

thinkstep

# Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte

Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen



Abschlussbericht



**Titel des Berichts:** **Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte**  
Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen

**Auftraggeber** **Nord Stream 2 AG**



**Berichtsversion:** v1.0

**Berichtsdatum:** 24/03/2017

© thinkstep AG

**Im Namen der thinkstep AG und ihrer Tochterunternehmen**

**Dokument erstellt von** **Manfred Russ**

**Titel** Senior Consultant – Energie und Öl & Gas

**Unterschrift** 

**Qualitätssicherung durch** **Alexander Stoffregen**

**Titel** Senior Consultant - Energie und Öl & Gas

**Unterschrift** 

**Unter Aufsicht von** **Dr. Oliver Schuller**

**Titel** Principal Consultant / Teamleiter - Energie und Öl & Gas

Dieser Bericht wurde von thinkstep mit der angemessenen Sachkompetenz und Sorgfalt unter den im Vertrag zwischen thinkstep und dem Kunden vereinbarten Bedingungen angefertigt. Thinkstep ist weder dem Kunden noch anderen Parteien gegenüber verantwortlich in Bezug auf Angelegenheiten, welche den für das Projekt vereinbarten Rahmen überschreiten.

Ungeachtet jedweder Vertraulichkeit des Berichts übernimmt thinkstep keinerlei Verantwortung gegenüber Dritten, denen dieser Report (oder Teile davon) zugänglich gemacht wird. Solche Parteien stützen sich auf eigenes Risiko auf den Bericht. Interpretationen, Analysen oder Aussagen jedweder Art durch Dritte liegen außerhalb von thinksteps Verantwortungsbereich.

Sollten Sie Anregungen, Beschwerden, oder sonstiges Feedback diesen Bericht betreffen haben, wenden Sie sich bitte an [servicequality@thinkstep.com](mailto:servicequality@thinkstep.com).



# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>10</b>
<b>LCA Glossar</b>	<b>13</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>14</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>18</b>
1.1. Erdgas und Flüssigerdgas (LNG)	18
1.2. Einführung in die Studie	21
<b>2. Ziel der Studie</b>	<b>24</b>
<b>3. Untersuchungsrahmen</b>	<b>25</b>
3.1. Produktsysteme	25
3.2. Produktfunktion und funktionelle Einheit	26
3.3. Systemgrenzen	27
3.3.1. Zeitliche Repräsentativität	32
3.3.2. Technologische Repräsentativität	32
3.3.3. Geographische Repräsentativität	33
3.4. Allokationsverfahren	33
3.5. Abschneidekriterien	34
3.6. Auswahl des Treibhauspotentials (GWP) als Umweltwirkungskategorie	34
3.7. Methoden zur Auswertung	35
3.8. Anforderungen an die Datenqualität	36
3.9. Art und Format des Berichts	36
3.10. Software und Datenbank	37
3.11. Kritische Prüfung	37
<b>4. Sachbilanz</b>	<b>38</b>
4.1. Zahlenformat	38
4.2. Produktbeschreibung	38
4.3. Datensammlung & Qualitätssicherung	38
4.4. Produktsystem A – Bereitstellung von Erdgas via NSP2 für Europa	40
4.4.1. Übersicht zu Produktsystem A	40
4.4.2. Produktion und Aufbereitung	42
4.4.3. Pipeline-Transport	44
4.5. Produktsystem B – Bereitstellung von Erdgas via LNG-Import für Europa	48



4.5.1.	Übersicht zu Produktsystem B	48
4.5.2.	Förderung und Aufbereitung	52
4.5.3.	Pipeline-Transport	59
4.5.4.	Nachreinigung (Teil der Verflüssigungsanlage)	60
4.5.5.	Verflüssigung (liquefaction)	61
4.5.6.	LNG-Transport	67
4.5.7.	Regasifizierung	72
<b>4.6.</b>	<b>Hintergrunddaten</b>	<b>73</b>
4.6.1.	Treibstoffe und Energie	73
4.6.2.	Rohstoffe und Prozesse	74
4.6.3.	Transporte	76
<b>4.7.</b>	<b>Ergebnisse der Sachbilanz</b>	<b>76</b>
<b>5.</b>	<b>Ergebnisse der Wirkungsabschätzung</b>	<b>78</b>
<b>5.1.</b>	<b>Gesamtergebnisse des Treibhausgas-Profiles</b>	<b>78</b>
<b>5.2.</b>	<b>Vergleich der Ergebnisse mit Literaturwerten</b>	<b>82</b>
5.2.1.	Betrachtete Studien	82
5.2.2.	Vergleich für Erdgas-Importe via Pipeline	83
5.2.3.	Vergleich für Erdgas-Importe via LNG-Routen	85
<b>5.3.</b>	<b>Sensitivitätsanalyse</b>	<b>87</b>
<b>5.4.</b>	<b>Szenarioanalyse</b>	<b>94</b>
<b>5.5.</b>	<b>Unsicherheitsanalyse</b>	<b>98</b>
<b>6.</b>	<b>Auswertung</b>	<b>100</b>
<b>6.1.</b>	<b>Wesentliche Untersuchungsergebnisse</b>	<b>100</b>
<b>6.2.</b>	<b>Annahmen und Einschränkungen</b>	<b>102</b>
<b>6.3.</b>	<b>Ergebnisse des Vergleichs mit Literaturwerten sowie Ergebnisse der Sensitivitäts-, Szenario- und Unsicherheitsanalysen</b>	<b>103</b>
6.3.1.	Vergleich des Treibhausgas-Profiles mit Literaturwerten	103
6.3.2.	Sensitivitätsanalyse	103
6.3.3.	Szenarioanalyse	104
6.3.4.	Unsicherheitsanalyse	104
<b>6.4.</b>	<b>Bewertung der Datenqualität</b>	<b>105</b>
6.4.1.	Präzision und Vollständigkeit	105
6.4.2.	Konsistenz und Reproduzierbarkeit	105
6.4.3.	Repräsentativität	105
<b>6.5.</b>	<b>Vollständigkeit und Konsistenz des Modells</b>	<b>106</b>
6.5.1.	Vollständigkeit	106
6.5.2.	Konsistenz	106
<b>6.6.</b>	<b>Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen</b>	<b>106</b>
6.6.1.	Schlussfolgerungen	107
6.6.2.	Einschränkungen	107
6.6.3.	Empfehlungen	107
	<b>Quellenverzeichnis</b>	<b>109</b>
	<b>Anhang A: Weitere Ergebnisse</b>	<b>111</b>



<b>Anhang B: Weitere Szenarioanalysen</b>	<b>113</b>
<b>Anhang C: Prüfbericht der kritischen Prüfung</b>	<b>116</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Terminologie und Bestandteile von Erdgas (IGU, 2012) .....	19
Abbildung 1-2: Prognostizierte zukünftige Entwicklung des Erdgashandels (IEA, 2016) – eigene Übersetzung der Quelle .....	20
Abbildung 1-3: LNG-Kapazitäten inklusive im Bau befindlicher Anlagen (GIIGNL, 2004-2016) .....	20
Abbildung 1-4: Primärenergieproduktion in Europa (1995-2050) und prognostizierter Zuwachs der Netto-Energieimporte nach Europa (Europäischen Kommission, 2016) .....	22
Abbildung 1-5: Lieferkette von Erdgas – hervorgehoben (blaue Umrandung) ist der Fokus dieser Studie (IGU, 2012) .....	23
Abbildung 3-1: Systemgrenze – Anlandungen von Erdgas in Europa, LNG vs. NSP2 (King&Spalding, 2015) (Nord Stream 2, 2016) .....	28
Abbildung 3-2: Systemgrenzen – betrachtete Erdgas-Importrouten nach Europa (thinkstep, 2017a) .....	29
Abbildung 3-3: Systemgrenze – Lieferkette von Erdgas per LNG mit den betrachteten und nicht betrachteten Prozessschritten (thinkstep, 2017b) .....	30
Abbildung 3-5: Beschreibung der Prozessschritte der Lieferkette (LNG Route) (thinkstep, 2017b) .....	31
Abbildung 3-6: Systemgrenze – Vergleich der beiden Produktsysteme (thinkstep, 2017b) .....	32
Abbildung 3-8: Treibhauspotential (thinkstep, 2017a) .....	35
Abbildung 4-4: Flussbild des Produktsystems A (thinkstep, 2017b) .....	40
Abbildung 4-5: Route der Offshore-Pipeline von Russland nach Europa (Greifswald, Germany) (Nord Stream 2, 2016) .....	41
Abbildung 4-6: Beispiel einer Verdichterstation (Baidaratskaya) (Gazprom, 2016) .....	41
Abbildung 4-7: Bau einer Onshore-Pipeline (Gazprom, 2016) .....	42
Abbildung 4-21: Flussbild des Produktsystems B (thinkstep, 2017b) .....	49
Abbildung 4-22: Anteile der globalen LNG-Exporte je Land, 1990 bis 2015 (IGU, 2016) .....	50
Abbildung 4-23: Beispiel eines LNG-Import-Terminals (Regasifizierung in Rotterdam, Niederlande) (King&Spalding, 2015) .....	50
Abbildung 4-24: Beispiel einer kleineren LNG-Anlage (Verflüssigung in Australien, <1 MPTA) (IGU, 2016) .....	51
Abbildung 4-25: Beispiel für einen LNG-Tanker (King&Spalding, 2015) .....	51
Abbildung 4-27: Australien – existierende und geplante LNG-Projekte (2014-2021) (JOGMEC, 2014) (Oxford, 2014) .....	54
Abbildung 4-29: Australien – Prognose der Kohleflözgas-Produktion bis 2020 (Douglas-Westwood, 2015) .....	55
Abbildung 4-31: Katar – Erdgasfeld ("North Field") und LNG-Anlage in Ras Laffan (EIA, 2016) .....	56
Abbildung 4-35: USA – Erdgas-Produktion (trocken) je Vorkommen – Prognose bis 2040 (EIA, 2016) .....	58
Abbildung 4-36: USA – bedeutende Erdgasfelder, vorrangig Schiefergas (EIA, 2015) .....	59
Abbildung 4-48: Nenn-Kapazität der Verflüssigungsanlagen je Land, 2015 und 2021 (IGU, 2016) .....	66



Abbildung 4-49: Kapazität der Verflüssigungsanlagen je Technologieart, 2015 – 2021 (IGU, 2016).....	66
Abbildung 4-50: Globaler Marktanteil der Antriebsarten für LNG-Tanker (bezogen auf Ladekapazität), auf eigener Berechnung basierend (GIIGNL, 2004-2016).....	67
Abbildung 4-51: Globale LNG-Flotte je Kapazität und Alter, Stand: Ende 2015 (IGU, 2016) .....	67
Abbildung 5-1: Gesamtergebnisse der Treibhausgas-Profile für das Basisszenario .....	79
Abbildung 5-2: Gesamtergebnisse unterteilt in die Hauptbeiträger der THG-relevanten Emissionen – CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> und N <sub>2</sub> O (Basisszenario) .....	80
Abbildung 5-3: NSP2 von Russland nach Europa – Aufteilung der THG-Ergebnisse mit Blick auf den Pipeline-Transport .....	82
Abbildung 5-4: Ergebnisse für Pipeline-Erdgas aus Russland nach Europa – aus DBI Studie (DBI, 2016a) .....	83
Abbildung 5-5: Ergebnisse für Pipeline-Erdgas aus Russland nach Europa – aus CIRAIG Studie (CIRAIG, 2016).....	84
Abbildung 5-6: LNG Route (Produktsystem B), Vergleich der Studienergebnisse mit Literaturwerten – (CIRAIG, 2016), (Exergia, 2015), (PACE, 2015), (Skone, 2014), Werte aus Quellen sind angepasst .....	85
Abbildung 5-7: LNG Route (Produktsystem B) mit Fokus auf Nachreinigung (purification) und Verflüssigung (liquefaction), Vergleich der Studienergebnisse mit Literaturwerten (Delphi, 2013), (CIRAIG, 2016), Werte aus Quellen sind angepasst .....	86
Abbildung 5-8: Sensitivitätsanalyse der Pipeline-Länge (Methanemissionen entsprechend angepasst) .....	87
Abbildung 5-9: Sensitivitätsanalyse weiterer NSP2 Parameter .....	88
Abbildung 5-10: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – US LNG-Import Modell .....	89
Abbildung 5-11: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – AU-QL LNG-Import Modell .....	90
Abbildung 5-12: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – AU-NWS LNG-Import Modell .....	91
Abbildung 5-13: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – QA LNG-Import Modell .....	92
Abbildung 5-14: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – DZ LNG-Import Modell .....	93
Abbildung 5-17: Treibhausgas-Gesamtergebnisse für die betrachteten Szenarien .....	97
Abbildung 5-20: Unsicherheitsanalyse, Monte Carlo Simulation for Erdgas via NSP2 aus Russland nach Europa – Verteilung der Ergebnisse.....	99
Abbildung 6-1: THG-Gesamtergebnisse der einzelnen Erdgas-Importe, Basisszenario .....	100
Abbildung 6-2: Treibhausgas-Ergebnisvergleich – russischer Import (Produktsystem A) vs. LNG-Import (Produktsystem B), inkl. Szenarien (“verbesserte” Szenarien für LNG, “ungünstige” Szenarien für NSP2) .....	101



# Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-4:	Systemgrenze – betrachtete und nicht betrachtete Elemente und Aktivitäten .....	30
Tabelle 3-7:	Übersicht über die betrachteten Technologien der Studie .....	32
Tabelle 3-9:	Zusammensetzung des Prüfungsausschusses .....	37
Tabelle 4-1:	Zusammensetzung von Erdgas, typische Bandbreiten für hoch-kalorische Gase [Vol. %], vor der Aufbereitung (NGSA, 2016) .....	38
Tabelle 4-2:	CO <sub>2</sub> -Gehalt der betrachteten Erdgaslagerstätten [Gew.-%], vor der Aufbereitung (thinkstep, 2016) .....	38
Tabelle 4-3:	Übersicht zu Produktsystem A .....	40
Tabelle 4-8:	Daten zum Prozessmodul der Produktion und Aufbereitung auf einem russischen Gasfeld – per MJ Erdgas nach Aufbereitung .....	42
Tabelle 4-9:	Technische Daten für die Förderung und Aufbereitung auf einem (neuen) russischen Gasfeld .....	43
Tabelle 4-10:	Daten zum Prozessmodul des Pipeline-Transports in Russland – per transportiertes MJ Erdgas .....	44
Tabelle 4-11:	Technische Daten für Pipeline-Transport in Russland via Nord Stream 2 .....	45
Tabelle 4-12:	Technische Daten für Onshore-Pipeline in Russland (NSP2) .....	45
Tabelle 4-13:	Infrastruktur: Baumaterial pro km Onshore-Pipeline in Russland (NSP2) .....	45
Tabelle 4-14:	Geschätzte Transportdistanzen für Materialien einer Onshore-Pipeline zur Baustelle .....	45
Tabelle 4-15:	Technische Daten für Erdgasverdichter (GCU) in Russland .....	46
Tabelle 4-16:	Infrastruktur: Baumaterial für eine durchschnittliche Verdichterstation .....	46
Tabelle 4-17:	Technische Daten für eine Offshore-Pipeline in der Ostsee (NSP2) .....	46
Tabelle 4-18:	Infrastruktur: Baumaterial pro km Offshore-Pipeline in der Ostsee .....	47
Tabelle 4-19:	Geschätzte Transportdistanzen für Materialien der Offshore-Pipeline zur Baustelle .....	47
Tabelle 4-20:	Übersicht zu Produktsystem B .....	48
Tabelle 4-26:	Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in Algerien (thinkstep, 2016) .....	53
Tabelle 4-28:	Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in AU-NWS (thinkstep, 2016) .....	55
Tabelle 4-30:	Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus CBM-Lagerstätten (sub-bituminöse Kohle) in Australien (thinkstep, 2017b) .....	56
Tabelle 4-32:	Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in Katar (thinkstep, 2016) .....	57
Tabelle 4-33:	Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus Schiefergas-Lagerstätten in den USA (thinkstep, 2017b) .....	57
Tabelle 4-34:	Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in den USA (thinkstep, 2016) .....	57
Tabelle 4-37:	Pipeline-Daten .....	59
Tabelle 4-38:	Technische Daten für eine durchschnittliche Verdichterstation (GCU) .....	60





Tabelle 4-39:	Technische Daten der Nachreinigung (purification) .....	60
Tabelle 4-40:	Allokationsfaktoren der Nachreinigung (purification) basierend auf Energiegehalt (und zum Vergleich basierend auf Masse).....	61
Tabelle 4-41:	Technische Daten der AP-C3MR Technologie für Verflüssigung (liquefaction).....	61
Tabelle 4-42:	Technische Daten der AP-C3MR/Split MR-Technologie für Verflüssigung (liquefaction) .....	62
Tabelle 4-43:	Technische Daten der AP-X-Technologie für Verflüssigung (liquefaction) .....	62
Tabelle 4-44:	Technische Daten der CP-Technologie für Verflüssigung (liquefaction).....	63
Tabelle 4-45:	Technische Daten für Boil-Off Gas zum Prozess der Verflüssigung, zur Lagerung, Be- und Entladung.....	64
Tabelle 4-46:	Infrastruktur: Baustoffe für eine Verflüssigungsanlage.....	64
Tabelle 4-47:	Technische Daten der Verflüssigung (liquefaction) der im THG-Modell betrachteten LNG-Exportländern.....	65
Tabelle 4-52:	Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: Dampfturbine .....	68
Tabelle 4-53:	Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: TFDE .....	68
Tabelle 4-54:	Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: SSD .....	69
Tabelle 4-55:	Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: DFDE .....	69
Tabelle 4-56:	Infrastruktur: Baustoffe für einen LNG-Tanker mit <80 000 m <sup>3</sup> .....	71
Tabelle 4-57:	Infrastruktur: Baustoffe für einen LNG-Tanker mit 140 000 – 170 000 m <sup>3</sup> .....	71
Tabelle 4-58:	Infrastruktur: Baustoffe für einen LNG-Tanker mit >210 000 m <sup>3</sup> .....	71
Tabelle 4-59:	Technische Daten für LNG-Tankerflotten der in der THG-Modellierung betrachteten Länder.....	72
Tabelle 4-60:	Infrastruktur: Baustoffe für eine Regasifizierungsanlage.....	73
Tabelle 4-61:	Energie-Datensätze in der Sachbilanz .....	73
Tabelle 4-62:	Material- und Prozess-Datensätze in der Sachbilanz .....	74
Tabelle 4-63:	Datensätze zu Transportmitteln.....	76
Tabelle 4-64:	Ergebnisse der Sachbilanz .....	76
Tabelle 5-15:	Definition der Szenarien – “verbessert” und “ungünstig” .....	94
Tabelle 5-16:	Parameter der Szenarioanalyse – “verbessert” und “ungünstig”.....	95
Tabelle 5-18:	Unsicherheitsanalyse, Monte Carlo Simulation for Erdgas via NSP2 aus Russland nach Europa – festgelegte Varianzen .....	98
Tabelle 5-19:	Unsicherheitsanalyse, Monte Carlo Simulation for Erdgas via NSP2 aus Russland nach Europa – Ergebnisse .....	99



# Abkürzungen

## Ortsangaben

AU	Australien
AU-NWS	Australien - North West Shelf
AU-QL	Australien - Queensland
DZ	Algerien (Dzayer)
QA	Katar (Qatar)
RU	Russland
US	Vereinigte Staaten von Amerika (United States of America)

## Materialien

BOG	Boil-off Gas
CBM	Kohleflözgas (coalbed methane)
CH <sub>4</sub>	Methan
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Ethan
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Propan
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Butan
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CO <sub>2</sub> eq	Kohlendioxid-Äquivalente [Bezugsgröße des Treibhauspotentials]
HC	Kohlenwasserstoffe (hydro carbons)
HFO	Schweröl (heavy fuel oil)
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
LNG	Flüssigerdgas (liquefied natural gas)
LPG	Flüssiggas (liquefied petroleum gas)
MDO	Schiffsdieselöl (marine diesel oil)
N <sub>2</sub>	Stickstoff
NGL	Flüssiggas (natural gas liquids)
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid ("Lachgas")
NO <sub>2</sub>	Stickstoffdioxid
O <sub>2</sub>	Sauerstoff

Technische Einheiten

°C	Grad Celsius
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarden [10 <sup>9</sup> ]
MT	Megatonne
MTPA	Megatonne pro Jahr
MW	Megawatt
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter (bei 0°C)
ppmv	Teile pro Million Volumen (parts per million volume)
Vol. %	Volumenprozent
Gew. %	Masseprozent
t	Tonne

Sonstiges

AP	Air Products and Chemicals, Inc.
CCS	CO <sub>2</sub> Abscheidung und Speicherung (carbon capture and storage)
CP	ConocoPhillips
DFDE	dieselelektrischer Antrieb mit Doppelkraftstoff für LNG-Tanker (dual-fuel diesel electric)
EoL	Lebensende [eines Produkts] (End-of-Life)
GCU	Erdgasverdichter (gas compressor unit)
GWP	Treibhauspotential (global warming potential)
HHV	oberer Heizwert oder Brennwert (higher heating value)
ISO	Internationale Organisation für Normung (international organisation for standardization)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Ökobilanz (life cycle assessment)
LCI	Sachbilanz (life cycle inventory)
LCIA	Wirkungsabschätzung (life cycle impact assessment)
LHV	unterer Heizwert (lower heating value)
NGO	Nichtregierungsorganisation (non-governmental organisation)
NSP2	Nord Stream Pipeline 2
OC	Optimised cascade [Verflüssigungsverfahren für Erdgas von ConocoPhillips]
ORV	Open rack vaporiser [Verdampfungsverfahren für Flüssigerdgas]



REC	Reduced emission completion [Verfahren zur Abgasminderung bei der unkonventionellen Erdgasförderung]
SCV	Submerged combustion vaporisers [Verdampfungsverfahren für Flüssigerdgas]
SSD	langsam laufender Dieselmotor (slow speed diesel)
TFDE	dieselektrischer Antrieb mit Dreifachkraftstoff für LNG-Tanker (tri-fuel diesel electric)
THG	Treibhausgas
ts	thinkstep



# LCA Glossar

## *Lebenszyklus*

Die Betrachtung eines Produktsystems als "aufeinander folgende und miteinander verbundene Stufen eines Produktsystems von der Rohstoffgewinnung oder Rohstoffherzeugung bis zur endgültigen Beseitigung" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.1). Dies beinhaltet alle Material- und Energie-Inputs sowie die Emissionen in Luft, Boden und Wasser.

## *Ökobilanz*

"Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.2)

## *Sachbilanz*

"Bestandteil der Ökobilanz, der die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs eines gegebenen Produktes im Verlauf seines Lebensweges umfasst" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.3)

## *Wirkungsabschätzung*

"Bestandteil der Ökobilanz, der dem Erkennen und der Beurteilung der Größe und Bedeutung von potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf des Lebensweges des Produktes dient" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.4)

## *Auswertung*

"Bestandteil der Ökobilanz, bei dem die Ergebnisse der Sachbilanz oder der Wirkungsabschätzung oder beide bezüglich des festgelegten Ziels und Untersuchungsrahmens beurteilt werden, um Schlussfolgerungen abzuleiten und Empfehlungen zu geben" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.5)

## *Funktionelle Einheit*

"Quantifizierter Nutzen eines Produktsystems für die Verwendung als Vergleichseinheit" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.20)

## *Allokation*

"Zuordnung der Input- oder Outputflüsse eines Prozesses oder eines Produktsystems zum untersuchten Produktsystem und zu einem oder mehreren anderen Produktsystemen" (ISO 14040:2006, Abschnitt 3.17)

## *Kritische Prüfung*

„Verfahren, das dazu dient, die Konsistenz einer Ökobilanz mit den Grundsätzen und Anforderungen der Internationalen Norm an Ökobilanzen sicherzustellen“ (ISO 14044:2006, Abschnitt 3.45).

# Zusammenfassung

In den nächsten 30 Jahren wird in der Europäischen Union eine erhebliche Versorgungslücke für Erdgas erwartet. Dies resultiert aus einer steigenden oder zumindest stabilen Nachfrage sowie einer abnehmenden Binnenproduktion für Erdgas. Um diese Lücke schließen zu können, sind zusätzliche Erdgas-Importe notwendig. Die vorliegende Studie vergleicht dazu zwei wesentliche Optionen der Erdgasbereitstellung. Eine Option ist der Pipeline-Transport von Erdgas aus Russland, insbesondere mit der geplanten Nord Stream 2 Pipeline (NSP2). NSP2 ist eine Pipeline, die parallel zur bereits bestehenden Nord Stream Pipeline geplant ist und eine jährliche Bereitstellungskapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas aus Russland nach Mitteleuropa hat. Die andere Option ist der Import von Flüssigerdgas (LNG) aus derzeitigen und aufstrebenden LNG-Exportländern wie den USA, Katar, Australien und Algerien.

Bei der Wahl zwischen verschiedenen Optionen zur Versorgung Europas mit Erdgas spielen neben den reinen Marktmechanismen zunehmend politische Überlegungen hinsichtlich der Umweltwirkungen wie z.B. den Treibhausgasemissionen bei der Erdgasbereitstellung eine Rolle. Dementsprechend werden in dieser Studie die potentiellen Treibhausgasemissionen zweier möglicher Optionen zur Versorgung mit zusätzlichem Erdgas für Europa, das Pipeline-Erdgas aus Russland mittels NSP2 und LNG-Importe aus ausgewählten Ländern, miteinander verglichen.

## Ansatz der Studie

Die Studie wird durchgeführt, um qualitativ hochwertige, aktuelle und verlässliche Daten zu Treibhausgaslasten basierend auf einer Ökobilanz (Lebenszyklusbetrachtung) nach ISO 14040/14044 für die Erdgasversorgung Europas bereit zu stellen. Dazu werden für zwei definierte Optionen – Erdgas-Import aus Russland via Pipeline und LNG-Importe aus derzeitigen und aufstrebenden LNG-Exportländern – Treibhausgas-Profile erstellt. Die Ökobilanz stellt die potentiellen Umweltwirkungen entlang der Lieferkette von Erdgas, also von Förderung über Aufbereitung und Transport bis hin zur Einspeisung in das europäische Erdgasnetz, dar. Die Studie wird zudem erstellt, um Anfragen von externen Interessengruppen zu diesem Thema beantworten zu können.

## Systemgrenzen

In dieser Studie werden die Alternativen zur zusätzlichen Erdgasbereitstellung in zwei Produktsystemen betrachtet:

### Produktsystem A

- Erdgas-Importe aus Russland via der Nord Stream 2 Pipeline (NSP2)

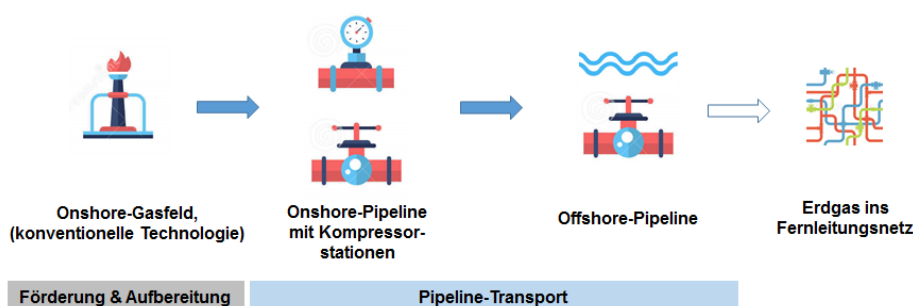
### Produktsystem B

- LNG-Importe aus den USA
- LNG-Importe aus Katar
- LNG-Importe aus Australien, aus North West Shelf (NWS) und Queensland (QL)
- LNG-Importe aus Algerien

Die Auswahl der Länder, die für die LNG-Importe in dieser Studie in Betracht gezogen werden, basiert auf den folgenden Annahmen und berücksichtigt dabei die rückläufige Erdgasproduktion auf dem europäischen Binnenmarkt, der in den nächsten 30 Jahren zu erwarten ist:

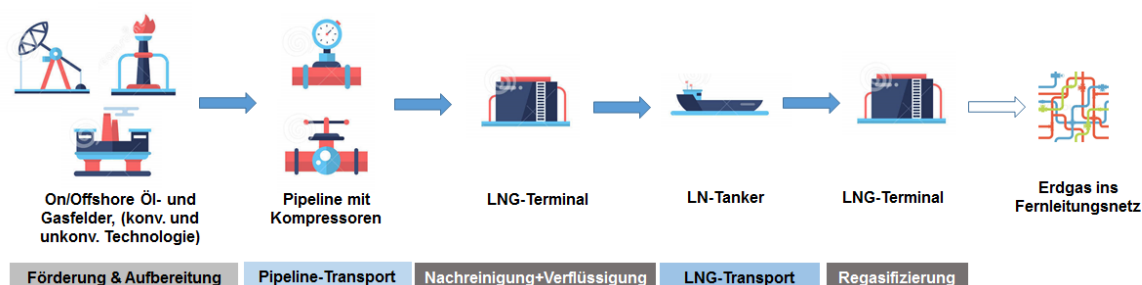
- Die USA werden aufgrund der geographischen Lage und den zu erwartenden zusätzlichen Lieferkapazitäten als größter Lieferant für zusätzliche LNG-Importe in die EU gesehen.
- Katar ist momentan der weltweit größte Exporteur von LNG und wird aller Voraussicht nach auch zukünftig einer der wichtigsten Exporteure von LNG bleiben.
- Australien liefert LNG hauptsächlich nach Asien, hat aber enorm in den Ausbau der LNG-Kapazitäten investiert und wird somit als ein potentieller bedeutender Lieferant nach Europa gesehen.
- Algerien ist und bleibt ein relevanter Markt für LNG-Importe nach Europa aufgrund der geographischen Nähe.

In den Abbildungen A und B ist die Lieferkette der beiden Produktsysteme schematisch dargestellt. Das Produktsystem A umfasst die Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Nordrussland und den Transport mittels On- und Offshore-Pipelines zum europäischen Markt.



**Abbildung A Flussbild des Produktsystems A – Importe mittels Pipeline aus Russland (schematisch)**

Im Produktsystem B wird Erdgas in den Förderländern USA, Katar, Australien (NWS und QL) und Algerien per Pipeline zum Hafen transportiert, wo dieses verflüssigt und per LNG-Tanker in die EU transportiert wird.



**Abbildung B Flussbild des Produktsystems B – LNG-Importe aus den USA, Katar, Australien und Algerien (schematisch)**

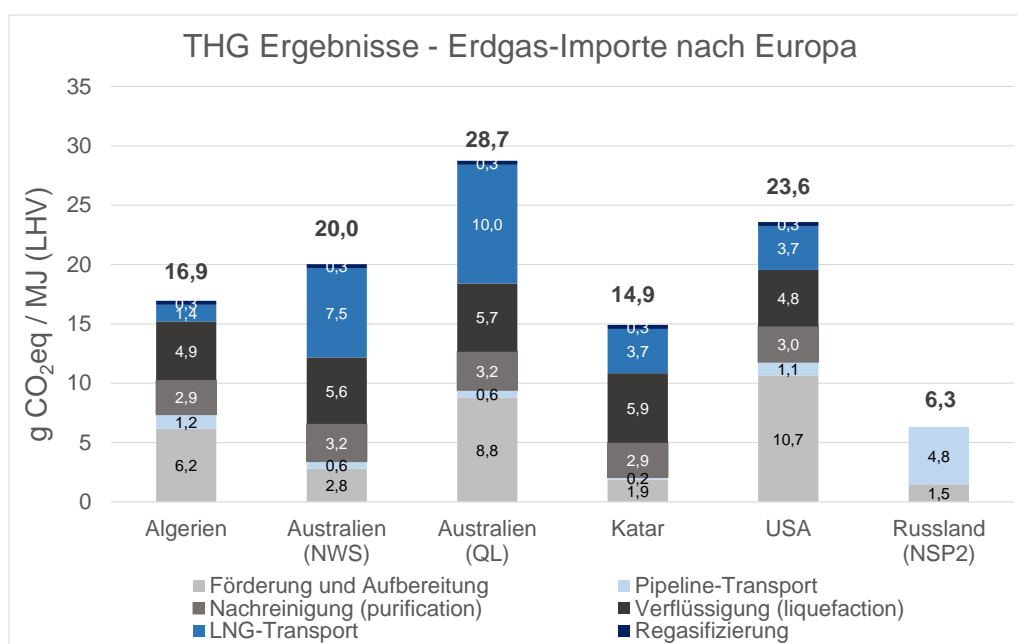
## Analyse

Um eine aussagekräftige Analyse und Interpretation der Ökobilanz-Ergebnisse zu ermöglichen, wird ein Basisszenario sowohl für die Erdgas-Importe aus Russland via NSP2 als auch für die LNG-Importe entwickelt. Ausgehend vom Basisszenario werden weitere Szenarien definiert, um die Auswirkungen zukünftiger technischer Entwicklungen abschätzen zu können.

Im Basisszenario werden die Parameter und Daten entsprechend den festgelegten technischen, geographischen sowie branchenpezifischen Rahmenbedingungen der jeweiligen Produktsysteme angewendet. Das Basisszenario berücksichtigt den Stand der Technik sowie Marktgegebenheiten ebenso wie bereits im Bau befindliche LNG-Anlagen und Prognosen zur Entwicklung des LNG-Marktes. Die weiteren Szenarien stellen die Auswirkungen von möglichen und hypothetischen Abweichungen vom Basisszenario dar. So wird zum Beispiel in einem zusätzlichen Szenario die Erdgasförderung und –aufbereitung eines durchschnittlichen und bestehenden russischen Gasfeldes untersucht, während in einem zusätzlichen US-Szenario ein geographisch zu Europa näheres LNG-Export-Terminal gewählt wird, was die Transportdistanz verkürzt. Grundsätzlich sind alle weiteren Szenarien des Produktsystems B so gewählt, dass sie eine Verbesserung gegenüber dem Basisszenario darstellen, während für das Produktsystem A solche Szenarien gewählt wurden, die zu einer Verschlechterung des THG Ergebnisses führen.

Im Vergleich der Treibhausgasemissionen zwischen der Nord Stream 2 Pipeline und der Bereitstellung von Erdgas durch LNG zeigt das NSP2 deutliche Vorteile. Wie in Abbildung C dargestellt, hat der Transport von Erdgas aus Russland via Pipeline nach Europa ein signifikant geringeres Treibhausgas-Profil. Im Basisszenario sind die Treibhausgasemissionen der LNG-Importe um den Faktor 2,4 bis 4,6 höher als die der NSP2.

Die Treibhausgas-Profile der betrachteten Lieferketten sind in die jeweiligen Wertschöpfungsstufen aufgeteilt. Der größte Beitrag an Treibhausgasemissionen der LNG-Importe stammt von der Verflüssigung des Erdgases, von der Förderung und Aufbereitung (Algerien, Australien-QL, USA) sowie vom Transport nach Europa (mit Ausnahme Algeriens). Die Treibhausgasemissionen des Pipeline-Transports aus Russland werden hauptsächlich durch den Betrieb der Langstrecken-Pipeline verursacht. In Abbildung C sind die Treibhausgasemissionen der Nord Stream 2 Pipeline im Vergleich zu allen LNG-Importvarianten dargestellt.



**Abbildung C Treibhausgas-Profile der Produktsysteme A und B [g CO<sub>2</sub>eq/MJ] – Basis-szenario**





## Auswertung

Die wesentlichen Erkenntnisse der Studie sind:

- Erdgas-Importe nach Europa mittels der Nord Stream 2 Pipeline zeigen im Hinblick auf ihren Beitrag zum Klimawandel ein vorteilhaftes Treibhausgas-Profil im Vergleich mit den LNG-Importen. Zusätzlich durchgeführte Analysen zeigen, dass selbst optimistische Szenarien für die LNG-Importe höhere THG-Emissionen verursachen als pessimistische Szenarien für Importe aus Russland.
- Im Basisszenario werden 17,1 bis 44,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente gegenüber der besten (Katar)- und schlechtesten (Australien-QL) LNG-Importalternative pro Jahr eingespart. Diese Werte basieren auf einer jährlich transportierten Erdgasmenge von 55 Mrd. m<sup>3</sup>.
- Die größten Anteile an den Treibhausgasemissionen der LNG-Importe stammen aus der Förderung und Aufbereitung, der Verflüssigung und dem Transport. Beim Erdgas-Transport via Pipeline kommt der größte Anteil des THG-Profils vom Betrieb der Pipeline.
- Die ermittelten Treibhausgas-Profile dieser Studie werden Studienergebnissen von Dritten gegenübergestellt. Die Literaturwerte und die Ergebnisse dieser Studie sind vergleichbar. Die Literaturangaben weichen im Schnitt von den Ergebnissen des Basisszenarios wie folgt ab: für die USA -10 %, für Katar +15 %, für Australien-QL +15 %, für Algerien +140 % und für Russland +15 %. Die hohen Literaturwerte für Algerien liegen in den hohen Methanemissionen bei Förderung und Aufbereitung sowie der niedrigen Effizienz der alten LNG-Anlagen begründet. Abweichungen zwischen den Ergebnissen dieser Studie und Literaturwerten können auch an unterschiedlich gewählten Referenzjahren liegen.

# 1. Einleitung

## 1.1. Erdgas und Flüssigerdgas (LNG)

---

Gegenstand dieses Bericht sind Erdgas und Flüssigerdgas (Englisch: liquefied natural gas – LNG), weshalb diese Begriffe und Energieträger zu Beginn erläutert werden.

### **Erdgas**

#### Geschichte:

Die Nutzung von Erdgas geht bis ins 5. Jahrhundert v.Chr. zurück, als die Chinesen es zur Meerwasserentsalzung verwendeten. Im 17. Jahrhundert n.Chr. wurden natürliche Erdgasaustritte in den USA entdeckt und im Jahr 1821 wurde wahrscheinlich das erste Bohrloch erschlossen.

#### Vorkommen:

Konventionelles Erdgas wird häufig in Sand- und Kalksteinlagerstätten vorgefunden. „Kohleflözgas“, „Schiefergas“, „Gashydrate“ und sogenanntes „Tight Gas“ werden unter dem Begriff unkonventionelles Erdgas zusammengefasst.

#### Definition und Zusammensetzung:

Ein gasförmiger Energieträger aus Kohlenwasserstoffen der aus unterirdischen Quellen gewonnen wird. Erdgas bleibt unter Einsatzbedingungen (Temperatur und Druck) gasförmig.

Grundsätzlich beschreibt der Begriff Erdgas brennbare gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus einer Erdgasbohrung oder als Nebenprodukt einer Erdölbohrung gefördert werden. Direkt nach der Förderung aus einer Quelle besteht konventionelles und unkonventionelles Erdgas hauptsächlich aus Methan ( $\text{CH}_4$ ), sowie Ethan ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), Propan ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), Butan ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), Schwefelwasserstoff ( $\text{H}_2\text{S}$ ), Wasserdampf ( $\text{H}_2\text{O}$ ) und anderen Bestandteilen. Wenn Erdgas langkettigere Kohlenwasserstoffe wie Butan, Propan oder Ethan – sogenannte Natural Gas Liquids (NGL) – enthält, wird es als „nasses Gas“ bezeichnet. Wenn der Anteil von Methan sehr hoch ist (>80 %), wird Erdgas als „trockenes Gas“ bezeichnet.

#### Eigenschaften:

- Farblos, geruchlos, geschmacksneutral, formlos und leichter als Luft. Bei Atmosphärendruck ist Erdgas bei jeder Temperatur oberhalb von  $-160\text{ °C}$  gasförmig.
- Hohe Zündtemperatur und enger Zündbereich machen Erdgas zu einem sicheren Energieträger, insbesondere im Vergleich zu anderen fossilen Kraftstoffen.
- Kondensiert zu Flüssigerdgas (LNG), wenn es unter Normaldruck auf eine Temperatur von etwa  $-162\text{ °C}$  gekühlt wird.
- Kommerziell gehandeltes Erdgas ist praktisch schwefelfrei und führt somit bei Verbrennung zu keinen Schwefeldioxid-Emissionen ( $\text{SO}_2$ ). Ebenso sind bei der Verbrennung von Erdgas die Emissionen von Stickstoffoxiden ( $\text{NO}_x$ ) und  $\text{CO}_2$  geringer als bei jedem anderen fossilen Energieträger.

#### Anwendungsbereiche:

- Gasbasierte Fernkühlsysteme
- Stromerzeugung

- Kochen
- Brennstoff in Industrie und Haushalt
- Transportwesen
- LNG
- Heizen
- Vorprodukt in der Petrochemischen Industrie

Die Terminologie von Erdgas und dessen Bestandteile sind Abbildung 1-1 dargestellt.

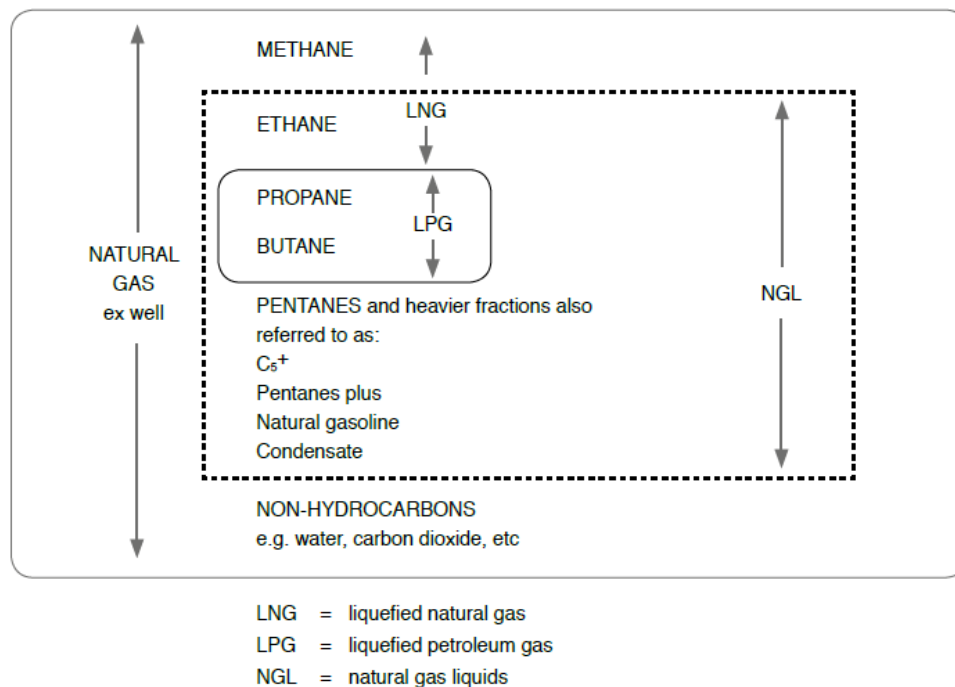


Abbildung 1-1: Terminologie und Bestandteile von Erdgas (IGU, 2012)

## Flüssigerdgas (LNG)

### Geschichte:

Die Verflüssigung von Erdgas geht bis ins 19. Jahrhundert zurück, als der britische Chemiker und Physiker Michael Faraday mit der Verflüssigung von verschiedensten Gasen experimentierte, darunter auch Erdgas. Die erste Anlage zur Verflüssigung von Erdgas wurde 1912 in West Virginia gebaut und begann 1917 mit dem Betrieb. Der erste LNG-Seetransport fand im Januar 1959 statt, als der LNG-Tanker „The Methane Pioneer“ LNG von Lake Charles, Louisiana nach Canvey Island, Großbritannien transportierte.

### Definition:

Erdgas, welches nach Aufbereitung zum Transport und Lagerung verflüssigt wird. Unter Atmosphärendruck bleibt LNG bei Temperaturen unterhalb von -160 °C flüssig.

### Zusammensetzung:

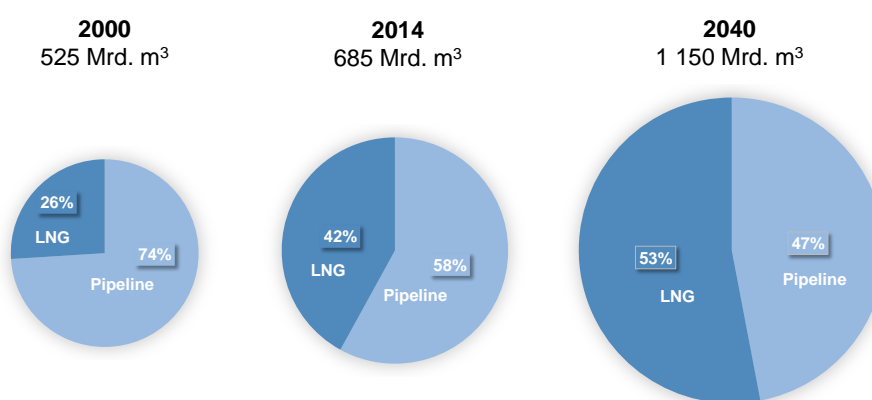
Hauptsächlich Methan (CH<sub>4</sub>), aber auch andere Bestandteile Ethan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Butan (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) bis zu Hexan (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>) sowie Stickstoff (N). Verunreinigungen können Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Schwefel (S), Carbonylsulfide, Mercaptane und Quecksilber beinhalten. Da Erdgas vor dem Verflüssigen gereinigt wird, enthält LNG normalerweise weniger Verunreinigungen als gasförmiges Erdgas.

### Eigenschaften:

- Das Volumen ist im flüssigen Zustand um den Faktor 600 geringer als im gasförmigen Zustand – je nach Temperatur, Druck und Zusammensetzung.
- Durch die saubere Verbrennung werden weniger Luftschadstoffe produziert im Vergleich zu anderen herkömmlichen Brennstoffen wie Öl, Diesel, Holz, Kohl oder ähnlichem.
- LNG ist eine Alternative wenn der Transport von Erdgas aufgrund von Entfernung, Umweltbelangen (Tiefsee, Naturschutzgebieten, Gebirgen) wirtschaftlich oder aus politischen Gründen nicht darstellbar ist.

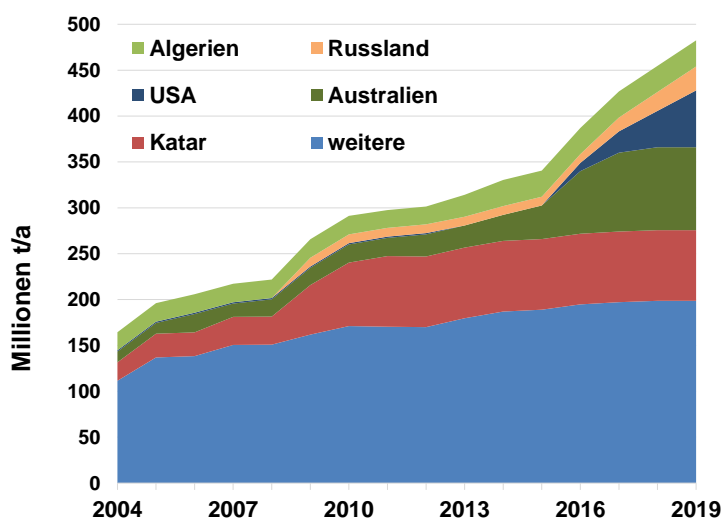
Die Prognosen für die nächsten 25 Jahre zeigen, dass das globale Handelsvolumen von Erdgas um etwa 70 % im Bereich des weltweiten Fernhandels steigen wird. Vor allem die USA und Australien gelten als wesentliche zukünftige LNG-Exportnationen – siehe Abbildung 1-2.

### LNG Anteil am globalen Fernhandel von Erdgas



**Vertragsbedingungen und Preisabkommen werden auf den Prüfstand gestellt, wenn zusätzliches LNG aus Australien, den USA und weiteren Ländern auf einen bereits gut versorgten Markt treffen**

**Abbildung 1-2: Prognostizierte zukünftige Entwicklung des Erdgashandels (IEA, 2016) – eigene Übersetzung der Quelle**



**Abbildung 1-3: LNG-Kapazitäten inklusive im Bau befindlicher Anlagen (GIIGNL, 2004-2016)**

Diese Aussage wird durch Abbildung 1-3 unterstützt, welche die aktuellen LNG Kapazitäten inklusive der sich im Bau befindlichen Anlagen darstellt. Für die meisten Länder ändern sich die Kapazitäten nur minimal, wohingegen die Kapazitäten der USA und Australiens erheblich steigen werden.

Der Primärenergieträger Erdgas hat die weltweit höchsten Zuwachsraten. Erdgas ist leicht verfügbar und verbrennt von allen Energieträgern auf Kohlenwasserstoffbasis am saubersten. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Erdgas sind niedriger als von jedem anderen mineralölbasierten Energieträger, was insbesondere in Hinblick auf den Treibhauseffekt von Vorteil ist. Eines der bestimmenden Themen in gesellschaftlichen und politischen Diskussionen ist der Klimawandel. Wie bereits erwähnt ist Erdgas ein relativ „sauberer“ Energieträger bei der Verbrennung – was ist jedoch mit den Treibhausgasemissionen die bei der Bereitstellung des Erdgases anfallen? Und welche Umweltwirkungen sind mit den verschiedenen Arten von Förderung, Aufbereitung und Transport von Erdgas vom Bohrloch bis zur Anwendung verbunden?

Nach Zahlen des US Department of Energy (DOE, 2015) werden etwa 13 % des Erdgases (nach Volumen) im „Erdgas-System“ vor allem durch Methanemissionen und durch Nutzung als Brennstoff verbraucht, bevor es beim Verbraucher angelangt. Dies umfasst Förderung, Aufbereitung, Transport, Speicherung und Verteilung, wobei 70 % dieses Erdgases in Förderung und Aufbereitung verbraucht werden. Die Angabe nach Volumen vernachlässigt jedoch die höhere Wirkung von Methanemissionen auf den Treibhauseffekt im Vergleich zu CO<sub>2</sub>. Da das DOE CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub> als die wichtigsten Treibhausgasemissionen im System zur Bereitstellung von Erdgas identifiziert und CO<sub>2</sub> die wesentliche Treibhausgasemission während der Verbrennung von Erdgas ist, ist der Anteil von „indirekten“ Emissionen im Erdgas-System (aus der Sicht eines Erdgasverbrauchers) sogar höher als die genannten 13 %. Dieser kurz dargestellte, beispielhafte Zusammenhang zwischen „direkten“ und „indirekten“ Treibhausgasemissionen während der Nutzung von Erdgas zeigt, dass „indirekte“ Emissionen im Erdgassystem als relevant zu betrachten sind. In absoluten Zahlen ausgedrückt, verursacht die Verbrennung (also die „direkten“ Treibhausgasemissionen) von Erdgas etwa 55,1 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro MJ (unterer Heizwert). Diese Studie stellt Daten zu absoluten Treibhausgasemissionen für unterschiedliche Systeme der Erdgasbereitstellung zur Verfügung (sprich „indirekte“ Treibhausgasemissionen).

Das Verhältnis zwischen energetischer und stofflicher Nutzung für verschiedenste Anwendungsfälle von Erdgas ist wie folgt: In der EU-28 wurde im Jahr 2014 gerade einmal 4 % des Bruttobedarfs an Erdgas nicht-energetisch genutzt (Eurostat, 2014). Der Großteil (96 %) des in Europa verbrauchten Erdgases wird für energetische Zwecke verwendet. Dazu zählen hauptsächlich (Heiz-) Kraftwerke, zu geringerem Anteil der Energiesektor für den Eigenbedarf und zu großen Teilen die Industrie (z.B. Eisen- und Stahlindustrie, chemische Industrie), sowie das Gewerbe, der öffentliche Sektor und Haushalte. Somit liegt der Fokus für Erdgas-Anwendungen eindeutig auf der energetischer Nutzung.

## 1.2. Einführung in die Studie

---

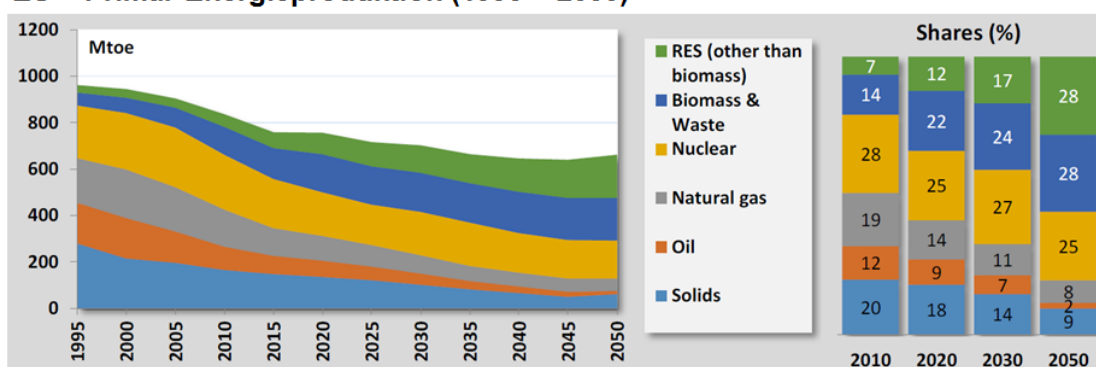
Die Europäische Union sieht in den kommenden 30 Jahren einem erheblichen Versorgungsgap mit Erdgas entgegen, da die Binnenproduktion seit ca. zehn Jahren kontinuierlich sinkt und mit einem weiteren Rückgang auch in Zukunft zu rechnen ist (European Commission, 2016 und Eurostat, 2016). Daraus resultiert, dass zusätzliches Erdgas importiert werden muss, um den Bedarf auf dem europäischen Energiemarkt decken zu können. Das Referenzszenario 2016 der Europäischen Kommission (European Commission, 2016), das Trends in den Bereichen Energie, Mobilität und Treibhausgas-emissionen analysiert, ermittelt deutliche, schrittweise wachsende Nettoimporte von Erdgas bis 2050 – siehe Abbildung 1-4.

Verschiedene Optionen können in Betracht gezogen werden um diese Lücke zu schließen. Eine Option ist die aus Russland kommende Nord Stream 2 Pipeline (NSP2), parallel verlaufend zur

bereits existierenden Nord Stream Pipeline. NSP2 wird eine zusätzliche jährliche Transportkapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas von Russland nach Mitteleuropa bieten. Im Rahmen der Zielsetzung dieser Studie (die Versorgung Europas mit zusätzlichem Erdgas) werden andere bereits existierende Erdgas-Pipelines nicht betrachtet.

Eine Alternative zu Pipeline-Erdgas ist der Import von Flüssigerdgas (LNG) von verschiedenen, bereits etablierten und aufkommenden Förderländern auf der ganzen Welt, die LNG auch exportieren können. Es ist zu erwarten, dass ein zusätzliches Angebot von LNG in der näheren Zukunft hauptsächlich von den USA und Katar bereitgestellt wird. In dieser Studie werden auch Algerien aufgrund der geographischen Nähe zu Europa, sowie Australien wegen dessen Relevanz hinsichtlich aktueller und vor allem zukünftiger LNG-Exportkapazitäten betrachtet.

### EU – Primär-Energieproduktion (1995 – 2050)



### EU – Zuwachs der Nettoimporte bezogen auf 2005 (2020, 2030, 2050)

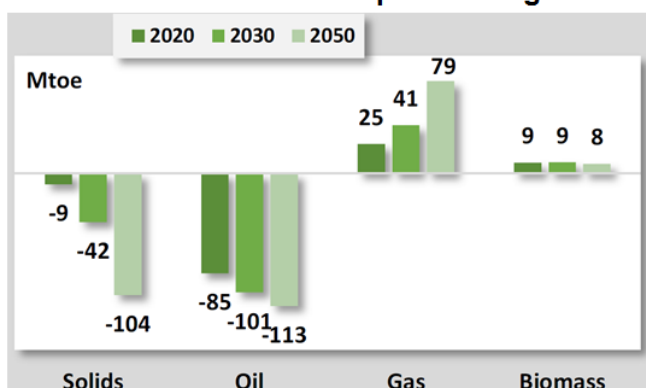


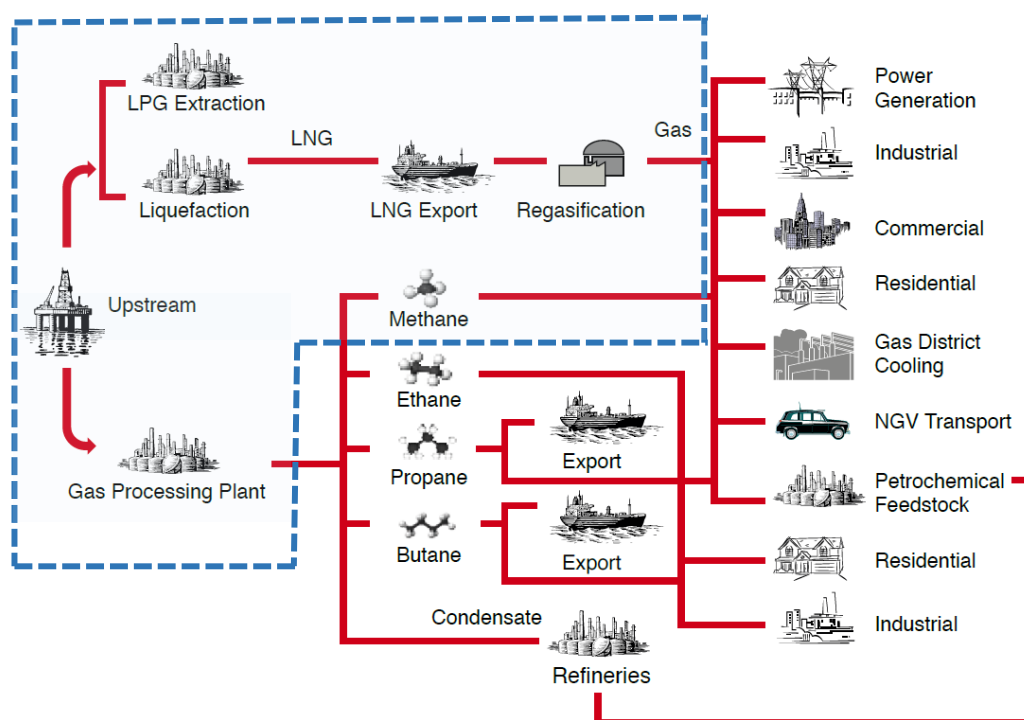
Abbildung 1-4: Primärenergieproduktion in Europa (1995-2050) und prognostizierter Zuwachs der Netto-Energieimporte nach Europa (Europäischen Kommission, 2016)

Bei der Wahl zwischen verschiedenen Optionen zur Versorgung Europas mit Erdgas fließen neben den reinen Marktmechanismen zunehmend politische Überlegungen hinsichtlich der Umweltwirkungen wie z.B. den Treibhausgasemissionen bei der Erdgasbereitstellung eine Rolle. Dementsprechend werden in dieser Studie die potentiellen Treibhausgasemissionen der beiden möglichen zusätzlichen Optionen zur Erdgasversorgung für Europa, das Pipeline-Erdgas aus Russland und LNG-Importe aus ausgewählten Ländern, verglichen.

Nord Stream 2 hat *thinkstep* mit dieser Studie, „Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte“, beauftragt, um mit externen Interessengruppen in einen offenen und transparenten Dialog über die Klimaauswirkungen des Nord Stream 2 Projekts zu treten.

Die Lieferkette von Erdgas mit den unterschiedlichen Bestandteilen, sowie den Anwendungsfeldern ist in Abbildung 1-5 dargestellt. Die blau umrandete Fläche zeigt den technischen Fokus dieser Studie: die Förderung, die Aufbereitung und den Transport von Erdgas. Der Überseetransport von Erdgas als LNG wird dabei ebenso berücksichtigt wie der Pipeline-Transport.

Der Einsatz von Erdgas in spezifischen Anwendungsfeldern liegt außerhalb des Untersuchungsrahmens dieser Studie. Der betrachtete Markt für das Erdgas liegt in Nordwest- und Mitteleuropa.



**Abbildung 1-5: Lieferkette von Erdgas – hervorgehoben (blaue Umrandung) ist der Fokus dieser Studie (IGU, 2012)**

Verschiedene Studien aus Industrie und Forschung haben in den letzten Jahren die Umweltaspekte der Erdgasbereitstellung untersucht, zum Teil auch für definierte Anwendungsfälle von Erdgas, z.B. JEC (JEC, 2014), Zukunft Erdgas e.V. (DBI, 2016b), CIRAIG (CIRAIG, 2016), Exergia (Exergia\_et\_al, 2015) und andere. Diese Studien weisen von der vorliegenden Studie abweichende Ziele und Untersuchungsrahmen auf. Dennoch werden die Ergebnisse dieser Studie in Bezug zu anderen Literaturquellen gesetzt, jedoch unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Rahmenbedingungen.

## 2. Ziel der Studie

Die Studie betrachtet zukünftige potentielle Entwicklungen, vornehmlich die prognostizierte zusätzliche Nachfrage des europäischen Marktes nach Erdgas. Aufgrund einer erwarteten Versorgungslücke muss Europa zusätzliche Versorgungswege identifizieren. Diese Studie untersucht zwei mögliche Optionen für die Bereitstellung von zusätzlichem Erdgas, Pipeline-Erdgas aus Russland via Nord Stream 2 und LNG-Importe aus ausgewählten Ländern.

Um mit Blick auf den Klimawandel die potentielle Klimawirkung der beiden Optionen vergleichen zu können, wird das jeweilige Treibhausgas-Profil in dieser Studie ermittelt.

Die zwei Optionen für zusätzliche Erdgas-Importe sind:

- Erdgas-Import aus Russland via Nord Stream 2 Pipeline
- LNG-Importe aus
  - USA (US)
  - Katar (QA)
  - Australien (AU)
  - Algerien (DZ)

Weitere, bereits bestehende Pipeline-Routen zur Versorgung Europas mit Erdgas werden, wie in Kapitel 1.2 dargelegt, nicht untersucht.

Das Ziel der Studie ist, qualitativ hochwertige, aktuelle und verlässliche Treibhausgasdaten basierend auf einer Lebenszyklusbetrachtung für die Erdgasbereitstellung in Europa zu liefern. Dazu wird für die definierten Optionen jeweils ein Treibhausgas-Profil erstellt.

Die Gründe für die Durchführung der Studie liegen in einer erwarteten Versorgungslücke auf dem europäischen Erdgasmarkt in den kommenden 30 Jahren, basierend auf Berechnungen des Referenzszenarios 2016 der Europäischen Kommission (European Commission, 2016).

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie sollen den offenen und transparenten Dialog mit Interessengruppen rund um das Projekt der Nord Stream 2 Pipeline fördern. Zudem sollen die Ergebnisse als solide Datenbasis für Fragen der interessierten Öffentlichkeit dienen. Die Studie richtet sich jedoch in erster Linie an die verantwortlichen Behörden im Genehmigungsverfahren des Nord Stream 2 Projekts, und an Entscheidungsträger in Politik und Gesellschaft, sowie Nichtregierungsorganisationen.

Die Ergebnisse der Studie sind für die Verwendung in zur Veröffentlichung vorgesehenen vergleichenden Aussagen bestimmt. Die Studie wird nach den Anforderungen der ISO 14040/14044 (ISO, 2006) durchgeführt. Demzufolge ist eine kritische Prüfung durch einen Prüfungsausschuss vorgesehen.



## 3. Untersuchungsrahmen

Die folgenden Abschnitte beschreiben den allgemeinen Untersuchungsrahmen der Studie infolge der genannten Ziele. Dies beinhaltet unter anderem die Beschreibung der zu untersuchenden Produktsysteme, ihre Funktion(en), funktionelle Einheit und Referenzflüsse, sowie die Systemgrenze, Allokationsverfahren und Abschneidekriterien der Studie.

### 3.1. Produktsysteme

Die Studie untersucht zwei Produktsysteme, wobei eines der beiden Systeme verschiedene Teilsysteme hat.

Produktsystem A    Erdgastransport via NSP2 von Russland nach Europa

Produktsystem B    Erdgas-Importe per LNG nach Europa

- Import aus USA – LNG Bereitstellung: Landesdurchschnitt
- Import aus Katar – LNG Bereitstellung: Landesdurchschnitt
- Import aus Australien
  - LNG Bereitstellung: North West Shelf (NWS)
  - LNG Bereitstellung: Queensland (QL)
- Import aus Algerien – LNG Bereitstellung: Landesdurchschnitt

Die Auswahl der Länder, welche für die LNG-Importe in dieser Studie in Betracht gezogen werden, basiert auf den folgenden Annahmen und berücksichtigt dabei die Versorgungslücke von Erdgas auf dem europäischen Binnenmarkt, welche in den nächsten 30 Jahren zu erwarten ist:

- Die USA werden aufgrund der geographischen Lage und den zu erwartenden zusätzlichen Lieferkapazitäten (prognostizierte Ausweitung der Produktion von Schiefer- und Tight-Gas (EIA, 2016)) als größter alternativer Markt für zusätzliche LNG-Importe in die EU betrachtet.
- Katar ist momentan der weltweit größte Exporteur von LNG und wird aller Voraussicht nach auch zukünftig einer der wichtigsten Exporteure von LNG bleiben.
- Australien liefert LNG hauptsächlich nach Asien, hat aber enorm in den Ausbau der LNG-Kapazitäten investiert und wird somit als ein potentieller bedeutender Lieferant nach Europa gesehen.
- Algerien im Speziellen und Afrika im Allgemeinen sind derzeit wichtige Märkte für LNG-Importe nach Europa aufgrund der geographischen Nähe und werden dies wohl auch in Zukunft bleiben.

Die geographische Differenzierung der LNG-Herstellung nur in Australien wird aus folgenden Gründen durchgeführt: in den USA besteht ein gut ausgebautes Netz an Fernleitungen, wodurch die tatsächliche Herkunft von Erdgas auf dem Markt nicht nachvollziehbar ist. In Katar existiert lediglich ein sehr großes Erdgasfeld, das Offshore gelegene „North Field“. Für Algerien sind ausschließlich landesweite Durchschnittsdaten der LNG-Produktion verfügbar. Im Gegensatz dazu lässt sich in Australien die geographische Herkunft von Erdgas in zwei Gebiete unterteilen: das „North West Shelf“, in welchem LNG aus konventioneller Erdgasförderung produziert wird; und Queensland, wo LNG mittels unkonventioneller Erdgasförderung auf Basis von Methan aus Kohleflözlagerstätten hergestellt wird.



Die festgelegten Seewege für den Tankertransport von LNG nach Europa sind in Kapitel 3.3 genauer erläutert. Importe aus Australien und Katar nutzen die direkte Passage durch den Suez Kanal.

Die definierten Produktsysteme erfüllen die im Folgenden beschriebene Produktfunktion und funktionelle Einheit.

## 3.2. Produktfunktion und funktionelle Einheit

---

Die Produktfunktion besteht in der Einspeisung von Erdgas in das europäische Erdgasnetz an dessen Außengrenze. Dabei wird der untere Heizwert (Englisch: lower heating value – LHV) betrachtet. Der Betrachtungshorizont dieser Funktion wird auf 30 Jahre festgelegt, da dieser Zeitrahmen als typische Nutzungsdauer für LNG-Anlagen in der Literatur zu finden ist (z.B. Skone, 2013). Ebenso kann angenommen werden, dass LNG-Tanker und Pipelines mindestens diese Zeitspanne in Betrieb sind. In der Studie wird ein rechnerisches Bezugsjahr für die in die Betrachtung eingeschlossene Infrastruktur gezogen, da Anlagen und Investitionsgüter im Produktsystem B schon seit mehreren Jahren in Betrieb sind. Dementsprechend wird deren absolute Laufzeit beim Vergleich der Produktsysteme berücksichtigt.

Erdgas und Flüssigerdgas werden als funktional gleichwertig angesehen. Die Zusammensetzung der beiden Erdgasarten könnte zwar leicht voneinander abweichen, da sich die Zusammensetzung der Lagerstätten von Natur aus aufgrund der verschiedenen Lagerstätten rund um den Globus leicht voneinander unterscheidet. Aber diese Abweichung hat keine relevante Auswirkung auf die Gleichwertigkeit der jeweiligen Produktfunktion.

Die funktionelle Einheit wird definiert als 1 MJ Energie an der Außengrenze des europäischen Erdgasnetzes. In Anhang A sind die Ergebnisse auch bezogen auf 1 kWh Erdgas dargestellt.

Die technischen Eigenschaften der jeweiligen Erdgase aus unterschiedlichen Quellen werden berücksichtigt. Die verschiedenen Referenzflüsse mit Bezug auf die funktionelle Einheit sind:

- 1 MJ (LHV) Erdgas via NSP2 von Russland nach Europa
- 1 MJ (LHV) Erdgas via LNG-Transport aus den USA nach Europa
- 1 MJ (LHV) Erdgas via LNG-Transport aus Katar nach Europa
- 1 MJ (LHV) Erdgas via LNG-Transport aus Australien - NWS nach Europa
- 1 MJ (LHV) Erdgas via LNG-Transport aus Australien - QL nach Europa
- 1 MJ (LHV) Erdgas via LNG-Transport aus Algerien nach Europa

Die Infrastruktur, die zur Erfüllung der Produktfunktion notwendig und für den Vergleich der beiden Systeme relevant ist, ist Teil des jeweiligen Produktsystems. Mit Infrastruktur sind in dieser Studie zum einen die Anlagenbestandteile (Materialien), sowie in Ausnahmefällen auch der Bauprozess selbst gemeint.

Die Umweltlasten, die mit Hinblick auf die Infrastruktur entstehen, werden ähnlich einer „linearen Abschreibung“ über 30 Jahre auf die funktionelle Einheit aufgeteilt. Die lineare Abschreibung geht davon aus, dass sich die Abnutzung der Infrastruktur über den genannten Zeitraum konstant verteilt. Diese Annahme wird unter Berücksichtigung des Zwecks der Studie als zielführend angesehen.

Im betrachteten System hat keine Infrastruktur eine Lebensdauer, die 30 Jahre unterschreitet. Für Infrastruktur, welche diese Zeitspanne überschreitet, wird ein proportionaler Anteil der in den 30 Jahren in dieser Anlage verarbeiteten Erdgasmenge berücksichtigt.

### 3.3. Systemgrenzen

---

Die Systemgrenzen für beide Produktsysteme umfasst die Förderung von Erdgas aus natürlichen Lagerstätten, beginnend bei der Erkundung bis zur Einspeisung des Erdgases in das europäische Erdgasnetz. Die Einspeisepunkte bzw. die Anlandung des Erdgases in den Produktsystemen sind im Folgenden dargestellt (siehe dazu auch Abbildung 3-1):

- Greifswald, Deutschland für
  - Erdgasbereitstellung via NSP2 aus Russland nach Europa
- Rotterdam ("Gate Terminal"), Niederlande für
  - Erdgasbereitstellung via LNG-Transport nach Europa
    - Import aus USA
    - Import aus Katar
    - Import aus Australien
      - LNG-Bereitstellung aus North West Shelf (NWS)
      - LNG-Bereitstellung aus Queensland (QL)
    - Import aus Algerien

In Hinblick auf die maximale Tankergröße (z.B. Q-Flex Tanker aus Katar) und technische Dienstleistungen des LNG-Terminals könnte Zeebrugge in Belgien als Alternative zu dem Terminal in Rotterdam betrachtet werden. Da das Terminal in Rotterdam 2011 den Betrieb aufgenommen hat, ist es dem Terminal in Zeebrugge vorzuziehen, da dieses seit 1987 in Betrieb ist und somit die Anlagenparameter in Rotterdam als besser angesehen werden können. Daher wird Rotterdam als Basisszenario für den LNG-Import-Terminal ausgewählt.

Der Hauptmarkt für Erdgas in Europa liegt in Nordwest- und Mitteleuropa, was die Auswahl der Systemgrenzen unterstützt. Nach Eurostat 2015 sind die größten Binnen-Verbraucher von Erdgas Deutschland, Großbritannien (UK), Italien, Frankreich und die Niederlande. Nordwest- und Mitteleuropa (Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Niederlande, Österreich und UK) stellen zusammen mehr als 70% des Gesamtverbrauchs dar (Eurostat, 2015).

Beide Einspeisepunkte, Greifswald und Rotterdam, an welchen das Erdgas der Produktsysteme (inklusive der Teilsysteme) in das europäische Erdgasnetz eingespeist wird, liegen in Nordwest- bzw. Mitteleuropa.

Die Länder in Nordwest- und Mitteleuropa sind durch ein gut ausgebautes Fernleitungsnetz für Erdgas miteinander verbunden, weshalb von einem „Erdgas-Pool“ gesprochen werden kann, der keine regionalen Unterscheidungen trifft. Die Weiterleitung des Erdgases durch das Fernleitungsnetz zu einem Erdgasknotenpunkt z.B. in Süd- oder Osteuropa, sowie die Verteilung zum Endverbraucher wird aus folgenden Gründen nicht betrachtet:

- Erstens sind keine relevanten Unterschiede zu erwarten, selbst wenn die beiden Produktsysteme (Erdgas via NSP2 aus Russland und LNG-Importe) unterschiedliche Einspeisepunkte in das europäische Erdgasnetz haben und
- Zweitens würde die Einbeziehung unterschiedlicher Anwendungsarten des Erdgases diverse geographische Bestimmungsorte zur Folge haben, was mit einer Abschätzung von unsicheren Parametern wie Methanemissionen im Transport und der Verteilung einhergehen würde. Das würde die Unsicherheit erhöhen und somit die Robustheit der Ergebnisse beeinträchtigen.

Portugal und Spanien sind zwar geographisch gesehen günstig gelegene Einspeisepunkte für LNG-Importe, die beiden Länder bilden jedoch einen isolierten Markt in Bezug auf Erdgas, da nur sehr begrenzte Verbindungen über Erdgasleitungen nach Frankreich bestehen. Aus diesem Grund wird

ein LNG-Import nach Spanien und Portugal für den europäischen Erdgasmarkt im Rahmen des Basisszenarios dieser Studie nicht betrachtet.

Andere Mittelmeerranrainer mit bereits existierenden LNG-Terminals (Griechenland, Frankreich und Italien) haben ebenso wie Spanien und Frankreich nur begrenzte Verbindungen über Erdgasleitungen mit dem betrachteten Zielmarkt Nordwest- und Mitteleuropa. Zusätzlich entsprechen die dort betriebenen LNG-Terminals nicht dem Stand der Technik in Bezug auf die maximal mögliche Tankergröße, weshalb Tanker aus Katar und Australien dort nicht anlanden können (King&Spalding, 2015).

Grundsätzlich sind die Kernanforderungen zur Auswahl eines LNG-Import-Terminals die technische Kapazität im Hinblick auf die maximale Tankergröße und die ausreichende Anbindung an das europäische Erdgasnetz Nordwest- und Mitteleuropas. Der Energiebedarf des Erdgastransports aus Greifswald und Rotterdam zu den Verbrauchern in Nordwest- und Mitteleuropa kann als identisch angesehen werden, da dort vergleichbare technische Anlagen vorhanden ist.

Abbildung 3-1 gibt einen Überblick über die geographische Situation der beiden Anlandungen bzw. Einspeisepunkte von Erdgas in das europäische Erdgasnetz.

**LNG-Import-Terminals in Europa  
mit Anlandung in Rotterdam** (im Vergleich zu Greifswald)



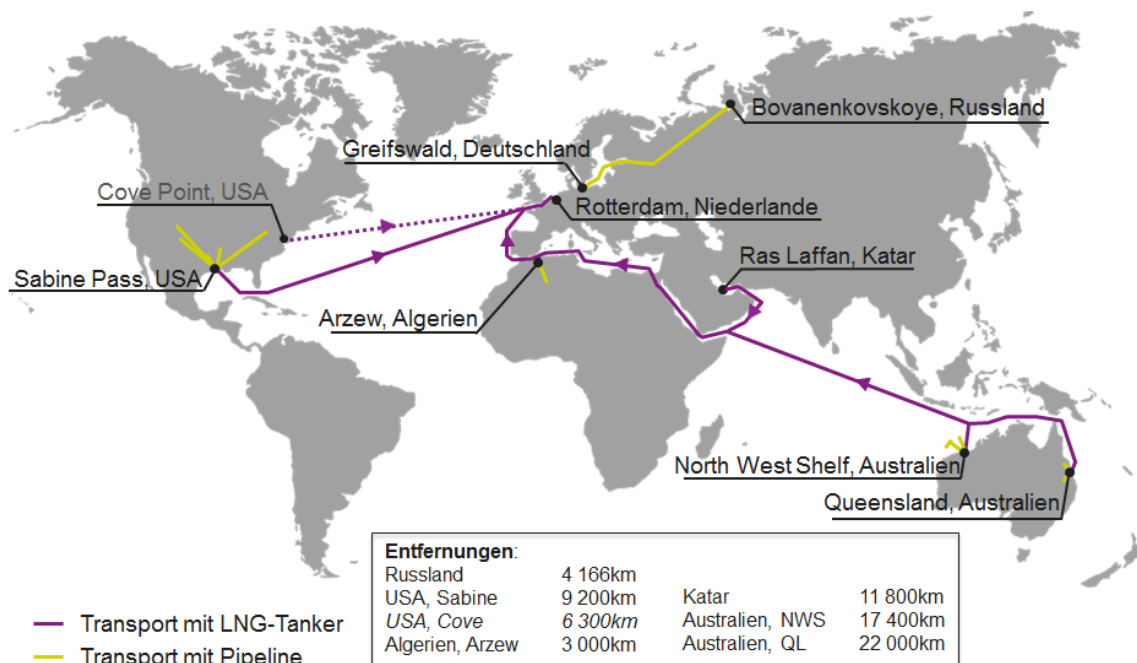
**NSP2 mit Anlandung in Greifswald** (im Vergleich zu Rotterdam)



**Abbildung 3-1: Systemgrenze – Anlandungen von Erdgas in Europa, LNG vs. NSP2 (King&Spalding, 2015) (Nord Stream 2, 2016)**

Um zusätzlich den Einfluss der Transportentfernungen zu bestimmen, wird eine Szenarioanalyse durchgeführt, die in Anhang B zu finden ist. Dazu wird das Treibhauspotential des transportierten Erdgases durch Nutzung von bestehenden und zukünftigen LNG-Terminals betrachtet, die möglichst geringe Transportentfernungen für LNG-Transporte aus Algerien, Australien, Katar und die USA haben.

Die folgende Abbildung zeigt die Land- und Seewege inklusive Transportdistanzen für die Erdgas-Importe. Für die LNG-Importe aus den USA wird Sabine Pass als Basisszenario gewählt und Cove Point als ein zusätzliches Szenario gerechnet (siehe Kapitel 5.4, USA "verbessert" 1).



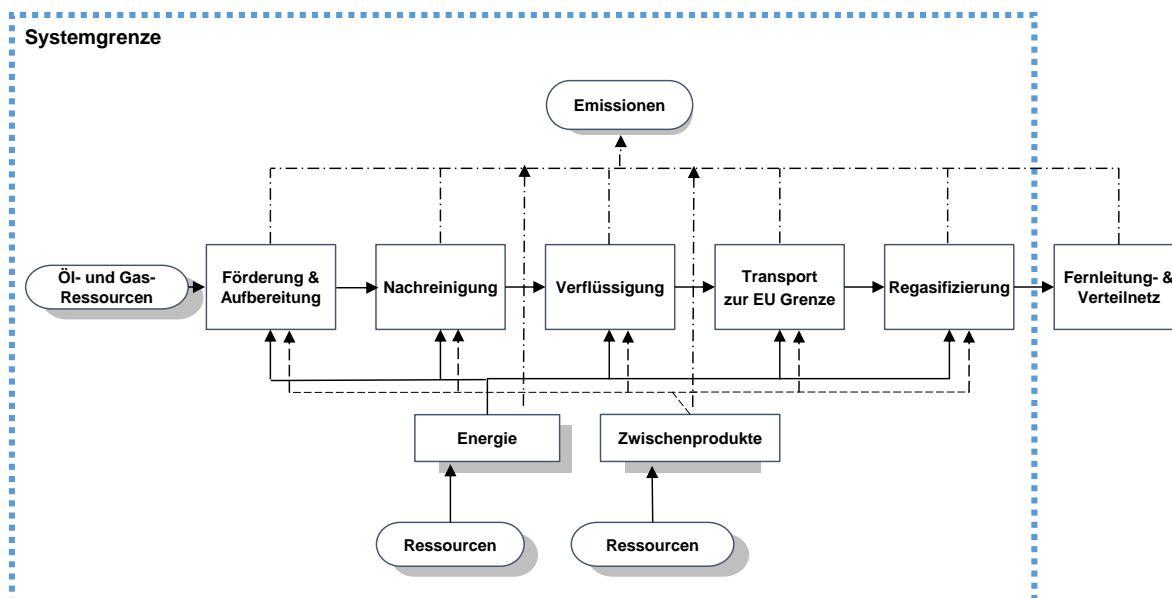
**Abbildung 3-2: Systemgrenzen – betrachtete Erdgas-Importrouten nach Europa (thinkstep, 2017a)**

Die Systemgrenzen in Bezug auf die betrachteten Phasen in der Lieferkette von LNG wird in Abbildung 3-3 dargestellt. In Tabelle 3-4 wird ein Überblick in tabellarischer Form über betrachtete und nicht betrachtete Elemente und Aktivitäten gegeben.

Das Lebensende, End-of-Life (EoL), im Kontext dieser Studie unter Berücksichtigung der Funktion und funktionellen Einheit des Produktsystems ist die Verschrottung der Infrastruktur, also der Pipeline, der LNG-Tanker, der Anlagenteile in der LNG-Lieferkette, etc. Die Infrastruktur besteht hauptsächlich aus Metall (und je nach Anwendungsgebiet vor allem aus unterschiedlichen Stählen). Metall lässt sich im Allgemeinen nach der Sammlung sehr gut verwerten oder wiederverwenden. Üblicherweise führt das Rezyklieren und Wiederverwenden von Metallabfällen zu Umweltgutschriften im Kontext von Lebenszyklusbetrachtungen, da in einem nachgelagerten Produktsystem die Erzeugung von Metall aus Primärmaterialien somit entfällt. Die relevanten Einflussgrößen, welche das EoL von Metall beeinflussen, sind Sammelquote, Materialtyp, Rezyklierbarkeit und die Nachfrage nach Sekundärmetall.

Im Basisszenario der Studie wird das Lebensende nicht betrachtet, da es schwierig ist, die tatsächliche Rückgewinnung und Wiederverwendung für die Infrastruktur vorher zu sagen. Dennoch wird ein weiteres Szenario gerechnet, um die Auswirkungen dieser Lebenszyklusphase auf das gesamte Treibhausgasprofil zu erfassen. Dazu wird die Verschrottung aller relevanten Bestandteile der Infrastruktur (die Verschrottung von Plattformen wird beispielsweise vernachlässigt, da diese für beide Produktsysteme gleich ist und so für den Vergleich nicht relevant ist) und die daraus resultierenden positiven und negativen Umweltwirkungen in einem Szenario in Anhang B betrachtet.

Wartungsaufwendungen für der Infrastruktur liegen außerhalb der Systemgrenzen dieser Studie, da sie im Vergleich zur Erstellung und Nutzung der Infrastruktur als vernachlässigbar gelten können.



**Abbildung 3-3: Systemgrenze – Lieferkette von Erdgas per LNG mit den betrachteten und nicht betrachteten Prozessschritten (thinkstep, 2017b)**

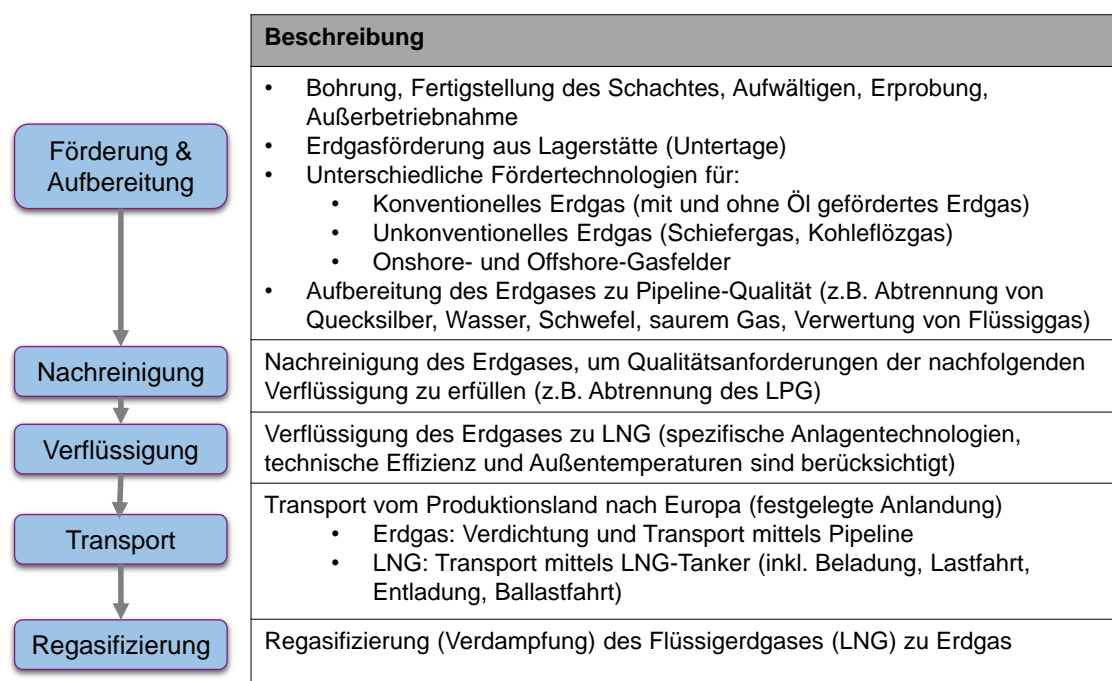
**Tabelle 3-4: Systemgrenze – betrachtete und nicht betrachtete Elemente und Aktivitäten**

Betrachtet	Nicht betrachtet
✓ Förderung auf Aufbereitung (CO <sub>2</sub> Abscheidung, Wasserabscheidung, H <sub>2</sub> S Abscheidung) inklusive Bohrloch-Einrichtung	✗ Geologische Untersuchungen und Probebohrungen
✓ Transportpipeline	✗ Mehraufwand in der Produktion (z.B. Beherbung und Beförderung der Beschäftigten, Pendlerwege und Verwaltung)
✓ Nachreinigung	✗ Wartungsaufwendungen der Infrastruktur, die relevant für den Vergleich ist ( z.B. Pipeline, LNG-Tanker, Verflüssigungsanlagen)
✓ Verflüssigung	✗ Mögliche Umweltlasten und –nutzen aus dem Lebensende (EoL) der Infrastruktur
✓ LNG-Transport	
✓ Regasifizierung	
✓ Energieversorgung: Gasturbine, Gasmotor, Dieseldgenerator, Strom aus dem öffentlichen Stromnetz	
✓ Methanemissionen (abgelassen, aus unter Druck betriebenen Geräten, flüchtige Emissionen sowie weitere nicht-verbrennungsbedingte Emissionen)	



Betrachtet	Nicht betrachtet
✓ Infrastruktur relevant für den Vergleich (z.B. Pipeline, LNG-Tanker, Verflüssigungsanlagen)	
✓ Betrachtung von Nebenprodukten (Rohöl, NGL)	
✓ Produktion von Material und Vorprodukten die in den jeweiligen Anlagen eingesetzt werden	

Abbildung 3-5 beschreibt die betrachteten Teilbereiche der Erdgaslieferkette, während in Abbildung 3-6 die Definition der Systemgrenzen für jedes Produktsystem zusammengefasst wird.



**Abbildung 3-5: Beschreibung der Prozessschritte der Lieferkette (LNG Route) (thinkstep, 2017b)**

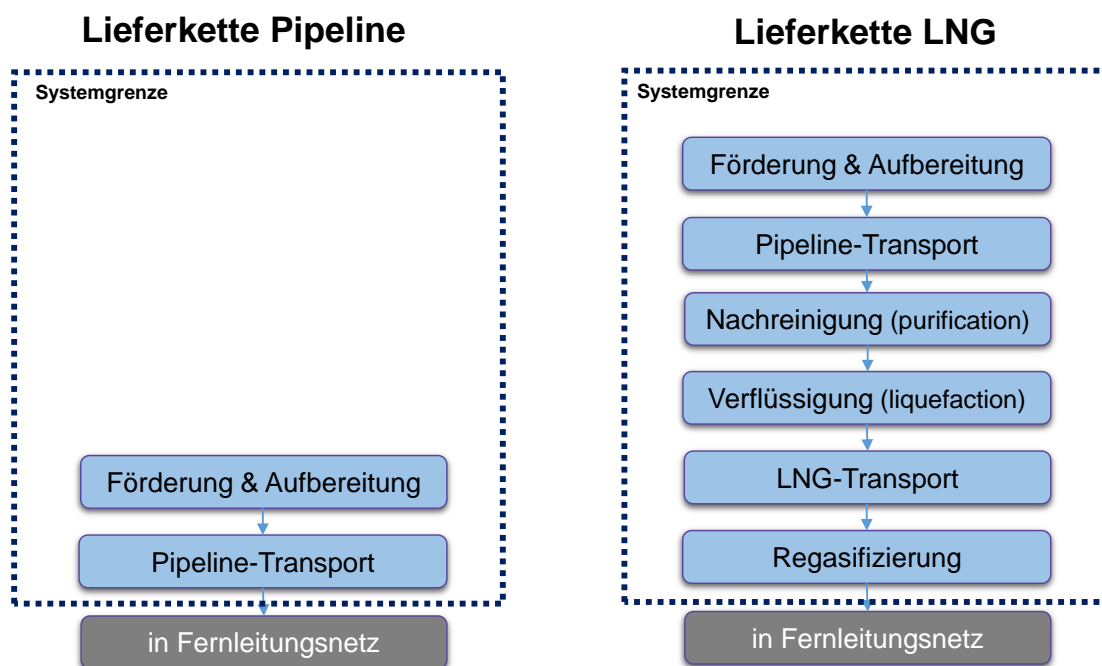


Abbildung 3-6: Systemgrenze – Vergleich der beiden Produktsysteme (thinkstep, 2017b)

### 3.3.1. Zeitliche Repräsentativität

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wird der untersuchte Zeitrahmen, unter Einbeziehung der Zielsetzung der Studie auf 30 Jahre festgelegt. Für Infrastruktur mit einer längeren Nutzungsdauer als 30 Jahren werden die anteiligen Treibhausgasemissionen berücksichtigt.

Die vorgesehene Nutzungsdauer der Nord Stream 2 Pipeline aus Russland beträgt 50 Jahre. Die Nutzungsdauer von LNG Anlagen (Nachreinigung, Verflüssigung, Regasifizierung) und LNG Tankern wird zwischen 30 und 35 Jahren angenommen.

Die Referenzperiode in welcher die Primärdatenerhebung stattgefunden hat, ist für die Pipeline das Jahr 2015. Die Referenzperiode für die Datenerfassung der LNG-Importe umfasst die Jahre 2012 bis 2015.

### 3.3.2. Technologische Repräsentativität

Die erfasste Technologie wird für das Produktsystem A (Erdgas aus Russland via Pipeline nach Europa) in Kapitel 4.4 detailliert dargestellt, während die Technologiebeschreibung für Produktsystem B (Erdgas-Import nach Europa via LNG) in Kapitel 4.5 erläutert wird. Eine Übersicht über die erfassten Technologien ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 3-7: Übersicht über die betrachteten Technologien der Studie

Technologie	Spezifikation	Beschreibung
Förderung und Aufbereitung	Onshore	Konventionelle Förderung und Aufbereitung (Gas- und Ölbohrungen)
	Onshore	Unkonventionelle Förderung und Aufbereitung (Kohleflözgas, Schiefergas)



Technologie	Spezifikation	Beschreibung
	Offshore	Konventionelle Förderung und Aufbereitung (Gas- und Ölbohrungen)
<b>Pipeline</b>	Onshore	inkl. Infrastruktur (Bau und Materialien)
	Offshore	inkl. Infrastruktur (Bau und Materialien)
<b>Verdichterstation für Pipeline</b>	Gasmotor	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	Gasturbine	inkl. Infrastruktur (Materialien)
<b>LNG Anlage - Nachreinigung</b>	Abtrennung von saurem Gas	(Infrastruktur in Verflüssigung bereits enthalten)
	Dehydration	(Infrastruktur in Verflüssigung bereits enthalten)
	Abtrennung des Quecksilbers	(Infrastruktur in Verflüssigung bereits enthalten)
	Gewinnung von Flüssiggas (NGL)	(Infrastruktur in Verflüssigung bereits enthalten)
<b>LNG Anlage - Verflüssigung</b>	AP-C3MR	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	AP-C3MR/Split MR	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	AP-X	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	CP – Optimised Cascade	inkl. Infrastruktur (Materialien)
<b>LNG Anlage - Regasifizierung</b>	Verdampfer (Open rack vaporisers)	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	Umgebungsluft-Verdampfer	inkl. Infrastruktur (Materialien)
<b>LNG-Transport mit Tanker</b>	Dampfturbinenantrieb	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	DFDE-Antrieb	inkl. Infrastruktur (Materialien)
	TFDE-Antrieb	incl. infrastructure (materials)
	SSD-Antrieb	incl. infrastructure (materials)

### 3.3.3. Geographische Repräsentativität

Die geographische Repräsentativität umfasst einerseits Nordwest- und Mitteleuropa, welches auch den Hauptmarkt für Erdgas in Europa darstellt. Auf der anderen Seite werden die Erdgas-produzierenden Länder bzw. Regionen (Nordrussland, USA, Katar, Australien (North West Shelf und Queensland), Algerien) inklusive der Seewege für LNG-Transporte von den jeweiligen LNG-Export-Terminals (ohne Russland, da dieses via Pipeline angeschlossen ist) zum Punkt der Einspeisung des Erdgases in das europäische Erdgassystem in Rotterdam betrachtet.

## 3.4. Allokationsverfahren

Die Allokation von Prozessen mit mehreren Outputflüssen folgt grundsätzlich den Anforderungen von ISO 14044, Abschnitt 4.3.4.2. Die auftretenden Produkte und Nebenprodukte der betrachteten Produktsysteme sind im Folgenden dargestellt:

- Produkte und Nebenprodukte der “Rohöl- und Erdgasförderung”
  - Rohöl
  - Erdgas

- Flüssiggas (NGL → Ethan, Propan, Butan, Pentan)
- Produkte und Nebenprodukte der “Erdgas-Nachreinigung” (LNG Technologie):
  - Erdgas
  - Flüssiggas (LPG → Propan, Butan)

Die Allokation wird auf Basis des Energiegehalts des jeweiligen Produkts durchgeführt, was gängige Praxis in der Modellierung von Öl- und Gaslieferketten ist. Dasselbe Allokationsverfahren wird für die Förderprozesse in den Produktsystemen angewendet.

Die verwendeten Allokationsverfahren in Hintergrunddaten (Materialien und Energie), die aus den GaBi 2016 Datenbanken stammen, sind online unter <http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2016-lci-documentation/> (thinkstep, 2016) dokumentiert. Beispielsweise wurden die Produkte und Nebenprodukte einer Kraftwärmekopplungsanlage (Datensatz: “combined heat and power (CHP, co-gens) units”), also Strom und Wärme nach Exergiegehalt alloziert.

### 3.5. Abschneidekriterien

---

Für diese Studie sind keine Abschneidekriterien festgelegt. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben, wird die Systemgrenze in Hinblick auf die Relevanz hinsichtlich des Ziels der Studie definiert. Für Prozesse innerhalb der Systemgrenze wurden alle verfügbaren Energie- und Stoffstromdaten in das Modell aufgenommen. In Fällen, in denen keine passenden Inventare verfügbar sind, um einen Input oder Output abzubilden, wurden Proxy-Daten (Näherungen) auf Basis konservativer Annahmen hinsichtlich der Umweltauswirkungen verwendet.

Die gewählten Proxy-Daten sind dokumentiert. Der Einfluss dieser Proxy-Daten auf die Ergebnisse wird analysiert und in Kapitel 6.2 und 6.4 diskutiert.

### 3.6. Auswahl des Treibhauspotentials (GWP) als Umweltwirkungskategorie

---

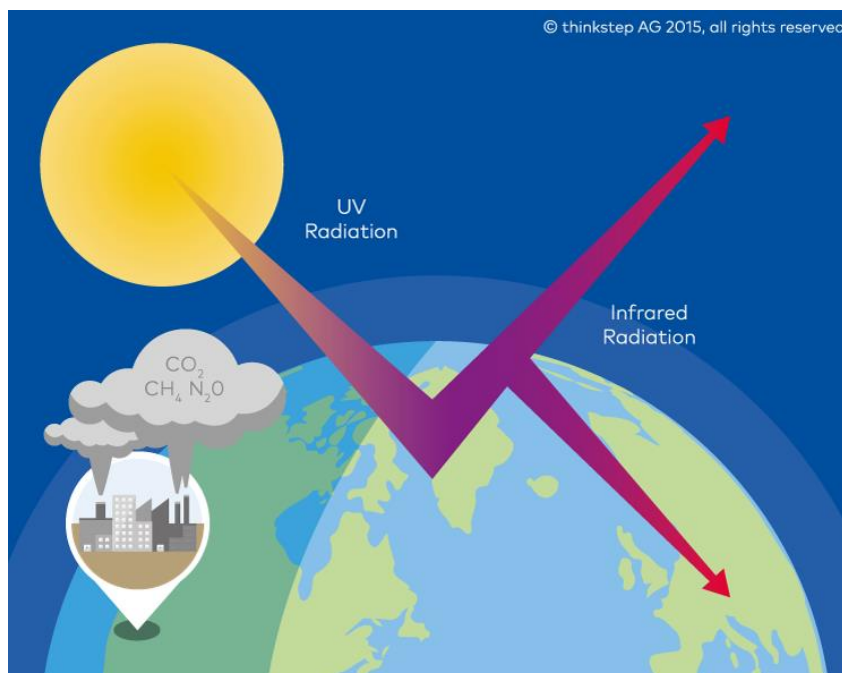
Sowohl der Energiesektor, als auch Branchen, die Erdgas nutzen, wie der Mobilitäts- und Bausektor, sind durch Politik und Öffentlichkeit dazu angehalten, ihre THG-Emissionen zu senken, um so den Klimawandel zu bekämpfen.

Diese Studie beinhaltet keine komplette Ökobilanz. Andernfalls wäre eine Auswahl von Umweltwirkungskategorien als sogenannte „mid-point“ Indikatoren, welche die potentiellen Wirkungen auf die Umweltkompartimente (Luft, Boden, Wasser) beschreiben, notwendig. In dieser Studie wird einzig der anthropogen verursachte Klimawandel betrachtet, welcher durch die Emissionen verschiedener Stoffe wie z.B. CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> oder N<sub>2</sub>O hervorgerufen wird. Die Wirkungskategorie Treibhauspotential (Englisch: Global Warming Potential – GWP) wird in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>eq) angegeben, was auch als Treibhausgas-Profil bezeichnet werden kann.

Aus dem Erdgassystem stammen die Hauptbeiträge zum GWP von Kohlendioxid- und Methanemissionen, sowie zu einem geringeren Anteil von Distickstoffmonoxid („Lachgas“). Verschiedenste Spurenemissionen tragen ebenso zum Treibhauspotential bei, wobei in Bezug auf die Masse der Stoffe die Wirkung um den Faktor 100 000 000 Mal geringer einzustufen ist als die von CO<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub>. Obwohl diese Spurenemissionen einen 10 000 bis 25 000 höheren Charakterisierungsfaktor (also relativer Beitrag je Masse zum Treibhauseffekt) als CO<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub> haben, sind die absoluten Beiträge zum Treibhauseffekt marginal. Die Herkunft der Spurenemissionen ist vielfältig, da diese Teil des analysierten Vordergrund- und Hintergrundsystems

der Studie sind. Diese Emissionen kommen zum Beispiel in eingesetzten Ökobilanzdatensätzen, in denen länderspezifische Strommixe und Materialien (z.B. Stahl oder Beton) abgebildet werden, vor.

Die Umweltwirkungskategorie Treibhauspotential wird mit den IPCC Charakterisierungsfaktoren des 4. Assessment Report (IPCC, 2007) für eine Zeitspanne von 100 Jahren (GWP100) analysiert. Die aktuellen Charakterisierungsfaktoren des 5. Assessment Reports (IPCC, 2013) für eine Zeitspanne von 100 Jahren (GWP100) werden in einer Szenarioanalyse genutzt, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Faktoren auf das Gesamtergebnis des Treibhausgas-Profiles zu prüfen (siehe Anhang B).



**Abbildung 3-8: Treibhauspotential (thinkstep, 2017a)**

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die obige Wirkungskategorie ein *Wirkpotential* darstellt, d.h. es handelt sich um eine Annäherung an eine Umweltwirkung, die eintreten kann, falls die Emissionen (a) tatsächlich dem zugrunde liegenden Wirkmechanismus folgen und (b) in der Umwelt auf bestimmte Randbedingungen treffen. Hinzu kommt, dass die Sachbilanz nur diejenige Untermenge der absoluten Umweltlasten beinhaltet, die der funktionellen Einheit zuzurechnen sind. Wirkungsabschätzungsergebnisse sind daher relative Aussagen und machen keine Voraussagen über Auswirkungen auf Wirkungsendpunkte, Schwellenwertüberschreitungen, Sicherheitsspannen oder Risiken.

Optional kann nach der Norm ISO 14040/44 eine Normierung, Gruppierung und Gewichtung durchgeführt werden. Eine Normierung wurde nicht durchgeführt. Gruppierung und Gewichtung wurden nicht angewendet, da nur eine Umweltwirkungskategorie betrachtet wurde.

### 3.7. Methoden zur Auswertung

Die Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung werden in Bezug auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen interpretiert. Die Auswertung behandelt die folgenden Themen:

- Ableiten der wesentlichen Erkenntnisse, wie die wesentlich zum Gesamtergebnis beitragenden Prozesse, Materialien, und/oder Emissionen

- Auswertung der Vollständigkeit, Sensitivität, und Konsistenz, um den Ausschluss von Daten aus der Systemgrenze sowie die Verwendung von Proxy-Daten (Näherungen) zu rechtfertigen,
- Schlussfolgerungen, Einschränkungen, und Empfehlungen

### 3.8. Anforderungen an die Datenqualität

---

Unter den gegebenen Zeit- und Budgetbeschränkungen sollen die Daten der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung so präzise, vollständig, konsistent, reproduzierbar und repräsentativ wie möglich in Bezug auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen der Studie sein.

- Gemessene Primärdaten haben die höchste Genauigkeit, gefolgt von berechneten Daten, Literaturdaten und geschätzten Daten.
- Vollständigkeit wird anhand der Vollständigkeit der Inputs und Outputs je Einheitsprozess beurteilt sowie anhand der Vollständigkeit der Einheitsprozesse an sich. Das Ziel besteht in der Erfassung aller relevanten Daten.
- Konsistenz bezieht sich auf Modellannahmen und Datenquellen. Das Ziel ist sicher zu stellen, dass Unterschiede in Ergebnissen auf tatsächliche Unterschiede zwischen den Produktsystemen zurückgehen und nicht durch Inkonsistenzen in Modellannahmen, Datenquellen, Emissionsfaktoren oder anderen Artefakten hervorgerufen werden.
- Reproduzierbarkeit bezeichnet, inwieweit Dritte in der Lage wären, die Ergebnisse der Studie anhand der Informationen dieses Berichts zu reproduzieren. Das Ziel ist es, hinreichend transparent zu sein, so dass Dritte in der Lage sind, die Ergebnisse zu approximieren.
- Repräsentativität bezeichnet, inwieweit die Daten jenen geographischen, zeitlichen und technologischen Anforderungen entsprechen, die im Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie definiert wurden. Das Ziel ist es, möglichst repräsentative Primärdaten für alle Vordergrundprozesse und möglichst repräsentative, durchschnittliche Industriedaten für alle Hintergrundprozesse zu verwenden. Falls solche Daten nicht verfügbar waren (z.B. keine durchschnittlichen Industriedaten für ein bestimmtes Land), wurden die besten verfügbaren Proxy-Daten verwendet.

In dieser Studie wurden drei unterschiedliche Arten an Datenquellen verwendet: Industriedaten (zum Teil vertraulich), *thinksteps* Expertenwissen und öffentlich zugängliche Daten (z.B. aus Literaturquellen). Eine Bewertung der Datenqualität hinsichtlich dieser Anforderungen erfolgt in Kapitel 6.4 des Berichts.

### 3.9. Art und Format des Berichts

---

Gemäß den Anforderungen des ISO-Standards (ISO14040/44, 2006) zielt dieser Bericht darauf ab, die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Ökobilanz vollständig, korrekt, und unvoreingenommen in Bezug auf die angesprochene Zielgruppe darzulegen. Die Ergebnisse, Daten, Methoden, Annahmen und Einschränkungen werden auf transparente Weise und mit hinreichendem Detaillierungsgrad berichtet, um dem Leser die der Studie innewohnende Komplexität, die Einschränkungen und die Zielkonflikte der Ökobilanz zu vermitteln. Dies ermöglicht es, die Ergebnisse entsprechend des Ziels der Studie zu interpretieren und zu verwenden.

Der Abschlussbericht der Studie „Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte“ ist einschließlich des Berichts der kritischen Prüfung öffentlich verfügbar.

### 3.10. Software und Datenbank

---

Das LCA-Modell wurde mittels der GaBi Software der thinkstep AG erstellt. Die GaBi 2016er Datenbanken liefern die Sachbilanzdaten für die Hintergrundsysteme.

Dieses Modell, das als Grundlage für die Ermittlung der Treibhausgas-Profile dient, basiert auf Datenbanken in englischer Sprache. Daher sind alle referenzierten Sachbilanz-Datensätze in Abschnitt 4 auf Englisch.

### 3.11. Kritische Prüfung

---

Die Ergebnisse der Studie werden für vergleichende Aussagen verwendet, die zur Veröffentlichung bestimmt sind. Daher ist gemäß ISO 14040/14044 ein kritisches Prüfungsverfahren durchgeführt von einem Prüfungsausschuss notwendig.

Der Prüfbericht des Prüfungsausschusses ist in Anhang C zu finden. Die Prüfer sind:

**Tabelle 3-9: Zusammensetzung des Prüfungsausschusses**

Prüfer	Organisation, Standort	Funktion
<b>Dr. Ivo Mersiowsky</b>	DEKRA Assurance Services GmbH, Stuttgart	Vorsitzender
<b>Matthias Fischer und Dr. Stefan Albrecht</b>	Fraunhofer Institut für Bauphysik, Stuttgart – Fraunhofer-Gesellschaft e.V.	Prüfer
<b>Michael Ritthoff</b>	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Wuppertal	Prüfer

## 4. Sachbilanz

### 4.1. Zahlenformat

Die Zahlen werden wie folgt dargestellt: ein Leerzeichen dient als Tausendertrennung, ein Komma als Dezimaltrennzeichen. Beispiel: 1 234,56

### 4.2. Produktbeschreibung

Erdgas ist eine entflammbare Mischung von Kohlenwasserstoffgasen, hauptsächlich Methan und ggf. Ethan, Propan, Butan und Pentan. Die Zusammensetzung von Erdgas variiert, weshalb die folgende Tabelle die typische Beschaffenheit von Erdgas vor der Aufbereitung zeigt.

**Tabelle 4-1: Zusammensetzung von Erdgas, typische Bandbreiten für hoch-kalorische Gase [Vol. %], vor der Aufbereitung (NGSA, 2016)**

CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> / C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> / C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S/Sonstige
70-90	0-20	0-0,2	0-8	0-5	0-5

Erdgas wird als *trocken* bezeichnet, wenn es nahezu ausschließlich aus Methan besteht und andere assoziierten Kohlenwasserstoffe (Flüssiggas) entfernt wurden, was üblicherweise nach der Aufbereitung der Fall ist. Erdgas wird als *nass* bezeichnet, solange es die anderen Kohlenwasserstoffe noch enthält (typischerweise vor der Aufbereitung).

Die folgende Tabelle zeigt den CO<sub>2</sub>-Gehalt unterschiedlicher Erdgaslagerstätten, die in der THG-Modellierung angewendet sind. Je höher der CO<sub>2</sub>-Gehalt ist, desto höher sind die zugehörigen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Förderung und Aufbereitung. Verglichen mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiebedarfs bei der Förderung und Aufbereitung sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den CO<sub>2</sub>-Gehalt des nassen Erdgases jedoch von geringer Bedeutung.

**Tabelle 4-2: CO<sub>2</sub>-Gehalt der betrachteten Erdgaslagerstätten [Gew.-%], vor der Aufbereitung (thinkstep, 2016)**

AU-NWS	AU-QL	DZ	QA	US (konv.)	US (Schiefer)	RU
5	3	5	5	5	7	2,1

### 4.3. Datensammlung & Qualitätssicherung

Die Daten zur Beschreibung des Produktsystems A bezüglich der Erdgasförderung und -aufbereitung sowie des Pipeline-Betriebs werden vom russischen Energieministerium öffentlich verfügbar gemacht. Zusammengestellt wurden die Daten vom Institut der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Kooperation mit Gazprom. Zudem wurden die Daten in der DBI-Studie "Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain" (DBI, 2016b) verwendet. Gazprom stellte die Daten zur Verfügung.



Zusätzliche Infrastrukturdaten für die Pipeline und die Verdichterstationen wurden von Gazprom und der Nord Stream 2 AG ermittelt. Primärdaten wurden mittels projektspezifischer Datenerhebungsbögen gesammelt, welche per Email an die jeweiligen Datenlieferanten verschickt wurden. Nach der Datenübermittlung wurde jeder Fragebogen mittels Massenbilanz, Stöchiometrie sowie internem und externem Benchmarking auf Vollständigkeit und Plausibilität geprüft. Falls Lücken, Ausreißer oder andere Inkonsistenzen auftraten, hat sich *thinkstep* mit den Datenlieferanten in Verbindung gesetzt, um alle offenen Fragen zu klären.

Die Datenerhebung für Produktsystem A beinhaltet:

- Erdgasförderung und -aufbereitung in Russland – in Verbindung mit einem neuen Erdgasfeld (in Anlehnung an das Bovanenkovo-Gasfeld des Yamal-Projects),
- Pipeline-Transportbetrieb von Russland nach Europa – basierend auf der Onshore/Offshore NSP2,
- Pipeline Bau und Infrastruktur – basierend auf der Onshore/Offshore NSP2,
- Infrastruktur der Verdichterstationen – basierend auf der Onshore/Offshore NSP2.

Zur Beschreibung der Lieferkette für importiertes LNG im Produktsystem B wurde konsolidiertes und konsistentes Datenmaterial benutzt. Diese Informationen basieren sowohl auf Literatur (API, 2015), (Alabdulkarem\_et\_al, 2011), (Brimm\_et\_al, 2013), (ESI-Services, 2012), (GIIGNL, 2004-2016), (IGU, International Gas Union - 2016 World LNG Report, 2016), (IMO, 2014), (Lowell\_et\_al, 2013), (PACE, 2015), (Petal\_et\_al, 2013), (NETL, 2010), (NETL, 2013), (NETL, 2013), (Spilsbury\_et\_al, 2006), (Thompson\_et\_al, 2004), (White, 2012)), als auch auf den GaBi-Datenbanken 2016, vertraulichen Industriedaten und dem Ingenieurwissen von *thinkstep*.

Die folgenden Textabschnitte 4.4 und 4.5 beschreiben die technischen Gegebenheiten für das Basisszenario der beiden betrachteten Produktsysteme – dem Erdgas-Import von Russland nach Europa per NSP2 und den LNG-Importalternativen.

## 4.4. Produktsystem A – Bereitstellung von Erdgas via NSP2 für Europa

### 4.4.1. Übersicht zu Produktsystem A

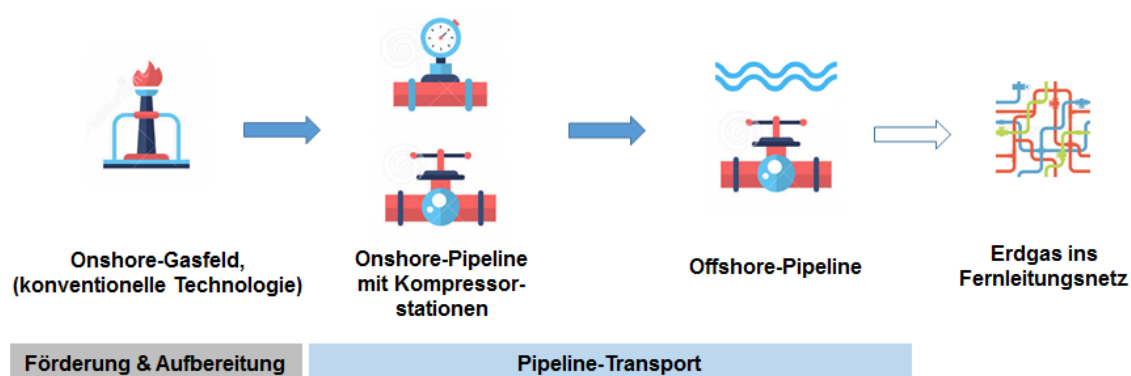
Produktsystem A beinhaltet die Förderung von Erdgas in Nordrussland und den Transport via Onshore/Offshore-Pipeline in den europäischen Markt. Der folgende Abschnitt mit Tabellen und Abbildungen bietet einen Überblick über die technischen Aspekte dieses Produktsystems.

Die betrachtete Erdgasquelle ist ein neues Erdgasfeld in Nordrussland ähnlich dem Bovanenkovo-Gasfeld des Yamal-Projekts.

**Tabelle 4-3: Übersicht zu Produktsystem A**

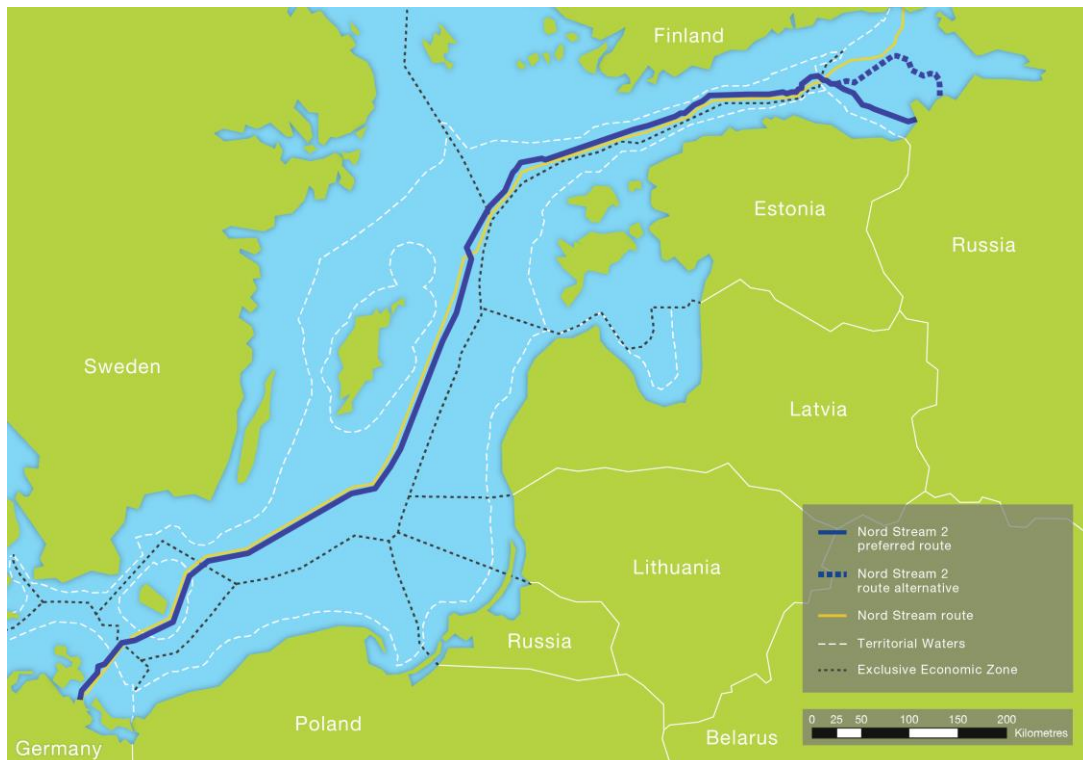
Förderung und Aufbereitung		
RU	(Neues) Erdgasfeld in Nordrussland	Konventionelle Onshore-Technologie
Pipeline-Transport		
RU	Onshore-Pipeline	2 940 km
RU	Onshore Verdichterstationen	18 Stationen
RU	Offshore-Pipeline	1 226 km
RU	Offshore Verdichterstationen	1 Station (in Ufernähe)

Das Flussdiagramm von Produktsystem A zeigt die folgende Abbildung. Die Einspeisung des Erdgases in das Verteilernetzwerk (weißer Pfeil) ist außerhalb des Untersuchungsrahmens der Studie.



**Abbildung 4-4: Flussbild des Produktsystems A (thinkstep, 2017b)**





**Abbildung 4-5: Route der Offshore-Pipeline von Russland nach Europa (Greifswald, Germany) (Nord Stream 2, 2016)**

Abbildungen 4-5 bis 4-7 geben einen Eindruck der geographischen und technischen Gegebenheiten der NSP2.



**Abbildung 4-6: Beispiel einer Verdichterstation (Baidaratskaya) (Gazprom, 2016)**



Abbildung 4-7: Bau einer Onshore-Pipeline (Gazprom, 2016)

#### 4.4.2. Produktion und Aufbereitung

Tabelle 4-8 zeigt die Daten zum Prozessmodul der Produktion und Aufbereitung exclusive des Bohrbetriebs. Diese Daten basieren auf Primärdatenerhebung wie in Abschnitt 4.3 beschrieben.

**Tabelle 4-8: Daten zum Prozessmodul der Produktion und Aufbereitung auf einem russischen Gasfeld – per MJ Erdgas nach Aufbereitung**

Produktion & Aufbereitung	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz-lieferant
<b>INPUT</b>					
Strom aus Stromnetz	3,0E-4	MJ/MJ	gemessen	RU: Electricity grid mix 1 kV-60 kV	ts
Strom Gasturbine	4,8E-3	MJ/MJ	gemessen	GLO: Natural gas CHP	ts
<b>OUTPUT</b>					
Direkte CO <sub>2</sub> Emissionen	2,5E-3	g/MJ	gemessen		
Direkte CH <sub>4</sub> Emissionen	1,7E-3	g/MJ	gemessen		

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

Direkte CO<sub>2</sub>- und CH<sub>4</sub>-Emissionen stammen aus folgenden Quellen: abgelassenes Erdgas, Emissionen aus unter Druck betriebenen Geräten, flüchtige Emissionen sowie weitere nicht-verbrennungsbedingte Emissionen.

Die Relevanz der direkten, auf den Prozessschritt bezogenen Treibhausgasemissionen (direktes CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>): Die Bereitstellung der nötigen elektrischen Energie im oben gezeigten Prozess verursacht circa 0,81 g CO<sub>2</sub>-Emissionen pro MJ geförderten und aufbereiteten Erdgases.

Technische Daten für die Förderung und Aufbereitung auf einem neuen russischen Gasfeld werden unten gezeigt.

**Tabelle 4-9: Technische Daten für die Förderung und Aufbereitung auf einem (neuen) russischen Gasfeld**

Technische Parameter	Wert
Elektrische Effizienz einer Erdgasturbine	35 %
CH <sub>4</sub> -Gehalt des aufbereiteten Erdgases	89,1 Gew.-%
CO <sub>2</sub> -Gehalt des aufbereiteten Erdgases	2,1 Gew.-%

### **Bohrung und Bohrlochinstallation auf einem (neuen) russischen Gasfeld**

Bei der Auswertung der 60 Länder, die in den GaBi-Datenbanken (thinkstep, 2016) modelliert sind, zeigt sich, dass die Treibhausgasemissionen aufgrund der Förderung und Aufbereitung (inkl. Bohrung und Bohrlochinstallation) typischerweise zwischen 1,5 und 10 g CO<sub>2</sub>eq/MJ liegen mit einem Durchschnitt von 4,4 g CO<sub>2</sub>eq/MJ. Anmerkung: Dieser Durchschnittswert ist nicht gewichtet und die obigen Zahlen sind lediglich zur Orientierung gedacht, was die Größenordnung der Treibhausgasemissionen für Förderung und Aufbereitung betrifft.

Das THG-Emissionen von Bohrung und Bohrlochinstallation liegen typischerweise in einem Bereich von 5 bis 10 % des Treibhausgas-Profiles der Förderung und Aufbereitung, in einigen Fällen unter 3 % und in anderen bis zu 15 % und mehr. Der Aufwand der Bohrung und der Bohrlochinstallation ist abhängig von der Anzahl gebohrter Meter im Schacht (welche erheblich variieren abhängig von der Tiefe der jeweiligen Erdgaslagerstätte), von der Bohrungsintensität des betrachteten Jahres und der geschätzten höchsten Erdgas-Gewinnungsrate der Vorkommen eines Landes, da die dazugehörigen Treibhausgasemissionen je 1 MJ geförderten Erdgases über den gesamten Zeitraum angegeben sind.

Die Sammlung von Primärdaten konzentrierte sich hauptsächlich auf die Förderung und Aufbereitung von Erdgas auf einem neuen russischen Gasfeld und den Pipeline-Transport via Nord Stream 2. Die Aufwendungen bezüglich der Bohrungsaktivitäten wurden basierend auf existierenden Daten wie oben beschrieben abgeschätzt. Die Bohrung kann in seltenen Fällen einen Beitrag von 15 bis 20 % des Treibhausgas-Profiles der Erdgasförderung und -aufbereitung haben (in den meisten Fällen jedoch deutlich niedriger). Zudem analysiert diese Studie neue russische Gasfelder, auf denen sehr effiziente Technologien eingesetzt werden. Daher entspricht es einem konservativen bzw. „worst-case“ Ansatz, dass dem Treibhausgas-Ergebnis für die Förderung und Aufbereitung von Produktsystem A zusätzlich 50 % aufgeschlagen werden, denn die Beiträge von Bohrbetrieb und Bohrlochinstallation sind typischerweise – wie oben beschrieben – deutlich niedriger.

### **Beschreibung konventioneller Technologien – Förderung und Aufbereitung von Erdgas**

Die folgende Beschreibung ist sowohl für Produktsystem A (Erdgas aus Russland nach Europa) als auch für LNG-Importländer mit Anwendung konventioneller Technologien in Produktsystem B (Australien-NWS, Katar und Algerien) gültig.

Rohes Erdgas stammt aus drei unterschiedlichen Produktionsarten: Ölbohrungen, Erdgasbohrungen und Kondensatbohrungen. Erdgas aus Ölbohrungen wird gewöhnlich als „assoziertes Erdgas“ bezeichnet. Dieses Gas kann getrennt vom Öl in der Lagerstätte vorkommen (freies Gas) oder gelöst in Rohöl (gelöstes Gas). Erdgas aus Gas- und Kondensatbohrungen, in welchen nur wenig oder kein Rohöl vorkommt, wird als „nicht-assoziertes Gas“ bezeichnet. Gasbohrungen bringen typischerweise rohes Erdgas hervor, während Kondensatbohrungen Erdgas zusammen mit halbflüssigen Kohlenwasserstoff-Kondensaten hervorbringen. Wird das Erdgas, unabhängig von der Erdgasquelle,

erst einmal von Rohöl getrennt (so vorhanden), liegt das Methan für gewöhnlich in einer Mischung mit anderen Kohlenwasserstoffen vor; vorrangig Ethan, Propan, Butan und Pentan. Zudem enthält rohes Erdgas Wasserdampf, Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S), Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), Helium, Stickstoff und andere Stoffe.

Die Erdgas-Aufbereitung besteht in der Trennung der diversen Kohlenwasserstoffe und Fluide vom reinen Erdgas (d.h. Methan), um trockenes Erdgas in sogenannter Pipeline-Qualität zu produzieren. Große Transport-Pipelines schreiben üblicherweise Restriktionen vor, was die Zusammensetzung des Erdgases betrifft, welches in die Pipeline eingespeist werden darf. Das bedeutet, dass Erdgas vor dem Transport behandelt werden muss. Ethan, Propan, Butan und Pentan werden aus dem Erdgas entfernt, sind jedoch nicht notwendigerweise ‚Abfallprodukte‘.

Tatsächlich können assoziierte Kohlenwasserstoffe, das sogenannte Flüssiggas (NGL), äußerst wertvolle Nebenprodukte der Erdgasaufbereitung sein. NGLs enthalten Ethan, Propan, Butan, Isobutan und natürliches Benzin. Diese NGLs werden separat verkauft und finden eine Vielzahl unterschiedlicher Verwendungen, einschließlich der Verbesserung des Gewinnungsprozesses bei Ölbohrungen, die Versorgung von Ö Raffinerien und Petrochemieanlagen und als Energieträgern.

Während ein Teil der erforderlichen Aufbereitung am Bohrlochkopf oder dessen Nähe erfolgt, findet die vollständige Aufbereitung von Erdgas in einer Aufbereitungsanlage statt, die für gewöhnlich in der Erdgas-produzierenden Region liegt. Das geförderte Erdgas wird mittels eines Netzwerks von Sammelleitungen in die Aufbereitungsanlage transportiert, das sind Hochdruckrohre mit geringem Durchmesser. Ein komplexes Sammelsystem kann aus Tausenden von Kilometern Rohrleitung bestehen und eine Aufbereitungsanlage mit bis zu 100 Bohrlöchern ihrer Umgebung verbinden.

#### 4.4.3. Pipeline-Transport

Tabelle 4-10 zeigt Daten zum Prozessmodul für den Pipeline-Transport. Diese Daten basieren auf Primärdatensammlung, wie in Abschnitt 4.3 beschrieben.

**Tabelle 4-10: Daten zum Prozessmodul des Pipeline-Transports in Russland – per transportiertes MJ Erdgas**

Produktion & Aufbereitung	Wert Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz-lieferant
<b>INPUT</b>				
Strom aus Gasmotor	1,3E-3 MJ/MJ	berechnet	GLO: Natural gas Engine	ts
Strom aus Gasturbine	0,022 MJ/MJ	berechnet	GLO: Natural gas CHP	ts
<b>OUTPUT</b>				
Direkte CO <sub>2</sub> Emissionen	7,9E-4 g/MJ	berechnet		
Direkte CH <sub>4</sub> Emissionen	0,034 g/MJ	berechnet		

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

Direkte CO<sub>2</sub>- und CH<sub>4</sub>-Emissionen stammen aus folgenden Quellen: abgelassenes Erdgas, Emissionen aus unter Druck betriebenen Geräten, flüchtige Emissionen sowie weitere nicht-verbrennungsbedingte Emissionen.

Die verwendeten technischen Daten für den Pipeline-Transport von Erdgas über die neue Nord Stream 2 Pipeline und ihre Infrastruktur (für die Pipeline selbst und die Verdichterstationen) sind wie folgt:

**Tabelle 4-11: Technische Daten für Pipeline-Transport in Russland via Nord Stream 2**

Technische Parameter	Wert
Gasverluste	0,001677 J/J
Energieverbrauch	1,59E-5 J/(J*km)
Pipeline-Distanz	4 166 km
Erdgas-Kapazität (jährlich)	55 Mrd. m <sup>3</sup> / Jahr

**Tabelle 4-12: Technische Daten für Onshore-Pipeline in Russland (NSP2)**

Technische Parameter	Wert
Anzahl paralleler Pipelines	2 (Twin-Pipeline)
Länge der einzelnen Rohrabschnitte	12,2 m
Durchschnittsgewicht pro Rohrabschnitt	13,2 t (pro 12,2 m)
Stahlklasse	SAWL 485 vergl. mit L485MB vergl. mit X70
Dicke der Anti- Korrosionsbeschichtung	3 mm
3-lagige Anti-Korrosionsbeschichtung	basierend auf Polyethylen
Konstanter innerer Durchmesser	1 356 mm
Konstanter äußerer Durchmesser	1 420 mm
Nutzungsdauer	50 Jahre

**Tabelle 4-13: Infrastruktur: Baumaterial pro km Onshore-Pipeline in Russland (NSP2)**

Onshore-Pipeline	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz- lieferant
<b>INPUT</b>					
Aushub	195 350	t/km	berechnet	GLO: Excavator	ts
Polyethylen	13	t/km	berechnet	EU-27: Polyethylen foil (PE-HD) (without additives)	ts
Stahlrohre	2 191	t/km	berechnet	GLO: Steel UO pipe zusammen mit GLO: Value of scrap	worldsteel worldsteel

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

**Tabelle 4-14: Geschätzte Transportdistanzen für Materialien einer Onshore-Pipeline zur Baustelle**

Transportmittel	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz- lieferant
<b>Gültig für alle Materialien</b>					
Schienentransport	2 000	km	geschätzt	GLO: Rail transport cargo – average	ts
Lastwagentransport	200	km	geschätzt	GLO: Truck-trailer ts, payload 27t	ts

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur



**Tabelle 4-15: Technische Daten für Erdgasverdichter (GCU) in Russland**

Technische Parameter	Wert
Elektrische Effizienz Erdgasturbine (GCU)	35 %
Elektrische Effizienz Erdgasmotor (GCU)	38 %
Anteil Gasturbine	95 %
Anteil Gasmotor	5 %
Installierte Kapazität der GCUs	65 – 352 MW
Anteil der GCUs mit weniger als 100 MW	55 %
Anteil der GCUs zwischen 100 und 225 MW	40 %
Anteil der GCUs mit mehr als 225 MW	5 %
Druck am Einlass	65 – 75 bar
Druck am Auslass	98 bar
Druck am Auslass vor dem Offshore-Rohr	220 bar
Nutzungsdauer	50 Jahre

**Tabelle 4-16: Infrastruktur: Baumaterial für eine durchschnittliche Verdichterstation**

Bau der Verdichterstation	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz-lieferant
INPUT					
Stahlprofile	12 100 t	geschätzt	GLO: Steel sections <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel  worldsteel	
Beton	172 000 t	geschätzt	EU 27: Concrete C35/45	ts	
Betonstahl	8 500 t	geschätzt	EU 27: Reinforced steel <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	ts  worldsteel	

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

**Tabelle 4-17: Technische Daten für eine Offshore-Pipeline in der Ostsee (NSP2)**

Technische Parameter	Wert
Anzahl paralleler Pipelines	2 (Twin-Pipeline)
Länge der einzelnen Rohrabschnitte	12,2 m
Durchschnittsgewicht pro Rohrabschnitt	24 t (per 12,2 m)
Stahldicke	26,8 – 41 mm
Stahlklasse	SAWL 485 vergl. mit L485MB vergl. mit X70
Dicke der Anti-Korrosionsbeschichtung	4,2 mm
3-lagige Anti-Korrosionsbeschichtung	basierend auf Polyethylen
Betondicke	60 – 110 mm
Betondichte	3 040 kg/m <sup>3</sup> (inkl. 70 % Eisenerz-Zusatz)
Konstanter innerer Durchmesser	1 153 mm
Nutzungsdauer	50 Jahre

**Tabelle 4-18: Infrastruktur: Baumaterial pro km Offshore-Pipeline in der Ostsee**

Offshore-Pipeline	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz-lieferant
<b>INPUT</b>					
Beton	307	t/km	berechnet	DE: Cement (CEM I 52.5) Portland Cement	ts
Kies	205	t/km	berechnet	DE: Gravel (Granulation 2/32)	ts
Polyethylen	15	t/km	berechnet	EU-27: Polyethylene foil (PE-HD) (without additives)	ts
Eisenerz	1 433	t/km	berechnet	DE: Iron ore mix	ts
Stahlrohre	1 871	t/km	berechnet	GLO: Steel UO pipe <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel worldsteel

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

**Tabelle 4-19: Geschätzte Transportdistanzen für Materialien der Offshore-Pipeline zur Baustelle**

Transportmittel	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz-lieferant
<b>Gültig für alle Materialien</b>					
Schienentransport	800	km	geschätzt	GLO: Rail transport cargo – average	ts
Schifftransport	1 200	km	geschätzt	GLO: Bulk commodity carrier	ts

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

#### Weitere Aspekte des Pipeline-Transports in Produktsystem A

- Umfang der Pipeline-Erstellung, soweit Information und Daten erhältlich
- Inbegriffen sind:
  - Transport von Materialien von diversen Herstellern (z.B. Stahlrohre) zur Baustelle der Pipeline und
  - Erdbewegungen während des Baus von Onshore-Pipelines
- Der Druck am Auslass der Pipeline in Greifswald beträgt ca. 100 bar. Der Druck an LNG-Terminals liegt für gewöhnlich bei 60 – 80 bar.
- Für das Lebensende der Pipeline wird generell eine vereinfachte Betrachtungsweise herangezogen (siehe Anhang B). Diese Vereinfachungen sind:
  - Wiederverwertungsraten von 100 % (Materialverluste durch Demontage, Sortierung, etc. werden nicht beachtet)
  - Metallschrott: vollends wiederverwertet und recycled
  - Andere Materialien: deponiert
- Zeitumfang der Studie ist auf 30 Jahre festgelegt. Die geplante Nutzungsdauer der Pipeline ist jedoch 50 Jahre.

## 4.5. Produktsystem B – Bereitstellung von Erdgas via LNG-Import für Europa

### 4.5.1. Übersicht zu Produktsystem B

Innerhalb des definierten Produktsystems B wird Erdgas in Algerien, Australien (NWS und QL), Katar und den USA produziert und via Pipeline und LNG-Tanker in den Markt der EU transportiert. Der folgende Teilabschnitt mit Tabellen und Abbildungen gibt eine Übersicht zu den technischen Aspekten dieses Produktsystems.

**Tabelle 4-20: Übersicht zu Produktsystem B**

Bohrung, Förderung und Aufbereitung		
AU - NWS	Erdgas-Produktion in North West Shelf	Offshore konventionelle Technologie
AU - QL	Erdgas-Produktion in Queensland	Onshore unkonventionelle Technologie
DZ	Erdgas-Produktion in Hassi R'Mel	Onshore konventionelle Technologie
QA	Erdgas-Produktion in the North field	Offshore konventionelle Technologie
US	Erdgas-Produktion in den USA	Offshore konv. Technologie, Onshore konv. und unkonv. Technologie
Pipeline-Transport		
AU - NWS	Offshore-Pipeline inkl. Verdichter	zum LNG-Terminal in Karratha
AU - QL	Onshore-Pipeline inkl. Verdichter	zum LNG-Terminal in Curtis Island
DZ	Onshore-Pipeline inkl. Verdichter	zum LNG-Terminal in Arzew
QA	Offshore-Pipeline inkl. Verdichter	zu einem LNG-Terminal in Ras Laffan
US	Onshore-Pipeline inkl. Verdichter	zum LNG-Terminal in Sabine Pass
Nachreinigung (purification)		
AU, DZ, QA, US	Prozessschritt 1: Abtrennung von saurem Gas	Abtrennung von CO <sub>2</sub> und H <sub>2</sub> S mittels Amin-Behandlung und Gewinnung von Schwefel
AU, DZ, QA, US	Prozessschritt 2: Dehydration	mittels Molekularsieb
AU, DZ, QA, US	Prozessschritt 3: Abtrennung von Quecksilber	mittels Molekularsieb
AU, DZ, QA, US	Prozessschritt 4: Gewinnung von Flüssiggas	mittels Turbo-Expander und direkter Kühlung
Verflüssigung (liquefaction)		
QA, AU, DZ	Technologie A: AP-C3MR	Technologie wurde 1970 entwickelt, global am weitesten verbreitet, Anlagengröße: 2 bis 8,2 MTPA, meist zwischen 2,5 und 3,5 MTPA
QA, DZ	Technologie B: AP-C3MR/Split MR	Weiterentwicklung von C3MR, Anlagengröße: 3,6 bis 5 MTPA
QA	Technologie C: AP- X	Weiterentwicklung von C3MR, Anlagengröße: 7,8 MTPA (bislang nur in Katar eingesetzt)



Verflüssigung (liquefaction)		
AU, US	Technologie D: CP - Optimierte Cascade	Technologie wurde 1969 entwickelt, in den USA und Australien weit verbreitet, Anlagengröße: 1,5 bis 5,3 MTPA, meist zwischen 3,3 und 4,3 MTPA
LNG-Transport mit LNG-Tankern		
AU, DZ, US	Antriebstyp A: Dampfturbine	Kraftstoffe: BOG und HFO, Tankergröße: 65 000 bis 175 000 m <sup>3</sup>
AU, US	Antriebstyp B: TFDE	Kraftstoffe: BOG, HFO und MDO, Tankergröße: 145 000 bis 175 000 m <sup>3</sup>
QA	Antriebstyp C: SSD	Kraftstoffe: HFO, Tankergröße: 210 000 bis 266 000 m <sup>3</sup>
DZ	Antriebstyp D: DFDE	Kraftstoffe: BOG und MDO, Tankergröße: 80 000 bis 177 000 m <sup>3</sup>
Regasifizierung		
AU, DZ, QA, US	Art der Technologie A: open rack vaporisers (ORV)	flüssig zu gasförmig: Wärme wird vor allem dem Meerwasser entnommen
AU, DZ, QA, US	Art der Technologie B: submerges combustion vaporisers (SCV)	flüssig zu gasförmig: Wärme wird durch Erdgasverbrennung oder Abwärme zur Verfügung gestellt

Das Flussdiagramm von Produktsystem B zeigt die folgende Abbildung. Die Einspeisung des Erdgases in das Verteilernetzwerk (weißer Pfeil) liegt außerhalb des Untersuchungsrahmens der Studie.

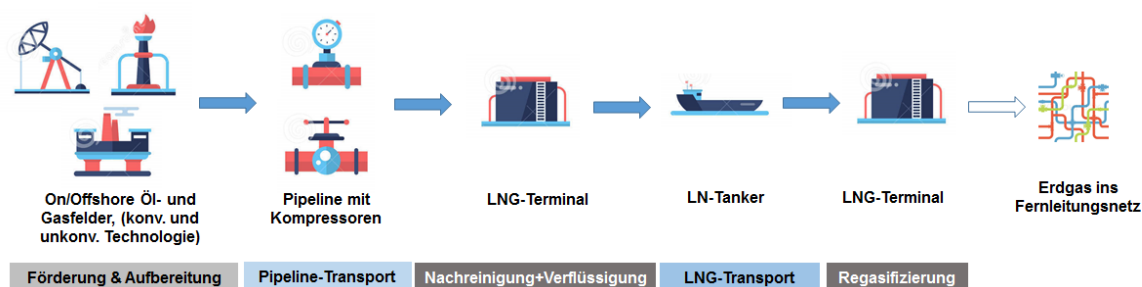


Abbildung 4-21: Flussbild des Produktsystems B (thinkstep, 2017b)

Abbildung 4-22 zeigt den Anteil globaler LNG-Exporte je Land für die jüngere Vergangenheit bis 2015. Die in dieser Studie in Erwägung gezogenen Länder sind hervorgehoben (Russland spielt in dieser Studie keine Rolle als LNG-Exporteur).

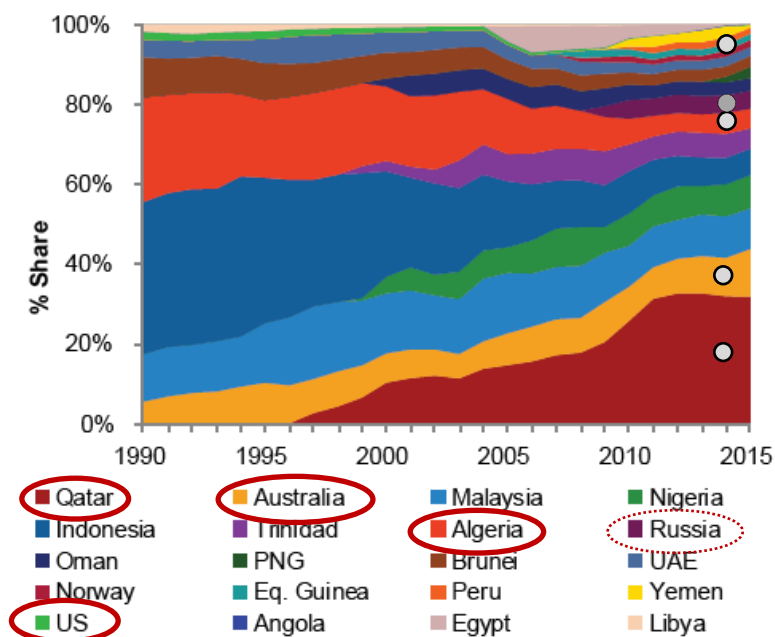


Abbildung 4-22: Anteile der globalen LNG-Exporte je Land, 1990 bis 2015 (IGU, 2016)



Abbildung 4-23: Beispiel eines LNG-Import-Terminals (Regasifizierung in Rotterdam, Niederlande) (King&Spalding, 2015)

Abbildungen 4-23 bis 4-25 geben einen Eindruck der technischen Gegebenheiten der LNG-Lieferkette.



**Abbildung 4-24: Beispiel einer kleineren LNG-Anlage (Verflüssigung in Australien, <1 MPTA) (IGU, 2016)**

Abbildung 4-24 zeigt ein Beispiel für eine vergleichsweise kleine LNG-Anlage in Australien (klein bedeutet <1 MPTA). Die LNG-Anlagenkapazitäten, die in dieser Studie untersucht werden sind jedoch größer – siehe Tabelle 4-20.



**Abbildung 4-25: Beispiel für einen LNG-Tanker (King&Spalding, 2015)**



#### 4.5.2. Förderung und Aufbereitung

Zur generellen Beschreibung konventioneller Technologien zur Förderung und Aufbereitung von Erdgas siehe Abschnitt 4.4.2. Produktsystem B schließt sowohl konventionelle als auch unkonventionelle Erdgasgewinnung und die entsprechenden Technologien mit ein. Eine Beschreibung der unkonventionellen Technologien folgt.

##### **Beschreibung unkonventioneller Technologien zur Förderung und Aufbereitung von Erdgas**

Unkonventionelle Öl- und Gasvorkommen schließen ein:

- Extra-Schweröl (Öl mit hoher Viskosität),
- Ölsand (Sand mit Bitumen),
- Ölschiefer (Sedimentgestein mit Kerogen),
- Tight-Gas (Erdgas mit niedriger Permeabilität),
- Kohleflözgas (CBM),
- Schiefergas (Erdgas assoziiert mit Schiefer-Öl) und
- Erdgashydrate (Erdgaseinschlüsse in Wasser-Eis-Strukturen).

Die Erschließung und Produktion unkonventioneller Öl- und Erdgaslagerstätten erfordert Prozesse und Technologien, die sich in Hinblick auf Energiezufuhr, Kosten und Umweltauswirkungen deutlich von den Produktionstechnologien für konventionelle Lagerstätten unterscheiden. Extraktionstechnologien für Schiefergas, Tight-Gas und Kohleflözgas umfassen unter anderem das hydraulische Aufbrechen (Fracking) und horizontale Bohrungen.

Die Förderung und Aufbereitung von Schiefergas und Kohleflözgas ist im Folgenden beschrieben, da sie Teil der Australien-QL- und US LNG-Importe sind.

**Schiefergas / Tight-Gas** – Erdgasvorkommen mit niedriger Permeabilität (Durchlässigkeit) sind schwierig zu erschließen. Solche Vorkommen werden als *Tight-Gas* bezeichnet, wenn sie in Ölgestein enthalten sind, und als Schiefergas, wenn sie in Schiefergestein vorkommen. Eine solche Lagerstätte kann aufgrund der niedrigen Fließrate nicht profitabel mittels vertikalem Bohrloch gefördert werden. Daher erfordert die Produktion von Tight- und Schiefergas hydraulisches Aufbrechen bzw. horizontale Bohrungen. Hydraulisches Aufbrechen beinhaltet das Einpumpen einer Flüssigkeit in das Bohrloch, um durch die Druckerhöhung Risse im Formationsgestein zu erzeugen. Um diese Frakturen offen zu halten, wird Sand mit hoher Durchlässigkeit in die Risse gefüllt. Die Horizontal-Bohrloch-Technik vergrößert die Oberfläche nahe der Vorkommen im Vergleich zum Vertikal-Bohrloch und intensiviert so den Gasaustausch und die Gasgewinnung.

**Kohleflözgas (CBM)** – In Kohleablagerungen werden signifikante Mengen Methan-reichen Gases gebildet und in der Kohlestruktur eingelagert. Das Gas wird üblicherweise durch den Bergwerksbetrieb freigesetzt, jüngere Methoden zielen jedoch auf die Erfassung und Extraktion des Gases ab. Dies geschieht nicht nur aus Erwägungen der Sicherheit und des Umweltschutzes, sondern auch zur wirtschaftlichen Verwertung. Typischerweise ist Kohleflözgas in Kohleablagerungen eingeschlossen, welche aufgrund ihrer tiefen Lage oder ihrer niedrigen Kohlequalität unprofitabel sind. Kohlevorkommen haben eine geringe Permeabilität, die mit zunehmender Tiefe noch abnimmt. Daher bedarf es des hydraulischen Aufbrechens (Fracking) und horizontaler Bohrungen, um den Durchfluss durch das Bohrloch zu ermöglichen. Unter hohem Druck dringt Wasser in die Kohlestruktur ein und schließt das Gas ein. Wird das Wasser dann wieder extrahiert und sinkt dadurch der Druck, so kann das Methan aus der Kohle in das Bohrloch fließen. Im ersten Prozessschritt fällt eine große Menge an kontaminiertem Wasser an, das nachfolgend oftmals wieder in die Gesteinsformation gepresst wird.

### **Förderung und Aufbereitung in Algerien**

Technische Daten für die Förderung und Aufbereitung von Erdgas zu 100 % basierend auf konventionellen Lagerstätten des Onshore-Gasfelds in Hassi R'Mel sind in der unten stehenden Tabelle zu sehen. CH<sub>4</sub>-Emissionen stammen aus folgenden Quellen: abgelassenes Erdgas, Emissionen aus unter Druck betriebenen Geräten, flüchtige Emissionen sowie weitere nicht-verbrennungsbedingte Emissionen.

**Tabelle 4-26: Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in Algerien (thinkstep, 2016)**

Technische Parameter	Wert
Abgefackeltes Erdgas	0,024 MJ/MJ
Flüchtiges/abgelassenes/unverbranntes Erdgas	0,0063 MJ/MJ
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Primärförderung	50 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Sekundärförderung	50 %

### **Förderung und Aufbereitung in Australien**

- Momentane Situation
  - ca. 90 % des Erdgases werden aus konventionellen Lagerstätten gewonnen
  - ca. 10 % des Erdgases werden aus unkonventionellen Lagerstätten gewonnen (Kohle-flözgas)
- Die Studie zieht potentielle, zukünftige Entwicklungen in Betracht
- Australien wird seine LNG-Kapazität in naher Zukunft deutlich ausbauen (siehe Abbildung 4-27)
- Die Zunahme wird einerseits durch Kohleflözgas -Vorkommen in Queensland angetrieben (siehe Abbildung 4-30)
- Andererseits wird die Zunahme von konventionellen Offshore-Vorkommen in North West Australien angetrieben
- Darauf basierend werden die folgenden Annahmen für Australien getroffen, die in dieser Studie die Entwicklung in naher Zukunft repräsentieren:
  - 100 % konventionelle Technologien in NWS (Offshore)
  - 100 % unkonventionelle Technologien mit Kohleflözgas in QL (Onshore)

Die LNG-Projekte in Queensland beinhalten (siehe Abbildung 4-27):

- APLNG – Australien Pacific LNG, operierend in Queensland (vor allem in Curtis Island und Gladstone)
- GLNG – Gladstone LNG, operierend in Queensland
- QCLNG – Queensland Curtis LNG, operierend in Queensland

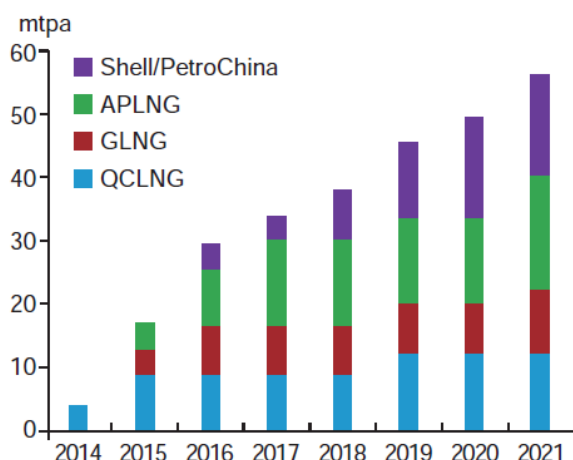
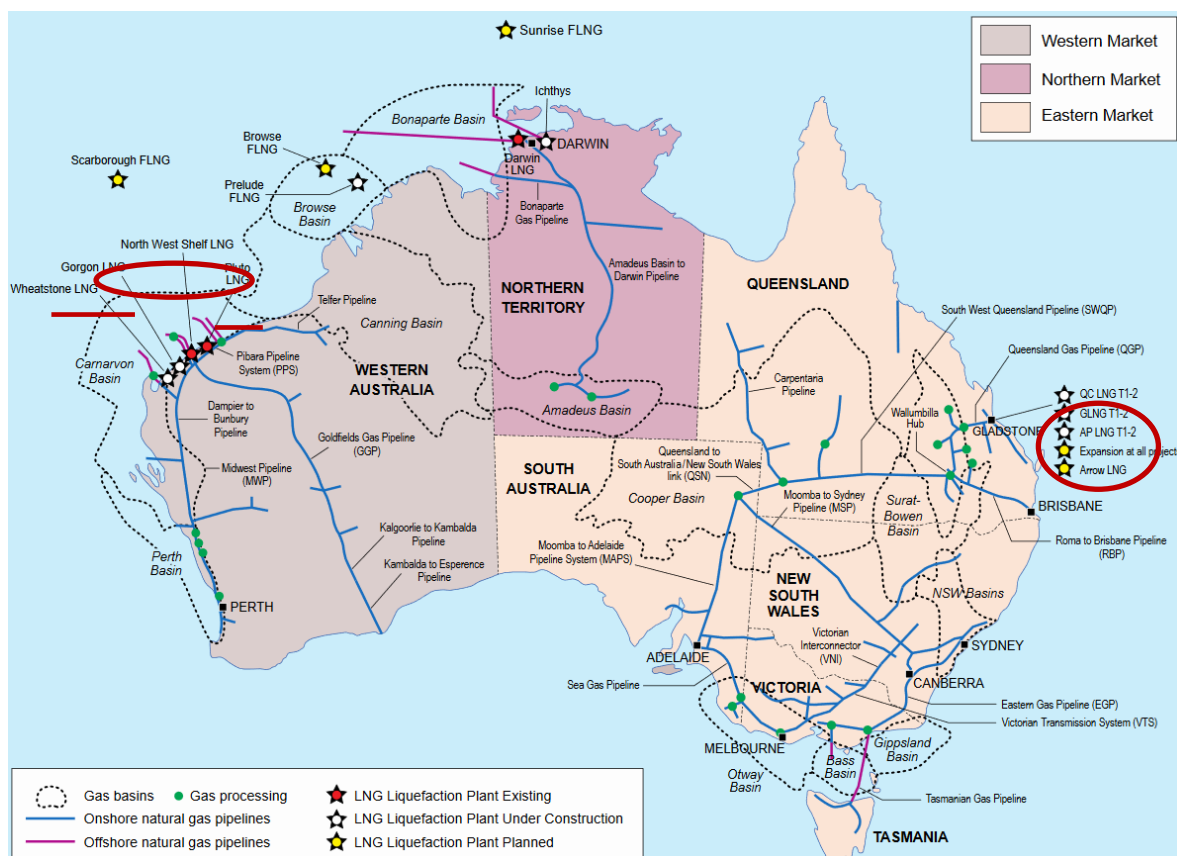


Abbildung 4-27: Australien – existierende und geplante LNG-Projekte (2014-2021) (JOGMEC, 2014) (Oxford, 2014)

### North West Shelf

Technische Daten für die Erdgasförderung und -aufbereitung basieren zu 100 % auf konventionellen Lagerstätten vom Offshore-Gasfeld, wie unten dargestellt. CH<sub>4</sub>-Emissionen stammen aus folgenden Quellen: abgelassenes Erdgas, Emissionen aus unter Druck betriebenen Geräten, flüchtige Emissionen sowie weitere nicht-verbrennungsbedingte Emissionen.

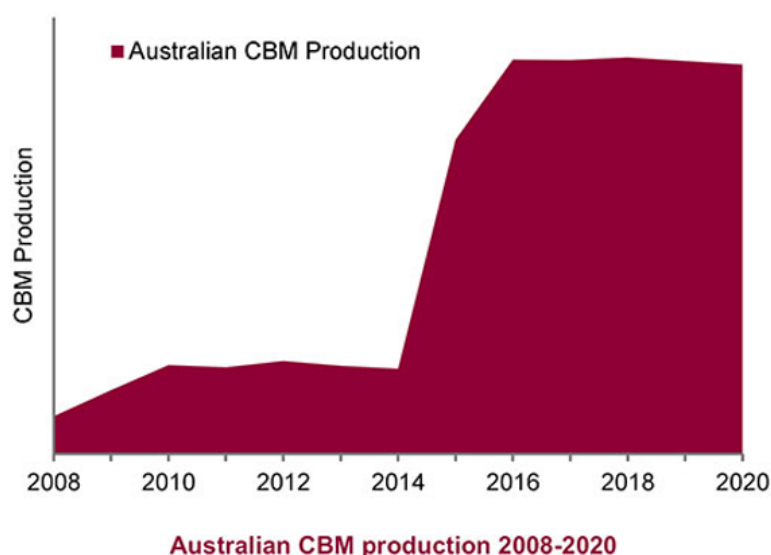
**Tabelle 4-28: Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in AU-NWS (thinkstep, 2016)**

Technische Parameter	Wert
Abgefackeltes Erdgas	0,0033 MJ/MJ
Flüchtiges/abgelassenes/unverbrannt Erdgas	0,0011 MJ/MJ
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Primärförderung	50 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Sekundärförderung	50 %

## Queensland

Technische Daten für die Erdgasförderung und -aufbereitung basieren zu 100 % auf unkonventionellen Lagerstätten eines Onshore-Gasfelds – gewonnen aus Kohleflözgas (sub-bituminöse Kohle) – wie unten dargestellt (Tabelle 4-30).

Die bis 2020 erwartete Kohleflözgas-Produktion wird in Abbildung 4-29 gezeigt. Im darauf folgenden Absatz wird die Situation bzgl. CH<sub>4</sub>-Emissionen am Bohrloch erläutert.



**Abbildung 4-29: Australien – Prognose der Kohleflözgas-Produktion bis 2020 (Douglas-Westwood, 2015)**

CH<sub>4</sub>-Emissionen bei der Produktion von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Australien-Queensland:

- Gasquellen in dichten Lagerstätten (z.B. Kohleflöz oder Schiefer) erfordern hydraulisches Aufbrechen (Fracking) zur Gasgewinnung
- Während der Bohrlöchlertigung ist der Rückfluss von Fracking-Flüssigkeit und Stützmittel (meist Sand) nötig, um das Bohrloch für die Produktion zu reinigen
- Ein Standardverfahren ist, den Rückfluss in ein offenes Becken oder einen Tank zu pumpen, um Sand, Bruch und Fluide zur Entsorgung zu sammeln
- Dieses Verfahren führt zum Ablassen oder zum Abfackeln von Erdgas, was zu hohen Treibhausgasemissionen führen kann
- Durch die Benutzung von „Reduced Emission Completions“ (RECs – Verfahren zur Abgasminderung bei der unkonventionellen Erdgasförderung) wird Erdgas und Kondensat zurück gewonnen, welches während des Rückflusses nach dem Fracking entsteht. Die REC-

Anlage erfasst zudem Erdgas während der Reinigung mittels Sandabtrennung und Drei-Phasen-Trennung. Ein Dehydrierer entfernt Wasser aus dem produzierten Erdgas.

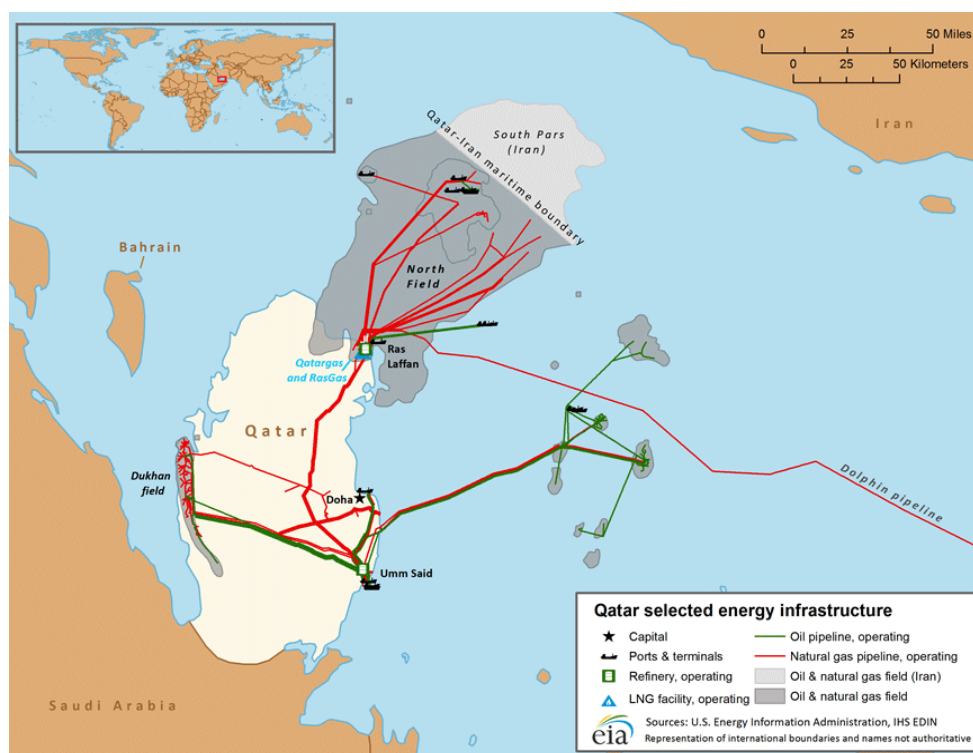
- Der Vorteil liegt in der Senkung der Methan- und anderen Emissionen während des Auf- und Umbaus
- Die Datensituation bzgl. Methanemissionen führt zu hoher Datenunsicherheit, breite Spanne geschätzter CH<sub>4</sub>-Emissionen in verschiedenen Studien
- Vorgehen in dieser Studie: konservative Annahmen bzgl. des Vergleichs von Pipeline-Erdgas mit LNG, also wurden vergleichsweise niedrige CH<sub>4</sub>-Emissionen verwendet
- Vorgehen/Annahme in dieser Studie: 40 % der Bohrfelder benutzen RECs

**Tabelle 4-30: Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus CBM-Lagerstätten (sub-bituminöse Kohle) in Australien (thinkstep, 2017b)**

Technische Parameter	Wert
Abgefackeltes Erdgas	0,0053 MJ/MJ
Flüchtiges/abgelassenes/unverbranntes Erdgas	0,0025 MJ/MJ
Anteil Bohrungen mit REC Anlage	40 %

### Förderung und Aufbereitung in Katar

Technische Daten für die Erdgasförderung und -aufbereitung basieren zu 100 % auf konventionellen Lagerstätten vom Offshore-Gasfeld “North Field”, wie unten dargestellt.



**Abbildung 4-31: Katar – Erdgasfeld (“North Field”) und LNG-Anlage in Ras Laffan (EIA, 2016)**



**Tabelle 4-32: Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in Katar (thinkstep, 2016)**

Technische Parameter	Wert
Abgefackeltes Erdgas	0,00295 MJ/MJ
Flüchtiges/abgelassenes/unverbranntes Erdgas	0,00062 MJ/MJ
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Primärförderung	50 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Sekundärförderung	50 %

### Förderung und Aufbereitung in den USA

- Momentane Situation
  - ca. 35 % des Erdgases werden aus konventionellen Lagerstätten gewonnen
  - ca. 65 % des Erdgases werden aus unkonventionellen Lagerstätten (vorrangig Schiefergas, auch Tight-Gas) gewonnen
- Die Studie zieht zukünftige Entwicklungen in Betracht
- Besonders in den USA wird erwartet, dass die Erdgas-Produktion in naher Zukunft deutlich zunimmt
- Das meiste zusätzliche Erdgas wird aus unkonventionellen Lagerstätten gewonnen (vor allem Schiefergas)
- Daraus ergibt sich ein Mix aus 85 % unkonventioneller Technologie (Schiefergas, Onshore) und 15 % konventioneller Technologie (vorrangig Onshore, aber auch Offshore). Dieser ist als Basisszenario für diese Studie definiert – gemäß der Daten der US EIA (siehe Abbildung 4-35)

Technische Daten für die Erdgasförderung und -aufbereitung basierend auf unkonventionellen und konventionellen Lagerstätten in den USA sind unten dargestellt.

**Tabelle 4-33: Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus Schiefergas-Lagerstätten in den USA (thinkstep, 2017b)**

Technische Parameter	Wert
Abgefackeltes Erdgas	0,0234 MJ/MJ
Flüchtiges/abgelassenes/unverbranntes Erdgas	0,0102 MJ/MJ
Anteil Bohrungen mit REC Anlage	40 %

**Tabelle 4-34: Technische Parameter der Erdgas-Produktion aus konventionellen Lagerstätten in den USA (thinkstep, 2016)**

Technische Parameter	Wert
Abgefackeltes Erdgas	0,0066 MJ/MJ
Flüchtiges/abgelassenes/unverbranntes Erdgas	0,0012 MJ/MJ
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Primärförderung	43,3 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Sekundärförderung	43,3 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Dampfllutung	5,6 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit Erdgasinjektion	1,6 %

Technische Parameter	Wert
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit N <sub>2</sub> -Flutung	0,4 %
Erdgasanteil produziert durch Bohrloch mit CO <sub>2</sub> -Injektion	5,8 %

Zu den Unterschieden bei abgefackeltem und flüchtigem/abgelassenem/unverbranntem Erdgas aus konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten in den USA (siehe Tabellen 4-33 und 4-34) kommt es durch den Rückfluss nach dem hydraulischen Aufbrechen (Fracking) bei den unkonventionellen Produktionstechnologien.

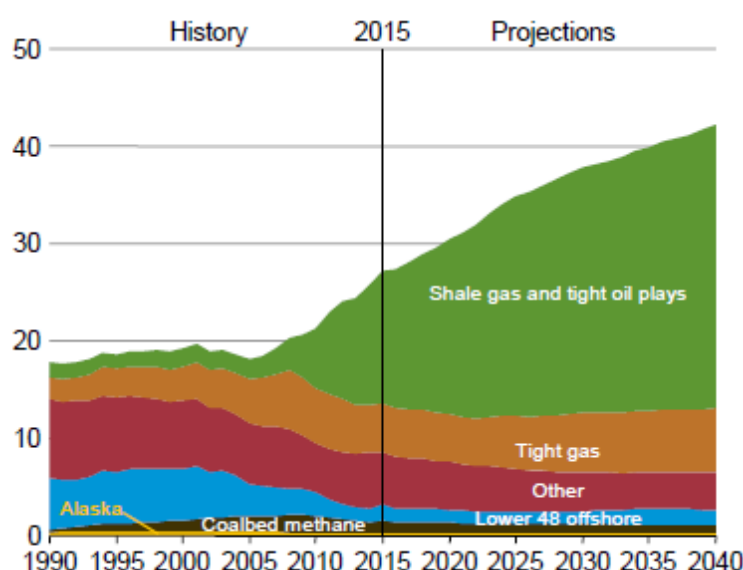
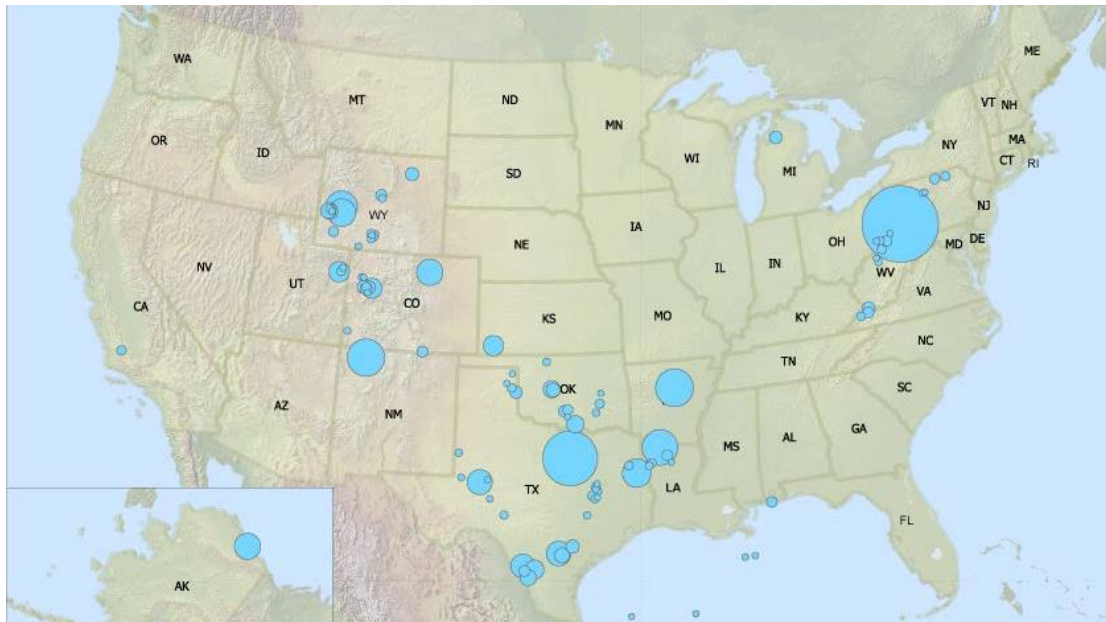


Abbildung 4-35: USA – Erdgas-Produktion (trocken) je Vorkommen – Prognose bis 2040 (EIA, 2016)

CH<sub>4</sub>-Emissionen bei der Produktion von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in den USA:

- Gasquellen in dichten Lagerstätten (z.B. Kohleflöz oder Schiefer) erfordern hydraulisches Aufbrechen (Fracking) zur Gasgewinnung
- Während der Bohrlochfertigung ist der Rückfluss von Fracking-Flüssigkeit und Stützmittel (meist Sand) nötig, um das Bohrloch für die Produktion zu reinigen
- Ein Standardverfahren ist, den Rückfluss in ein offenes Becken oder einen Tank zu pumpen, um Sand, Bruch und Fluide zur Entsorgung zu sammeln
- Dieses Verfahren führt zum Ablassen oder zum Abfackeln von Erdgas, was zu hohen Treibhausgasemissionen führen kann
- Durch die Benutzung von „Reduced Emission Completions“ (RECs – Verfahren zur Abgasminderung bei der unkonventionellen Erdgasförderung) wird Erdgas und Kondensat zurück gewonnen, welches während des Rückflusses nach dem Fracking entsteht. Die REC-Anlage erfasst zudem Erdgas während der Reinigung mittels Sandabtrennung und Drei-Phasen-Trennung. Ein Dehydrierer entfernt Wasser aus dem produzierten Erdgas.
- Der Vorteil liegt in der Senkung der Methan- und anderer Emissionen während des Auf- und Umbaus
- Momentane Situation: 10 bis 15 % der Bohrfelder in den USA nutzen RECs. Erwartung für die Zukunft: Durch Umweltvorschriften wird sich die Benutzung von RECs deutlich steigern
- Die Datensituation bzgl. Methanemissionen führt zu hoher Datenunsicherheit, breite Spanne geschätzter CH<sub>4</sub>-Emissionen in verschiedenen Studien

- Vorgehen in dieser Studie: konservative Annahmen bzgl. des Vergleichs von Pipeline-Erdgas mit LNG, also wurden vergleichsweise niedrige flüchtige Emissionen verwendet
- Vorgehen/Annahme in dieser Studie: 40 % der Bohrfelder benutzen RECs



**Abbildung 4-36: USA – bedeutende Erdgasfelder, vorrangig Schiefergas (EIA, 2015)**

Abbildung 4-36 zeigt die wichtigsten Erdgasfelder in den USA. Die meisten Gasfelder sind Schiefergaslagerstätten. Sie sind über das ganze Land verteilt.

### 4.5.3. Pipeline-Transport

Eine Übersicht zu den technischen Pipeline-Daten für den Erdgastransport in den einzelnen Ländern vom Bohrloch zum LNG-Terminal ist unten beschrieben (russische NSP2-Daten zum Vergleich).

**Tabelle 4-37: Pipeline-Daten**

Land	Entfernung [km]	Energiebedarf [J/(J*km)]	Gasverluste [J/(J*km)] Bezug auf Gesamtdistanz
Australien-NWS	250	2,01E-05	9,0E-07
Australien-QL	250	2,01E-05	9,0E-07
Algerien	550	2,01E-05	12,0E-07
Katar	80	2,04E-05	12,0E-07
USA	500	2,03E-05	15,0E-07
<i>Zum Vergleich:</i>			
Russland (NSP2)	4 166	1,59E-05	4,1E-07

- Gasverluste im Pipeline-Transport in den USA und in Australien könnten zukünftig geringer sein, wenn neue Pipelines für neue Gasfelder gebaut werden.
- Daher werden niedrige Gasverluste vergleichbar mit den russischen Werten für NSP2 in einer Szenario-Analyse für alle gewählten LNG-produzierenden Länder untersucht (siehe Abschnitt 5.4)

- Relativ kurze Transportdistanz von 500 km für Pipeline-Transport in den USA:
  - Einige Schiefergaslagerstätten liegen weit entfernt von Sabine Pass (US LNG-Export-Terminal im Golf von Mexico) – siehe Abbildung 4-36
  - Daher wird ein gewichtetes Mittel für unterschiedliche Transportdistanzen angewandt, unter Berücksichtigung höherer Gewichtungsfaktoren für Bohrfelder, die näher an Sabine Pass liegen, und niedrigerer Gewichtungsfaktoren für Bohrfelder, die weiter entfernt liegen. Dies spiegelt die geringere Wahrscheinlichkeit wider, dass Erdgas über längere Distanzen transportiert würde.

Technische Daten für Verdichterstationen im Erdgas-Pipeline-Transport finden sich unten. Daten zur Infrastruktur der Pipelines und Verdichterstationen basieren auf den gleichen Daten, die auch für die russische Pipeline Verwendung finden – siehe die entsprechenden Tabellen in Abschnitt 4.4.3.

**Tabelle 4-38: Technische Daten für eine durchschnittliche Verdichterstation (GCU)**

Technische Parameter	Wert
Effizienz des Verdichter	80 %
Elektrische Effizienz	31 %
Effizienz des Elektromotors	96 %
Anteil Gasturbinen	95 %
Anteil Gasmotoren	5 %
Durschnittliche Entfernung zwischen zwei GCUs	150 km
Druck am Auslass	max. 80 bar

#### 4.5.4. Nachreinigung (Teil der Verflüssigungsanlage)

Das Modell zur Nachreinigung (purification) basiert auf den folgenden durchschnittlichen technischen Parametern. Es sei angemerkt, dass die Nachreinigung der Erdgas-Aufbereitung nachfolgt, in welcher das Erdgas bereits zu einem gewissen Grad behandelt wird, z.B. wird der CO<sub>2</sub>-Gehalt von seiner natürlichen Konzentration auf 1,5 % reduziert.

**Tabelle 4-39: Technische Daten der Nachreinigung (purification)**

Technische Parameter	Wert
CO <sub>2</sub> -Gehalt im Erdgas (vor der Gasbehandlung)	1,5 %
CO <sub>2</sub> -Gehalt im Erdgas (nach der Gasbehandlung)	50 ppmv
H <sub>2</sub> S-Gehalt im Erdgas (vor der Gasbehandlung)	0,0034 Gew. %
H <sub>2</sub> S-Gehalt im Erdgas (nach der Gasbehandlung)	4 ppmv
Schwefel-Rückgewinnungsrate	99,9 %
Quecksilber-Gehalt im Erdgas (vor der Gasbehandlung)	5,5 µg/kg
Quecksilber -Gehalt im Erdgas (nach der Gasbehandlung)	0,01 µg/Nm <sup>3</sup>
Wassergehalt im Erdgas (vor der Gasbehandlung)	8 000 – 10 000 ppmv
Wassergehalt im Erdgas (nach der Gasbehandlung)	0,1 ppmv
Anteil des separierten C3	66 %
Anteil des separierten C4	80 %
Anteil des separierten C5	91,7 %
Elektrische Effizienz des Gas-KWK	35 %
Gesamteffizienz des Gas-KWK	90 %

Technische Parameter	Wert
Anteil der CO <sub>2</sub> Abscheidung und Speicherung (CCS)	0 %
CH <sub>4</sub> -Emissionen	0,0021 MJ/MJ
Nutzungsdauer des Molekular-Siebs	4 Jahre

Der Prozessschritte der Nachreinigung (purification) und Verflüssigung (liquefaction) sind in einer gemeinsamen LNG-Anlage kombiniert. Informationen und Daten zur Infrastruktur der Anlage finden sich in Abschnitt 4.5.5.

Wie in Abschnitt 3.4 beschrieben, werden die Nebenprodukte der Nachreinigung alloziiert. Die entsprechenden Allokationsfaktoren sind in der folgenden Tabelle aufgelistet. Der Hauptteil der Umweltlasten werden dem Erdgas zugeschrieben.

**Tabelle 4-40: Allokationsfaktoren der Nachreinigung (purification) basierend auf Energiegehalt (und zum Vergleich basierend auf Masse)**

Energieträger	Allokationsfaktor (Energie)	Allokationsfaktor (Masse)
Erdgas (nach der Behandlung)	96,23 %	95,95 %
Propan (C3)	1,76 %	1,87 %
Butan (C4)	1,37 %	1,48 %
Pentane (C5)	0,64 %	0,70 %

#### 4.5.5. Verflüssigung (liquefaction)

Dieser Abschnitt beschreibt die unterschiedlichen Technologien der Verflüssigung (liquefaction), die global und insbesondere in den Ländern Verwendung finden, die in dieser Studie untersucht werden.

##### AP-C3MR

- Die Abkürzung AP-C3MR steht für: "Air Products and Chemicals" (AP – Bezeichnung der Herstellerfirma) sowie "Propan" (C3) und "Mixed Refrigerant" (MR – Kältemittelmischung)
- AP-C3MR nutzt zwei unterschiedliche Kältemittel-Zyklen
- Der erste Zyklus verwendet Propan (C3) als Kältemittel und kühlt das Erdgas für den zweiten Kühlungszyklus vor
- Der zweite Zyklus verwendet eine Kältemittelmischung (MR) aus Stickstoff, Methan, Ethan und Propan

**Tabelle 4-41: Technische Daten der AP-C3MR Technologie für Verflüssigung (liquefaction)**

Technische Parameter	Wert
Spezifische Verdichtungsleistung	30 MW per MTPA
Anlagengröße	2 bis 8,2 MTPA
Typische Anlagengröße	zwischen 2,5 und 3,5 MTPA
<i>C3 (Propan)-Zyklus</i>	
4-Stufen Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	44 MW
Hilfsmotor	8 MW
<i>MR (Kältemittelmischung)-Zyklus</i>	
Axialer Verdichter, Effizienz	86 %

Technische Parameter	Wert
Gasturbine, Leistung	91 MW
Hilfsmotor	8 MW

### AP-C3MR/Split MR

- AP-C3MR/Split MR-Technologie ist der AP-C3MR-Technologie ähnlich, da die Kältemittel-Zyklen gleich sind.
- Trotzdem wird diese Technologie gesondert betrachtet, da ihre Effizienz etwas höher ist.
- Dies beruht auf der unterschiedlichen Verteilung der Verdichter auf die Turbinen, so dass der Stromverbrauch gleichmäßiger verteilt ist.

**Tabelle 4-42: Technische Daten der AP-C3MR/Split MR-Technologie für Verflüssigung (liquefaction)**

Technische Parameter	Wert
Spezifische	30 MW per MTPA
Anlagengröße	3,6 bis 5 MTPA
<i>C3 (Propan)-Zyklus</i>	
4-Stufen Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	91 MW
Hilfsmotor	12 MW
<i>MR (Kältemittelmischung)-Zyklus</i>	
Axialer Verdichter, Effizienz	86 %
Gasturbine, Leistung	91 MW
Hilfsmotor	12 MW

### AP- X

- AP-X-Technologie basiert ebenfalls auf der AP-C3MR-Technologie, aber sie verwendet drei statt zwei Kältemittel-Zyklen.
- Der erste Kältemittel-Zyklus kühlt mit Propan (C3) den eintretenden Erdgasstrom und die beiden weiteren Kältemittel vor.
- Der zweite Zyklus verwendet eine Kältemittelmischung (MR) aus Methan und Ethan. Dieser Zyklus erreicht jedoch nicht die gleichen Temperaturen des MR-Zyklus der AP-C3MR-Technologie.
- Der dritte und letzte Zyklus verwendet Stickstoff als Kältemittel zur weiteren Senkung der Temperatur des Erdgasstroms auf seine Endtemperatur.

**Tabelle 4-43: Technische Daten der AP-X-Technologie für Verflüssigung (liquefaction)**

Technische Parameter	Wert
Spezifische Verdichtungsleistung	30 MW per MTPA
Anlagengröße	7,8 MTPA (bislang nur in Katar eingesetzt)
<i>C3 (Propan)-Zyklus</i>	
Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	132 MW
Hilfsmotor	15 MW
<i>MR (Kältemittelmischung)-Zyklus</i>	

Technische Parameter	Wert
Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	132 MW
Hilfsmotor	15 MW
<i>Stickstoff-Zyklus</i>	
Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	132 MW
Hilfsmotor	15 MW

### **CP – Optimized Cascade**

- Diese Technologie verwendet drei unterschiedliche Kältemittel-Zyklen.
- Der erste Zyklus verwendet Propan als Kältemittel zur Vorkühlung des Erdgasstroms und der beiden weiteren Kältemittel.
- Der zweite Zyklus verwendet Ethan als Kältemittel und kühlt den Erdgasstrom und das letzte Kältemittel weiter herunter.
- Der dritte Zyklus verwendet Methan als Kältemittel und kühlt den Erdgasstrom auf ca. -162 °C herab.

**Tabelle 4-44: Technische Daten der CP-Technologie für Verflüssigung (liquefaction)**

Technische Parameter	Wert
Spezifische Verdichtungsleistung	36 MW per MTPA
Anlagengröße	1,5 bis 5,3 MTPA
Typical Anlagengröße	zwischen 3,3 und 4,3 MTPA
<i>C3 (Propan)-Zyklus</i>	
Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung (bei 50 %)	32 MW
<i>C2 (Ethan)-Zyklus</i>	
Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	32 MW
<i>C (Methan)-Zyklus</i>	
Zentrifugal-Verdichter, Effizienz	83 %
Gasturbine, Leistung	32 MW

### **Weitere technische Daten zur Verflüssigung**

Boil-Off Gas (BOG) Anwendungen:

- Boil-Off Rate (BOR) beträgt ca. 3 % des produzierten LNG (Abschätzung).
- Dieses BOG wird zum Antrieb der Gasturbinen genutzt.
- Ca. 1 % des BOG gehen als Methanemissionen in die Atmosphäre (Abschätzung).



**Tabelle 4-45: Technische Daten für Boil-Off Gas zum Prozess der Verflüssigung, zur Lagerung, Be- und Entladung**

Technische Parameter	Wert
Boil-Off Rate (BOR), <b>Verflüssigungsprozess</b>	3 % pro produziertem LNG
BOG, genutzt als Gasturbinenkraftstoff	99 % der BOR
BOG, CH <sub>4</sub> -Emissionen	1 % der BOR
Boil-Off Rate (BOR), <b>Lagerung</b>	0,15 % pro Tag
Durchschnittliche Lagerungsdauer	5 Tage
BOG, genutzt als Treibstoff	97,5 % der BOR
Anteil an CH <sub>4</sub> -Emissionen	1 % des als Treibstoff genutzten BOG
BOG, abgefackelt	2,5 % der BOR
Boil-Off Rate (BOR), <b>Be-/Entladung</b>	0,13 % pro transportiertem LNG
BOG, genutzt als Treibstoff	95 % der BOR
Anteil an CH <sub>4</sub> -Emissionen	1 % des als Treibstoff genutzten BOG
BOG, abgefackelt	5 % der BOR

#### Infrastruktur der Verflüssigungsanlage (inkl. Nachreinigung)

**Tabelle 4-46: Infrastruktur: Baustoffe für eine Verflüssigungsanlage**

Verflüssigungs- anlage	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz lieferant
<b>INPUT</b>					
Beton	182 600	m <sup>3</sup>	berechnet	EU-27: Concrete C35/45 (Ready-mix concrete)	ts
Stahlprofile	9 300	t	berechnet	GLO: Steel sections <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel
Stahlrohre	28 000	t	berechnet	GLO: Steel welded pipe <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel
Sonstige Teile	32 000	t	berechnet	GLO: Steel sections <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

- Nutzungsdauer einer Verflüssigungsanlage: 30 Jahre.

#### Länderspezifische Parameter der Verflüssigung (liquefaction)

Die folgende Tabelle zeigt technische Parametereinstellungen der Verflüssigungstechnologie für die vier Länder, die als Importalternativen für LNG nach Europa in der THG-Modellierung betrachtet werden.



**Tabelle 4-47: Technische Daten der Verflüssigung (liquefaction) der im THG-Modell betrachteten LNG-Exportländern**

Land	LNG-Terminal	Technologie	Anteil [%]	Effizienz [%]	Umgebungs-temp. [°C]
<b>Algerien</b>	Arzew	AP-C3MR/Split MR	36,4	37	20
		AP-C3MR	63,6	37	
<b>AU-NWS</b>	Karratha	CP Opti. Cascade	55,6	39	22
		AP-C3MR	44,4	39	
<b>AU-QL</b>	Curtis Island	CP Opti. Cascade	55,6	39	22
		AP-C3MR	44,4	39	
<b>Katar</b>	Ras Laffan	AP-X	60,8	31,8	27
		AP-C3MR/Split MR	18,3	39	
		AP-C3MR	20,9	33,9	
<b>USA</b>	Sabine Pass	CP Opti. Cascade	100	39	15

- Die Umgebungstemperaturen in der obigen Tabelle repräsentieren die jeweilige Jahresdurchschnittstemperatur.
- In Bezug auf den Technologie-Mix: Die vier Technologie-Typen der Verflüssigung (liquefaction) weisen vergleichbare Treibhausgas-Profile auf, welche im Bereich  $\pm 5\%$  voneinander liegen (unter Annahme der gleichen technischen Effizienzen und der gleichen Umgebungstemperaturen).
- Relevante Parameter der Verflüssigungstechnologie:
  - Verdoppelt sich die Effizienz (+100 %), nimmt das Treibhausgas-Profil um 81 % ab.
  - Steigt die Jahresdurchschnittstemperatur um +5 °C, steigt das Treibhausgas-Profil um 8 %.
- Daraus folgt, dass der Mix angewandter Technologien je Land bzgl. der Treibhausgas-Ergebnisse weniger relevant für die einzelnen Länder ist als eine Verbesserung der Effizienz und die Jahresdurchschnittstemperatur. Letztere ist technisch nicht beeinflussbar, weil sie vom Standort der jeweiligen LNG-Anlage abhängt.

### **Zukünftige Entwicklung – Verflüssigungsanlagen weltweit**

#### **Entwicklung speziell in Algerien**

- Erste Verflüssigungsanlagen wurden in den 1970er und 1980er Jahren gebaut.
- Diese älteren Anlagen werden seit 2013 modernisiert oder durch neue Anlagen ersetzt; erste neue Anlagen produzieren LNG seit 2015.
- Weitere Modernisierung ist für die kommenden Jahre geplant.
- Diese technische Modernisierung wird bereits in den Verflüssigungs-Parameter für Algerien in der THG-Modellierung berücksichtigt, d.h., (neue) hocheffiziente Anlagen werden erfasst.

#### **Entwicklung speziell in den USA**

- Verflüssigungs-Kapazität in Sabine Pass wird in den nächsten 3 Jahren um 18 MTPA erhöht.

- Cove Point an der Ostküste wird als mögliche Alternative für den LNG-Export nach Europa erwogen (Betriebsaufnahme einer neuen Anlage mit 5,25 MTPA ist für 2017 geplant).

#### Generelle Entwicklung (siehe Abbildung 4-48):

- Starke Zuwächse an Verflüssigungs-Kapazitäten besonders in Australien und den USA.
- Gleich bleibend hohe Kapazität in Katar, leicht rückläufige Kapazität in Algerien.

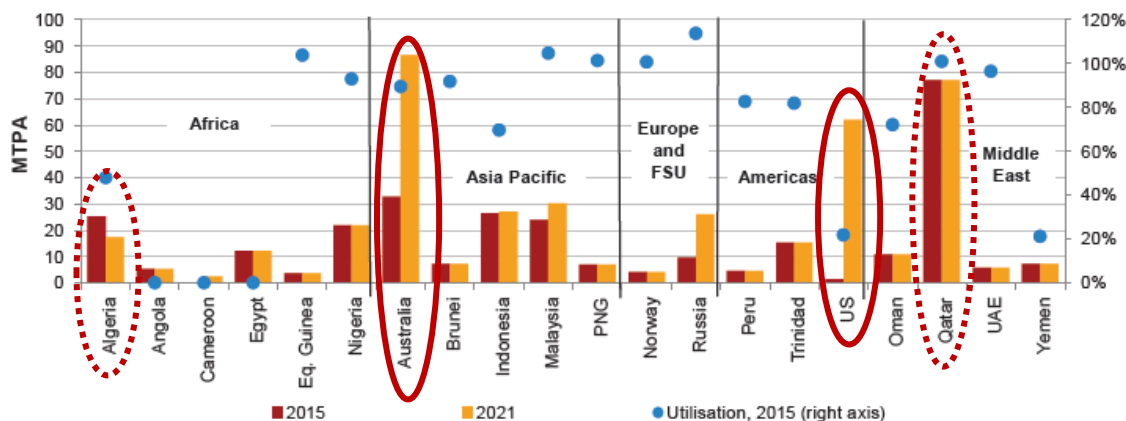


Abbildung 4-48: Nenn-Kapazität der Verflüssigungsanlagen je Land, 2015 und 2021 (IGU, 2016)

Die derzeitige und zukünftige Repräsentativität bzgl. des Technologie-Mixes in dieser Studie wird in Abbildung 4-49 illustriert.

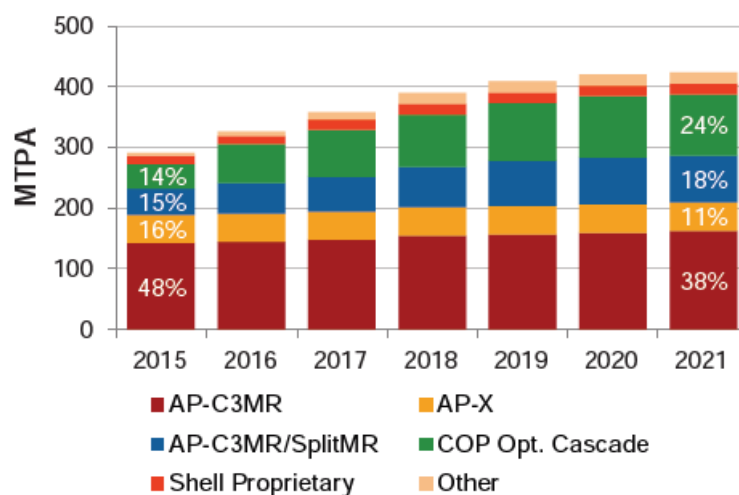


Abbildung 4-49: Kapazität der Verflüssigungsanlagen je Technologieart, 2015 – 2021 (IGU, 2016)

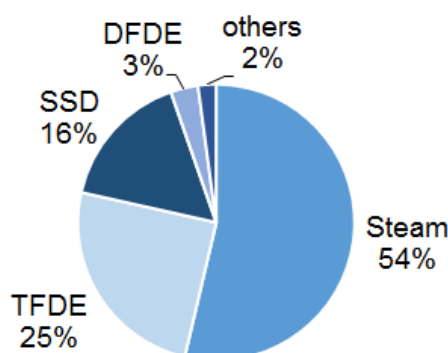
- Die vier Verflüssigungs-Technologien, die in dieser Studie betrachtet werden, repräsentieren mehr als 95 % der 2015 global angewandten Technologien.
- Erwartete zukünftige Entwicklung: generell steigende Kapazität, derzeitige Technologien bleiben führend.
- Anteile der vier führenden Technologien könnten sich zukünftig in gewissem Maße ändern → zunehmender Anteil für CP – Optimised Cascade.

- Die Art der Erdgaslagerstätte (konventionell oder unkonventionell) lässt keine Auswirkung auf die Wahl der Verflüssigungstechnologien erwarten.
- Die Daten bis 2021, dargestellt in Abbildung 4-49, schließen im Bau befindliche und geplante Verflüssigungsanlagen ein.

#### 4.5.6. LNG-Transport

Die wichtigsten Antriebsarten für LNG-Tanker, die in dieser Studie betrachtet werden, sind

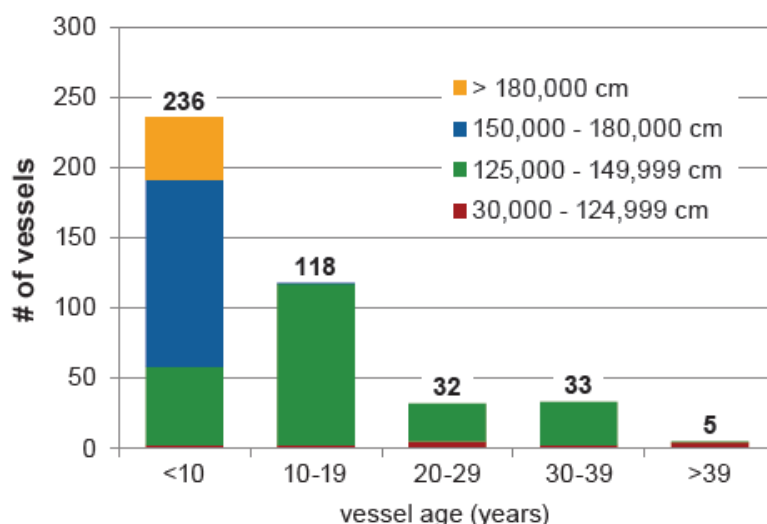
- Dampfturbine,
- dieselelektrischer Antrieb mit Dreifachkraftstoff (Tri-Fuel Diesel Electric – TFDE),
- Langsam laufender Dieselmotor (slow speed diesel – SSD) und
- dieselelektrischer Antrieb mit Doppelkraftstoff (Dual-Fuel Diesel Electric – DFDE).



**Abbildung 4-50: Globaler Marktanteil der Antriebsarten für LNG-Tanker (bezogen auf Ladekapazität), auf eigener Berechnung basierend (GIIGNL, 2004-2016)**

Die üblichen LNG-Tankergrößen in Kombination mit jeweils einem Antriebstyp wurden, wie folgt, in dieser Studie betrachtet:

- Tanker mit 50 000 bis 80 000 m<sup>3</sup> für Kurzstrecken im LNG-Handel (Dampf, DFDE)
- Tanker mit 140 000 bis 180 000 m<sup>3</sup> für Langstrecken im LNG-Handel (Dampf, TFDE)
- Q-Flex Tanker mit 210 000 bis 216 000 m<sup>3</sup> für Fahrten von Katar nach Europa (SSD)



**Abbildung 4-51: Globale LNG-Flotte je Kapazität und Alter, Stand: Ende 2015 (IGU, 2016)**

- Stand: Ende 2015 → globale LNG-Flotte von ca. 430 Tanker.
- Ladekapazität: Meist (ca. 85 %) zwischen 125 000 und 180 000 m<sup>3</sup>.
- Kleine Tanker (<125 000 m<sup>3</sup>) sind selten in Benutzung, während die Zahl der betriebenen großen Tanker (>180 000 m<sup>3</sup>) steigt.
- Alter: Meist (55 %) weniger als 10 Jahre alt.
- Genereller Zusammenhang zwischen Tankergröße und Energieeffizienz: Der spezifische Energieverbrauch pro transportiertem MJ\*km nimmt ab mit zunehmender Tankergröße.

### **Antriebsart A: Dampfturbine**

- Die Dampfturbine, die den Propeller antreibt, wird ihrerseits durch erwärmtes Meerwasser betrieben. Schweres Heizöl (HFO) und BOG aus den LNG-Tanks betreiben den Dampfkessel.

**Tabelle 4-52: Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: Dampfturbine**

Technische Parameter	Wert
Tankergröße	65 000 bis 175 000 m <sup>3</sup>
Kraftstoffarten	BOG und HFO
Geschwindigkeit (< 90k m <sup>3</sup> ) Lastfahrt	16 Knoten
Geschwindigkeit (< 90k m <sup>3</sup> ) Ballastfahrt	16 Knoten
Geschwindigkeit (> 90k m <sup>3</sup> ) Lastfahrt	19,5 Knoten
Geschwindigkeit (> 90k m <sup>3</sup> ) Ballastfahrt	19,0 Knoten
Energieversorgung durch BOG, Lastfahrt	90 %
Energieversorgung durch BOG, Ballastfahrt	90 %
Energieversorgung durch HFO, Lastfahrt	10 %
Energieversorgung durch HFO, Ballastfahrt	10 %
Anteil der Methanemissionen – Tank zu Motor	0,1 %
Ladezeit (im Hafen, Be- und Entladen der Schiffstanks)	2 Tage
Treibstoffverbrauch während der Zeit im Hafen (> 90k m <sup>3</sup> )	33 t HFO pro Tag
Treibstoffverbrauch während der Zeit im Hafen (< 90k m <sup>3</sup> )	24 t HFO pro Tag

### **Antriebsart B: TFDE**

- TFDE kann mit drei Kraftstoffarten betrieben werden, BOG, HFO und MDO.
- Daher werden auf jedem Tanker drei verschiedene Verbrennungsmotoren benutzt, je einer pro Kraftstoffart, so dass die Kraftstoffe möglichst effizient genutzt werden können.
- TFDE benutzt statt mechanischem einen elektrischen Antrieb, siehe Dampfturbine.

**Tabelle 4-53: Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: TFDE**

Technische Parameter	Wert
Tankergröße	145 000 bis 175 000 m <sup>3</sup>
Kraftstoffarten	BOG, HFO, MDO
Geschwindigkeit, Lastfahrt	18,5 Knoten
Geschwindigkeit, Ballastfahrt	20,5 Knoten
Energieversorgung durch BOG, Lastfahrt	95 %
Energieversorgung durch BOG, Ballastfahrt	95 %

Technische Parameter	Wert
Energieversorgung durch HFO, Lastfahrt	2,5 %
Energieversorgung durch HFO, Ballastfahrt	2,5 %
Energieversorgung durch MDO, Lastfahrt	2,5 %
Energieversorgung durch MDO, Ballastfahrt	2,5 %
Anteil der Methanemissionen – Tank zu Motor	0,1 %
Ladezeit (im Hafen, Be- und Entladen der Schiffstanks)	2 Tage
Treibstoffverbrauch während der Zeit im Hafen	33 t HFO pro Tag

#### **Antriebsart C: SSD**

- Diese Antriebsart unterscheidet sich insofern von den vorangegangenen Antriebsarten, als dass sie kein BOG als Treibstoff nutzt.
- Für den SSD Antrieb wird Schweröl (HFO) eingesetzt. Entstehendes BOG wird durch einen Verdichter wieder verflüssigt, was zusätzliche Energie benötigt.
- Q-Flex: 210 000 – 216 000 m<sup>3</sup>
- Q-Max: bis zu 266 000 m<sup>3</sup>
- In dieser Studie werden Q-Flex-Tanker für Fahrten von Katar nach Europa verwendet.

**Tabelle 4-54: Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: SSD**

Technische Parameter	Wert
Tankergröße	210 000 bis 266 000 m <sup>3</sup>
Kraftstoffart	HFO
Geschwindigkeit, Lastfahrt	19,5 Knoten
Geschwindigkeit, Ballastfahrt	20,5 Knoten
Anteil der Methanemissionen – Tank zu Motor	0,2 %
Ladezeit (im Hafen, Be- und Entladen der Schiffstanks)	3,5 Tage
Treibstoffverbrauch während der Zeit im Hafen	33 t HFO pro Tag

#### **Antriebsart D: DFDE**

- DFDE kann zwei Kraftstoffarten verwenden, BOG und Marine Diesel Oil (MDO).
- Daher werden auf jedem Tanker zwei verschiedene Verbrennungsmotoren benutzt, je einer pro Kraftstoffart, so dass die Kraftstoffe möglichst effizient genutzt werden können.
- DFDE benutzt elektrischen Antrieb.

**Tabelle 4-55: Technische Daten für LNG-Tanker, Typ: DFDE**

Technische Parameter	Wert
Tankergröße	80 000 bis 177 000 m <sup>3</sup>
Geschwindigkeit (< 90k m <sup>3</sup> ) Lastfahrt	18,5 Knoten
Geschwindigkeit (< 90k m <sup>3</sup> ) Ballastfahrt	20 Knoten
Geschwindigkeit (> 90k m <sup>3</sup> ) Lastfahrt	18,5 Knoten
Geschwindigkeit (> 90k m <sup>3</sup> ) Ballastfahrt	20 Knoten
BOR, Lastfahrt	0,1 %
BOR, Ballastfahrt	0,1 %



Technische Parameter	Wert
Energieversorgung durch BOG, Lastfahrt	95 %
Energieversorgung durch BOG, Ballastfahrt	95 %
Energieversorgung durch MDO, Lastfahrt	5 %
Energieversorgung durch MDO, Ballastfahrt	5 %
Anteil der Methanemissionen – Tank zu Motor	0,1 %
Ladezeit (im Hafen, Be- und Entladen der Schiffstanks)	2,5 Tage
Treibstoffverbrauch während der Zeit im Hafen (> 90k m <sup>3</sup> )	33 t HFO pro Tag
Treibstoffverbrauch während der Zeit im Hafen (< 90k m <sup>3</sup> )	24 t HFO pro Tag

### Weitere Informationen über den LNG-Transport per Tanker

- LNG-Tanker werden ausschließlich zum Transport von Flüssigerdgas benutzt. Das bedeutet, dass die Tanks auf der Rückfahrt leer sind bis auf einen Rest, der die Tanks weiter kühlt (2 % der Kapazität) und als Treibstoff für die Rückfahrt benötigt wird.
- **Alle Tanker**, selbst die größten SSD-Tanker, **nehmen definierte Routen** für den LNG-Transport auf dem Seeweg nach Europa. Das bedeutet insbesondere, dass australische Importe und Importe aus Katar durch den Suez-Kanal befördert werden.
- LNG-Tanker mit den Antriebsarten TFDE und DFDE haben aufgrund eines höheren CH<sub>4</sub>-Schlupfs im Motor deutlich **höhere CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktoren (bis zum Zwanzigfachen)** im Vergleich mit Tankern mit den Antriebsarten Dampfturbine und SSD.
- Die **Auslastung** der LNG-Flotten ist abhängig von den kurz- bzw. langfristigen Verträgen, den Fahrtenentfernungen sowie den Auslastung der Verflüssigungsanlagen.
  - Eine Auslastung von 100 % bedeutet: es gibt keine Leerlaufzeiten der Tanker, keine Verzögerung während der Fahrt oder Zeit ohne Betrieb im Hafen.
  - Für Algerien, Australien, Katar und die USA wird eine **Auslastung von 100 % angenommen** als bestmögliche Annahme für das LNG-Produktsystem.
- Die **Zeitanteile**, die ein Tanker jeweils mit der **Überfahrt und im Hafen** verbringt, hängen ab von der Geschwindigkeit des Tankers, von der Länge der Fahrt und von der Zeit, die für die Be- und Entladung benötigt wird.
- Diese Anteile beeinflussen, in welchem Ausmaß die Infrastruktur am Ergebnis des LNG-Transports zum gesamten Treibhausgas-Profil beiträgt. Die Zeitanteile beeinflussen auch den Energiebedarf (und die zugehörigen Emissionen) aufgrund der Liegezeit im Hafen, welche zum Energiebedarf für die Fahrt dazukommt.
- Somit ist der **Anteil der Fahrt** ein Parameter, der – wie oben beschrieben – den Zeitanteil wiedergibt, währenddessen sich ein bestimmter Tanker (definiert z.B. durch Geschwindigkeit, Kapazität) während einer bestimmten Hin- und Rückfahrt (definiert z.B. durch die Entfernung) auf See befindet, unter Berücksichtigung der Liegezeiten im Hafen.
- **Eine Hin- und Rückfahrt** für LNG-Tanker ist wie folgt definiert:
  - Beladung der Tanks im Hafen (LNG-Export-Terminal),
  - Fahrt vom LNG-Export- zum LNG-Import-Terminal,
  - Entladung der Tanks im Hafen (LNG-Import-Terminal) und
  - Rückfahrt zum LNG-Export-Terminal.
- Der Wert von 50 % für den Anteil der Fahrt bedeutet beispielsweise, dass bezogen auf die Hin- und Rückfahrt eines Tankers die Liegezeit im Hafen genau der Zeit auf See entspricht.

Die **Infrastruktur** von LNG-Tankern ist in dieser Studie für drei Tankergruppen unterschiedlicher Größe definiert. Die folgende Tabelle bietet eine Übersicht der jeweiligen Baustoffe.

**Tabelle 4-56: Infrastruktur: Baustoffe für einen LNG-Tanker mit <80 000 m³**

LNG-Tanker, <80k m³	Wert Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz- lieferant
<b>INPUT</b>				
Stahl-Grobblech	16 200 t	berechnet	GLO: Steel plate	worldsteel
			<i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel
Aluminiumblech	2 300 t	berechnet	EU-27: Aluminium sheet (2010)	EAA
			<i>zusammen mit</i> EU-27: Aluminium ingot mix (2010)	EAA
Edelstahl- Grobblech 304	450 t	berechnet	RER: Stainless steel Quarto plate (304)	Eurofer
			<i>zusammen mit</i> GLO: Value of stainless steel scrap (304)	Eurofer

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

**Tabelle 4-57: Infrastruktur: Baustoffe für einen LNG-Tanker mit 140 000 – 170 000 m³**

LNG-Tanker, 140-170k m³	Wert Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz- lieferant
<b>INPUT</b>				
Stahl-Grobblech	22 700 t	berechnet	GLO: Steel plate	worldsteel
			<i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel
Aluminiumblech	3 200 t	berechnet	EU-27: Aluminium sheet (2010)	EAA
			<i>zusammen mit</i> EU-27: Aluminium ingot mix (2010)	EAA
Edelstahl Grobblech 304	640 t	berechnet	RER: Stainless steel Quarto plate (304)	Eurofer
			<i>zusammen mit</i> GLO: Value of stainless steel scrap (304)	Eurofer

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

**Tabelle 4-58: Infrastruktur: Baustoffe für einen LNG-Tanker mit >210 000 m³**

LNG-Tanker, >210k m³	Wert Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz- lieferant
<b>INPUT</b>				
Stahl-Grobblech	27 200 t	berechnet	GLO: Steel plate	worldsteel
			<i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel
Aluminiumblech	3 800 t	berechnet	EU-27: Aluminium sheet (2010)	EAA
			<i>zusammen mit</i> EU-27: Aluminium ingot mix (2010)	EAA

LNG-Tanker, >210k m <sup>3</sup>	Wert Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz lieferant
Edelstahl Grobblech 304	760 t	berechnet	RER: Stainless steel Quarto plate (304) <i>zusammen mit</i> GLO: Value of stainless steel scrap (304)	Eurofer  Eurofer

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

### Länderspezifische Parameter für LNG-Tanker

The folgende Tabelle zeigt die technischen Parameter für die vier Länder, die in der THG-Modellierung als LNG-Importalternativen nach Europa in Betracht gezogen werden.

**Tabelle 4-59: Technische Daten für LNG-Tankerflotten der in der THG-Modellierung betrachteten Länder**

Land	Heimat- und Zielhafen	Entfernung [km]	Tankertyp	Durchschn. größe[m <sup>3</sup> ]	Anteil [%]	Anteil der Fahrt [%]
<b>Algerien</b>	Arzew	3 000	Dampfturbine	140 000	50	79,2
	Rotterdam		Kleine Dampfturbine	65 000	25	
			Kleine DFDE	81 000	25	
<b>AU-NWS</b>	Karratha	17 400	Dampfturbine	160 000	67	95,3
	Rotterdam		TFDE	140 000	33	
<b>AU-QL</b>	Curtis Island	22 000	Dampfturbine	160 000	67	96,2
	Rotterdam		TFDE	140 000	33	
<b>Katar</b>	Ras Laffan	11 800	SSD (Q-Flex)	216 000	100	88,3
	Rotterdam					
<b>USA</b>	Sabine Pass	9 200	Dampfturbine	160 000	67	91,4
	Rotterdam		TFDE	140 000	33	

#### 4.5.7. Regasifizierung

- Nach dem LNG-Transport in das Zielland wird der Aggregatzustand des Erdgases von flüssig zu gasförmig durch Wärmezufuhr in einer Regasifizierungsanlage geändert.
- Die Wärme kommt entweder aus der Umgebung oder sie wird in der Anlage erzeugt. Wärme aus der Umgebung kommt üblicherweise aus Meerwasser (Open Rack Vaporisers) und nur gelegentlich aus der Umgebungsluft (Ambient Air Vaporisers).
- ORV ist am meisten verbreitet und repräsentiert 70 % des Marktes (Petal et al, 2013)
  - ORV: Ein Wasserstrom wird durch einen Wärmetauscher gepumpt, auf dessen anderer Seite das LNG durch die übertragene Wärme regasifiziert wird. Solche Regasifizierungsanlagen haben einen geringen Energieverbrauch, da nur die Pumpen betrieben werden müssen.
- Technologiealternative zu ORV: Submerged Combustion Vaporisers (SCV)



- SCV ist energieintensiver als ORV, da nicht nur Energie für den Pumpenbetrieb sondern auch ca. 1,5 % des Erdgas-Inputs zur Erwärmung des LNG benötigt wird. Das Erdgas wird verbrannt und die heißen Abgase werden in einen mit Wasser gefüllten Behälter geführt, wodurch das Wasser direkt erwärmt wird.
- Einsatz von BOG (und entsprechende BOR-Werte) zur Lagerung und Be-/Entladung, wie in Abschnitt 4.5.5 zu Verflüssigung beschrieben, erfolgt im Vorfeld der Regasifizierung.

**Tabelle 4-60: Infrastruktur: Baustoffe für eine Regasifizierungsanlage**

Regasifizierungs- anlage	Wert	Einheit	DQ*	GaBi-Datensatz	Datensatz- lieferant
<b>INPUT</b>					
Beton	66 700 m <sup>3</sup>	berechnet		EU-27: Concrete C35/45 (Ready-mix concrete)	ts
Stahlprofile	12 200 t	berechnet		GLO: Steel sections <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	worldsteel worldsteel
Bewehrungsstahl	8 600 t	berechnet		EU-27: Reinforced steel (wire) <i>zusammen mit</i> GLO: Value of scrap	ts worldsteel

\* Art der Datenquelle (DQ) → gemessen / berechnet / geschätzt / Literatur

- Lebensdauer von Regasifizierungsanlagen: 30 Jahre.

## 4.6. Hintergrunddaten

### 4.6.1. Treibstoffe und Energie

Nationale Durchschnittswerte für Brennstoffe und Strom-Mixe wurden den GaBi-Datenbanken 2016 entnommen. Tabelle 4-61 zeigt die in der Modellierung der Produktsysteme verwendeten Datensätze. Der Stromverbrauch wurde mittels länderspezifischer Verbrauchs-Mixe modelliert, die den Import aus benachbarten Ländern/Regionen berücksichtigen.

Die Dokumentation aller GaBi-Datensätze ist unter <http://gabi-software.com/support/gabi/gabi-Daten base-2016-lci-documentation/> zu finden (thinkstep, 2016).

**Tabelle 4-61: Energie-Datensätze in der Sachbilanz**

Energie	Ort	Datensatz	Daten- anbieter	Referenz- Jahr	Proxy
<b>Strom</b>	DZ	DZ: Electricity grid mix	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	DZ	DZ: Electricity grid mix 1kV-60kV	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	RU	RU: Electricity grid mix 1kV-60kV	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	AU	AU: Electricity grid mix	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	AU	AU: Electricity grid mix 1kV-60kV	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	QA	QA: Electricity grid mix	ts	2012	Nein

Energie	Ort	Datensatz	Daten-anbieter	Referenz-Jahr	Proxy
<b>Strom</b>	QA	QA: Electricity grid mix 1kV-60kV	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	US	US: Electricity grid mix	ts	2012	Nein
<b>Strom</b>	US	US: Electricity grid mix 1kV-60kV (Texas)	ts	2012	Nein
<b>Diesel</b>	AU	AU: Diesel at refinery	ts	2012	Nein
<b>Diesel</b>	DZ, AU, QA	EU-27: Diesel mix at refinery	ts	2012	Nein
<b>Diesel</b>	US	US: Diesel mix at refinery	ts	2012	Nein
<b>Schweröl</b>	RU	EU-27: Heavy fuel oil at refinery (1,0 Gew.% S)	ts	2012	Nein
<b>Schweröl</b>	DZ, AU, QA, US	EU-27: Heavy fuel oil at refinery (2,5 Gew.% S)	ts	2012	Nein
<b>Marine-Dieselöl</b>	DZ, AU, QA, US	EU-27: Light fuel oil at refinery	ts	2012	Nein

#### 4.6.2. Rohstoffe und Prozesse

Daten für Rohstoffe, Zwischenprodukte und Prozessmodule wurden der GaBi Datenbank 2016 entnommen. Tabelle 4-62 zeigt die Datensätze, die in der Modellierung der Produktsysteme Anwendung gefunden haben.

Die Dokumentation aller GaBi-Datensätze ist unter <http://gabi-software.com/support/gabi/gabi-Datenbase-2016-lci-documentation/> zu finden (thinkstep, 2016).

**Tabelle 4-62: Material- und Prozess-Datensätze in der Sachbilanz**

Material / Prozess	Ort	Datensatz	Daten-anbieter	Referenz-jahr	Proxy
<b>Aluminiumsilikat</b>	DZ, AU, QA, US	DE: Aluminium silicate (zeolite type A)	ts	2015	Nein
<b>Aluminium-Rohblock</b>	AL, AU, QA, US	EU-27: Aluminium ingot mix (2010)	EAA	2010	Nein
<b>Aluminiumblech</b>	AL, AU, QA, US	EU-27: Aluminium sheet (2010)	EAA	2010	Nein
<b>Bariumsulfat</b>	DZ, AU, QA, US	GLO: Barium sulphate (BaSO <sub>4</sub> ) (energy model)	ts	2015	Nein
<b>Bentonit</b>	DZ, AU, QA, US	GLO: Bentonite	ts	2015	Nein
<b>Zement</b>	DZ, AU, QA, US	DE: Cement (CEM I 42.5) (EN15804 A1-A3)	ts	2015	Nein
<b>Zement</b>	RU	DE: Cement (CEM I 52.5) Portland cement grinding	ts	2015	Nein
<b>Beton</b>	DZ, AU, QA, US, RU	EU-27: Concrete C35/45 (Ready-mix concrete) (EN15804 A1-A3)	ts	2015	Nein



Material / Prozess	Ort	Datensatz	Daten-anbieter	Referenz-jahr	Proxy
<b>Dieselmotor</b>	DZ, AU, QA, US	GLO: Diesel generator	ts	2015	Nein
<b>Epoxydharz</b>	DZ, AU, QA, US, RU	DE: Epoxy Resin (EP) Mix	ts	2015	Nein
<b>Gasturbine</b>	DZ, AU, QA, US	GLO: Gas turbine	ts	2015	Nein
<b>Kies</b>	RU	DE: Gravel (Granulation 2/32)	ts	2015	Nein
<b>Inertes Gestein</b>	DZ, AU, QA, US	GLO: Inert rock	ts	2015	Nein
<b>Eisenerz</b>	RU	DE: Iron ore-mix	ts	2015	Nein
<b>Schmierstoffe</b>	DZ, AU, QA, US	EU-27: Lubricants at refinery	ts	2015	Nein
<b>Schmierstoffe</b>	US	US: Lubricants at refinery	ts	2015	Nein
<b>Normaler Mörtel</b>	DZ, AU, QA, US, RU	EU-27: Normal mortar (A1-A3)	ts	2015	Nein
<b>PE-HD</b>	DZ, AU, QA, US, RU	EU-27: Polyethylen foil (PE-HD) (without additives)	ts	2015	Nein
<b>Bewehrungsstahl</b>	DZ, AU, QA, US, RU	EU-27: Reinforced steel (wire) (EN15804 A1-A3)	ts	2015	Nein
<b>Stahlprofile</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Steel sections	worldsteel 2007		Nein
<b>Stahlblech</b>	DZ, AU, QA, US, RU	DE: Steel sheet HDG	ts	2015	Nein
<b>Stahl-Grobblech</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Steel plate	worldsteel 2007		Nein
<b>Stahl-Drehen</b>	DZ, AU, QA, US	DE: Steel turning (adjustable)	ts	2015	Nein
<b>Stahl-UO-Rohr</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Steel UO pipe	worldsteel 2007		Nein
<b>Geschweißtes Stahlrohr</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Steel welded pipe	worldsteel 2007		Nein
<b>Stahlschrott</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Value of scrap	worldsteel 2007		Nein

### 4.6.3. Transporte

Der Transport von Rohstoffen, Betriebsstoffen und Hilfsstoffen zu den Produktions- und Montagestandorten wird mittels durchschnittlicher Transportentfernungen und Verkehrsträger modelliert.

Die GaBi-Datenbank 2016 wurde zur Modellierung der Transportprozesse benutzt. Die Transporte wurden mittels der GaBi-Datensätze für globalen Transport modelliert. Die Kraftstoffe wurden durch geographisch passende Datensätze modelliert. (thinkstep, 2016)

**Tabelle 4-63: Datensätze zu Transportmitteln**

Transportmittel	Ort	Datensatz	Daten-anbieter	Referenz-jahr	Proxy
<b>Schüttgut-Transporter</b>	RU	GLO: Bulk commodity carrier	ts	2015	Nein
<b>Bagger</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Excavator	ts	2015	Nein
<b>Schienentransport</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Rail transport cargo - average	ts	2015	Nein
<b>Lastzug</b>	DZ, AU, QA, US, RU	GLO: Truck-trailer	ts	2015	Nein

## 4.7. Ergebnisse der Sachbilanz

Die ISO 14044 definiert das Sachbilanzergebnis als das „Ergebnis der Sachbilanz, das die Flüsse katalogisiert, die die Systemgrenze überschreiten („Elementarflüsse“) und das den Ausgangspunkt für die Wirkungsabschätzung darstellt“. Da die komplette Sachbilanz Hunderte von Flüssen umfasst, stellt Tabelle 4-64 nur eine Auswahl an Flüssen dar, welche anhand ihrer Relevanz für die nachfolgende Wirkungsabschätzung ausgewählt wurden, um einen transparenten Bezug zwischen der Sachbilanzergebnissen und den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung herzustellen.

Tabelle 4-64 zeigt die Sachbilanz für das Basisszenario der Studie in g pro MJ (LHV). Die aufgeführten Elementarflüsse stellen die Outputs des LCA-Modells dar, die als Treibhausgase zur Klimaveränderung beitragen.

**Tabelle 4-64: Ergebnisse der Sachbilanz**

Treibhausgasemission	Russland [g/MJ]	Algerien [g/MJ]	Austr- NWS [g/MJ]	Austr-QL [g/MJ]	Katar [g/MJ]	USA [g/MJ]
<b>Anorganische Emissionen</b>						
Kohlenstoffdioxid	5,31	11,73	17,13	24,41	12,93	16,33
Distickstoffoxid (Lachgas)	1,00E-04	2,58E-04	4,89E-04	6,26E-04	3,52E-04	4,25E-04
Sonstige	< 1E-12	< 1E-12	< 1E-12	< 1E-12	< 1E-12	< 1E-12
<b>Organische Emissionen</b>						
Methan	0,038	0,206	0,111	0,165	0,075	0,285
Sonstige	< 1E-08	< 1E-08	< 1E-08	< 1E-08	< 1E-08	< 1E-08



Die Emissionsgruppe "Sonstige" fasst alle Spurenemissionen zusammen, wie in Abschnitt 3.6 beschrieben, ohne relevanten Effekt hinsichtlich des THG-Gesamtergebnisses. Die Herkunft dieser Spurenemissionen ist unterschiedlich. Sie sind beispielsweise im Hintergrundsystem der Studie enthalten, wie z.B. den Datensätzen für länderspezifische Strom-Mixe oder für Stahl, Kunststoffe und Beton.

In Anhang B werden die Charakterisierungsfaktoren aufgeführt, welche die Sachbilanzergebnisse in die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung (siehe Kapitel 5) übertragen. Eine Tabelle der Sachbilanzergebnisse mit mehr Details befindet sich ebenfalls in Anhang B.

## 5. Ergebnisse der Wirkungsabschätzung

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse der Wirkungskategorie GWP gemäß Kapitel 3.6 dargestellt. Wie bereits erwähnt, stellen Wirkungskategorien Wirkpotentiale dar, d.h., sie sind Annäherungen an Umweltwirkungen, die auftreten könnten, falls die Emissionen (a) tatsächlich dem zugrundeliegenden Wirkmechanismus folgen und (b) in der Umwelt auf bestimmte Randbedingungen treffen. Hinzu kommt, dass die Sachbilanz nur diejenige Untermenge der absoluten Umweltlasten beinhaltet, die der funktionellen Einheit zuzurechnen sind.

Wirkungsabschätzungsergebnisse sind daher relative Aussagen und machen keine Voraussagen über Auswirkungen auf die Wirkungsendpunkte, Schwellenwertüberschreitungen, Sicherheitsspannen oder Risiken.

In Anhang A sind die Charakterisierungsfaktoren (IPCC, 2007) für die Wirkungskategorie GWP, welche den folgenden Ergebnissen zugrunde liegen.

### 5.1. Gesamtergebnisse des Treibhausgas-Profiles

Die folgenden Grafiken zeigen die Gesamtergebnisse der Treibhausgasemissionen für den Vergleich zwischen:

- Produktsystem A – Erdgas-Import von Russland nach Europa über NSP2 – und
- Produktsystem B mit seinen Teilsystemen – Erdgas-Import von Algerien, Australien, Katar und USA nach Europa
  - Für die Importe aus Australien werden zwei Szenarien definiert: Erdgas vom North West Shelf und Erdgas aus Queensland.

Die Ergebnisse werden in Gramm CO<sub>2</sub>-Äquivalente (g CO<sub>2</sub>eq) je MJ Erdgas (unterer Heizwert, LHV), am Einspeisepunkt des europäischen Fernleitungsnetzes, angegeben.

Die Ergebnisse des Produktsystems A werden in zwei Prozessschritte aufgeteilt dargestellt.

- Förderung und Aufbereitung (inkl. Bohrung) und
- Pipeline-Transport.

Die Ergebnisse des Produktsystems B werden in sechs Prozessschritte aufgeteilt dargestellt

- Förderung und Aufbereitung (inkl. Bohrung),
- Pipeline-Transport,
- Nachreinigung (purification),
- Verflüssigung (liquefaction),
- LNG-Transport und
- Regasifizierung.

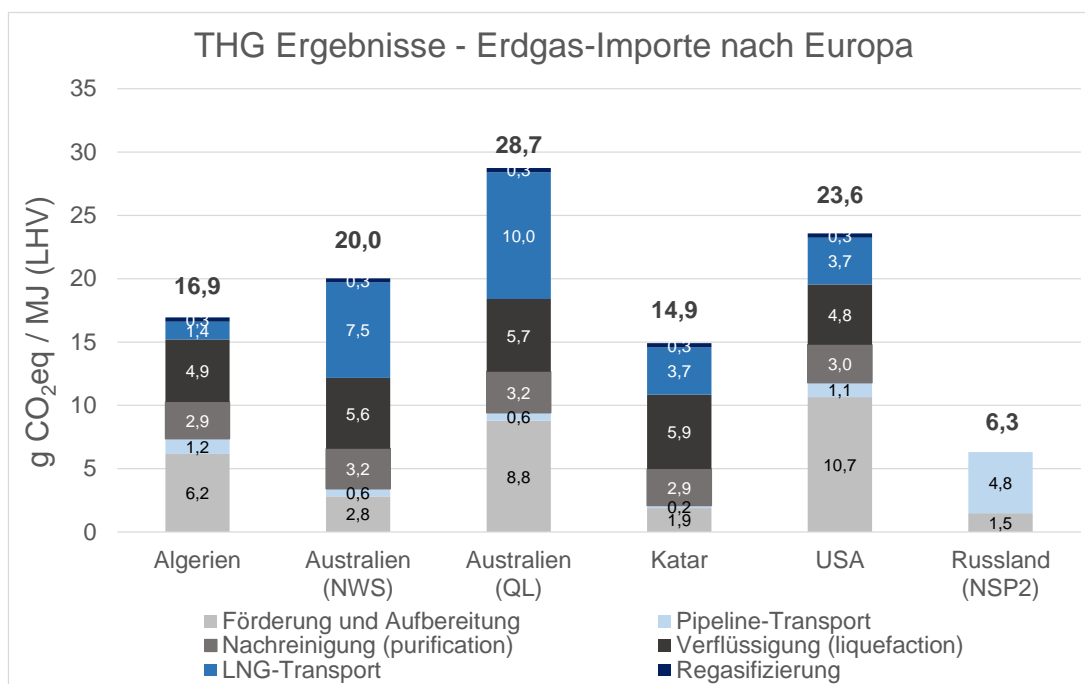


Abbildung 5-1: Gesamtergebnisse der Treibhausgas-Profile für das Basisszenario

#### Wesentliche Erkenntnisse:

- Der Import von Erdgas aus Russland über NSP2 verursacht weniger Treibhausgasemissionen (6,3 g CO<sub>2</sub>eq/MJ) als alle betrachteten LNG-Routen (14,9 bis 28,7 g CO<sub>2</sub>eq/MJ).
  - LNG-Importe verursachen ca. 2,4- bis 4,6-mal höhere Treibhausgasemissionen als Erdgas aus Russland über NSP2.
- Den höchsten Anteil an den Treibhausgasemissionen haben:
  - Produktsystem A: Pipeline-Transport
  - Produktsystem B: LNG-Transport, Verflüssigung sowie Förderung und Aufbereitung (insbesondere für die unkonventionelle Erdgasproduktion)
- Den geringsten Anteil haben:
  - Produktsystem A: Förderung und Aufbereitung
  - Produktsystem B: Pipeline-Transport und Regasifizierung
- Konventionelle Technologien (Australien-NWS, Algerien, Katar und Russland) der Erdgasförderung verursachen deutlich weniger Treibhausgasemissionen als unkonventionelle Technologien (Australien-QL, USA).
- Bei Betrachtung eines neuen Erdgasfeldes schneidet die konventionelle Förderung und Aufbereitung des Erdgases in Russland besser ab als die meisten anderen Erdgasförderungen.
- Verglichen mit allen Erdgasproduktionsstätten hat die Gewinnung aus Schiefergas in den USA die mit Abstand höchsten Treibhausgasemissionen – sie liegt damit um 20 % höher als eine weitere unkonventionelle Erdgaslagerstätte, Kohleflözgas in Australien-QL.
- Bei konventioneller Förderung und Aufbereitung weist Erdgas aus Algerien den höchsten Wert des Treibhausgas-Profils auf – mehr als das Zweifache des Erdgases aus Australien-NWS.
- Die Treibhausgasemissionen infolge der Nachreinigung sind bei allen LNG-Importrouten nahezu gleich hoch.
- Die durch Verflüssigung entstehenden Treibhausgasemissionen unterscheiden sich um ±10 %: Die höchsten THG-Emissionen weist Erdgas aus Katar auf, was auf die geringeren



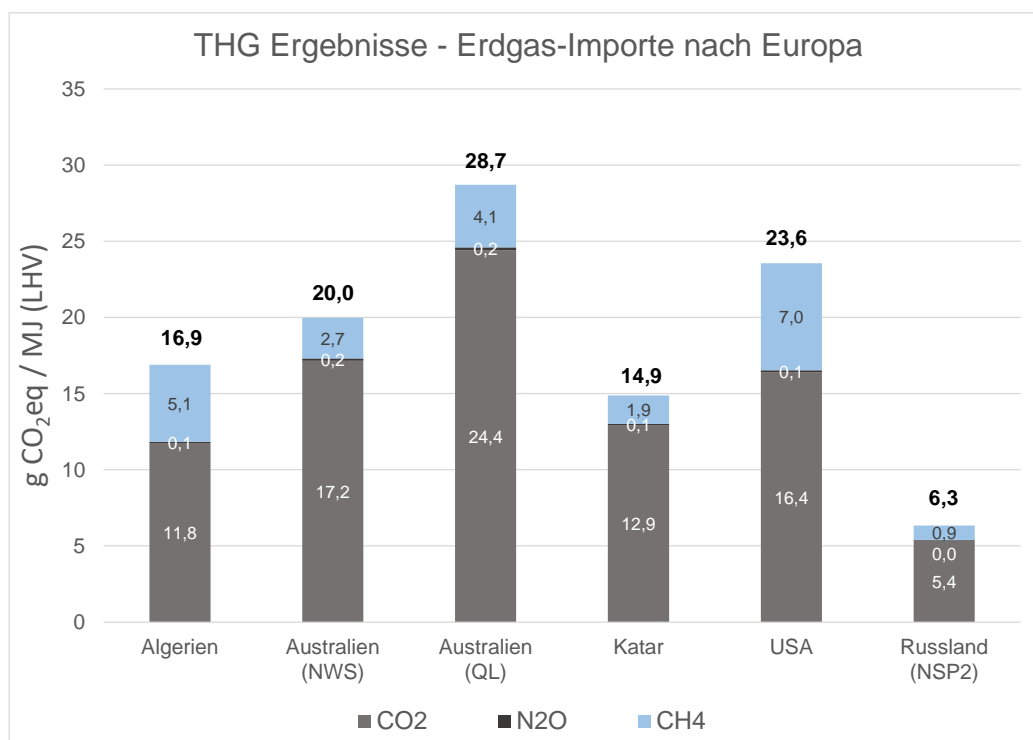
Wirkungsgrade der älteren Anlagen und der höchsten jährlichen Durchschnittstemperatur (27°C) zurückzuführen ist. Somit weisen Erdgas aus Algerien und den USA aufgrund höherer Wirkungsgrade in Verbindung mit der Nutzung der neueren Anlagen weniger Treibhausgasemissionen auf.

- Der Anteil des LNG-Transports an den Gesamtemissionen des Produktsystems B korreliert mit den Transportdistanzen. Dennoch sind auch die Antriebsart der Tanker (Dampf, DFDE, TFDE, SSD) und die Tankergröße (60 000 m<sup>3</sup> - 216 000 m<sup>3</sup>) von Relevanz. Beispielsweise ist ein THG-effizienter Transport mit Großraumtankern (z.B. Q.Flex, 216 000 m<sup>3</sup>) möglich.
- Da, gemäß dem Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie, LNG immer über Rotterdam importiert wird, ist der Anteil der Regasifizierung an den Treibhausgasemissionen bei allen LNG-Transportwegen gleich.

Die Aussagen aus Abbildung 5-1 werden in Abbildung 5-2 nochmals verdeutlicht, in dem die Gesamtergebnisse in die wichtigsten Emissionen unterteilt werden: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O.

Bei allen LNG-Transportwegen dominieren die anorganischen Emissionen in Luft. Dabei hat CO<sub>2</sub> mit 99,1 % den größten Anteil, N<sub>2</sub>O hingegen mit 0,8 % einen sehr geringen. Weitere anorganische Emissionen haben lediglich einen Anteil von 0,1 % und werden nicht separat dargestellt. Bei 99,9 % der organischen Emissionen handelt es sich um CH<sub>4</sub>, die restlichen 0,1 % werden nicht separat dargestellt.

Für den Import über NSP2 gilt dasselbe, die anorganischen Emissionen in die Luft dominieren die gesamten Treibhausgasemissionen: Der Anteil CO<sub>2</sub> beträgt ca. 99,4 % und der Anteil N<sub>2</sub>O ca. 0,5 %. CH<sub>4</sub> hat einen Anteil von ca. 99,9 % an den organischen Emissionen.



**Abbildung 5-2: Gesamtergebnisse unterteilt in die Hauptbeiträge der THG-relevanten Emissionen – CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O (Basisszenario)**



CH<sub>4</sub>-Emissionen stammen aus folgenden Quellen: abgelassenes Erdgas, Emissionen aus unter Druck betriebenen Geräten, flüchtige Emissionen sowie weitere nicht-verbrennungsbedingte Emissionen. Der Anteil der CH<sub>4</sub> Emissions an den Gesamtergebnissen ist in den USA mit ca. 30 % (7 g CO<sub>2</sub>eq/MJ) am höchsten, diese kommen hauptsächlich aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas aus Schiefergas (64 % der gesamten CH<sub>4</sub> Emissionen, von denen 85 % aus abgelassenem CH<sub>4</sub> stammen), aus dem Pipeline-Transport (15 %) und von der Nachreinigung (14 %).

Für Algerien ergeben sich folgende Anteile an den gesamten CH<sub>4</sub> Emissionen: Förderung und Aufbereitung mit konventionellen Technologien 57 %, Nachreinigung 20 % und Pipeline-Transport 9 %.

Für Queensland (QL) in Australien sind die Haupttreiber der gesamten CH<sub>4</sub> Emissionen die Förderung und Aufbereitung mittels unkonventioneller Technologien (38 % Anteil an gesamten Methanemissionen) und die Nachreinigung (29 % Anteil an gesamten Methanemissionen). Des Weiteren trägt der LNG-Transport mit 11 % zu den Methanemissionen bei. Dabei ist der Methanschupf bei den TFDE Antrieben für 74 % der Methanemissionen bezogen auf den LNG-Transport von Queensland nach Europa verantwortlich.

Die beiden weiteren LNG-Lieferketten (Australien-NWS und Katar) zeigen ähnliche Aufteilungen. Sie zeigen darüber hinaus absolut gesehen deutlich geringere CH<sub>4</sub> Emissionen (1,9 bzw. 2,7 g CO<sub>2</sub>eq/MJ).

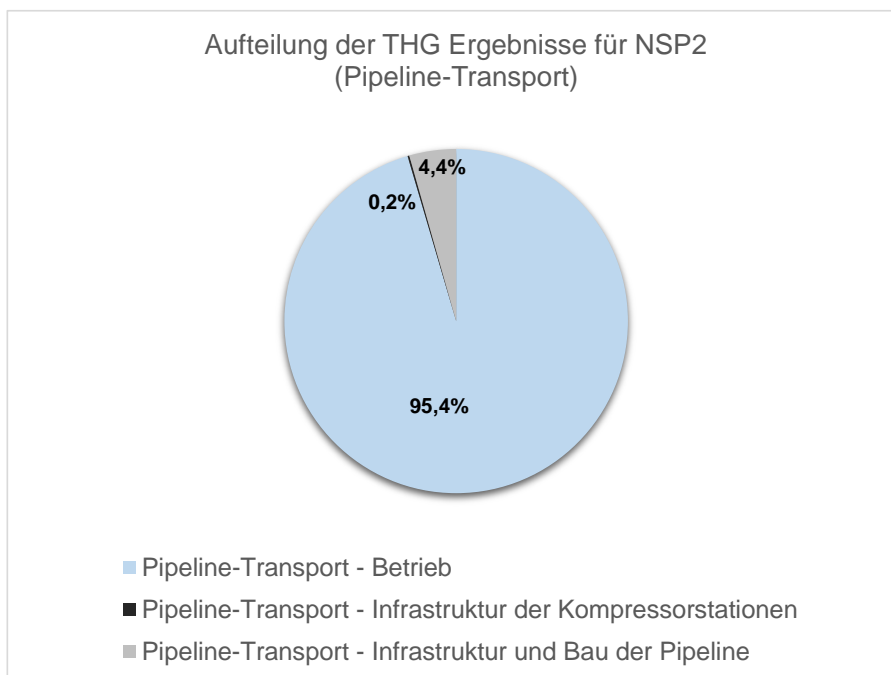
Vergleicht man alle Importvarianten bezüglich ihrer CH<sub>4</sub> Emissionen, schneidet der Import aus Russland über NSP am besten ab, absolut und relativ (0,9 g CO<sub>2</sub>eq/MJ und 14 %). Das deutet darauf hin, dass CH<sub>4</sub> Emissionen effektiv kontrolliert und reduziert werden.

CO<sub>2</sub> Emissionen stammen hauptsächlich aus Verbrennungsvorgängen und zu einem geringen Anteil aus abgelassenem CO<sub>2</sub> bei der Aufbereitung und Nachreinigung des Erdgases (Abtrennung des CO<sub>2</sub>).

### **Weitere Analyse des Produktsystems A – Erdgas aus Russland über NSP2**

Für die Herstellung der Pipeline und der Verdichterstationen werden große Materialmengen benötigt und die Errichtung der Anlagen ist aufwendig. Allein die Pipeline besteht aus 9,3 Millionen Tonnen Stahl. Das entspricht der Produktionsleistung eines durchschnittlichen Hochofens von nahezu 4 Jahren. Für die Herstellung der Pipeline wird Primärstahl aus der Hochofenroute verwendet, wobei auch die Umweltlast des in der Hochofenroute eingesetzten Stahlschrottes mit berücksichtigt wird.

Dennoch verursacht die Herstellung (Materialien und Bau) der Pipeline lediglich knapp 5 % der gesamten Treibhausgasemissionen des Produktsystems A. Der Betrieb der Pipeline über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren und einer jährlichen Kapazität von 55 Milliarden m<sup>3</sup> hat den entscheidenden Anteil, siehe folgende Abbildung.



**Abbildung 5-3: NSP2 von Russland nach Europa – Aufteilung der THG-Ergebnisse mit Blick auf den Pipeline-Transport**

### Weitere Analyse des Produktsystems B – Erdgas-Import aus DZ, AU, QA und US nach Europa

Die Herstellung der Anlagen und Tanker benötigt viele verschiedene Materialien und Energie. Durch den betrachteten Nutzungszeitraum spielt die Infrastruktur im System jedoch eine untergeordnete Rolle.

- Im Falle der Verflüssigungsanlagen beträgt der Anteil der Infrastruktur weniger als 0,1 % der gesamten Treibhausgasemissionen für alle LNG-Importalternativen und weniger als 1 % des Treibhausgas-Profiles des Betriebs der Verflüssigungsanlage.
- Der Anteil der Infrastruktur der LNG-Tanker beträgt weniger als 1% am gesamten Produktsystem und weniger als 3% des Treibhausgas-Profiles des LNG-Transports.

## 5.2. Vergleich der Ergebnisse mit Literaturwerten

### 5.2.1. Betrachtete Studien

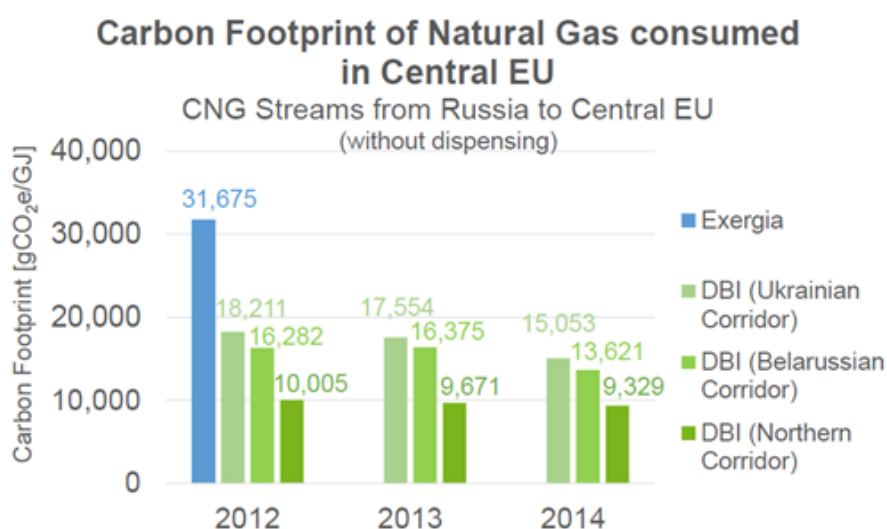
Folgende Studien wurden in die Betrachtung einbezogen:

- JEC ("JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration, Well-to-Tank Report" Version 4.a, April 2014) (JEC, 2014),
- DBI Gas- und Umwelttechnik ("Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain", Final Report 2016, commissioned by Zukunft Erdgas e.V.) (DBI, 2016b)
- CIRAIG ("GHG emissions related to the life cycle of natural gas and coal in different geographical contexts", Final Report 2016, commissioned by TOTAL) (CIRAIG, 2016)
- Delphi Group ("LNG Emissions Benchmarking", 2013, prepared for BC Climate Action Secretariat) (Delphi, 2013)

- PACE ("LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions, 2015, prepared for Centre for Liquefied Natural Gas) (PACE, 2015)
- Exergia ("Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas", Final report, 2015, commissioned by the EC) (Exergia\_et\_al, 2015)
- NETL ("Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States" 2014, prepared by Skone, T.J.) (NETL, 2014))

### 5.2.2. Vergleich für Erdgas-Importe via Pipeline

Die im Dezember 2016 veröffentlichte **DBI Studie** betrachtet drei verschiedene Pipelines von Russland nach Europa: Der nördliche Transportkorridor ist bezüglich Länge und Route mit der NSP2 vergleichbar. Die Treibhausgasemissionen sind in der folgenden Abbildung dargestellt (in g CO<sub>2</sub>eq/GJ – *bitte beachten*: die Tausendertrennung erfolgt in der DBI Studie mit einem Komma).



**Abbildung 5-4: Ergebnisse für Pipeline-Erdgas aus Russland nach Europa – aus DBI Studie (DBI, 2016a)**

Das Ergebnis mit 9 329 g CO<sub>2</sub>eq/GJ (2014) umfasst die Weiterleitung (Fernleitungsnetz), Speicherung und die Verteilung in Mitteleuropa. Die Treibhausgasemissionen betragen ca. 1 810 g CO<sub>2</sub>eq/GJ (siehe Seite 50 (DBI, 2016b)). Berechnet wurden die Emissionen vom DBI Institut mithilfe von GHGenius Version 4.03, entwickelt und lizenziert von (S&T)<sup>2</sup> Consultants.

Da für diese Prozesse ebenfalls Energie (Erdgas) benötigt wird und mit Methanemissionen verbunden (Erdgasverluste) ist, muss zusätzlich Erdgas von Russland nach Europa transportiert werden.

Die vorliegende Studie analysiert das Treibhausgas-Profil von der Förderung bis zum Einspeisen des Erdgases in Europa, daher werden die Prozesse Weiterleitung, Speicherung und Verteilung in Europa nicht betrachtet. Eine reine Subtraktion der Werte ist aufgrund von Skalierungseffekten nicht möglich (9,33 – 1,81 g CO<sub>2</sub>eq pro MJ). Der Effekt würde zu einer Überschätzung des Energiebedarfs für die Weiterleitung, Speicherung und Verteilung führen. Der Skalierungseffekt führt zu einer Abweichung von 0,3 – 0,5 g CO<sub>2</sub>eq/MJ. Der korrekte Wert am Einspeisepunkt in Europa ist daher 7,1 g CO<sub>2</sub>eq pro MJ für 2014 (→ 9,33 – 1,81 – 0,4 = 7,1 g CO<sub>2</sub>eq/MJ).

Die berechneten Treibhausgasemissionen für den Erdgas-Import via NSP2 beträgt 6,3 g CO<sub>2</sub>eq/MJ, basierend auf den Daten aus 2015, inklusive den Bohrungen mit einem Anteil von 0,5 g CO<sub>2</sub>eq/MJ. Bohrungen werden in der DBI Studie jedoch nicht betrachtet. Trägt man die Daten aus 2014 der DBI Studie in das GaBi-Modell ein, erhält man als Ergebnis 5,9 g CO<sub>2</sub>eq/MJ (Bohrungen sind dabei nicht

berücksichtigt). Die Abweichung von 1,2 g CO<sub>2</sub>eq/MJ der beiden Ergebnisse (7,1 g CO<sub>2</sub>eq/MJ und 5,9 g CO<sub>2</sub>eq/MJ) könnten auf die unterschiedlichen Modelle und Hintergrundsysteme zurückzuführen sein (GHGenius und GaBi). Da die Ergebnisse der Förderung und Aufbereitung sehr ähnlich sind (abgesehen von der Bohrung, die nur in GaBi modelliert ist), sind die Unterschiede vermutlich auf den Pipeline-Transport zurück zu führen. Die Berechnungen und Gleichungen, die im GaBi Modell Anwendung finden, können als korrekt betrachtet werden.

Die **CIRAIG Studie** betrachtet die Förderung von Erdgas über Pipelines von Russland nach Europa, siehe folgende Abbildung. Die Hintergrunddaten werden nicht vollständig in der Studie veröffentlicht, wodurch die Länge der Pipeline nicht bekannt ist. Betrachtet man lediglich Onshore-Pipelines und nutzt ecoinvent 2.2 Daten, ergibt sich ein Wert von 23,7 g CO<sub>2</sub>eq/MJ. Die Autoren der Studie weisen darauf hin, dass diese Ergebnisse möglicherweise auf wenig effiziente Verdichter und einem hohen Anteil an flüchtigen Methanemissionen beruhen, ohne die technischen Parameter im Detail darzustellen.

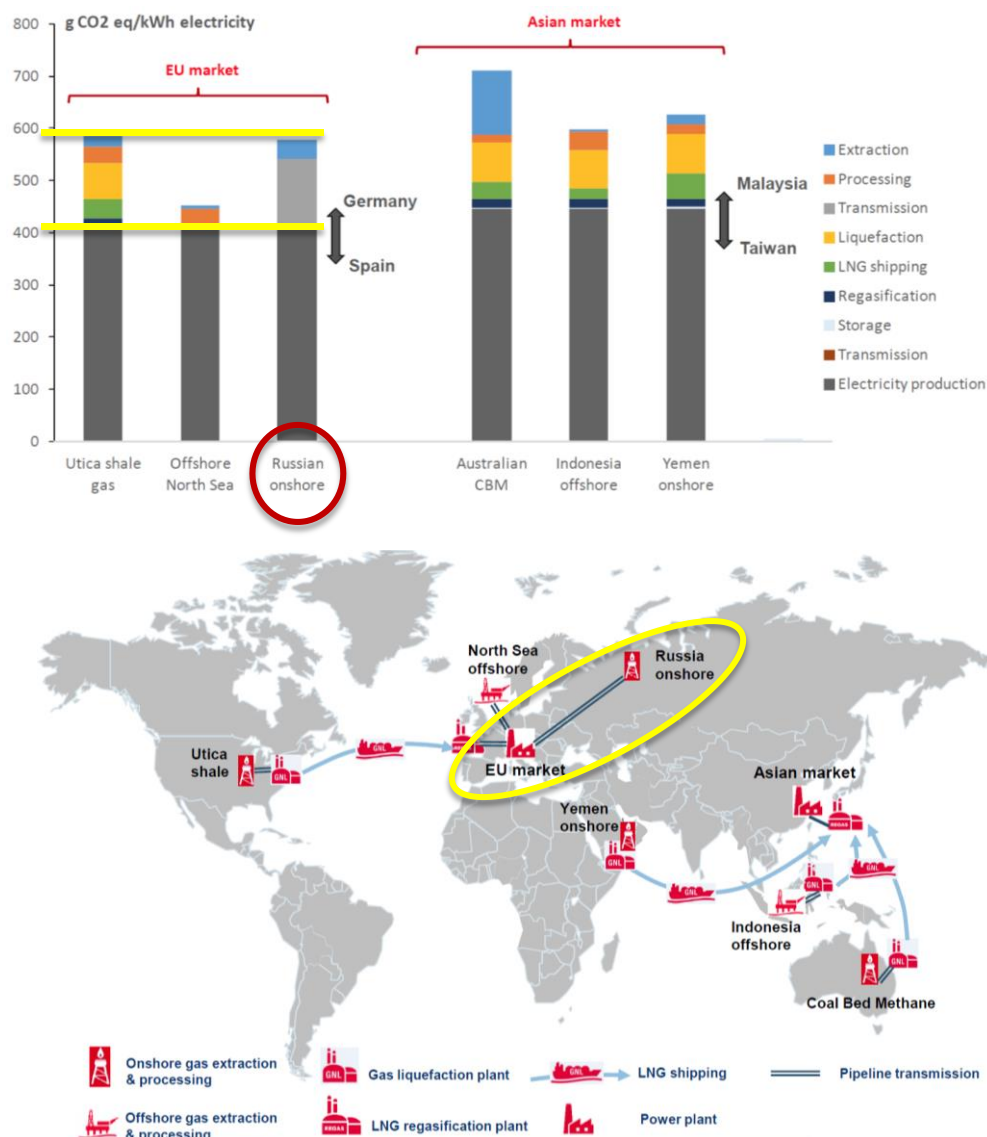


Abbildung 5-5: Ergebnisse für Pipeline-Erdgas aus Russland nach Europa – aus CIRAIG Studie (CIRAIG, 2016)

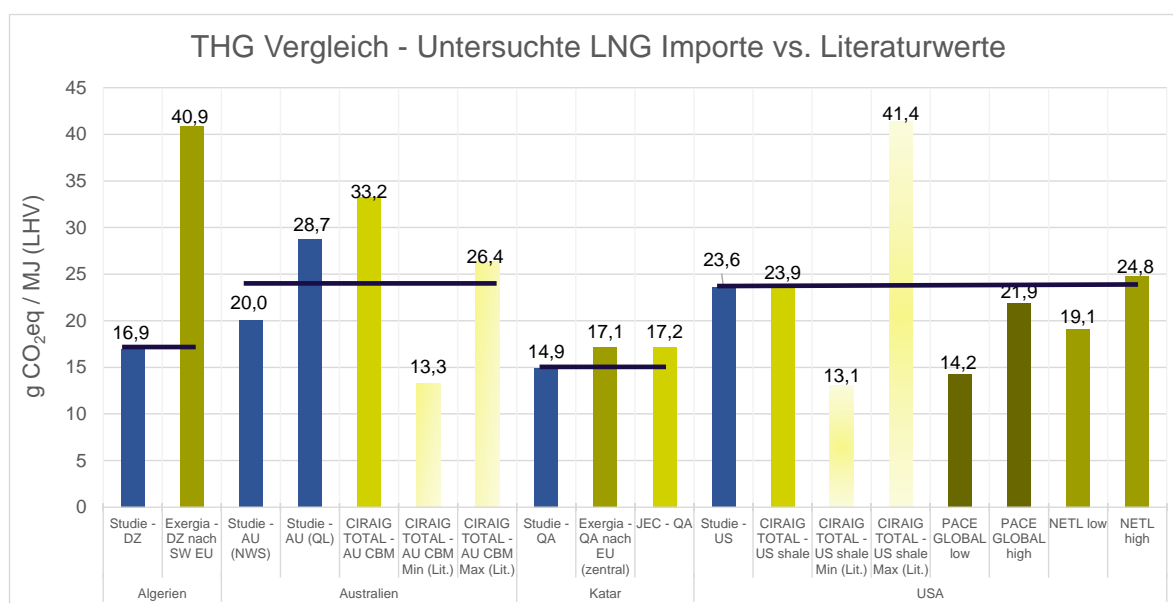
### 5.2.3. Vergleich für Erdgas-Importe via LNG-Routen

Die LNG Routen wurden bereits in mehreren Studien betrachtet, wobei unterschiedliche funktionelle Einheiten für die Darstellung der Ergebnisse genutzt wurden. In der folgenden Tabelle werden die Ergebnisse auf die Einheit dieser Studie umgerechnet (g CO<sub>2</sub>eq/MJ).

Die folgende Abbildung beinhaltet die LNG Routen DZ, AU, QA und US. Für alle Routen werden mehrere Studien mit der vorliegenden verglichen. Die Vergleichbarkeit ist auf Grund unterschiedlicher Systemgrenzen jedoch nur eingeschränkt möglich.

Beispiele:

- CIRAIG, Transportdistanzen
  - Australien 7 300 km (verglichen mit 22 000 km);
  - USA 9 097 km (verglichen mit 9 200 km)
- NETL, Transportdistanzen
  - USA nach Trinidad und Tobago 2 956 km (niedrig)
  - USA nach Trinidad und Tobago 18 544 km (hoch)
- Pace Global, Transportdistanzen
  - USA (Houston) 9 526 km (niedrig, US-Deutschland)
  - USA (Houston) 18 635 km (hoch, US-China)
- Pace Global, unterschiedlicher konventioneller/unkonventioneller Erdgasmix
  - 16,0 g CO<sub>2</sub>eq/MJ (niedrig)
  - 24,5 g CO<sub>2</sub>eq/MJ (hoch)



**Abbildung 5-6: LNG Route (Produktsystem B), Vergleich der Studienergebnisse mit Literaturwerten – (CIRAIG, 2016), (Exergia, 2015), (PACE, 2015), (Skone, 2014), Werte aus Quellen sind angepasst**

Das hohe Ergebnis für **Algerien** der Exergia Studie ist auf Methanemissionen in der Förderung und Aufbereitung sowie auf die älteren LNG Anlagen zurückzuführen. 95 % der Treibhausgasemissionen entstehen entlang der Prozesskette bis zur Verflüssigung. Die Ergebnisse für den LNG-Transport sind mit den hier berechneten Ergebnissen vergleichbar. Zu beachten ist, dass das Referenzjahr der Exergia Studie 2012 ist. Seit 2013 wurden jedoch neue Anlagen gebaut und 2015 in Betrieb genommen. Alte Anlagen wurden in diesem Zuge geschlossen.

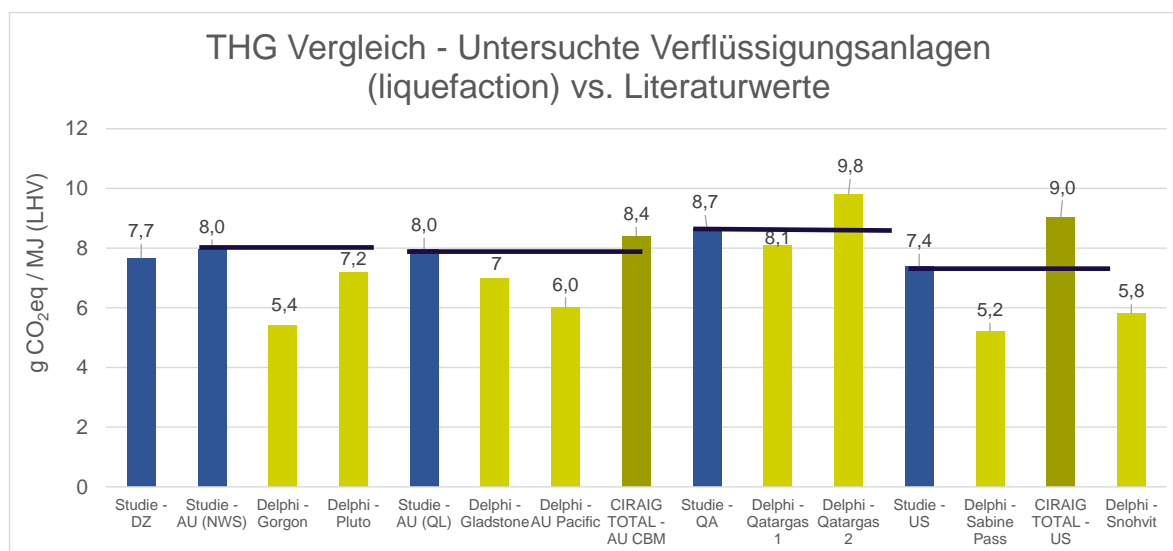
Die **australischen** Ergebnisse der CIRAIG Studie unterscheiden sich neben den Transportdistanzen in einem weiteren Punkt: CIRAIG rechnet mit hohen flüchtigen Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung auf Grund von CBM-Lagerstätten. Beinahe die Hälfte aller Treibhausgasemissionen entsteht während der Förderung (ohne Aufbereitung). Das gleicht die niedrigeren Treibhausgasemissionen der kürzeren LNG-Transportdistanzen aus.

Die Ergebnisse für **Katar** sind geringfügig niedriger als in den Studien Exergia und JEC.

Die Anlagen des **US** Systems sind in der CIRAIG und der vorliegenden Studie ähnlich. Die Treibhausgasemissionen für US LNG, basierend auf Schiefergas, unterschieden sich zu dem europäischen Import um lediglich 2 %. Die Hauptverursacher unterscheiden sich jedoch: in der CIRAIG Studie haben Förderung und Aufbereitung sowie Pipeline-Transport 40 % weniger Anteil an den gesamten Treibhausgasemissionen, die Verflüssigung und Regasifizierung hingegen 40 % mehr Anteil.

Der CIRAIG Studie liegen ecoinvent 2.2 Datensätze aus den Jahren 1990 bis 2000 für den LNG-Import zugrunde. Die Datengrundlage ist daher nicht mehr als aktuell anzusehen.

Betrachtet man nur die **LNG Verflüssigung** ergeben sich folgende Werte:



**Abbildung 5-7: LNG Route (Produktsystem B) mit Fokus auf Nachreinigung (purification) und Verflüssigung (liquefaction), Vergleich der Studienergebnisse mit Literaturwerten (Delphi, 2013), (CIRAIG, 2016), Werte aus Quellen sind angepasst**

Vergleicht man australische LNG Anlagen, sieht man, dass die Ergebnisse der Treibhausgasemissionen in dieser Studie höher ausfallen als in der Delphi Studie. Dies gilt ebenfalls für andere Länder, Ausnahme ist hierbei eine Anlage in Katar.

Motivation der Delphi Studie war die Durchführung eines Treibhausgas-Benchmarks der vornehmlich bestmöglichen Technologien für Verflüssigungsanlagen, die zum Zeitpunkt der Studie im Bau oder geplant waren (2014). Daher wurden technische Bemessungswerte für den Energieverbrauch angesetzt, um die THG-Ergebnisse zu berechnen. Darüberhinaus wurde die CCS Technologie berücksichtigt. Das ist ein Grund für die vergleichsweise geringen THG-Ergebnisse der Delphi Studie

Ingesamt zeigt der vorangegangene Vergleich, dass die Ergebnisse dieser Studie mit Literaturwerten recht gut übereinstimmen und Abweichungen erklärt werden können.



### 5.3. Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse überprüft den Einfluss einzelner Parameter auf die Ergebnisse der Treibhausgasemissionen. Diese Parametervariation stellt eine Vereinfachung der tatsächlichen technischen Zusammenhänge dar. Die Sensitivitätsanalyse ist nicht mit einer thermodynamischen Simulation gleichzusetzen, welche es erlaubt, komplexe technische Systeme sowie chemische und physikalische Zusammenhänge verschiedener Parameter zu betrachten.

#### Sensitivitätsanalyse für Nord Stream 2 Pipeline-Transport

- **Einfluss der Pipeline-Länge** – Methanemissionen verhalten sich proportional zu der Pipeline-Länge, d.h., gleiche CH<sub>4</sub> Emissionsrate je km (kürzere Pipeline, geringere Methanemissionen; längere Pipeline, höhere Methanemissionen).
- Das Verhältnis ist annähernd linear.
  - Verdopplung der Pipeline-Länge (+50 %), Erhöhung der Treibhausgasemissionen um 42,5 %
  - Halbierung der Pipeline-Länge (-50 %), Reduktion der Treibhausgasemissionen um 42,3 %.

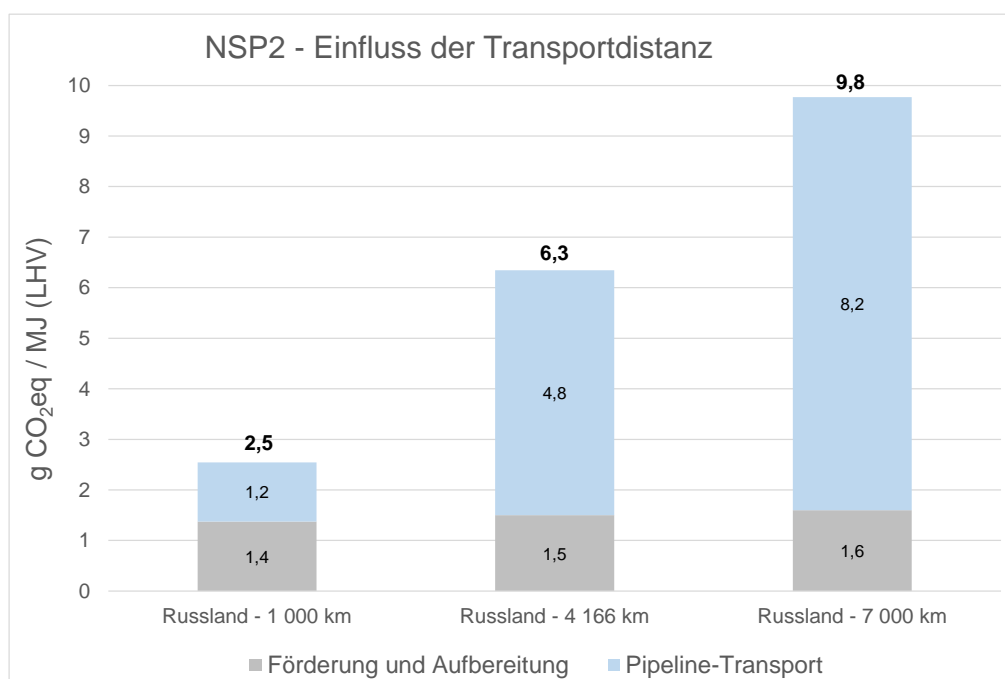


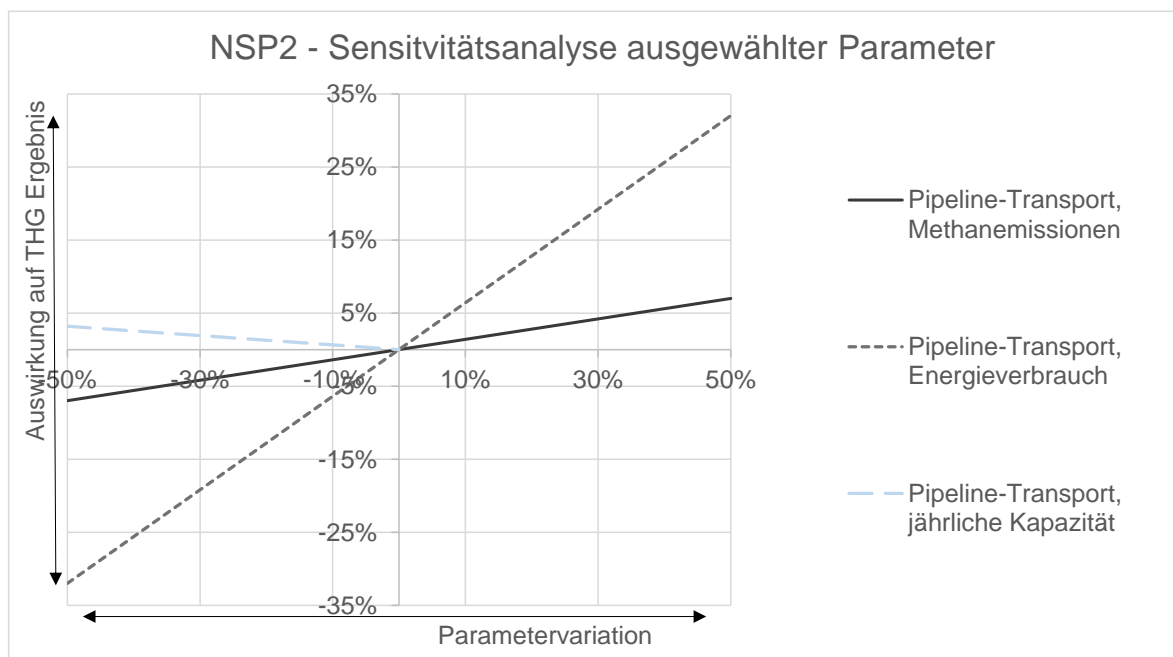
Abbildung 5-8: Sensitivitätsanalyse der Pipeline-Länge (Methanemissionen entsprechend angepasst)

#### Weitere Sensitivitätsanalysen für NSP2:

- **Pipeline-Transport – Methanemissionen**
  - Separat variiert, d.h., unabhängig von Pipeline-Länge
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der Pipeline: 7 % pro 50 % Parametervariation.
- **Pipeline-Transport – Energieverbrauch**
  - Separat variiert, d.h., unabhängig von Pipeline-Länge
  - Auswirkung: **sehr hoher** Einfluss auf THG-Ergebnisse der Pipeline: 32 % pro 50 % Parametervariation.

- **Pipeline-Transport – jährliche Kapazität**

- maximale Pipeline-Kapazität im Basisszenario angenommen, geringere Auslastung der Pipeline erhöht den Einfluss der Infrastruktur insgesamt.
- Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der Pipeline: 3 % pro 50 % Parametervariation.



**Abbildung 5-9: Sensitivitätsanalyse weiterer NSP2 Parameter**

## Sensitivitätsanalyse für LNG-Importe

### USA

- **Förderung und Aufbereitung – Methanemissionen**
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 9 % pro 50 % Parametervariation.
- **Pipeline-Transport – Länge**
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 7 % pro 50 % Parametervariation.
- **LNG-Transport – Auslastung**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 3,5 % pro 50 % Parametervariation.
- **Verflüssigung (liquefaction) – Effizienz**
  - Nicht-linearer Zusammenhang zwischen Parametervariation und THG-Ergebnis – größere Auswirkung für abnehmende Effizienz, moderate Auswirkung für steigende Effizienz.
  - Auswirkung bei abnehmender Effizienz: **sehr großer** Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, +21 % pro -50 % Parametervariation.
  - Auswirkung bei steigender Effizienz: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, -7 % pro +50 % Parametervariation.

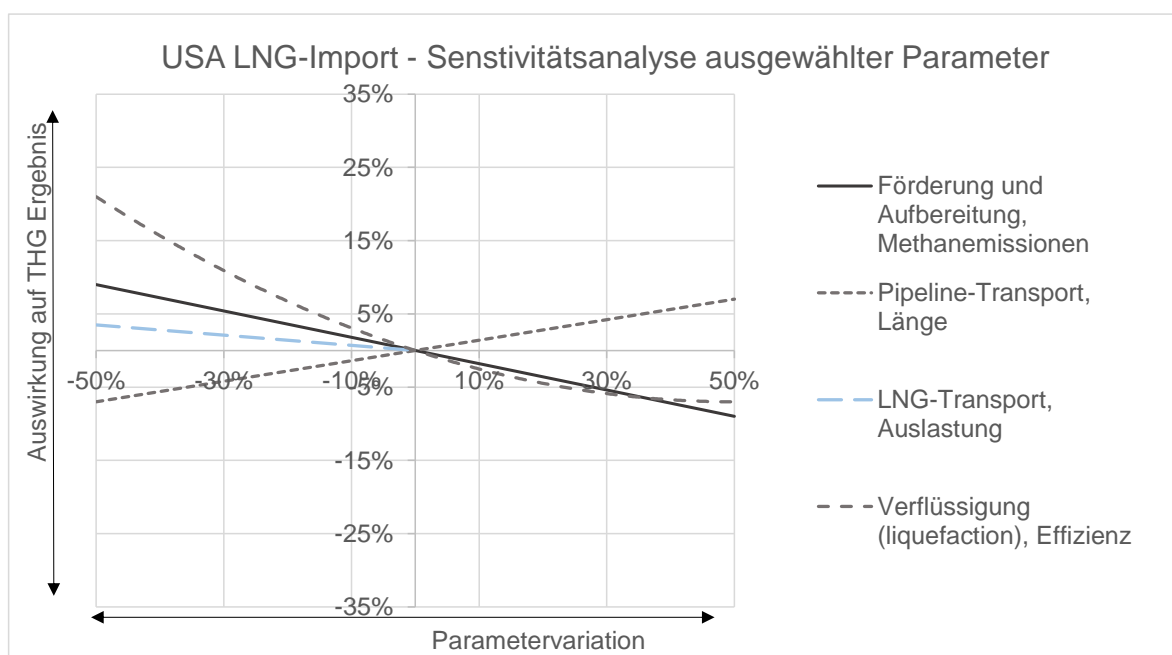
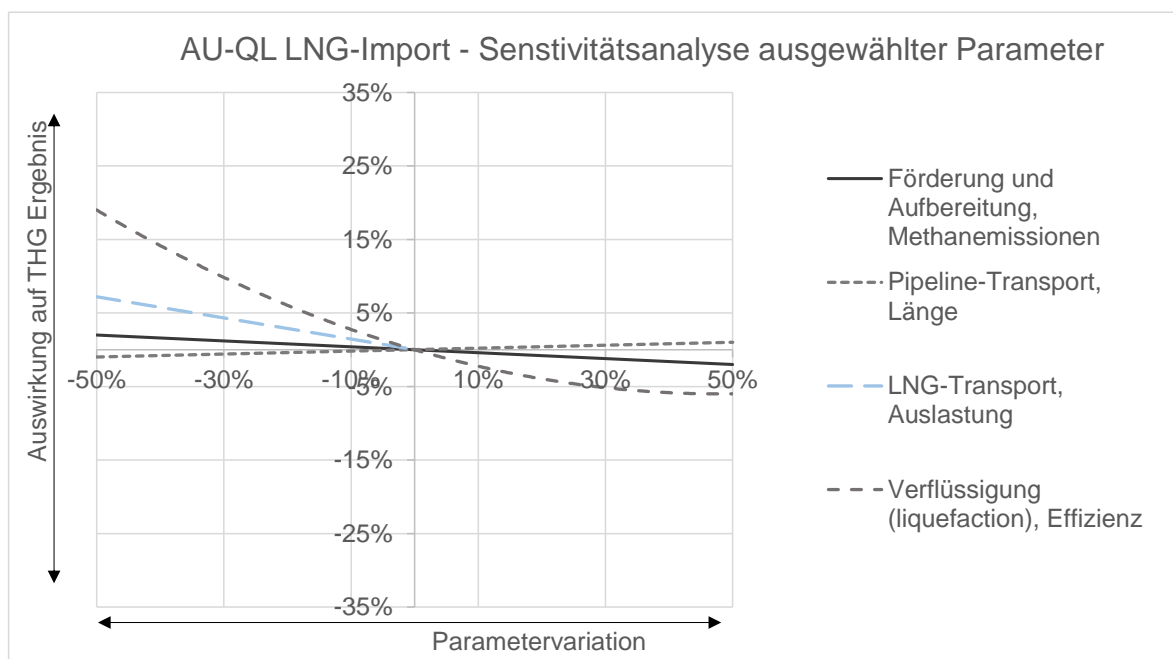


Abbildung 5-10: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – US LNG-Import Modell

## Australien - Queensland

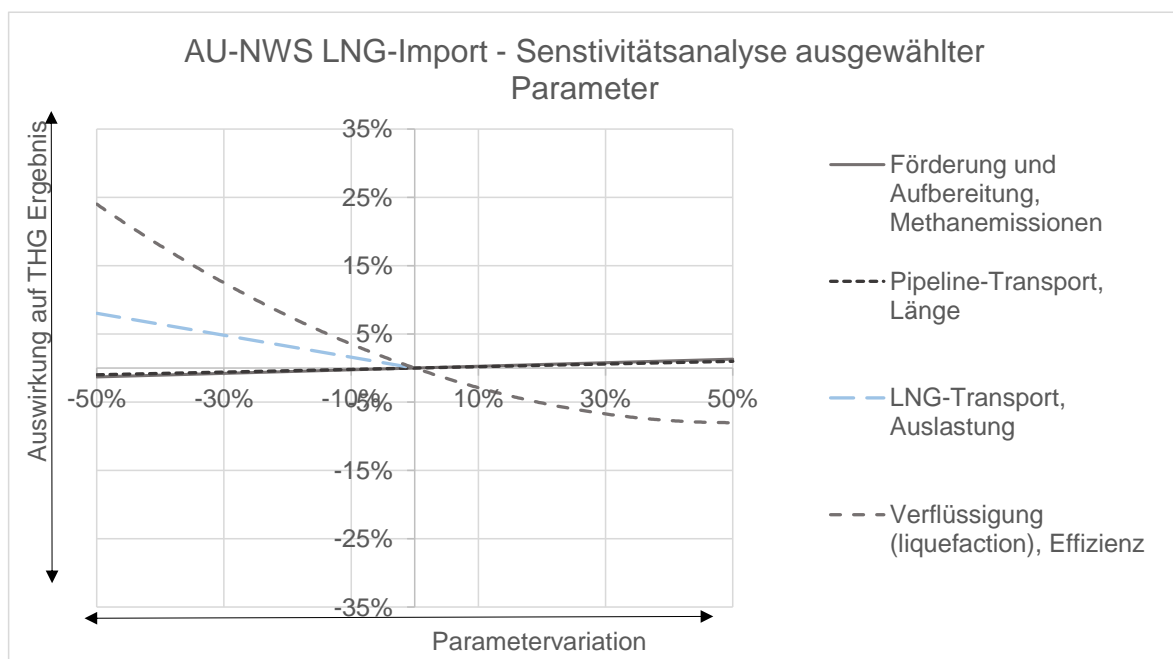
- **Förderung und Aufbereitung – Methanemissionen**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 2 % pro 50 % Parametervariation.
- **Pipeline-Transport – Länge**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 1 % pro 50 % Parametervariation.
- **LNG-Transport – Auslastung**
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 7 % pro 50 % Parametervariation.
- **Verflüssigung (liquefaction) – Effizienz**
  - Nicht-linearer Zusammenhang zwischen Parametervariation und THG-Ergebnis – größere Auswirkung für abnehmende Effizienz, moderate Auswirkung für steigende Effizienz.
  - Auswirkung bei abnehmender Effizienz: **sehr großer** Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, +19 % pro -50 % Parametervariation.
  - Auswirkung bei steigender Effizienz: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, -6 % pro +50 % Parametervariation.



**Abbildung 5-11: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – AU-QL LNG-Import Modell**

## Australien – North West Shelf

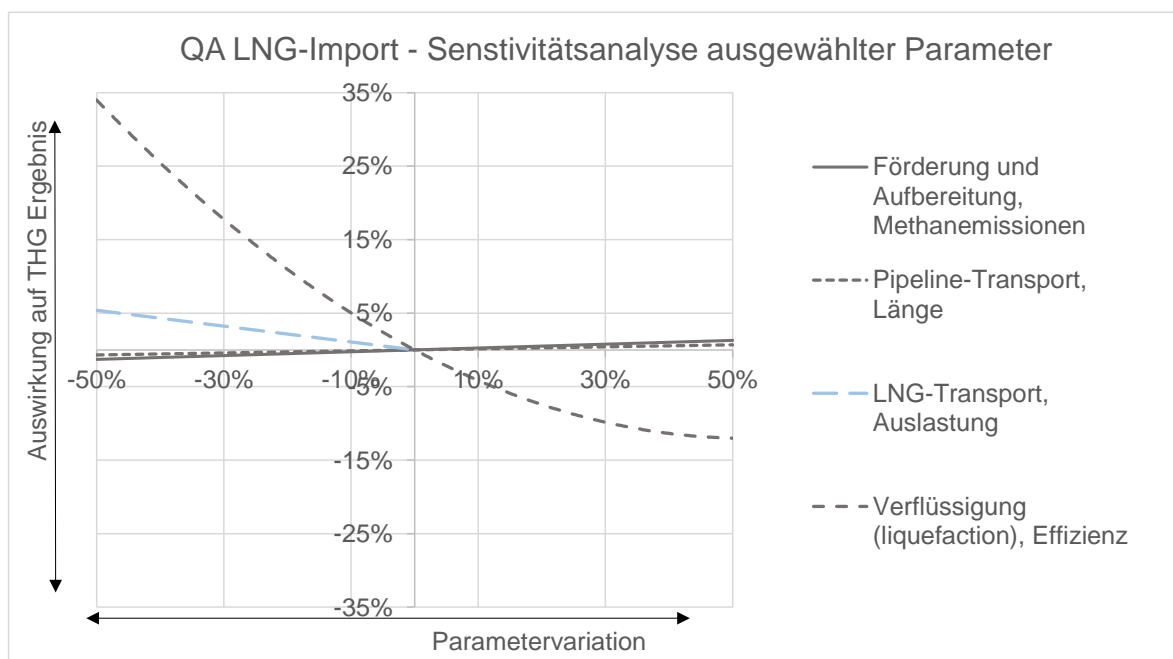
- **Förderung und Aufbereitung – Methanemissionen**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 1 % pro 50 % Parametervariation.
- **Pipeline-Transport – Länge**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 1 % pro 50 % Parametervariation.
- **LNG-Transport – Auslastung**
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 8 % pro 50 % Parametervariation.
- **Verflüssigung (liquefaction) – Effizienz**
  - Nicht-linearer Zusammenhang zwischen Parametervariation und THG-Ergebnis – größere Auswirkung für abnehmende Effizienz, moderate Auswirkung für steigende Effizienz.
  - Auswirkung bei abnehmender Effizienz: **sehr großer** Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, +24 % pro -50 % Parametervariation.
  - Auswirkung bei steigender Effizienz: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, -8 % pro +50 % Parametervariation.



**Abbildung 5-12: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – AU-NWS LNG-Import Modell**

## Katar

- **Förderung und Aufbereitung – Methanemissionen**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 1,5 % pro 50 % Parametervariation.
- **Pipeline-Transport – Länge**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 0,7 % pro 50 % Parametervariation.
- **LNG-Transport – Auslastung**
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 5,5 % pro 50 % Parametervariation.
- **Verflüssigung (liquefaction) – Effizienz**
  - Nicht-linearer Zusammenhang zwischen Parametervariation und THG-Ergebnis – größere Auswirkung für abnehmende Effizienz, moderate Auswirkung für steigende Effizienz.
  - Auswirkung bei abnehmender Effizienz: **sehr großer** Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, +34 % pro -50 % Parametervariation.
  - Auswirkung bei steigender Effizienz: **großer** Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, -12 % pro +50 % Parametervariation.



**Abbildung 5-13: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – QA LNG-Import Modell**

## Algerien

- **Förderung und Aufbereitung – Methanemissionen**
  - Auswirkung: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 9 % pro 50 % Parametervariation.
- **Pipeline-Transport – Länge**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 4 % pro 50 % Parametervariation.
- **LNG-Transport – Auslastung**
  - Auswirkung: geringer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative: 3 % pro 50 % Parametervariation.
- **Verflüssigung (liquefaction) – Effizienz**
  - Nicht-linearer Zusammenhang zwischen Parametervariation und THG-Ergebnis – größere Auswirkung für abnehmende Effizienz, moderate Auswirkung für steigende Effizienz.
  - Auswirkung bei abnehmender Effizienz: **sehr großer** Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, +26 % pro -50 % Parametervariation.
  - Auswirkung bei steigender Effizienz: mittlerer Einfluss auf THG-Ergebnisse der LNG-Importalternative, -9 % pro +50 % Parametervariation.

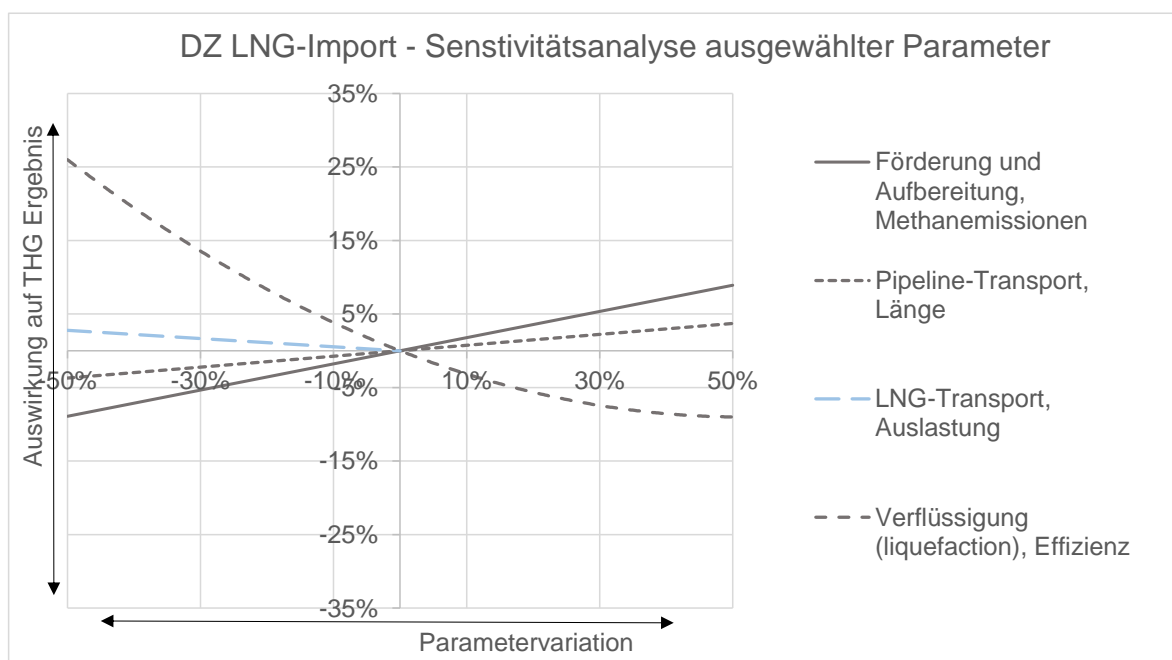


Abbildung 5-14: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter – DZ LNG-Import Modell



## 5.4. Szenarioanalyse

Für beide Systeme A und B sind die Parameter und Daten im Basisszenario so gewählt, dass sie jeweils zum festgelegten technischen, geographischen und branchenspezifischen Rahmen passen. Das umfasst derzeit angewandte Technologien und Marktgegebenheiten sowie Anlagen, die sich im Bau befinden und Marktprognosen speziell für LNG aus den USA und Australien. Die Bewertung der zukünftigen Entwicklung basiert also teilweise auf den aktuellen Gegebenheiten, teilweise auf geplanten zusätzlichen Kapazitäten und teilweise auf Prognosen.

Andere Szenarien als das Basisszenario sind indes möglich. Die Grundsätze für die zusätzlich festgelegten Szenarien sind wie folgt:

- Änderungen bei Parametern wählen, die zu einer Verbesserung der Ergebnisse für die LNG-Importalternativen führen mit besonderem Augenmerk auf zukünftige technische und organisatorische Verbesserungspotentiale.
- Gleichzeitig Änderungen bei Parametern für den Pipeline-Import aus Russland nach Europa wählen mit besonderem Augenmerk auf bestehende Gasfelder und Pipelines aus Russland nach Europa.

Die Sensitivitätsanalyse unterstützt die Auswahl der Parameter für die Szenarioanalyse. Das führt zu einer Reihe an Parametern, die für alle Länder nahezu in der gleichen Weise angepasst sind (siehe Tabelle 5-16).

Die „verbesserten“ Szenarien für Algerien, Australien, Katar und die USA als auch die „ungünstigen“ Szenarien für Russland beruhen auf den oben genannten Grundsätzen, siehe Tabelle 5-15. Die „verbesserten“ Szenarien 1 bis 3 für die USA und die „ungünstigen“ Szenarien 1 und 2 für Russland sind bezüglich des festgelegten Rahmens dieser Studie hypothetischer Natur und dienen dazu, die mögliche Bandbreite für die THG-Ergebnisse zu prüfen.

**Tabelle 5-15: Definition der Szenarien – „verbessert“ und „ungünstig“**

Szenario	Beschreibung
<b>Algerien „verbessert“</b>	Optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, hocheffiziente Verflüssigungsanlage (liquefaction), geringstmöglicher CH <sub>4</sub> Schlupf beim TFDE Antrieb für den LNG-Transport
<b>Australien-QL „verbessert“</b>	Optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, hocheffiziente Verflüssigungsanlage (liquefaction), geringstmöglichen CH <sub>4</sub> Schlupf beim TFDE Antrieb für den LNG-Transport, kürzeste mögliche Pipeline-Entfernung vom Gasfeld zum LNG-Terminal, CCS in Anwendung (geplante Anlagen)
<b>Australien-NWS „verbessert“</b>	Optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, geringstmöglicher CH <sub>4</sub> Schlupf beim TFDE Antrieb für den LNG-Transport, kürzeste mögliche Pipeline-Entfernung vom Gasfeld zum LNG-Terminal
<b>Katar „verbessert“</b>	Optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, hocheffiziente Verflüssigungsanlage (liquefaction)



Szenario	Beschreibung
<b>USA “verbessert” 1</b>	LNG-Export-Terminal in Cove Point (Ostküste) anstatt Sabine Pass (Golf von Mexiko) da näher an Europa, optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, hocheffiziente Verflüssigungsanlage (liquefaction), LNG-Transport mit hocheffizienten Q-Flex Tankern
<b>USA “verbessert” 2</b>	Derzeitigen Produktionsmix bzgl. konv./unkonv. Förderung für Erdgas in den USA anwenden – weniger unkonv. und mehr konventionelle Förderung, optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, hocheffiziente Verflüssigungsanlage (liquefaction), geringstmöglicher CH <sub>4</sub> Schlupf beim TFDE Antrieb für den LNG-Transport, kürzeste mögliche Pipeline-Entfernung vom Gasfeld zum LNG-Terminal
<b>USA “verbessert” 3</b>	Erdgasproduktion als 100% konventionelle Förderung annehmen, optimales Leakage-Management beim Pipeline-Transport vom Gasfeld zum LNG-Terminal, hocheffiziente Verflüssigungsanlage (liquefaction), geringstmöglicher CH <sub>4</sub> Schlupf beim TFDE Antrieb für den LNG-Transport, kürzeste mögliche Pipeline-Entfernung vom Gasfeld zum LNG-Terminal
<b>Russland “ungünstig” 1</b>	Energieverbrauch und Verluste des Pipeline-Transports aus dem Betrieb des ukrainischen Korridors in der DBI Studie annehmen („schlechteste“ Pipeline-Variante aus Russland nach Europa in der DBI Studie aufgrund des Alters und der Länge)
<b>Russland “ungünstig” 2</b>	Szenario 1 anwenden und zusätzlich die Daten für Förderung und Aufbereitung eines durchschnittlichen Gasfeldes in Russland verwenden (gegenüber dem Basisszenario des neuen Gasfelds in Russland)

Die Tabelle unten gibt einen Überblick zu den angepassten Parametereinstellungen.

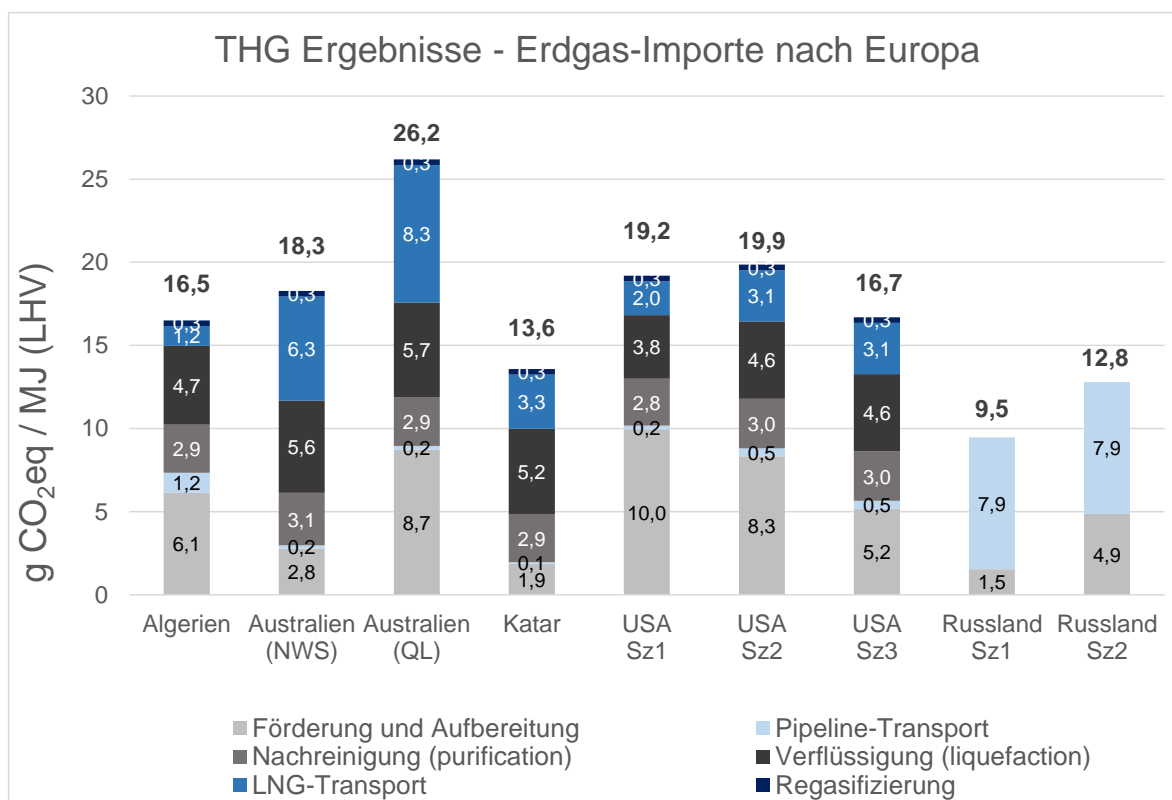
**Tabelle 5-16: Parameter der Szenarioanalyse – “verbessert” und “ungünstig”**

Parameter	Szenarien “verbessert” und “ungünstig”	Szenarien Basisszenario
<b>Algerien “verbessert”</b>		
Pipeline-Transport, Gasverluste	<b>0,004 %</b>	0,012 %
Verflüssigung (liquefaction), Effizienz	<b>39 %</b>	37 %
LNG-Transport, CH <sub>4</sub> Schlupf für TFDE Antrieb	<b>0,0028 MJ/MJ</b>	0,056 MJ/MJ
<b>Australien-QL “verbessert”</b>		
Pipeline-Transport, Entfernung	<b>100 km</b>	250 km
Pipeline-Transport, Gasverluste	<b>0,004 %</b>	0,009 %
Nachreinigung (purification), inkl. CO <sub>2</sub> Abscheidung und Speicherung	<b>100 % CCS, Gasinput mit 2 % CO<sub>2</sub> Gehalt</b>	0 % CCS, Gasinput mit 1,5 % CO <sub>2</sub> Gehalt
LNG-Transport, CH <sub>4</sub> Schlupf für TFDE Antrieb	<b>0,0028 MJ/MJ</b>	0,056 MJ/MJ
<b>Australien-NWS “verbessert”</b>		



Parameter	Szenarien "verbessert" und "ungünstig"	Szenarien Basisszenario
Pipeline-Transport, Entfernung	100 km	250 km
Pipeline-Transport, Gasverluste	0,004 %	0,009 %
LNG-Transport, CH <sub>4</sub> Schlupf für TFDE Antrieb	0,0028 MJ/MJ	0,056 MJ/MJ
<b>Katar "verbessert"</b>		
Pipeline-Transport, Gasverluste	0,004 %	0,012 %
Verflüssigung (liquefaction), Effizienz	39 %	34 % und 32 %
<b>USA "verbessert" 1 (Cove Point)</b>		
Pipeline-Transport, Entfernung	150 km	500 km
Pipeline-Transport, Gasverluste	0,004 %	0,015 %
Verflüssigung (liquefaction), Effizienz	40 %	39 %
Verflüssigung, durchschnittl. Außentemperatur	8 °C	15 °C
LNG-Transport, Tankertyp	SSD, Q-Flex	Steam, TFDE
LNG-Transport, Entfernung	6 300 km	9 200 km
<b>USA "verbessert" 2</b>		
Förderung und Aufbereitung	Unkonv. 65 %	Unkonv. 85 %
	Konv. 35 %	Konv. 15 %
Pipeline-Transport, Entfernung	300 km	500 km
Pipeline-Transport, Gasverluste	0,004 %	0,015 %
Verflüssigung (liquefaction), Effizienz	40 %	39 %
LNG-Transport, CH <sub>4</sub> Schlupf für TFDE Antrieb	0,0028 MJ/MJ	0,056 MJ/MJ
<b>USA "verbessert" 3</b>		
Förderung und Aufbereitung	Unkonv. 0 %	Unkonv. 85 %
	Konv. 100 %	Konv. 15 %
Pipeline-Transport, Entfernung	300 km	500 km
Pipeline-Transport, Gasverluste	0,004 %	0,015 %
LNG-Transport, CH <sub>4</sub> Schlupf für TFDE Antrieb	0,0028 MJ/MJ	0,056 MJ/MJ
Verflüssigung (liquefaction), Effizienz	40 %	39 %
<b>Russland "ungünstig" 1</b>		
Pipeline-Transport, Energie	2,72 E10 <sup>-5</sup> J/(J*km)	1,59 E10 <sup>-5</sup> J/(J*km)
Pipeline-Transport, Gasverluste	5,94 E10 <sup>-7</sup> J/(J*km)	4,05 E10 <sup>-7</sup> J/(J*km)
<b>Russland "ungünstig" 2</b>		
Pipeline-Transport, Energie	2,72 E10 <sup>-5</sup> J/(J*km)	1,59 E10 <sup>-5</sup> J/(J*km)
Pipeline-Transport, Gasverluste	5,94 E10 <sup>-7</sup> J/(J*km)	4,05 E10 <sup>-7</sup> J/(J*km)
Förderung und Aufbereitung	Durchschnittl. Gasfeld in Russland, mit entsprechender Technologie	neues Gasfeld in Russland (vgl. zu Bovanenkovo), mit entsprechender Technologie

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse sind in der folgenden Grafik zu sehen.



**Abbildung 5-17: Treibhausgas-Gesamtergebnisse für die betrachteten Szenarien**

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

#### Wesentliche Erkenntnisse

- Treibhausgas-Profile der LNG-Importe verbessern sich um ca. 2,5 % bis 29 %.
- Treibhausgas-Profile des Pipeline-Imports ändern sich nachteilig um 50 % bis 103 %.
- Die beste LNG-Importalternative liegt nach wie vor höher im THG-Ergebnis als das ungünstigste Szenario für den Pipeline-Import aus Russland.

**Das THG-Ergebnis der Pipeline-Route ist bezüglich seiner Klimawirkung nach wie vor günstiger als alle untersuchten LNG-Importalternativen, auch dann:**

- Wenn die LNG-Importe mit Szenarien optimiert werden, die technische Verbesserungen und hypothetische Annahmen darstellen, damit sie geringere Treibhausgas-Profile aufweisen, und
- Die Pipeline-Importe aus Russland mit hypothetischen Szenarien angepasst werden, damit sie höhere Treibhausgas-Profile aufweisen.

Zusätzliche Szenarioanalysen werden für folgende Aspekte durchgeführt:

- IPCC 2007 vs. IPCC 2013
- Berücksichtigung des End-of-Life (EoL)
- Kürzere Routen auf dem Seeweg des LNG-Transports durch andere Einspeisepunkte in Europa

Die Ergebnisse dieser Analysen sind in Anhang B zu finden.

## 5.5. Unsicherheitsanalyse

Eine Unsicherheitsanalyse untersucht den kombinierten Effekt von Parameterunsicherheiten auf das Endergebnis, da einige der Effekte, die in Sensitivitäts- oder Szenarioanalysen beobachtet werden können, sich gegenseitig entweder verstärken oder abschwächen können.

Eine Unsicherheitsanalyse wird mittels Monte-Carlo-Simulation durchgeführt, welche Zufallszahlen aus definierten Unsicherheitsintervallen um die Parameterwerte generiert, um eine Vielzahl an möglichen Ergebnissen zu berechnen. Je weniger diese Ergebnisse variieren, desto geringer ist die Parameterunsicherheit des THG-Modells.

In der folgenden Tabelle sind Unsicherheitsintervalle für relevante Parameter des THG-Modells für Erdgas-Importe mittels NSP2 aus Russland nach Europa festgelegt, die unabhängig voneinander sind – als Varianz 1 und Varianz 2 bezeichnet. Es sind 10 000 Simulationen gerechnet, wobei jede Simulation ein THG-Ergebnis für das Produktsystem liefert, das auf einer zufälligen Kombination der Parameterwerte beruht.

**Tabelle 5-18: Unsicherheitsanalyse, Monte Carlo Simulation for Erdgas via NSP2 aus Russland nach Europa – festgelegte Varianzen**

Prozessschritt	Parameter	Basisszenario	Varianz 1	Varianz 2
Förderung und Aufbereitung	Stromverbrauch, vom Stromnetz	0,30 kJ/MJ	-30 %	+30 %
Förderung und Aufbereitung	Stromverbrauch, von Gasturbine	4,76 kJ/MJ	-30 %	+30 %
Förderung und Aufbereitung	CH <sub>4</sub> Emissionen	8,1885E-5 J/J	-60 %	+60 %
Förderung und Aufbereitung	CO <sub>2</sub> Emissionen (exkl. CO <sub>2</sub> von flüchtigen Emissionen und verbrennungsbedingte Emissionen)	0,00011 %	-30 %	+30 %
Pipeline-Transport	CH <sub>4</sub> Emissionen	0,001677 J/J	-60 %	+60 %
Pipeline-Transport	Energieverbrauch	1,59E-5 J/(J*km)	-30 %	+30 %

Die Parameterintervalle beruhen auf den folgenden Grundsätzen:

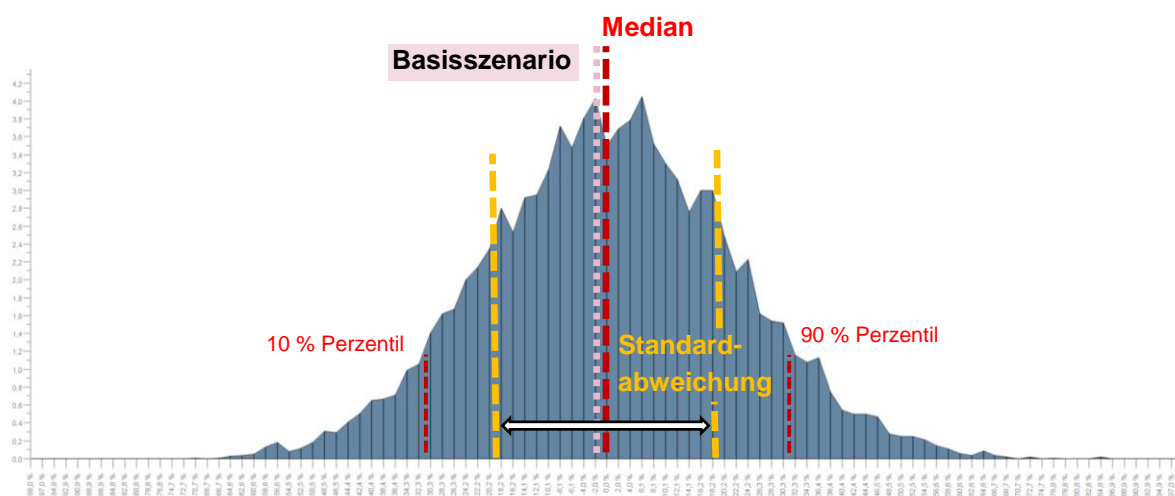
- $\pm 30$  % Variation für Parameter, die sich auf Energieverbrauch und CO<sub>2</sub> Emissionen beziehen
- $\pm 60$  % Variation für Parameter, die auch auf CH<sub>4</sub> Emissionen beziehen aufgrund deren höherer Unsicherheit

Die Ergebnisse der Monte Carlo Simulation sind in Tabelle 5-19 aufgeführt. Die Simulationsberechnungen zeigen, dass die Ergebnisse, die auf den Parametereinstellungen im THG-Modell für den Erdgas-Import aus Russland beruhen, stabil und robust sind. Die Standardabweichung von 21,2 % ist niedrig. Die Resultate der Berechnungen erzeugen, wie in Abbildung 5-20 zu sehen, eine hohe Gauß'sche Glockenkurve. Je höher die Glockenkurve ist, desto stabiler sind die Ergebnisse.

**Tabelle 5-19: Unsicherheitsanalyse, Monte Carlo Simulation for Erdgas via NSP2 aus Russland nach Europa – Ergebnisse**

Parameter	Wert
Basisszenario, THG-Ergebnis	6,3 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
<b>Monte Carlo Simulation</b>	
Median, THG-Ergebnis	6,4 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
Standardabweichung	21,2 %
10 % Perzentil, THG-Ergebnis	4,7 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
25 % Perzentil, THG -Ergebnis	5,4 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
75 % Perzentil, THG -Ergebnis	7,3 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
90 % Perzentil, THG -Ergebnis	8,1 g CO <sub>2</sub> eq/MJ

Der Median (auch Zentral- oder Mittelwert genannt) der Monte Carlo Simulationsergebnisse entspricht dem ermittelten Ergebnis des Basisszenarios der Studie. Das bedeutet, dass die Robustheit des Basisszenarios durch diese Analyse bestätigt wird. Die Perzentil-Werte zeigen die Verteilung der Simulationsergebnisse auf, z.B. liegen 90 % aller Simulationsergebnisse unter dem Wert von 8,1 g CO<sub>2</sub>eq/MJ und 10 % aller Simulationsergebnisse liegen unterhalb des Wertes von 4,7 g CO<sub>2</sub>eq/MJ.



**Abbildung 5-20: Unsicherheitsanalyse, Monte Carlo Simulation for Erdgas via NSP2 aus Russland nach Europa – Verteilung der Ergebnisse**

## 6. Auswertung

### 6.1. Wesentliche Untersuchungsergebnisse

Die Treibhausgas-Gesamtergebnisse der einzelnen Erdgas-Importoptionen zeigt Abbildung 6-1 (Duplikat der Abbildung 5-1).

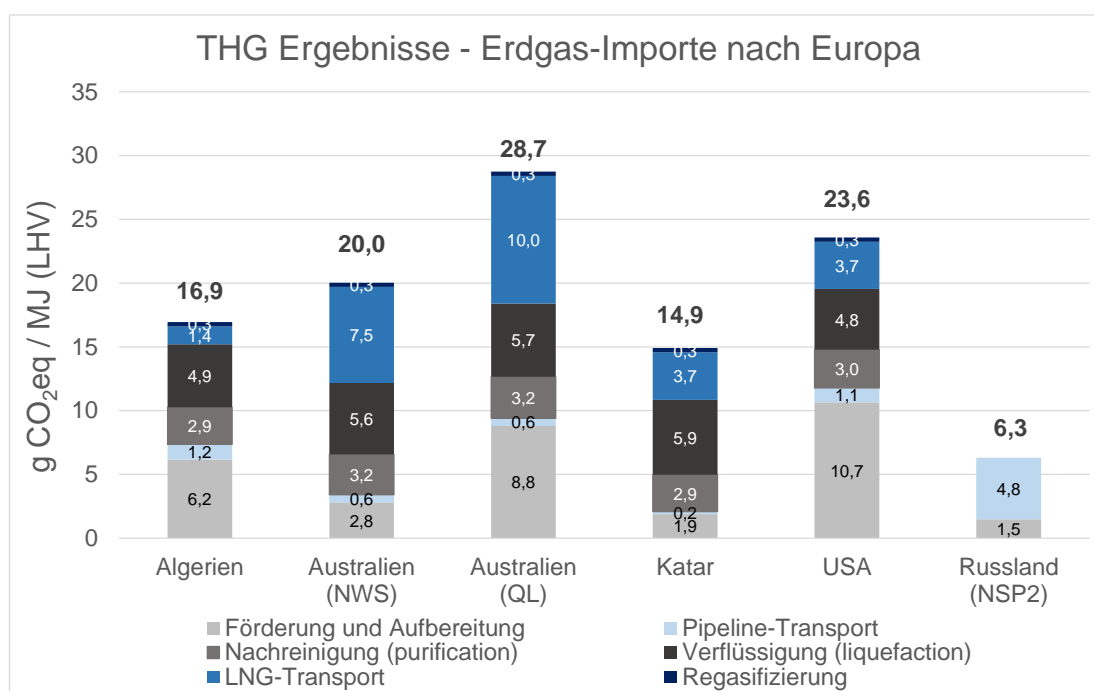


Abbildung 6-1: THG-Gesamtergebnisse der einzelnen Erdgas-Importe, Basisszenario

Die wesentlichen Untersuchungsergebnisse sind:

- Die betrachteten LNG-Importalternativen sind mit deutlich höheren Treibhausgas-Ergebnissen verbunden als der Erdgas-Import von Russland nach Europa via Nord Stream Pipeline 2 (NSP2).
- Die NSP2-Lieferkette zeigt ein im Vergleich sehr niedriges Treibhausgas-Profil für das neue russische Gasfeld, was auf niedrigen Energieverbrauch und niedrige Methanemissionen in der Förderung und Aufbereitung zurückzuführen ist.
- Das Treibhausgas-Profil von Produktsystem A (NSP2) wird somit vom Pipeline-Transport über eine Entfernung von 4 166 km bestimmt; dieser Pipeline-Transport ist jedoch gekennzeichnet durch eine hohe Energieeffizienz und niedrige Methanemissionsraten.
- Das Treibhausgas-Ergebnis der LNG-Importe ist 2,4 bis 4,6 Mal höher als das des Pipeline-Imports aus Russland via NSP2.
- Wesentliche Anteile der Treibhausgasemissionen für die LNG-Importe kommen aus der Förderung und Aufbereitung, vom LNG-Transport und der Verflüssigung (inkl. Nachreinigung). Die Ergebnisse zeigen zudem eine Abhängigkeit von den jeweiligen länderspezifischen Rahmenbedingungen, wie Erdgasfeld-Eigenschaften (beeinflussen den Energieverbrauch in der Förderung), Umgebungstemperatur (beeinflusst den

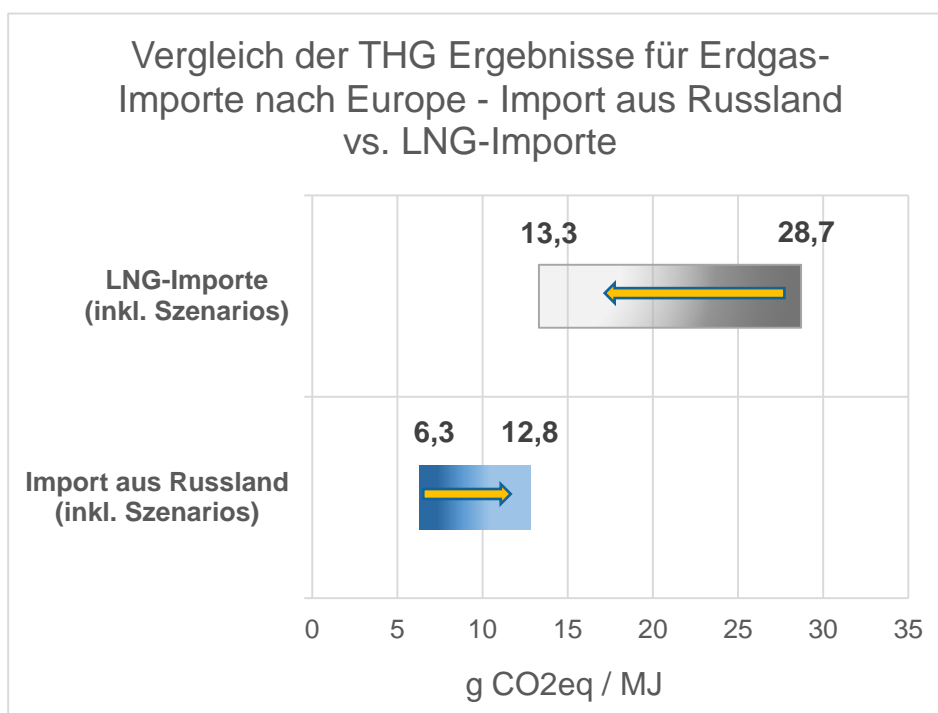


Energieverbrauch in der Verflüssigung) und Methanemissionen, sowie im Betrieb genutzte Technologien (z.B. Effizienz).

- In allen Fällen ist CO<sub>2</sub> die Hauptquelle für das Treibhausgas-Profil, wobei CH<sub>4</sub> stellenweise deutlich zum Treibhausgas-Gesamtergebnis beiträgt (bis zu 30 %).
- Das Treibhausgas-Gesamtergebnis für Produktsystem A (Pipeline), inkl. Szenario-Berechnungen, liegt zwischen 6,3 und 12,8 g CO<sub>2</sub>eq/MJ.
- Das Treibhausgas-Gesamtergebnis für Produktsystem B (LNG), inkl. aller Szenario-Berechnungen, liegt 13,3 zwischen 28,7 g CO<sub>2</sub>eq/MJ.

### Vergleich der THG-Ergebnisse auf Ebene der Produktsysteme einschließlich der Szenarien

Der direkte Vergleich einzelner Erdgas-Importoptionen, z.B. Erdgas aus Russland via NSP2 gegenüber LNG aus Australien-NWS, ist nicht zielführend, da die Bereitstellung von Erdgas in eine Region wie Europa immer auf einem Mix unterschiedlicher Importoptionen beruht. Die LNG-Importalternativen nach Europa sollten stattdessen als "Pool" betrachtet werden. Demensprechend bietet Abbildung 6-2 eine grafische Aufbereitung des Vergleichs zwischen Produktsystem A (Import aus Russland via Pipeline) und Produktsystem B (LNG-Import-Pool). Darin enthalten sind die "ungünstigen" Szenarien für A (siehe Pfeil von links nach rechts in Richtung eines höheren Treibhausgas-Ergebnisses) und die "verbesserten" Szenarien für B (siehe Pfeil von rechts nach links in Richtung eines geringeren Treibhausgas-Ergebnisses).



**Abbildung 6-2: Treibhausgas-Ergebnisvergleich – russischer Import (Produktsystem A) vs. LNG-Import (Produktsystem B), inkl. Szenarien ("verbesserte" Szenarien für LNG, "ungünstige" Szenarien für NSP2)**

Die Nord Stream 2 Pipeline hat eine jährliche Kapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas. Basierend auf einer durchschnittlichen Energiedichte von 36,1 MJ/m<sup>3</sup> für Erdgas beträgt die absolute Treibhausgas-Differenz pro Jahr zwischen **17,1 und 44,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten**. Diese Differenz

stellt den Unterschied zwischen dem NSP2 Basisszenario und dem besten bzw. schlechtesten Fall der LNG-Importalternativen dar (am besten: Katar, am schlechtesten: Australien-Queensland).

## 6.2. Annahmen und Einschränkungen

---

Die getroffenen Annahmen und identifizierten Einschränkungen sind:

- Erdgas und Flüssigerdgas (LNG) sind funktional gleichwertig.
- Europa muss zusätzliches Erdgas importieren, um den Energiebedarf in den kommenden 30 Jahren zu decken.
- Die Studie erwägt zukünftige Entwicklungen im globalen und europäischen LNG-Markt, d.h., zusätzliche LNG-Kapazitäten in den USA und Australien, während die europäische Binnenproduktion von Erdgas abnimmt.
- Primärdaten wurden benutzt, um den Erdgas-Import von Russland nach Mitteleuropa via Nord-Stream-Korridor zu beschreiben. Die Repräsentation der LNG-Import-Lieferketten erfolgte hingegen auf Basis von Literaturdaten sowie Daten aus den GaBi-Datenbanken 2016. Während die Primärdaten das Referenzjahr 2015 haben, decken die Literaturdaten den Zeitraum 2012 – 2015 ab, mit Ausnahme der Hintergrund-Daten für Stahl (worldsteel, 2007) und Aluminium (European Aluminium Association, 2010).
- Für das Basisszenario der Studie wurden sowohl die momentanen technischen Gegebenheiten in Betracht gezogen als auch im Bau befindliche Anlagen und LNG-Marktaussichten für die USA und Australien. Einige technische und LNG-marktrelevante Aspekte beruhen auf Annahmen, z.B.
  - Neue Verflüssigungsanlagen mit gesteigerter Effizienz gehen in Algerien innerhalb von 1 bis 3 Jahren ans Netz.
  - Zusätzliche Erdgas-Produktion in den USA für den LNG-Export kommt vorrangig aus Schiefergas-Lagerstätten.
  - Australische LNG-Kapazitäten für den Export werden deutlich steigen.
  - Australisches Erdgas aus Queensland kommt vorrangig aus Kohleflözgas-Lagerstätten.
  - Der Anteil der REC-Technologieanwendung bei der Förderung aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten (40 %).
  - Die Menge des benutzten Boil-Off Gases (BOG) sowie die damit verbundenen Methanemissionen in der Verflüssigungsanlage.
  - Die Mindest-Nutzungsdauer von LNG-Anlagen basiert auf Literaturdaten (30 Jahre).
  - Die Auslastung der LNG-Tanker für alle gewählten LNG-Importalternativen nach Europa (100 %).
- Die Szenarien in Abschnitt 5.4 betrachten potentielle, zukünftige Technologieentwicklungen, z.B.
  - Optimales Leakage-Management für Pipeline-Transporte vom Gasfeld zum LNG-Terminal
  - Hocheffiziente Verflüssigungstechnologie
  - geringstmöglicher CH<sub>4</sub>-Schlupf für TFDE-Motoren beim LNG-Transport
  - CCS eingesetzt in Australien-Queensland (geplante Anlagen).
- Einige Proxy-Daten (Näherungen) werden in der Studie benutzt, aber nur wenn länder- oder regionenspezifische Datensätze derzeit nicht verfügbar sind. Jedoch wird keiner der relevanten Energieträger mittels Proxy-Datensatz modelliert. Die Auswirkung der Wahl von Proxy-Datensätzen wird daher als sehr gering eingeschätzt.
- Der End-of-Life (EoL)-Abschnitt des Lebenszyklus beider analysierten Produktsysteme (d.h. das Recycling von Metallschrott und die Deponierung anderer Materialien) wird innerhalb des

Basisszenarios der Studie nicht in Betracht gezogen. Die Szenarioanalyse zeigt, dass EoL keine Relevanz bzgl. des Treibhausgas-Gesamtergebnisses hat (see Anhang B).

- Der Untersuchungsrahmen der Studie ist auf die Analyse des Treibhausgas-Ergebnisses begrenzt. Es werden keine weiteren Umweltaspekte beachtet.
- Die Weiterleitung (Fernleitungsnetz) des Erdgases zur Verteilung und Anwendung in Mitteleuropa wird nicht in Betracht gezogen. Da sich die Zugangsorte in Europa für die beiden Produktsysteme leicht unterscheiden, können daraus Abweichungen in den nachgelagerten Analysen entstehen.

## 6.3. Ergebnisse des Vergleichs mit Literaturwerten sowie Ergebnisse der Sensitivitäts-, Szenario- und Unsicherheitsanalysen

---

### 6.3.1. Vergleich des Treibhausgas-Profiles mit Literaturwerten

Das Treibhausgas-Ergebnis wird verglichen mit Literaturwerten. Die drei wichtigsten Literaturquellen hierbei sind

- DBI Gas- und Umwelttechnik ("Critical Evaluation of Default Values for the Greenhouse Gas Emissions of the Natural Gas Supply Chain", Final Report 2016, im Auftrag von Zukunft Erdgas e.V.)
- CIRAIG ("Greenhouse Gas Emissions related to the life cycle of natural gas and coal in different geographical contexts", Final Report 2016, im Auftrag von TOTAL)
- PACE ("LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions, 2015, im Auftrag des Centre for Liquefied Natural Gas)

Der detaillierte Vergleich mit der DBI-Studie zeigt, dass die Treibhausgas-Ergebnisse ähnlich sind, bis auf eine Differenz von 0.8 g CO<sub>2</sub>eq per MJ, welche durch die Nutzung unterschiedlicher Modelle und Hintergrund-Datensätze bedingt sein könnte. Die Berechnungen und Gleichungen im GaBi-Modell werden jedoch als korrekt betrachtet.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das berechnete Treibhausgas-Ergebnis in dieser Studie im Bereich relevanter Literaturwerte liegt. Unterschiede lassen sich erklären, z.B. die deutlich niedrigeren Treibhausgas-Werte für die analysierte Nord Stream 2 Pipeline, welche auf – im Vergleich zu Literaturwerten – niedrigeren Energie-(Primär)-Daten beruhen.

### 6.3.2. Sensitivitätsanalyse

Analysen werden durchgeführt, um die Sensitivität des Treibhausgas-Ergebnisses in Bezug auf Veränderungen solcher Parameterwerte zu prüfen, die relevant für das Treibhausgas-Gesamtergebnis sind, auf Annahmen basieren oder anderweitig unsicher sind.

- Die Analysen zeigen für Produktsystem A, "Erdgasbereitstellung via NSP2 aus Russland nach Europa", dass das Treibhausgas-Gesamtergebnis sensibel auf eine Änderung des spezifischen Energieverbrauchs im Pipeline-Betrieb reagiert.
- Die Analysen zeigen auch, dass für Produktsystem B, "Erdgasbereitstellung via LNG-Importalternativen nach Europa" die Effizienz der Verflüssigung (liquefaction) bedeutende Auswirkungen auf das Treibhausgas-Gesamtergebnis hat, besonders bei abnehmender Effizienz.

- Für die USA wirkt sich zudem die Länge der betrachteten Pipeline und der Anteil der Gasfelder mit REC (reduced emission completion – Verfahren zur Abgasminderung bei der unkonventionellen Erdgasförderung) deutlich auf das Treibhausgas-Gesamtergebnis aus.
- Für LNG aus Australien und Katar ist die Auslastung der LNG-Tanker ebenfalls wichtig.
- Die Variation der Methanemissionen auf dem Gasfeld in Algerien ist bedeutsam, zudem auch die Effizienz der Verflüssigungsanlagen.

### 6.3.3. Szenarioanalyse

Mehrere Szenarioanalysen werden durchgeführt. Der Zweck definierter Szenarien ist:

- Die Untersuchung solcher Parametereinstellungen, welche sich begünstigend auf die Ergebnisse für die LNG-Importe auswirken ("verbesserte" Szenarien) und, parallel dazu, die Untersuchung solcher Parametereinstellungen, die sich ungünstig auf die Ergebnisse für russischen Pipeline-Import auswirken ("ungünstige" Szenarien).

Die wesentlichen Einstellungen und Erkenntnisse sind zusammengefasst:

- Die Szenarioanalyse wird durchgeführt, um Ergebnisse zu vergleichen, die auf unterschiedlichen Annahmen oder Modellierungsentscheidungen beruhen.
- Die Erkenntnisse der Szenarioanalyse zeigen, dass sich die relevanten Ergebnisse des Basisszenarios nicht verändern, sondern dass sich die Erkenntnisse und Schlussfolgerungen des Basisszenarios bestätigen.
- Der Abstand zwischen den beiden Produktsystemen verkleinert sich durch die Szenario-Einstellungen, aber die russischen Erdgas-Importe erscheinen weiterhin günstiger im Vergleich zu den LNG-Importalternativen. Das bedeutet, dass keine der Treibhausgasmodell- und Parameter-Anpassungen zu einem Treibhausgas-Ergebnis für LNG-Importalternativen führen, das besser ist als das Ergebnis für russische Imports via NSP2 im Besonderen und für russische Importe im Allgemeinen.

Zusätzlich werden weitere Szenarien für EoL-Relevanz, IPCC-Faktorenwahl (2007 vs. 2013) und LNG-Einspeisepunkt in Europa analysiert (siehe Anhang B), um deren Einfluss auf das Treibhausgas-Gesamtergebnis zu untersuchen. Hier die Erkenntnisse:

- EoL ist irrelevant für das Treibhausgas-Gesamtergebnis.
- Die Wahl des IPCC-Charakterisierungsfaktors hat lediglich geringe Relevanz für das Treibhausgas-Ergebnis.
- Die Wahl des Einspeisepunkts in den europäischen Markt ist relevant für das Treibhausgas-Ergebnis der meisten LNG-Importrouten (unabhängig von der Wahl des LNG-Export-Terminals, z.B. Sabine Pass oder Cove Point in den USA). Jedoch führt keine Änderung in der LNG-Transportdistanz zu einem Treibhausgas-Ergebnis nahe dem des russischen Imports via NSP2.

### 6.3.4. Unsicherheitsanalyse

Die Unsicherheitsanalyse wird durchgeführt, um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber der kombinierten Parameterunsicherheit zu testen. Das Produktsystem A, russischer Erdgas-Import nach Europa, wird mittels Monte-Carlo-Simulation mit 10 000 Durchläufen für sechs Parameter mithilfe definierter Intervalle getestet. Basierend auf den Simulationsergebnissen wird das Treibhausgas-Gesamtergebnis als robust eingeschätzt, mit einer niedrigen Standardabweichung von 21 % und mit einem Medianwert aus der Monte-Carlo-Analyse, der dem Basisszenario-Ergebnis entspricht.

## 6.4. Bewertung der Datenqualität

---

Die Datenqualität der Sachbilanzinventare wird bewertet anhand ihrer Präzision (gemessen, berechnet, Literaturwerte oder geschätzt), Vollständigkeit (z.B. nicht berichtete Emissionen), Konsistenz (Grad der Einheitlichkeit der angewandten Methoden) und Repräsentativität (geographisch, zeitlich, technologisch).

Um diesen Aspekten gerecht zu werden und somit zuverlässige Ergebnisse sicherzustellen, wurden Industriedaten aus erster Hand zusammen mit konsistenten Hintergrunddaten aus der GaBi 2016 Datenbank verwendet. Die Sachbilanzdaten aus den GaBi Datenbanken werden im Rahmen der GaBi Software weit verbreitet angewandt. Die Datensätze werden weltweit in LCA-Modellen sowohl intern als auch in vielen kritisch geprüften und veröffentlichten Studien für industrielle und wissenschaftliche Zwecke eingesetzt. Als Teil der Datenbereitstellung werden die Datensätze mit denen anderer Datenbanken sowie Daten aus Industrie und Wissenschaft abgeglichen.

### 6.4.1. Präzision und Vollständigkeit

- ✓ **Präzision:** Da die Mehrheit der relevanten Vordergrunddaten gemessen oder auf Basis primärer Datenquellen des Prozessbetreibers berechnet wurden, wird die Präzision für das Modell der Nord Stream 2 Pipeline als hoch angesehen. Für die LNG-Import-Lieferketten wurden konsolidierte und konsistente Informationen benutzt. Diese Informationen sind der Literatur und den GaBi-Datenbanken 2016 entnommen. Dementsprechend kann die Präzision dieser Daten in Bezug auf Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie als angemessen bezeichnet werden. Saisonale Schwankungen/Abweichungen über mehrere Hersteller hinweg wurden durch die Verwendung jährlicher Mittelwerte/gewichteter Mittel ausgeglichen. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi Datenbanken mit der jeweils dokumentierten Präzision.
- ✓ **Vollständigkeit:** Jeder Vordergrundprozess wurde auf seine Massenbilanz und auf die Vollständigkeit des Emissionsinventars hin geprüft. Keine Daten wurden wissentlich ausgeschlossen. Die Vollständigkeit der Vordergrundprozesse wird als hoch angesehen. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi Datenbanken mit der jeweils dokumentierten Vollständigkeit.

### 6.4.2. Konsistenz und Reproduzierbarkeit

- ✓ **Konsistenz:** Um die Konsistenz der Daten sicherzustellen, wurden alle Primärdaten auf demselben Detaillierungsgrad gesammelt, während alle Hintergrunddaten aus den GaBi Datenbanken entnommen wurden.
- ✓ **Reproduzierbarkeit:** Reproduzierbarkeit ist soweit wie möglich durch die Offenlegung der Input-Output-Daten, Datensatzauswahl und Modellannahmen in diesem Bericht gewährleistet. Anhand dieser Informationen sollten etwaige Dritte in der Lage sein, die Ergebnisse dieser Studie mit denselben Datensätzen und Modellierungsansätzen annäherungsweise nachzuvollziehen.

### 6.4.3. Repräsentativität

- ✓ **Zeitlich:** Alle Primärdaten wurden für das Jahr 2015. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi 2016 Datenbanken und sind repräsentativ für die Jahre 2012-2015 mit Ausnahme der Hintergrunddaten für Stahl (worldsteel, 2007) und Aluminium (European Aluminium Association, 2010). Da die Studie beabsichtigt, die Produktsysteme für das Referenzjahr 2015 zu vergleichen, wird die zeitliche Repräsentativität als hoch angesehen.

- ✓ **Geographisch:** Alle primären und Hintergrunddaten wurden länder- oder regionsspezifisch modelliert. Wo keine länder- oder regionsspezifischen Daten verfügbar waren, wurden Proxy-Daten (Näherungen) verwendet. Die geographische Repräsentativität wird als hoch angesehen.
- ✓ **Technologisch:** Alle primären und Hintergrunddaten wurden speziell für die untersuchten Technologien und Technologie-Mixe modelliert. Sofern keine technologiespezifischen Daten verfügbar waren, wurden Proxy-Daten (Näherungen) verwendet. Einige technische Parameter und Annahmen bzgl. der Produktion australischen Kohleflözgas basieren auf US-amerikanischen Schiefergas-Daten. Die technologische Repräsentativität wird als hoch angesehen.

## 6.5. Vollständigkeit und Konsistenz des Modells

---

### 6.5.1. Vollständigkeit

Alle relevanten Prozessschritte jedes Produktsystems wurden berücksichtigt und modelliert, um die jeweils spezifische Situation darzustellen. Die Prozesskette wird in Bezug auf Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie als hinreichend vollständig und detailliert angesehen.

### 6.5.2. Konsistenz

Alle Annahmen, Methoden und Daten sind konsistent untereinander und hinsichtlich des Ziels und Untersuchungsrahmens der Studie. Unterschiede in der Qualität der Hintergrunddaten wurden dadurch minimiert, dass ausschließlich Sachbilanzdaten aus der GaBi 2016 Datenbank verwendet wurden. Systemgrenzen, Allokationsverfahren und Wirkungsabschätzungsmethoden wurden innerhalb der Studie konsistent angewendet.

## 6.6. Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen

---

Diese Studie wurde durchgeführt im Zusammenhang mit potentiell, zukünftigem Bedarf an zusätzlichen Erdgas-Importen in den europäischen Markt. Die Studie untersucht mehrere mögliche Bereitstellungsoptionen, d.h.

- Erdgas-Import aus Russland via Nord Stream 2 Pipeline
- LNG-Import aus den USA
- LNG-Import aus Katar
- LNG-Import aus Australien
- LNG-Import aus Algerien.

Der Grund für die Ausführung der Studie ist die erwartete Versorgungslücke für Erdgas in Europa innerhalb der nächsten 30 Jahre, wie im Referenzszenario 2016 der Europäischen Kommission analysiert.

Das Ziel der Studie ist es, qualitative hochwertige, verlässliche und aktuelle Treibhausgas-Profilraten zu erarbeiten, im Rahmen einer Lebenszyklusbetrachtung für die Erdgas-Importe nach Europa. Dies geschieht in Form eines Vergleichs der definierten alternativen Lieferwege auf Basis ihrer jeweiligen Treibhausgas-Profile.

Die beabsichtigte Anwendung der Studienergebnisse besteht vorrangig darin, den Dialog zwischen der NSP2-Projektgruppe und externen Interessengruppen zu fördern und zu unterstützen. Die

Ergebnisse sind darüber hinaus als wissenschaftlich verlässliche Basis für jedwede zukünftige Anfragen Dritter gedacht.

### 6.6.1. Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Schlussfolgerungen dieser Studie sind:

#### Ziel und Untersuchungsrahmen

- Umfassende LCA-Modelle wurden erstellt, um die Treibhausgas-Profile unterschiedlicher Import-Optionen zu quantifizieren. Alle Treibhausgasemissionen werden angegeben in g CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro MJ Erdgas (unterer Heizwert (LHV)), das zu einem Einspeisepunkt in das europäische Erdgasnetz geliefert wird.
- Das Ziel der Studie – die Erarbeitung von qualitativ hochwertigen und aktuellen Treibhausgas-Daten mittels einer Lebenszyklusbetrachtung für die Erdgas-Importe nach Europa und deren Vergleich – wird erreicht.
- Der definierte Untersuchungsrahmen der Studie wird als angemessen betrachtet, um nach gründlicher Untersuchung diverser Szenarien, Sensitivitäten und Unsicherheiten der angewandten Daten und Parameter Schlussfolgerungen zu treffen.

#### Ergebnis

- Erdgas-Importe nach Europa via Nord Stream 2 Pipeline zeigen Umweltvorteile aus Sicht des Klimawandels, verglichen mit LNG-Importalternativen.
- Das berechnete Treibhausgas-Ergebnis dieser Studie liegt im Bereich vergleichbarer Literaturwerte. Einzelne Unterschiede sind erklärbar.

#### Schlussfolgerungen

- Die Robustheit der zugrunde liegenden THG-Modellierung im GaBi Software-System sowie des Treibhausgas-Ergebnisses wurde durch die Durchführung von Sensitivitäts-, Szenario- und Unsicherheitsanalysen bestätigt.
- Keine der LNG-Importalternativen wäre aufgrund der untersuchten Szenarien gegenüber dem Erdgas-Import aus Russland via NSP2 im Speziellen oder gegenüber einem der zusätzlichen russischen Pipeline-Import-Szenarien im Allgemeinen zu bevorzugen.

### 6.6.2. Einschränkungen

Die Einschränkungen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Schwerpunkt ausschließlich auf Treibhausgas-Profil; andere Umweltaspekte, wie Versauerung oder Sommer-Smog, werden nicht beachtet.
- Keine Primärdatensammlung aus den industriellen LNG-Lieferketten, dafür Zusammenstellung der aktuellsten und relevantesten öffentlich verfügbaren Daten.

### 6.6.3. Empfehlungen

Folgende Empfehlungen werden gegeben:

- Ausbau des Untersuchungsrahmens der Studie hinsichtlich einer breiteren Analyse diverser Umweltaspekte (vollständige LCA).
- Durch die Durchführung einer vollständigen LCA würde der Auftraggeber der Studie in die Lage versetzt, differenziertere Schlussfolgerungen aus dem detaillierten Vergleich der beiden Produktsysteme zu ziehen. Zusätzlich würde dies eine breitere Datenbasis für die Kommunikation mit Interessengruppen bieten.





- Die Datensymmetrie ließe sich dadurch verbessern, dass die den beiden Produktsystemen zugrunde liegenden Datensätze auf Primärdaten der Industrie beruhen, welche idealerweise durch Dritte verifiziert wurden.
- Das durch diese Studie gewonnene Wissen und die geschaffene belastbare Datenbasis können zur Erweiterung des Untersuchungsrahmens dienen, um Erdgas in seinen unterschiedlichen Anwendungen als Energieträger zu untersuchen, z.B. im Vergleich zwischen Erdgas-Kraftwerken und erneuerbaren Energiequellen wie Windkraft oder Solarenergie.



# Quellenverzeichnis

- Alabdulkarem\_et\_al. (2011). *Alabdulkarem, A.; Mortazavi, A.; Hwang, Y.; Radermacher, R.; Rogers, P., 2011: Optimization of propane pre-cooled mixed refrigerant LNG plant. Applied Thermal Engineering 31, 1091–1098.*
- API. (2015). *American Petroleum Institute (API), 2015: Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions. Liquefied Natural Gas (LNG) Operation.*
- Brimm\_et\_al. (2013). *Brimm, A.E.; Ghosh, S.; Hawrysz, D., 2013: Operating Experience with the Split MR Machinery Configuration of the C3MR LNG Process.*
- CIRAIG. (2016). *GHG emissions related to the life cycle of natural gas and coal in different geographical contexts, Final Report 2016, commissioned by TOTAL.*
- DBI. (2016a). *DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH - Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of Natural Gas supply Chain – Final presentation 2016.*
- DBI. (2016b). *DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH- Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain, Final Report 2016, commissioned by Zukunft Erdgas e.V.*
- Delphi. (2013). *LNG Emissions Benchmarking, 2013 - prepared for BC Climate Action Secretariat.*
- DOE. (2015). *U.S. Department of Energy - Fact Sheet: Natural Gas Greenhouse Gas Emissions.*
- Douglas-Westwood. (2015). *World LNG Market forecast 2016-2020.*
- EIA. (2015). *U.S. Energy Information Administration, Top 100 US Oil and Gas field.*
- EIA. (2016). *U.S. Energy Information Administration - International Energy Outlook 2016 with projections to 2040.*
- ESI-Services. (2012). *Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply.*
- European\_Commission. (2016). *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions - Trends to 2050. Brussels, Belgium: European Commission.*
- Eurostat. (2014). *Energy balance sheets, 2014 data, 2016 edition.*
- Eurostat. (2015). *Gross inland consumption of natural gas - EU 28, 2014-2015.*
- Eurostat. (2016). *Development of the production of primary energy, EU28 - 2004-2015.*
- Exergia\_et\_al. (2015). *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas, Final report, 2015, prepared for the European Commission DG ENERGY. Brussels, Belgium.*
- Gazprom. (2016). <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ukhta-torzhok2/>.
- GIIGNL. (2004-2016). *International Group of Liquefied Natural Gas Importeurs - Annual Reports.*
- IEA. (2016). *International Energy Agency - webinar: World Energy Outlook 2016.*
- IGU. (2012). *International Gas Union - Natural Gas, Conversion Guide.*
- IGU. (2016). *International Gas Union - 2016 World LNG Report.*
- IMO. (2014). *International Maritime Organisation - Third Greenhouse Gas Study 2014.*



- IPCC. (2007). *Fourth Assessment Report (AR4) of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- IPCC. (2013). *Fifth Assessment Report (AR5) of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- ISO. (2006). *ISO 14040: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework*. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). *ISO 14044: Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines*. Geneva: International Organization for Standardization.
- JEC. (2014). *Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration, Well-to-Tank Report, Version 4.a, April 2014, prepared for European Commission*.
- JOGMEC. (2014). *Australia's Emerging CBM LNG Industry, JOGMEC Sydney Office, Oil and Gas Department, Researcher Lainie Kelly*.
- King&Spalding. (2015). *LNG in Europe: An overview of European import terminals in 2015*.
- Lowell\_et\_al. (2013). *Lowell, D.; Wang, H.; Lutsey, N., 2013: Assessment of the fuel cycle impact of LNG as used in international shipping. .*
- NETL. (2010). *Skone, T.J., 2010: NETL Life Cycle Inventory Data – Unit Process:. Water Carrier, 125 000 m3 LNG Tanker, Construction*.
- NETL. (2013). *Skone, T.J., 2013: NETL Life Cycle Inventory Data – Unit Process:. LNG Liquefaction, Construction*.
- NETL. (2014). *Skone, T.J., 2014, National Energy Technology Laboratory - Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States*.
- NGSA. (2016). *Natural Gas Supply Association - naturalgas.org*.
- Nord\_Stream\_2. (2016). *A Natural Gas Pipeline for Europe - booklet*.
- Oxford, U. o. (2014). *The Oxford Institute for Energy Studies - The Future of Australian LNG Exports, Sept 2014*.
- PACE. (2015). *LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions, 2015, Prepared for Centre for Liquefied Natural Gas*.
- Petal\_et\_al. (2013). *Patel, Mak, Rivera, Angtuaco - LNG vaporizer selection based on site ambient conditions*.
- Spilsbury\_et\_al. (2006). *Spilsbury, C.; Dr. Liu, Y.-N.; Petrowski, J.; Kennington, W., 2006: Evolution of Liquefaction Technology for today's LNG business*.
- thinkstep. (2016). *GaBi LCA Dokumentation der Datenbanken*. Abgerufen von thinkstep AG: <http://database-documentation.gabi-software.com>
- thinkstep. (2017a). *Eigene Darstellung*. Leinfelden-Echterdingen, Deutschland: thinkstep AG.
- thinkstep. (2017b). *Firmen-interne Ingenieur-Expertise*. Leinfelden-Echterdingen, Deutschland: thinkstep AG.
- Thompson\_et\_al. (2004). *Thompson, G.R.; Adams, J.B.; Al Hammadi, A.; Al Kaabi, S.; Sibal, P.W., 2004: Qatargas II: Full Supply Chain Overview*.
- White. (2012). *White, N., 2012: Rules of Thumb for Screening LNG Developments*.

# Anhang A: Weitere Ergebnisse

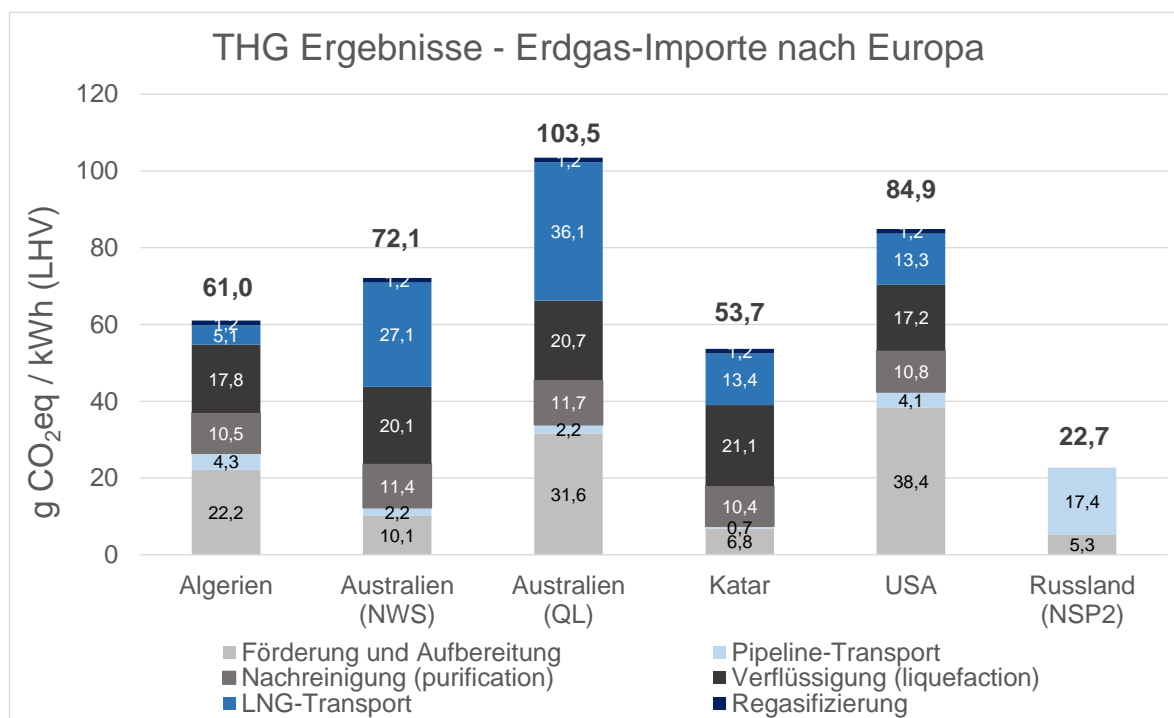
## Ergebnisse der Sachbilanz (mit mehr Details)

THG Emissionen	Russland [g/MJ]	Algerien [g/MJ]	Austr-NWS [g/MJ]	Austr-QL [g/MJ]	Katar [g/MJ]	USA [g/MJ]
<b>Anorganische Emissionen</b>						
Kohlendioxid	5,31	11,73	17,13	24,41	12,93	16,33
Distickstoffoxid (Lachgas)	1,00E-04	2,58E-04	4,89E-04	6,26E-04	3,52E-04	4,25E-04
Schwefel Hexafluorid	3,56E-12	1,84E-12	2,67E-12	3,16E-12	1,47E-12	2,92E-12
<b>Organische Emissionen</b>						
Methan	0,038	0,206	0,111	0,165	0,075	0,285
Tetrafluor-Methan	2,28E-08	7,21E-08	2,24E-07	2,81E-07	1,29E-07	1,30E-07
R116 (Hexafluor- Ethan)	2,53E-09	8,66E-09	2,72E-08	3,41E-08	1,57E-08	1,57E-08
R114 (Dichlor- tetrafluor-Ethan)	9,64E-11	3,17E-10	1,17E-09	1,48E-09	6,91E-10	8,23E-10
R23 (Trifluor-Methan)	9,37E-11	4,67E-11	6,10E-11	2,41E-10	7,57E-11	3,46E-10

## Treibhauspotential GWP (Global Warming Potential) 100 Jahre – Charakterisierungsfaktoren (es sind die Faktoren der Substanzen gelistet, die in der Tabelle oben gezeigt werden)

THG Emissionen	IPCC 2007, AR4	IPCC 2013, AR5
<b>Anorganische Emissionen</b>		
Kohlendioxid	1	1
Distickstoffoxid (Lachgas)	298	265
Schwefel Hexafluorid	22 800	23 500
<b>Organische Emissionen</b>		
Methan	25	28
Tetrafluor Methan	7 390	6 630
R116 (Hexafluor Ethan)	12 200	11 100
R114 (Dichlortetrafluor Ethan)	10 000	8 590
R23 (Trifluor Methan)	14 800	12 400

# Ergebnisse des Basisszenarios pro kWh (unterer Heizwert, LHV)



Alle THG-Ergebnisse des Basisszenarios der Studie sind mithilfe der Faktoren des IPCC 2007 berechnet. In einer Szenarioanalyse in Anhang B sind die THG-Ergebnisse ermittelt, die die Faktoren des IPCC 2013 nutzen.

## Anhang B: Weitere Szenarioanalysen

### IPCC 2007 vs. IPCC 2013

Die Umweltwirkungskategorie Treibhauspotential wird mit den IPCC Charakterisierungsfaktoren des 4. Assessment Report (IPCC, 2007) für eine Zeitspanne von 100 Jahren (GWP100) analysiert. Die aktuellsten Charakterisierungsfaktoren des 5. Assessment Reports (IPCC, 2013) für eine Zeitspanne von 100 Jahren (GWP100) werden in einer Szenarioanalyse genutzt, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Faktoren auf das Gesamtergebnis des Treibhausgas-Profiles zu prüfen.

Der entscheidende Unterschied zwischen den Charakterisierungsfaktoren, der für diese Studie relevant ist, ist der Faktor für Methan: der Faktor hat den Wert 25 in IPCC 2007 und den Wert 28 in IPCC 2013 für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>eq).

### **IPCC Szenarioanalyse – IPCC 2013 vs IPCC 2007 (Basisszenario: IPCC 2007)**

Land	Ergebnis mit IPCC 2013	Ergebnis mit IPCC 2007	Einheit
Algerien	17,5	16,9	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
Australien-NWS	20,3	20,0	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
Australien-QL	29,2	28,7	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
Katar	15,1	14,9	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
USA	24,4	23,6	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
Russland	6,4	6,3	g CO <sub>2</sub> eq / MJ

Das Ergebnis dieser Analyse im Vergleich von IPCC 2013 vs. IPCC 2007 ist, dass durch die unterschiedlichen Faktoren kein signifikanter Unterschied in des Treibhausgas-Profiles entsteht. Das THG-Ergebnis erhöht sich verglichen mit dem Basisszenario um minimal 1,3 % (Katar) und um maximal 3,4 % (USA).

**Berücksichtigung des End-of-Life (EoL)**

In diesem Szenario wird der Einfluss der EoL Gutschriften für relevante Infrastruktur untersucht. Die Annahmen zum EoL sind:

- Metallschrott: vollständig rückgewonnen und wiederverwendet.
- Sonstiges Material: in Deponie abgelagert.
- EoL der Pipelines, Anlagen und LNG-Tanker → die Auswirkungen auf die Ergebnisse beruhen vornehmlich auf dem Umweltvorteil aufgrund des rückgewonnenen und wiederverwendeten Metallschrotts (das Prinzip der Materialsubstitution findet Anwendung, Sekundärmaterial ersetzt Primärmaterial).
- Die Rückgewinnungsrate ist wegen der vereinfachten Betrachtung auf 100 % festgelegt, d.h. es werden keine Materialverluste aufgrund von Abbau, Trennen und Sortieren etc. angesetzt.

**End-of-Life (EoL) Szenario – GaBi-Datensätze, die für diese Szenarioanalyse genutzt werden**

Material	GaBi-Datensatz	Datenanbieter
Stahl-Grobblech, Metallschrott	DE: Recycling potential steel sheet	ts
Stahlprofile, Metallschrott	DE: Recycling potential steel sheet	ts
Bewehrungsstahl, Metallschrott	DE: Recycling potential steel sheet	ts
Stahlrohr UO, Metallschrott	DE: Recycling potential - Steel pipe	ts
Aluminiumblech, Metallschrott	DE: Recycling potential aluminium sheet	ts
Edelstahl Grobblech, Metallschrott	DE: Recycling potential stainless steel sheet	ts
Beton, Bauschutt	EU-27: Inert matter (Unspecific construction waste) on landfill	ts
Beton, Bauschutt	EU-27: Inert matter (Unspecific construction waste) on landfill	ts

Die folgende Tabelle zeigt das Treibhausgas-Ergebnis für diese Szenarioanalyse.

**EoL Szenario – EoL berücksichtigt und nicht-berücksichtigt (Basisszenario: EoL nicht-berücksichtigt)**

Land	Ergebnis inkl. EoL	Ergebnis exkl. EoL	Einheit
Algerien	16,8	16,9	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
AU-NWS	19,9	20,0	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
AU-QL	28,6	28,7	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
Katar	14,8	14,9	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
USA	23,5	23,6	g CO <sub>2</sub> eq / MJ
Russland	6,2	6,3	g CO <sub>2</sub> eq / MJ

Das Ergebnis dieser Szenarioanalyse ist, dass die Auswirkung des EoL auf das Treibhausgas-Profil vernachlässigbar ist.



### Kürzere Routen auf dem Seeweg des LNG-Transports durch andere Einspeisepunkte in Europa

Die Auswirkung auf das Treibhausgas-Profil mit der Wahl Rotterdams als zentraler Anlande- und Einspeisepunkt für alle LNG-Importe nach Europa wird in diesem Szenario beleuchtet. Von Rotterdam abweichende Anlande- und Einspeisepunkte sind im Szenario so gewählt, dass sie zu kürzeren bzw. kürzest-möglichen Transportdistanzen für die jeweiligen LNG-Tanker führen. In allen ausgewählten alternativen Ländern gibt es Stand heute bereits passende LNG-Import-Terminals oder sie sind in Planung.

#### Szenario mit alternativen LNG-Import-Terminals als Anlande- und Einspeisepunkt in Europa

LNG produzier- endes Land	Anlandung, Szenario	Anlandung, Basisszenario	Entfernung, Szenario [km]	Entfernung, Basisszenario [km]	Ergebnis, Szenario [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]	Ergebnis, Basisszenario [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]
AU-QL	Griechenland	Rotterdam	16 900	22 000	25,5	28,7
AU-NWS	Griechenland	Rotterdam	12 300	17 400	17,2	20,0
Katar	Griechenland	Rotterdam	6 700	11 800	13,3	14,9
Algerien	Italien	Rotterdam	1 300	3 000	16,0	16,9
USA	Portugal	Rotterdam	8 300	9 200	23,1	23,6

#### Erkenntnisse:

- Die Auswirkungen auf das Treibhausgas-Profil bewegen sich zwischen minimal 2 % Verringerung (USA – durch 10 % Verringerung der Transportdistanz) und maximal 14 % Verringerung (AU-NWS – durch 29 % Verringerung der Transportdistanz).
- Algerien hat die größte Reduktion bei der Transportdistanz um 57 %, was zu einer Verringerung des Treibhausgas-Profiles um 5 % führt.
- Katar hat die zweitgrößte Reduktion bei der Transportdistanz um 43 %, was zu einer Verringerung des Treibhausgas-Profiles um 11 % führt.

Durch die Wahl eines alternativen Anlande- und Einspeisepunktes in den europäischen Erdgasmarkt werden teilweise deutliche Verringerungen in den Treibhausgas-Profilen der LNG-Importe ermöglicht. Nichtsdestotrotz führen keine dieser Veränderungen in der Transportdistanz für die LNG-Tanker zu THG-Ergebnissen, die nahe an das Ergebnis des Erdgas-Imports aus Russland via NSP2 (6,3 g CO<sub>2</sub>eq per MJ) heranreichen.



## Anhang C: Prüfbericht der kritischen Prüfung

# Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte

**Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa  
durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen  
— Bericht der kritischen Prüfung**

Auftraggeber  
Nord Stream 2 AG

Kritische Prüfung unter Leitung von  
DEKRA Assurance Services GmbH  
Sustainability & Regulatory Compliance  
März 2017

# ZUSAMMENFASSUNG

Auf der Grundlage einer prognostizierten Erdgasversorgungslücke für Europa verwendet die Studie "Treibhausgas-Profil für Erdgas-Transporte: Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen" ökobilanzielle Methoden (Life Cycle Assessment, LCA) zur Untersuchung der Treibhausgaslasten alternativer Importoptionen über Pipeline und Flüssigerdgas (LNG).

Im Rahmen einer vergleichenden Bewertung wird gezeigt, dass der Import von Erdgas nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline aus Russland geringere potenzielle Klimafolgen hat als der LNG-Import per Schiff aus den USA, Katar, Australien oder Algerien.

Die kritische Prüfung bestätigt, dass die Ökobilanz den Normen ISO 14040/44 in Bezug auf Methodik und formale Anforderungen entspricht. Des Weiteren bestätigt die Prüfung, dass die Datenquellen und Lebenszyklusmodelle hinreichend konsistent und robust erscheinen, um diese Interpretation zu stützen. Annahmen, Berechnungen und Ergebnisse werden transparent und angemessen dargestellt, so dass sie eine Informationsgrundlage für Entscheidungsträger und Interessengruppen aus Politik, Behörden und Nichtregierungsorganisationen (NGO) im Rahmen des Genehmigungsverfahrens bieten.

Stuttgart, 24. März 2017



**Dr.-Ing. Ivo Mersiowsky**  
im Auftrag von  
DEKRA Assurance  
Services GmbH  
Vorsitzender

**Matthias Fischer  
& Dr.-Ing. Stefan Albrecht**  
Fraunhofer-Institut  
für Bauphysik  
Prüfer

**Michael Ritthoff**  
Wuppertal Institut  
für Klima, Umwelt  
und Energie gGmbH  
Prüfer

# BERICHT ZUR KRITISCHEN PRÜFUNG

## Einführung

---

Wenn Ökobilanzstudien (Life Cycle Assessment, LCA) durchgeführt werden, um vergleichende Aussagen abzuleiten, die zur Veröffentlichung bestimmt sind, fordern die Normen ISO 14040/44 die Durchführung einer kritischen Prüfung durch einen Ausschuss unabhängiger externer Experten.

Die Zielsetzung der vorliegenden kritischen Prüfung bestand darin, –

- festzustellen, ob die Ökobilanzstudie die Normen ISO 14040/44 in Bezug auf methodische Vorgaben und formale Anforderungen erfüllt;
- eine Prüfung der sachlichen Inhalte und eine Einschätzung der Datenquellen, Lebenszyklusmodelle, Annahmen, Berechnungen und Ergebnisse hinsichtlich Transparenz und Angemessenheit vorzunehmen.

Die kritische Prüfung bestand in einer Analyse des Berichts im Hinblick auf methodische und technische Gesichtspunkte. Der Prüfungsausschuss tagte zweimal per Online-Konferenz, um die Studie kritisch zu würdigen. Des Weiteren fand ein persönliches Treffen von Auftraggeber, Studienersteller und Prüfungsausschuss statt, um die Fragen und Kommentare der Prüfer zu diskutieren.

## Prüfungsausschuss

---

Der Prüfungsausschuss bestand aus folgenden Mitgliedern:

<b>Dr.-Ing. Ivo Mersiowsky</b>	DEKRA Assurance Services GmbH, Stuttgart	Vorsitzender
<b>Matthias Fischer &amp; Dr.-Ing. Stefan Albrecht</b>	Fraunhofer-Institut für Bauphysik, Stuttgart – Teil der Fraunhofer-Gesellschaft e.V.	Prüfer
<b>Michael Ritthoff</b>	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie gGmbH	Prüfer

---

## Ziel & Untersuchungsrahmen

---

Der Prüfungsausschuss bestätigt, dass sich Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie aus dem Europäischen Referenzszenario “EU Energy, Transport and GHG emissions – Trends to 2050” ergeben, das eine Lücke in der Europäischen Erdgasversorgung prognostiziert. Sowohl die benötigte Menge als auch die Versorgungsoptionen, die für den Vergleich herangezogen werden, also eine Erdgas-Pipeline oder der Schiffstransport von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG), sind aus diesem Szenario abgeleitet. Die Ergebnisse und Interpretationen sind im Lichte dieses Ziels und Untersuchungsrahmens zu betrachten.

Insbesondere ist es das Ziel der Studie, verlässliche und aktuelle Daten zu den Treibhausgaslasten (Greenhouse Gases, GHG) bereitzustellen, die mit den genannten Versorgungsoptionen einhergehen. Hiermit sollen Entscheidungsträger und andere Interessengruppen wie politische und behördliche Stellen und Nichtregierungsorganisationen (NGOs) informiert werden. Der Prüfungsausschuss hält die verständliche und ausgewogene Darstellung in der Sache für entscheidend. Während Behörden und NGOs, die am Genehmigungsprozess einer möglichen Pipeline beteiligt sind, den Bericht informativ finden dürften, kann die breitere Öffentlichkeit nicht sinnvoll als Zielgruppe einer so umfangreichen technischen Betrachtung einbezogen werden.

Die zwei Produktsysteme – Pipeline und Schiffstransport – werden klar und deutlich erläutert, so dass auch eine Zielgruppe von Nichtexperten ein gutes Verständnis der grundsätzlichen Optionen im Vergleich entwickeln kann. Die in beiden Optionen berücksichtigten Prozesse sowie die zeitliche, technologische und geographische Repräsentativität werden klar dargestellt. Die Methodik der Berechnung – der Bezug auf eine funktionelle Einheit bemessen als unterer Heizwert, die Allokation nach Energiegehalt, die Vollständigkeit der Bilanz (keine Abschneidekriterien) und die konservative Verwendung von generischen Hintergrunddaten – werden hinreichend detailliert dargestellt.

## Sachbilanz (Life Cycle Inventory)

---

Der Prüfungsausschuss erörterte vertieft das Verfahren zur Datensammlung, das aus der Firmenphilosophie der Studienersteller folgt. Um eine Konsistenz der Datensätze und Modelle zu erzielen, verwendet *thinkstep* drei Datenquellen: Industriedaten, Literaturdaten und Ingenieurwissen gehen in die Modellierung ein, um die Stimmigkeit der Berechnung (beispielsweise durch Elementar-, Masse- und Energiebilanzen sowie Quervergleiche zwischen ähnlichen Prozessen) sicherzustellen. Ein Nachteil dieses Vorgehens besteht darin, dass vielfach kein einfaches Referenzieren von Quellen mehr möglich ist. Aus diesem Grund stellt die Studie alle relevanten technischen Parameter und Input/Output-Beziehungen transparent zur Verfügung, um Reproduzierbarkeit zu schaffen. Sensible Parameter, wie abgepackelte Anteile, flüchtige Emissionen und Prozesswirkungsgrade waren Gegenstand besonderer Aufmerksamkeit in dieser Prüfung.

Die generischen Hintergrunddaten (Treibstoffe, Werkstoffe und Transportprozesse) stammen ausschließlich aus der *GaBi*-Datenbank, so dass die interne Konsistenz ge-

sichert ist. Primäre Daten stammen von Industrieverbänden (z.B. *Worldsteel*) sowie von *thinkstep* selbst infolge des oben genannten hybriden Ansatz.

Die Berechnungen in der *GaBi*-Ökobilanzsoftware liefern eine komplette Sachbilanz (Life Cycle Inventory, LCI) aller Stoff- und Energieströme. Eine Auswahl relevanter Treibhausgasemissionen (GHG) wird in der Studie dargestellt, um eine transparente Verknüpfung von Sach- und Wirkungsbilanzergebnissen herzustellen. Der Prüfungsausschuss bestätigt, dass die gesamte Sachbilanz in die Charakterisierung mit Wirkungsfaktoren einbezogen wurde.

## Wirkungsbilanz (Life Cycle Impact Assessment)

---

Die Studie beschränkt sich auf die Wirkungsanalyse der Treibhausgasemissionen (GHG) im Sinne eines Kohlendioxidfußabdrucks (Carbon Footprint). Obwohl Emissionen mit weniger als 0,1% Beitrag zum Indikator Klimaänderung aus Gründen der besseren Lesbarkeit nicht dargestellt werden, sind doch alle Treibhausgasemissionen mit den Charakterisierungsfaktoren gemäß dem IPCC 4<sup>th</sup> Assessment Report (2007) über einen Horizont von 100 Jahren berechnet.

Die Studie beinhaltet einen nützlichen Vergleich der Ergebnisse mit einer Reihe von Literaturquellen, insbesondere anderen Studien aus Industrie und Forschung zu ähnlichen Fragestellungen. Die Unterschiede erscheinen geringfügig und werden plausibel erläutert.

Eine Sensitivitätsanalyse wurde durchgeführt, um den Einfluss wichtiger Parameter zu bestimmen: dabei stellt sich die Länge der Pipeline als wesentlicher Treiber heraus; weitere Einflussgrößen sind der Energieverbrauch des Pipelinebetriebs und die flüchtigen Emissionen. Zudem wurden mehrere Szenarien analysiert, bei denen Rahmenbedingungen und Parameter sowohl für die Pipelinelösung als auch für die LNG-Importe variiert wurden. Der Prüfungsausschuss bestätigt, dass demzufolge selbst die beste LNG-Importalternative immer noch höhere Treibhausgaslasten (GHG) als das schlechteste (Worst Case) Szenario für die Pipeline mit sich bringt.

Der Prüfungsausschuss diskutierte ausführlich die Unsicherheitsanalyse, die in vorbildlicher Weise als Monte-Carlo-Analyse durchgeführt wurde. Es bleibt jedoch die Schwierigkeit, dass die statistischen Verteilungen der meisten Einflussgrößen, insbesondere technische Parameter oder Gasverluste, so gut wie unbekannt sind. Die Annahme von Normalverteilungen mit einer Fehlerbandbreite von 30% oder sogar 60% ober- und unterhalb des Werts im Basisszenario (Base Case) erscheint insofern vertretbar, um die Auswirkung dieser unscharfen Eingangswerte auf die Resultate zu beurteilen. Die sich ergebende Streubreite wird durch 10%- und 90%-Perzentile charakterisiert und bestätigt, dass das Basisszenario robuste und qualitativ aussagekräftige Ergebnisse liefert.

## Interpretation & Schlussfolgerungen

---

Gemäß Ziel und Untersuchungsrahmen verzichtet der Bericht auf Vergleiche der verschiedenen LNG-Herkunftsregionen und konzentriert sich auf die Differenz zwischen



der Erdgaspipeline und dem LNG-Transport. Demzufolge wird die Pipeline im Basisszenario (Base Case) verglichen mit dem gesamten Feld alternativer LNG-Versorgungsrouten nach Nord- und Westeuropa. Der Prüfungsausschuss betrachtet diesen Vergleich als informativ für Entscheidungsträger.

Im Ergebnis schneidet die Pipeline als durchweg bessere Lösung ab. Es wird dementsprechend gezeigt, dass der Import von Erdgas nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline eine geringere potenzielle Klimawirkung im Vergleich mit den LNG-Importalternativen aufweist.

Die Studie erwähnt auch die relevanten Annahmen und Einschränkungen. Dazu zählen insbesondere die technologischen Entwicklungen über den Zeithorizont der nächsten 30 Jahre: sowohl die zunehmende Bedeutung von unkonventionellen Erdgasvorkommen als auch die steigende Effizienz der Gasförder- und -aufbereitungstechnologien führen zu Unsicherheiten, die indessen durch die mittelfristigen Perspektiven solcher Investitionen aufgewogen werden. In Anbetracht der durchgeführten Analyse erscheinen die Daten und Modelle hinreichend konsistent und robust um die Schlussfolgerungen der Studie zu stützen.