Darüber hinaus muss für die Verbrennung von Methan in Lkw-Motoren die Einhaltung eines CH₄-Emissionsgrenzwertes gewährleistet werden. Eine signifikante Minderung der Schadstoffemissionen durch LNG ist daher sowohl heute als auch mit Blick auf die Zukunft nicht abzusehen.

7.4 Zusammenfassung zur Reduktion von Treibhausgas- und Schadstoffemissionen

LNG bietet die Voraussetzungen, die spezifischen THG-Emissionen gegenüber ölbasierten Kraftstoffen zu senken. Der niedrigere Kohlenstoffgehalt von fossilem Erdgas bei einer annähernd gleichen Antriebseffizienz von LNG-Motoren hat das Potenzial, ca. zu 25% der direkten CO₂-Emissionen gegenüber Diesel bzw. bis zu 30% gegenüber HFO einzusparen. Hohe Methanemissionen, die aktuell insbesondere bei Schiffsmotoren auftreten sowie höhere Emissionen für die Kraftstoffbereitstellung (WTT) können diesen Vorteil jedoch deutlich mindern. Bei schweren Nutzfahrzeugen mit EURO VI entfallen diese weitgehend, sofern der Methangrenzwert eingehalten wird. Durch den Mehrverbrauch an Kraftstoff ergibt sich aber auch hier in der Summe (WTW) kein Treibhausgasvorteil gegenüber Diesel. In naher Zukunft könnten jedoch strenge Grenzwerte für Methanemissionen bei LNG-Motoren in Binnenschiffen sowie Effizienzverbesserungen bei LNG-Lkw für beide Verkehrsmittel einen THG-Vorteil durch LNG ermöglichen. Wenn es langfristig gelingt, erneuerbaren Strom in Form von EE-Methan dem Verkehr zur Verfügung zu stellen, könnten damit der Einsatz von fossilem Erdgas und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen verringert werden.

Hohe Substitutionsraten von Erdgas durch EE-Methan könnten zukünftig auch insgesamt zur Senkung der Treibhausgasemissionen des nach [VP 2030] weiter anwachsenden Güterverkehrs beitragen und die Einhaltung politischer Ziele vor allem in der Binnenschifffahrt unterstützen. LNG sollte daher als Alternative zu CNG aus erneuerbaren Quellen, zu erneuerbaren Flüssigkraftstoffen (z.B. Biodiesel

¹⁴ Siehe hierzu die MKS-Kurzstudie „CNG und LPG – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs“

oder Power-to-Liquid), zu erneuerbarem Wasserstoff für Brennstoffzellenantriebe oder der direkten Nutzung von Strom in Erwägung gezogen werden.

In der Seeschifffahrt können mit LNG alle gängigen Normen zu den Schadstoffemissionen eingehalten werden und die Emissionen gegenüber HFO oder Diesel deutlich reduziert werden. Eine Minderung der Schadstoffemissionen durch LNG ist für Binnenschiffe gegeben, solange neue Emissionsgrenzwerte keine deutlich schärferen Standards für Dieselmotoren, wie beispielsweise bei schweren Nutzfahrzeugen, fordern. Eine neue Grenzwertgesetzgebung wird jedoch einigen Vorlauf benötigen und somit wahrscheinlich nicht vor 2020 greifen, während „saubere“ LNG-Motoren schon heute eingesetzt werden können. Um die Luftqualität in Häfen und entlang von stark befahrenen Wasserstraßen zu verbessern, könnte der verstärkte Einsatz von mit LNG betriebenen Schiffen forciert werden.

8 Handlungsempfehlungen

Die Nutzung von LNG in See- und Binnenschiffen sowie in schweren Nutzfahrzeugen stellt einen attraktiven alternativen Kraftstoff zu den etablierten Kraftstoffen in diesen Segmenten dar. Wesentliche technische Komponenten werden z.T. bereits seit vielen Jahren eingesetzt. Verbleibende technische Fragen gelten weitgehend als gelöst (z.B. Methanschlupf bei Schiffmotoren) bzw. die Fahrzeugindustrie hat Entwicklungen angekündigt (z.B. Dual-Fuel-Lkw: Einhaltung von Euro VI). Für eine erfolgreiche Einführung, insbesondere der hierfür notwendigen Infrastrukturen, empfiehlt sich die gemeinsame Entwicklung eines „Nationalen Entwicklungsplans für LNG als Alternativkraftstoff für die See- und Binnenschifffahrt“ von beteiligten Industrieunternehmen mit der Politik. Bei erfolgreicher Implementierung eines solchen Entwicklungsplanes, kann erwogen werden auch einen eigenen Entwicklungsplan für LNG in schweren Nutzfahrzeugen anzugehen.

Im Folgenden sind, aus der vorliegenden Studie abgeleitet, Handlungsempfehlungen als wichtige Elemente solcher Entwicklungspläne zu den drei Verkehrsmitteln benannt. Die Handlungsempfehlungen sind auf LNG fokussiert. Andere Kraftstoffoptionen, wie z.B. komprimiertes Methan (CNG) oder Druckwasserstoff (CGH₂) werden in der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr: Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger“ betrachtet.

Zunächst einige **generelle Aspekte**, die für die See- und Binnenschifffahrt sowie den Straßengüterverkehr mit schweren Nutzfahrzeugen gleichermaßen gelten:

- In jedem Fall sollte eine Orientierung bzw. Einführung von LNG gründlich vorbereitet und alle relevanten technischen und wirtschaftlichen Risiken identifiziert und bewertet werden. Da die erforderlichen Investitionen sehr hoch sind, müssen relevante Akteure entlang der Wertschöpfungskette mit einbezogen werden.
- Durch eine Abstimmung der Planungen auf europäischer Ebene sind internationale Güterverkehrsströme mit zu berücksichtigen, um eine Nutzung über die Grenzen Deutschlands hinaus sicherzustellen (z.B. in Häfen, auf TEN-V Netzen).
- Die Perspektive von LNG sollte über LNG-Importe via Schiff und die Diskussion von Schiefergasressourcen weltweit hinausgehend, insbesondere hinsichtlich einer regionalen und lokalen Verflüssigung von Methan sowie des Einsatzes von erneuerbarem Methan (z.B. aus Biogas oder EE-Methan) erweitert werden.
- Die Einbindung erneuerbarer Energien ist zu fördern, insbesondere über sogenanntes „Power-to-Gas“ (EE-Methan) sowie gegebenenfalls auch über Biomethan im Rahmen einer integrierten Ressourcen- und Kraftstoffstrategie.
- Die Anrechenbarkeit von erneuerbarem Methan zum EU-Ziel von 10% erneuerbare Kraftstoffe bis zum Jahr 2020 ist prinzipiell gegeben. Mit der EU-Kommission ist konkret abzustimmen, dass die ‚Default‘-Werte für verschiedene erneuerbare LNG-Pfade in der EU-Richtlinie für Er-

neuerbare Energien (RED) aufgenommen werden und die Anrechnungsmethode / Nachweise transparent sind.

Handlungsempfehlungen für die **Seeschifffahrt**:

- In der noch frühen Einführungsphase von LNG in der Schifffahrt können sich deutsche Häfen als Umschlags- und Anwendungsorte etablieren, auch für andere Verkehrsträger, die sich ebenfalls steigenden Emissionsanforderungen gegenüber sehen. Akteure könnten bei Pilotanwendungen, z.B. in Genehmigungsfragen, unterstützt werden.
- Die Seeschifffahrtsmärkte sind – mit Ausnahme von Kreuzfahrten – seit mehreren Jahren gekennzeichnet durch gesunkene Frachtraten sowie Überkapazitäten bei kleinen und mittelgroßen Schiffen [Schiff & Hafen 2013]. Hinzu kommt eine Finanzierungsblase durch Schiffsfonds, die im Zuge der gesunkenen Frachtraten auf die finanzierenden Banken rückwirkt [Spiegel 2013]. Die dadurch anstehende Verkleinerung der deutschen Flotte geschieht durch weniger Neubauten und weniger Anschlussfinanzierungen für bestehende Schiffe. Vor finanzieller Unterstützung bei der Ausrüstung neuer sowie der Umrüstung bereits gebauter Seeschiffe sind Kriterien zur Finanzierungswürdigkeit zu definieren, dies insbesondere auf der aktuellen und absehbaren Marktentwicklung in den verschiedenen Frachtsegmenten (Frachtart, Schiffsgröße) basieren.
- Erweiterte Dienstleistungen rund um den LNG-Einsatz sind mittels Forschungs- und Demonstrationsprojekten zu forcieren, um LNG von einem Nischenprodukt in der Seeschifffahrt als einen relevanten Energieträger zu etablieren. Als positive Nebenprodukte würden die Entwicklung des Marktumfeldes gefördert und der Zugang von deutschen Unternehmen zum sich entwickelnden Markt vereinfacht.
- Synergien beim Aufbau einer LNG-Infrastruktur („Bunkering“) für See- und Binnenschifffahrt sind zu identifizieren.
- RoRo-, RoPax- und Schnell-RoPax-Schiffe sind potenzielle Kandidaten für frühe LNG-Märkte, weil sie zwischen festen Häfen, auf festen Routen und über mittlere Distanzen fahren. Von diesem Verkehrsmarkt ausgehend, kann LNG in andere, z.B. internationale Containerverkehre, expandieren können. Es sind somit die geringsten Barrieren für den Einsatz von LNG aus Nutzersicht und damit sinnvollerweise auch erste Anlaufpunkte für politische Förderung bei diesen Schiffstypen zu sehen.
- Internationale Kooperationen sind Voraussetzung zum Aufbau einer abgestimmten und auf die Nutzer ausgerichtete Infrastruktur in den jeweiligen Häfen.

Handlungsempfehlungen für die **Binnenschifffahrt**:

- Schaffung der genehmigungsrechtlichen Grundlagen für den Einsatz von LNG-Schiffen in Deutschland. Eine zentrale Bedeutung für den deutschen Gütertransport auf Binnenschiffen nimmt hierfür die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR) ein.
- Bereits heute ist für einen Teil der Binnenschiff flotte die Wirtschaftlichkeit beim Einsatz von LNG gegenüber Diesel gegeben. Aufgrund der oft kleingewerblichen Struktur in der Binnenschifffahrt könnten geeignete Finanzierungskonzepte dabei helfen, die hierfür notwendigen Investitionen zu tragen.
- Erweiterung und Verbesserung der Datengrundlage bezüglich der Emissionen von Methan entlang der gesamten Kette „von der Quelle bis zur Nutzung“, insbesondere mit Fokus auf Methanemissionen beim Antriebsmotor (ggf. auch unter realen Bedingungen) und durch Tankverluste.
- Die motorischen Treibhausgasemissionen von LNG-Schiffen könnten über verbindliche Emissionsstandards für Methanemissionen – analog zu schweren Nutzfahrzeugen – begrenzt werden. Adressaten hierfür sind die EU-Kommission und die ZKR.
- Eine strengere Emissionsgesetzgebung für Binnenschiffe bezüglich des Ausstoßes von Luftschadstoffen könnte den Einsatz von LNG gegenüber Diesel aus Kostensicht attraktiver machen. Hierdurch wäre auch ein größerer Beitrag zur Treibhausgas mindering möglich.
- Kurzfristiger Aufbau einer Basisinfrastruktur an LNG-Tankstellen für Binnenschiffe entlang des Rheins.
- Ggf. Förderung „sauberer Schiffe“, um damit LNG über niedrigere Hafengebühren – analog zum Rotterdamer „Green Deal“ – zu unterstützen.

Die Einführung von LNG als Kraftstoff bei **schweren Nutzfahrzeugen** kann mit Hilfe folgender wesentlicher Entwicklungsschritte erfolgen, die sowohl die Politik (z.B. durch Rahmenbedingungen und Förderung) als auch die Industrie (z.B. durch technische Entwicklung und Pilotverkehre) unterstützen sollten:

- In einem ersten Schritt: Abklärung der Risiken, die sich dadurch ergeben können, dass die THG-Reduktionspotenziale möglicherweise sehr begrenzt sind, insbesondere wenn das LNG aus fossilen Quellen stammt und wenn sich die Dual-Fuel Motortechnik nicht etablieren lässt. In diesem Falle wäre z.B. eine öffentliche Unterstützung des Infrastrukturaufbaus nicht ohne weiteres zu rechtfertigen. Ebenfalls ist abzuklären, wie sich die energetisch aufwendige Bereitstellung von LNG via EE-Methan aus Sicht der THG-Reduktion im Vergleich zu anderen Alternativen darstellt.
- In einem zweiten Schritt: Unterstützung der Fahrzeugindustrie, um die Schadstoffklasse EURO VI bei Dual-Fuel-Antrieben möglichst schnell zu erreichen, sodass diese wie bei reinen Gas-Antrieben auf dem Neufahrzeugmarkt verfügbar sind. Es wird empfohlen, sich von den wichtigsten Lkw-Motorenherstellern erläutern zu lassen, ob, mit welchem Aufwand und bis

wann EURO VI zertifizierte Dual-Fuel Motoren realisiert werden können, da dies eine wichtige Voraussetzung für die Nutzerakzeptanz ist.

- In einem dritten Schritt: Errichtung von LNG-Tankstellen für Flotten mit Pendelverkehren. Diese Tankstellen sollten für alle Nutzer zugänglich sein.
- Eine weitere Aktivität ist die Diskussionen mit der Fahrzeugindustrie und mit Infrastrukturbetreibern zu erforderlichen, langfristigen Rahmenbedingungen einer Einführung von LNG als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge.

Die o.g. Entwicklungsschritte werden dabei parallel voran gebracht, wobei aber noch weitere konkrete Voraussetzungen zu schaffen sind. Auch bei diesen sollten Politik und Industrie sich über gemeinsame Interessen verständigen und konkrete Zielsetzungen formulieren und realisieren, z.B. im Rahmen eines MKS-Prozesses:

- Sicherstellung z.B. mittels empirischer Analysen bei Nutzern, dass LNG bei schweren Nutzfahrzeugen sich tatsächlich zu einer bevorzugten Option entwickelt.
- Identifizierung von Anwendungen und Bedingungen, bei denen u.a. Diesel oder CNG gleichwertig bleiben oder sogar vorteilhafter sind.
- Nachweisen der Akzeptanz bei den Nutzern sowohl von Dual-Fuel in Dieselmotoren als auch reinem Methan in Form von LNG oder auch als CNG in Ottomotoren auf Basis von Nutzerkostenvergleichen mit konventionellen Lkw mit einem Verbrennungskraftmotor, der mit reinem Diesel betrieben wird. Klärung der Fragestellung: Für welche Nutzer und unter welchen Randbedingungen (z.B. ab welcher durchschnittlicher jährlicher Fahrleistung in Abhängigkeit zur Preisdifferenz LNG-Diesel) ergibt sich zukünftig ein wirtschaftlicher Vorteil?
- Vergleich der Infrastrukturkosten verschiedener Optionen zur Versorgung von Lkw mit LNG bzw. CNG, insbesondere auch von regionalen und lokalen Konzepten.
- Entwerfen eines Zeitplanes, der die Errichtung der Tankstelleninfrastruktur, die notwendigen Genehmigungsverfahren und notwendige weitere Rahmenbedingungen zur Planung und zum Bau berücksichtigt, u.a.:
 - Schaffung einer Infrastruktur zur Distribution von LNG von den Seehäfen ausgehend, die dann über die Binnenhäfen erweitert wird.
 - Aufbau von Tankstellen mit eigenen Verflüssigungsstationen, die das Erdgas aus dem öffentlichen Gasnetz beziehen und vor Ort verflüssigen.

Mit diesen Handlungsempfehlungen soll eine intensivere Beschäftigung mit dem Einsatz des Energieträgers LNG auch in Deutschland angestossen und unterstützt werden. Damit kann einem verstärkten Einsatz von LNG in der Schifffahrt sowie in schweren Nutzfahrzeugen der Weg bereitet werden.

Die Handlungsempfehlungen können als wichtige Bausteine für einen nationalen Entwicklungsplan für LNG als Alternativkraftstoff für die Schifffahrt und schwere Nutzfahrzeuge dienen. Damit können die EU-Ziele aus der geplanten EU-Infrastrukturrichtlinie [COM 2013] für LNG in Deutschland umfassend und kohärent für die verschiedenen Verkehrsmittel adressiert werden.

Abkürzungen

BTU	British Thermal Unit
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (Verdichtetes Erdgas)
DPF	Dieselpartikelfilter
ECA	Emission Control Areas
EE	Erneuerbare Energien
ft ³ /d	Cubic feet per day (Kubikfuß pro Tag)
GWP	Global Warming Potential
HBEFA	Handbook Emission Factors for Road Transport
HFO	Heavy Fuel Oil bzw. Schweröl
KfZ	Kraftfahrzeug
LCNG	Compressed Natural Gas from Liquefied Natural Gas (Verdichtetes Erdgas aus LNG)
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (Verflüssigtes Erdgas)
MEA	Monoethanolamin
MPa	Megapascal (1 MPa = 10 bar)
Nm ³	Normkubikmeter
NO _x	Stickstoffoxide
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas (Strom zu Wasserstoff und via Methanisierung zu synth. Methan = EE-Methan)
PtL	Power-to-Liquid (Strom zu Wasserstoff und via Synthese zu synth. Flüssigkraftstoffen)
SCR	Selektive katalytische Reduktion
SECA	Sulphur Emission Control Areas
SO _x	Schwefeloxid
TEN-V	Trans-Europäisches Netzwerk – Verkehr
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit (1 TEU entspricht einem 20-Fuß-ISO-Container)
THG	Treibhausgasemissionen
tkm	Tonnenkilometer
TTP	Tank-to-Propeller

TTW Tank-to-Wheel (vom Tank bis zum Rad)
VKM Verbrennungskraftmotor
WSV Wasser- und Schifffahrtsverwaltung
WTP Well-to-Propeller (von der Quelle bis zum Propeller)
WTT Well-to-Tank (von der Quelle bis zum Tank)
WTW Well-to-Wheel (von der Quelle bis zum Rad)
zGG zulässiges Gesamtgewicht
ZKR Zentralkommission für die Rheinschifffahrt

Literaturverzeichnis

- [Adamchak 2013] Adamchak, F., Poten & Partners: LNG as marine fuel; 2013;
http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17-proceedings/7-1-Frederick_Adamchak.pdf
- [AGEE-Stat 2011] Musiol, F.; Nieder, Th.: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011. Hamburg, 2011
- [AFID 2013] Interinstitutional File: 2013/0012 (COD) – Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the development of alternative fuels infrastructure, Revised version of the recitals, General Secretariat of the Council, Brussels, 05.12.2013
- [AGEB 2013] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Stand: 2. August 2013
- [Argonon Shipping 2013] Argonon, Sustainable Ship – First Inland Barge on Dual-Fuel; Informationsbrochüre; verfügbar unter
http://www.deenshipping.com/nl_NL/argonon.html; letzter Zugriff am 28.10.2013
- [BGR 2012] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, Hannover, Mai 2012
- [BGR 2013] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energiestudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen; Dezember 2013
- [BMU 2011] Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011 – Aktualisierung zu „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ vom 28. September 2010; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Oktober 2011
- [BMWi 2013] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiedaten – Zahlen und Fakten – Nationale und Internationale Entwicklung – Tabellen; 20.08.2013;
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>; zuletzt aufgerufen: 18.11.2013
- [BP 2011] BP Statistical Review, London, January 2011
- [BP 2013] BP Statistical Review of World Energy, June 2013;
<http://www.bp.com/statisticalreview>

- [Boucher und Reddy 2008] Boucher, O.; Reddy, M.S. (Met Office Hadley Centre, Exeter, UK): Climate trade-off between black carbon and carbon dioxide emissions; Energy Policy 36 (2008) 193–200
- [BVU et al. 2014] Schubert, M. et al., Verkehrsverflechtungsprognose 2030 Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs, Intraplan Consult GmbH, BVU Beratergruppe Verkehr+Umwelt GmbH, 11. Juni 2014, Freiburg und München
- [Cedigaz 2011] Armelle Lecarpentier, World LNG market: current developments and prospects, Cedigaz, presentation 24 June 2011
- [CHAL 2010] Chalmers, Potential and conditions for LNG fueled short sea shipping in East Asia, Göteborg, May 2010
- [COM 2013] Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und der Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. COM(2013) 18 final, 2013/0012 (COD), Brüssel, 24.1.2013
- [COM 2013a] COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT – IMPACT ASSESSMENT – Accompanying the document Proposal for a Directive on the deployment of alternative fuels infrastructure; Brussels, 2013
- [COM 2013b] Stakeholder Consultation on the revision of Directive 97/68/EC on emissions from non-road mobile machinery engines. European Commission – Enterprise and Industry Directorate General, Brussels, January 2013
- [CW 2013] Overview Cummins Westport; Presentation, B. Boyce, 09.01.2013
- [Daimler 2013] Persönliche Kommunikation Daimler AG, September 2013
- [DBFZ et al 2013] Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) et al., November 2013
- [DERA 2011] DERA Rohstoffinformationen – Kurzstudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011“, Hannover, November 2011
- [DMA 2012] The Danish Maritime Authority (DMA): North European LNG Infrastructure Project – A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations; Copenhagen, March 2012
- [DNV 2012] Jan Tellkamp (DNV): LNG bunkering – What hurdles needs to be taken? Or some things you need to think about when engaging into LNG as Fuel; Hamburg, Präsentation, 31. Oktober 2012
- [DOE 2012] US Department of Energy (DOE): Liquefied Natural Gas Safety Research – Report to Congress; Washington DC, May 2012
- [DSLVL 2013] Berechnung von Treibhausgasemissionen in Spedition und Logistik gemäß DIN EN 16258 - Begriffe, Methoden, Beispiele; DSLV Deutscher Speditions- und Logistikverband e.V.; März 2013

- [ECG 2011] Sulphur Content in Marine Fuels, Briefing Report, ECG, November 2011
- [EIA 2013] U.S. Energy Information Administration (EIA): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 13 Juni 2013; letzter Zugriff: 19.02.2014, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- [EIA 2011] Analysis & Projections – Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays, U.S. Energy Information Administration, 08 July 2011
- [Erdgas Mobil 2013] Erdgas Mobil; Daimler AG bietet Actros mit Dual-Fuel-Antrieb an; 16. September 2013; Quelle: <http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/meldungen/meldungen/mitteilung/daimler-ag-bietet-actros-mit-dual-fuel-antrieb-an/>
- [Eurotrans 2013] Hellmann: „Doppel-Whopper ist meist zu viel“; <http://www.eurotransport.de/news/hellmann-doppel-whopper-ist-meist-zu-viel-6495201.html>; Eurotransport, Webseite, 10.07.2013; zuletzt aufgerufen: 18.11.2013
- [EU-Weißbuch 2011] Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem
- [Fachverband Biogas 2012] Fachverband Biogas e.V., Freising: Branchenzahlen 2011 und Prognose der Branchenentwicklung 2012/2013; Stand 11/2012
- [FAZ 2013a] Riesige Schieferöl- und –gasvorräte auf der Welt, Frankfurter Allgemeine Zeitung, 12.06.2013
- [FAZ 2013b] Schiefergas-Bonanza in Asien – China will riesige Vorkommen ausbeuten, Singapur zum Handelsplatz werden, Frankfurter Allgemeine Zeitung, 12.08.2013
- [Galileo 2013] Galileo: CRYOBOX; July 2013
- [Gasrec 2013a] Gasrec Ltd: Tesco Distribution Bio-LNG deal spotlights a bright future for Gasrec; Press release, 22.04.2013; <http://gasrec.co.uk/tesco-distribution-bio-lng-deal-spotlights-a-bright-future-for-gasrec/> (letzter Zugriff 16.12.2013)
- [Gasrec 2013b] Gasrec Ltd: Gasrec's bio-fuel drives green transport deal between Whitbread plc and global logistics giant Kuehne + Nagel; Press release, London, 21.10.2013
- [Gätjens 2013] Interview von Dr. Hans J. Gätjens mit der Hansa. LNG ist eine bewährte Technologie. http://www.koenig-cie.de/de/node/8272?widgets_mode=-bm9kzs8xmda3 (letzter Zugriff 27.09.2013)

- [GIIGNL 2013] Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), Paris, France: The LNG Industry in 2012; 2013
- [GL 2012] Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, Bericht Nr. RD-ER 2011.125, Germanischer Lloyd, 25.10.2012
- [GL 2013] Germanisch Lloyd (GL), European Maritime Safety Agency (EMSA) – Study on Standards and Rules for Bunkering of Gas-Fuelled Ships, Lisbon, February 2013
- [HBEFA] Handbook Emission Factors for Road Transport;
<http://www.hbefa.net/e/index.html>
- [IEA 2012] Unconventional Gas Production in 2035, IEA WEO 2012 New Policies, November 2012
- [IEA 2013] International Energy Agency; IEA Statistics, Oil Information, 2013
- [IFEU 2011] Knörr, W.; et al.; Aktualisierung der Emissionsfaktoren und Verkehrsleistungen von Binnenschiffen und Übertragung ins TREMOD-Programm; Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) Heidelberg und Öko-Institut; im Auftrag des Umweltbundesamtes; 15. Dezember 2011
- [IFEU 2012] Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960 – 2030 " (TREMOD, Version 5.3) für die Emissionsberichtserstattung 2013 (Berichtsperiode 1990 – 2011); Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) Heidelberg; Im Auftrag des Umweltbundesamtes; Heidelberg, 30.09.2012
- [IFPEN 2012] Short-term trends in the gas industry, Panorama 2012, IFP Energies Nouvelles, January 2012
- [IGU 2011] World LNG Report 2011, International Gas Union, Oslo, June 2012
- [IMO 2009] International Maritime Organization (IMO), Second IMO GHG Study 2009, London, 2009
- [IMO 2012] International Maritime Organization (IMO), Feasibility Study on LNG Fuelled Short Sea and Coastal Shipping in the Wider Caribbean Region, London, December 2012
- [Indox 2013] Indox cryoEnergy; 16. September 2013; Quelle: http://www.indox.com/?set_language=en
- [INE/EBU/ESO 2011] Setting the course - A new transport policy for 2020; Inland Navigation Europe (INE), European Barge Union (EBU), European Skippers' Organisation (ESO); January 2011
- [IPCC 2007] Solomon, S., IPCC et al.: Climate Change 2007 - The Scientific Basis; 2007

- [ITP, BVU 2007] ITP und BVU, Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen 2025, 14.11.2007, München/Freiburg
- [IWES 2013] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel: Potenzial der Windenergienutzung an Land; Langfassung; Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie (BWE); Februar 2013
- [Jacobson 2007] Jacobson, M.Z. (Stanford University, Atmosphere/Energy Program): Testimony for the Hearing on Black Carbon and Global Warming – House of Committee on Oversight and Government Reform – United States Representatives; Washington D.C., 18 October 2007
- [Jansen 2013] Jansen, H.: Hellmann testet als erstes Unternehmen in Deutschland LNG als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge. Hellmann Partner Magazin 3/2012, Osnabrück 2012.
- [JRC 2013] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4.0; Report EUR 26028 EN - July 2013; ISBN 978-92-79-31196-3 (pdf); <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec>
- [Kreyenberg u.a. 2014] Kreyenberg, D., Lischke, A., Bergk, F., Duennebeil, F., Heidt, C., Knörr, W., Raksha, T., Schmidt, P., Weindorf, W., Naumann, K., Majer, S., Müller-Langer, F.: Erneuerbare Energien im Verkehr - Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2014
- [KV 2009] Koalitionsvertrag 2009
- [Lage 2012] Manuel Lage, From GasHighWay to LNG Blue Corridors; Brussels, March 2012
- [Lehner 2012] Lehner, M., Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben, et al.: Carbon Capture and Utilization (CCU) – Verfahrenswege und deren Bewertung; 12. Symposium Energieinnovation 15. - 17.02.2012, TU Graz
- [Linde 2013] Kleine und Mittelgroße LNG Tankanlagen; 16. September 2013
http://www.linde-engineering.de/de/process_plants/liquefied_natural_gas/index.html
- [LNGBC 2013] Tentative list of LNG stations, LNG Blue Corridors Project website, <http://www.lngbluecorridors.eu/>, download : 25.09.2013
- [LO 2012] Zeitzen, F. Saubere Rechnung, Iveco Stralis 440S33 CNG. Lastauto omnibus 5/2012, S.: 14-17.
- [LO 2013] Mit kalter Berechnung. Lastauto omnibus 9/2013, S.: 22-25.

- [LR 2012] Lloyd´s Register, LNG-fuelled deep sea shipping – The outlook for LNG bunker and LNG-fuelled newbuild demand up to 2025, August 2012
- [Magalog 2008] Maritime Gas Fuel Logistics- Developing LNG as a clean fuel for ships in the Baltic and North Seas, Report from the MAGALOG project, Dezember 2008
- [MAN 2012] Volksbus 17.280 OT mit Dual-Fuel-Technologie; 19. Juli 2012
http://www.mantruckandbus.de/de/press_media/Pressemitteilung_145536.html
- [MAN 2013] Kampf um jeden Tropfen; 08. April 2013; Quelle:
<http://www.man.eu/de/presse-und-medien/specials/uebersicht/Kampf-um-jeden-Tropfen-56896.html>
- [MAN 2014] Persönliche Kommunikation MAN Nutzfahrzeuge AG bei LBST, 28.02.2014
- [Marintek 2007] Einang, P.M., “Gas-fuelled ships”. CIMAC paper 261; Proceedings of the 25th CIMAC World Congress on Combustion Engine Technology, Vienna, Austria, 21–24 May 2007.
- [Marintek 2011] LNG Fuelling the Future Ships, LNG Seminar 28th of November 2011 Shanghai
- [MEPC 2013] Zusammenfassung der 65. Sitzung des Marine Environment Protection Committee (MEPC) von 13-17 Mai 2013; Quelle:
<http://www.imo.org/MediaCentre/MeetingSummaries/MEPC/Pages/MEPC-65.aspx>
- [Mercedes 2013] Eonic mit flüssigem Erdgasantrieb; 16. September 2013; Quelle:
http://www.mercedes-benz.de/content/germany/mpc/mpc_germany_website/de/home_mpc/trucks/home/distribution/eonic/testimonials.html
- [Moon 2007] J. W. Moon, Y. P. Lee, Y. W. Jin, E. S. Hong and H. M. Chang, Cryogenic Refrigeration Cycle for Re-Liquefaction of LNG Boil-Off Gas, Korea Institute of Science and Technology Seoul, Korea, 2007
- [Motorship 2013] The Motorship, Industry awaits LNG developments, 30. Juni 2013,
<http://www.motorship.com/news101/engines-and-propulsion/industry-awaits-Ing-developments> [Letzter Zugriff: 20.11.2013]
- [MS 2012] Marine Service GmbH, LNG Fuel Tank Container – the Alternative to conventional LNG bunkering infrastructure, Hamburg
- [MWP et al. 2014] Makait, M. et al., Verkehrsverflechtungsprognose 2030 sowie Netzumlegung auf die Verkehrsträger; Los 2 (Seeverkehrsprognose), MWP GmbH,

- IHS, Uniconsult, Fraunhofer CML, 9. Mai 2014, Hamburg & Frankfurt am Main
- [Nanupot 2011] TU Wien; Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050. Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich. Wien, Jänner 2011.
- [natgas 2013] natgas.info – The independent natural gas information site
- [NEA 2011] Medium and Long Term Perspectives of IWT in the European Union; financed by the European Commission, Directorate-General MOVE; Zoetermeer, December 2011
- [NGVA 2012] Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA) Europe: NGVs and refuelling stations worldwide; 20 December 2012;
<http://www.ngvaeurope.eu/worldwide-ngv-statistics>
- [NGVA 2013] Iveco presents the Stralis LNG Natural Power; 16. September 2013;
Quelle: <http://www.ngvaeurope.eu/iveco-presents-the-stralis-lng-natural-power>
- [NGVAEurope 2013] Worldwide NGVs & Refuelling Station Statistics
- [Panteia 2013] Panteia: CONTRIBUTION TO IMPACT ASSESSMENT of measures for reducing emissions of inland navigation; financed by the European Commission; Zoetermeer, 10 June 2013
- [PwC 2013] PricewaterhouseCoopers (PwC): The economic impact of small scale LNG; May 2013; <http://www.rijksoverheid.nl/bestanden/documenten-en-publicaties/rapporten/2013/09/02/the-economic-impact-of-small-scale-lng/310507-economic-impact-of-small-scale-lng-stc.pdf> (letzter Zugriff: 08.01.2014)
- [RR 2003] Sindre H. Håber, LNG Study Tour: 'Insights into a new market', Rolls-Royce, presentation 2003
- [Schiff & Hafen 2013] Schifffahrtsmärkte unter Druck; in: Schiff & Hafen, Nr. 10, Oktober 2013, S. 12ff
- [Sedlaczek 2008] Rafał Sedlaczek, BOIL-OFF IN LARGE- AND SMALL-SCALE LNG CHAINS, Trondheim, May 2008
<http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/diplom/2008Sedlaczek.pdf>
- [Seitz 2012] M. Seitz; Masterplan for LNG as fuel and cargo on the Danube; ProDanube International; General Secretary CCNR Workshop Strassbourg, 13 November 2012
- [Shell 2013a] Shell launches the first 100% LNG powered barge; Pressemeldung; online abrufbar unter: <http://www.shell.com/global/products->

- [services/solutions-for-businesses/shipping-trading/about-shell-shipping/lng-barges-19032013.html](http://www.shell.com/services/solutions-for-businesses/shipping-trading/about-shell-shipping/lng-barges-19032013.html); letzter Zugriff am 28.10.2013
- [Shell 2013b] Pressemitteilung; „Bunkerstation für zwei weitere LNG-Tanker“; Shell, 10.04.2013; letzter Abruf am 19.11.2013
<http://www.portofrotterdam.com/de/aktualitat/pressemitteilungen-und-nachrichten/Pages/bunkerstation-fr-zwei-weitere-lng-tanker.aspx>;
- [SINTEF 2011] Dag Stenersen Martinek, Gas Fuelled ships – LNG-Fuelled Engines and Fuel Systems for Medium- Speed Engines in Maritime Applications, SINTEF, presentation 28 September 2011
- [Socolow et al. 2011] Socolow, R., et al., American Physical Society (APS): Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals: A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs; June 1, 2011
- [Specht et al 1995] Specht, M.; Bandi, A.; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart, Baden-Württemberg: Herstellung von flüssigen Kraftstoffen aus atmosphärischen Kohlendioxid; Forschungsverbund Sonnenergie, Themen 94/95, "Sonnenenergie - chemische Speicherung und Nutzung"
- [Spiegel 2013] Warnung der Bundesbank: Schifffahrtskrise bedroht Banken; in: Spiegel Online, 18. Februar 2013,
- [Statoil 2013] Natural Gas Market Outlook by Frida Seljevold Methi, Manager Gas Market Analysis, Bergen April 10th2013
- [Stern 2009] Sterner, M., Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems Limiting global warming by transforming energy systems, kassel university press, ISBN: 978-3-89958-798-2, 2009 (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz - Renewable Energies and Energy Efficiency 14), Kassel, Univ., Diss. 2009;
<http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>
- [SuS 2012] Pierre C. Sames, Benjamin Scholz, Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, Germanischer Lloyd, Präsentation 29. August 2012
- [TNO 2011a] Verbeek, R. et al (TNO); Environmental and Economic aspects of using LNG as a fuel for shipping in The Netherlands, TNO, March 2011
- [TNO 2011b] Verbeek, R; Bolech, M. (TNO), den Uli, H. (ECN); Alternative fuels for sea shipping; December 2011
- [Transport Engineer 2013a] Brian Tinham: DHL Supply Chain becomes biggest dual-fuel fleet operator in the UK; in: Transport Engineer, 29.10.2013; letzter Zugriff: 18.12.2013: <http://www.transportengineer.org.uk/transport-engineer->

[news/dhl-supply-chain-becomes-biggest-dual-fuel-fleet-operator-in-the-uk/57281/](http://www.transportengineer.org.uk/news/dhl-supply-chain-becomes-biggest-dual-fuel-fleet-operator-in-the-uk/57281/)

- [Transport Engineer 2013b] Brian Tingham: BOC and Stobart open LNG dual-fuel refuelling station; in: Transport Engineer, 12. Dezember 2013; letzter Zugriff: 13.12.2013: <http://www.transportengineer.org.uk/transport-engineer-news/boc-and-stobart-open-lng-dual-fuel-refuelling-station/58376/>
- [UDE 2011] Bettar el Moctar, LNG-Transport in der Binnenschifffahrt: Motivation und Herausforderungen, Universität Duisburg Essen, Präsentation 09. November 2011
http://www.ptj.de/lw_resource/datapool/items/item_3296/vortrag_elmoctar.pdf
- [Volvo 2013a] Volvo Truck Limited: ASDA Cranks Up Green Commitment with Volvo Dual-Fuel Fleet; Press Release, 05.12.2013; <http://www.volvotrucks.com/trucks/uk-market/en-gb/newsmedia/pressreleases/Pages/pressreleases.aspx?pubID=16892>
- [VOLVO 2013b] Volvo FM MethaneDiesel; 16. September 2013; <http://www.volvotrucks.com/trucks/global/en-gb/trucks/new-trucks/Pages/volvo-fm-methanediesel.aspx>
- [Wärtsilä 2011] Dual Fuel engines latest developments, Oskar Levander, Hamburg 27.09.2011
<http://www.ship-efficiency.org/onTEAM/pdf/PPTLevander.pdf>
- [Wärtsiläe 2013] Wettstein, R.; Wärtsilä Switzland Ltd.: The Wärtsilä low-speed low-pressure dual-fuel engine development; LNG in practice – The seminar on board MS Viking Grace, Sept. 18, 2013; http://www.lng-nord-west.de/files/lng_downloads/SEM_130918/3_Wettstein_Waertsilae_Low-Speed_Low-Pressure_Dual-Fuel_Engine.pdf
- [Wärtsiläe 2013] Weisser, G., Wärtsilä Switerland Ltd: Current Trends in the Development of Large Two-Stroke Marine Diesel Engines in the Light of Significantly Changing Market Requirements and Environmental Regulations; 3rd Technical Meeting 2013/14 of The Greek Section of The Society of Naval Architects and Marine Engineers; <http://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SNAME/a09ed13c-b8c0-4897-9e87-eb86f500359b/UploadedImages/Presentation,%20Weisser,%2021%20Nov.%202013.pdf>
- [Westport 2013] Onboard LNG Tank System Westport iCE PACK™; Westport Power Inc., 2013.

- [Zittel 2013] Oil and Gas Resources and Production, LBST Review, September 2013
- [ZKR 2012] Möglichkeiten zur Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und der Treibhausgasemissionen in der Binnenschifffahrt; Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR); Bericht des Untersuchungsausschusses zur Herbsttagung 2012
- [ZKR 2013] Kriedel, N.; Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR); Bestimmung des Kraftstoffverbrauchs und des Carbon Footprint der Binnenschifffahrt durch Auswertung der Daten des CDNI; Runder Tisch der ZKR am 24.04.2013, <http://www.ccr-zkr.org/13020137-fr.html>

Anhang

Gase werden in den verschiedenen Quellen in unterschiedlichen Einheiten angegeben. Tabelle 19 zeigt die Umrechnungsfaktoren für die verschiedenen Einheiten

Tabelle 19: Einheiten für Erdgas bzw. Methan

	Nm ³	Scf	t CH ₄ bei 0°C
1 Nm³ =	1	35,32	0,0007162
1 Scf =	0,02832	1	0,00002028
1 t CH₄ bei 0°C =	1.396	49.300	1

Tabelle 20 zeigt die unteren Heizwerte (H_i) unterschiedlicher Kraftstoffe.

Tabelle 20: Unterer Heizwert von Kraftstoffen

	MJ/kg (kWh/kg)	MJ/l (kWh/l)	MJ/Nm ³ (kWh/Nm ³)
Ottokraftstoff (Benzin)	43,20 (12,00)	32,18 (8,94)	-
Diesekraftstoff	43,13 (11,98)	35,88 (9,97)	-
Fettsäuremethylester („Biodiesel“)	37,2 (10,33)	33,11 (9,20)	-
LNG (Methan)	50,00 (13,98)	18-21 (5,03-5,87) ¹⁵⁾	35,82 (9,95)

Quelle: [JEC 2013]

¹⁵ Dichte und daraus resultierender volumenspezifischer unterer Heizwert abhängig von Druck und Temperatur