

# **Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland**

---

*Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz*

# Impressum

## Autorinnen und Autoren

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung  
Wilckensstraße 3  
69120 Heidelberg

E-Mail: [ifeu@ifeu.de](mailto:ifeu@ifeu.de)  
[ifeu.de](http://ifeu.de)

Daniel Münster, Axel Liebich

## Zitierhinweis

Münster, D., Liebich, A. (2023): Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin.

## Disclaimer

Diese Studie wurde beauftragt und finanziert von der Wissenschaftsplattform Klimaschutz mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Die Ergebnisse und Aussagen in dieser Publikation liegen in der alleinigen Verantwortung der Autorinnen und Autoren und reflektieren nicht notwendigerweise die Sichtweise der Wissenschaftsplattform Klimaschutz.

Wissenschaftsplattform Klimaschutz (WPKS)  
Geschäftsstelle der WPKS  
DLR Projektträger  
Sachsendamm 61  
10829 Berlin

E-Mail: [wpks@dlr.de](mailto:wpks@dlr.de)  
[wissenschaftsplattform-klimaschutz.de](http://wissenschaftsplattform-klimaschutz.de)

## Stand

Mai 2023

# Inhalt

---

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>1 Zusammenfassung</b>	<b>8</b>
<b>2 Einleitung</b>	<b>11</b>
<b>3 Die Prozesskette von LNG</b>	<b>12</b>
3.1 Eigenschaften von LNG	12
3.2 Prozessschritte	12
3.3 Emissionsquellen	13
3.4 Regionale Unterschiede in der Erdgasförderung	14
<b>4 Methanemissionen aus der Öl- und Gasförderung</b>	<b>16</b>
4.1 Die globalen anthropogenen Methanemissionen und ihr fossiler Anteil	16
4.2 Methanemissionen in Ökobilanzen der Gasbereitstellung	19
<b>5 Datenquellen und -auswahl</b>	<b>22</b>
5.1 Datenquellen	22
5.2 Prozessdaten	24
5.2.1 Förderung und Aufbereitung von Erdgas außerhalb der USA	24
5.2.2 Förderung und Aufbereitung von Erdgas in den USA	27
5.2.3 Pipelinetransport im Förderland	29
5.2.4 Verflüssigung	30
5.2.5 Schiffstransport	31
5.2.6 Regasifizierung (Verdampfung)	33
5.2.7 Hintergrundprozesse	33
<b>6 LCA-Modell und Bewertungsrahmen</b>	<b>34</b>
<b>7 Ergebnisse</b>	<b>36</b>
7.1 Klimawandel	36
7.2 Einfluss einzelner Klimagase	39
<b>8 Bewertung und Einordnung</b>	<b>41</b>
8.1 Vergleich mit Pipeline-Erdgas und LNG in anderen Studien	41
8.2 Einfluss auf Gesamtemissionen des Lebensweges	42

# Inhalt

---

8.3 Datenqualität und -unsicherheiten	43
<b>9 Ausblick</b>	<b>45</b>
9.1 Datenverfügbarkeit und -qualität	45
9.2 Politische und regulatorische Initiativen	45
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>47</b>

# Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten bezogen auf den Heizwert (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)	9
Abbildung 2:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA und (Ecoinvent 2022))	9
Abbildung 3:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von Bereitstellung und Verbrennung von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Ecoinvent 2022), (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA und (IPCC 2006))	10
Abbildung 4:	Abschätzung heutiger Quellen anthropogener Methanemissionen in Megatonnen pro Jahr. Nach (UNEP und CCAC 2022)	18
Abbildung 5:	Screenshot des LNG-Modells in der Ökobilanz-Software Umberto	11 34
Abbildung 6:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)	36
Abbildung 7:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)	38
Abbildung 8:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG der untersuchten Herkunftsländer differenziert nach Treibhausgasen (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)	39
Abbildung 9:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG der untersuchten Herkunftsländer differenziert nach Treibhausgasen (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)	40
Abbildung 10:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Ecoinvent 2022) und (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA)	41
Abbildung 11:	Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG in dieser Studie und in einer	

Vergleichsstudie (Quellen: ifeu, (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA) 42

Abbildung 12: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von Bereitstellung und Verbrennung von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Ecoinvent 2022), (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA und (IPCC 2006)) 43

# Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1:	Energieeinsatz (Heizwert, LHV) bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; Sphera 2021)	24
Tabelle 2:	Energieeinsatz (LHV) bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA (Fortsetzung), verwendete Werte grün	25
Tabelle 3:	Gasemissionen bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; Sphera 2021)	25
Tabelle 4:	Erdgasemissionen bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA (Fortsetzung), verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; Sphera 2021)	26
Tabelle 5:	Energieeinsatz (LHV) bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas in den USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; GREET 2022; Sphera 2021)	27
Tabelle 6:	Erdgasemissionen bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas in den USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Brandt et al. 2020; Ecoinvent 2022; GREET 2022; Rai et al. 2021; Rutherford 2022; Sphera 2021)	28
Tabelle 7:	Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Pipelinetransport, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün	29
Tabelle 8:	Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Pipelinetransport in den USA, verwendete Werte grün	29
Tabelle 9:	Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Verflüssigung, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Baumann und Schuller 2021; Ecoinvent 2022; Sphera 2021)	30
Tabelle 10:	Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Verflüssigung in den USA, verwendete Werte grün, , Quellen: (Baumann und Schuller 2021; Ecoinvent 2022; GREET 2022; Sphera 2021)	31
Tabelle 11:	Kraftstoffverbrauch (LHV), Gasverluste und Methanslip (Antrieb) im Schiffstransport, verwendete Werte grün, Quellen: (Bussa et al. 2022; Ecoinvent 2022; Sphera 2021)	31
Tabelle 12:	Distanzen Schiffstransport nach Wilhelmshaven und vereinfachter Schiffstypenmix nach (sea-distances.org 2023; Sphera 2021)	32
Tabelle 13:	Kraftstoffverbrauch (LHV), Gasverluste und Methanslip (Antrieb) im Schiffstransport, verwendete Werte grün	33
Tabelle 14:	Charakterisierungsfaktoren für CO <sub>2</sub> , Methan und Lachgas in den IPCC-Berichten 2007, 2013 und 2021. Quellen: (IPCC 2007, 2013, 2021)	35

Tabelle 15: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten und als Gesamtergebnis nach AR6 IPCC 2021 (Quelle: ifeu, eigene Berechnung) 37

Tabelle 16: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten und als Gesamtergebnis nach AR6 IPCC 2021 (Quelle: ifeu, eigene Berechnung) 38



# 1 Zusammenfassung

---

Ziel dieser Studie ist die Abschätzungen der mit dem Import von LNG nach Deutschland entstehenden Treibhausgasemissionen und der daraus resultierenden Klimawirkung. Für die wichtigsten prospektiven Lieferländer wurden dafür technologische Kenndaten, bestehende Emissionsinventare und die Ergebnisse aktueller Messkampagnen gesammelt und ausgewertet. Dies umfasst alle Prozessschritte von der Erdgasförderung über die Aufarbeitung, Verflüssigung und Transport bis zur Anlandung und Regasifizierung in Deutschland.

Ein besonderes Augenmerk wurde auf die aktuellen Erkenntnisse zu erhöhten Methanemissionen aus Öl- und Gasförderung gelegt. Wie u. a. im aktuellen IPCC-Bericht und Methanberichten des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP und CCAC 2022) dargelegt, ist die Förderung von Öl- und Gas sehr wahrscheinlich für mehr als 20 % der anthropogenen Methanemissionen verantwortlich. In den vergangenen Jahren bedeutete dies eine Freisetzung von jährlich mehr als 80 Millionen Tonnen Erdgas. Diese Gesamtmenge ist durch so genannte Top-Down-Messungen (Satellitenfernerkundung, Flugzeugmessungen und Isotopenanalysen in weltweiten Atmosphärenmessnetzen) mittlerweile wissenschaftlich gefestigt. Sie ist deutlich größer als die Summe der von Industrie und staatlichen Stellen gemeldeten Emissionen.

Die Zuordnung zu einzelnen Schritten der Bereitstellungsketten von Erdgas und Erdöl war aber lange nicht möglich und deshalb in der jüngsten Vergangenheit Gegenstand intensiver Forschung. Weitere Hemmnisse für die Aufnahme der erhöhten Methanemissionen in Ökobilanzdatenbanken und LCA-Studien war bislang die Zuordnung zu den gemeinsam geförderten Produkten Öl und Gas, die Differenzierung zwischen konventioneller und unkonventioneller Förderung (Fracking), sowie On- und Offshore-Produktion. Mit dem erstmals im Rahmen des „World Energy Outlook 2017“ von der internationalen Energieagentur vorgestellten und anschließend als Online-Tool „IEA Methane Tracker“ veröffentlichten Vorgehen, gibt es mittlerweile aber eine pragmatische Lösung. In der aktuellen Version werden für über 70 Länder Methanemissionsprofile der Erdöl- und Erdgasindustrie angegeben. Durch Vergleich mit zahlreihen Forschungsarbeiten in den USA kommen wir in dieser Studie zum Schluss, dass sich die IEA-Werte für die Vereinigten Staaten plausibilisieren lassen. Wir verwenden sie deshalb auch für alle anderen untersuchten Länder.

Abbildung 1 zeigt die zentralen Ergebnisse dieser Studie: die Treibhauspotentiale über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100) differenziert nach Abschnitten der Prozesskette und Lieferländern. Förderung und Aufbereitung sowie die Verflüssigung stellen die Prozessabschnitte mit der größten Klimawirkung dar. Die Unterschiede zwischen den Herkunftsländern ergeben sich sowohl durch unterschiedliche Energieintensitäten in der Produktion als auch durch die länderspezifischen Methanemissionen.

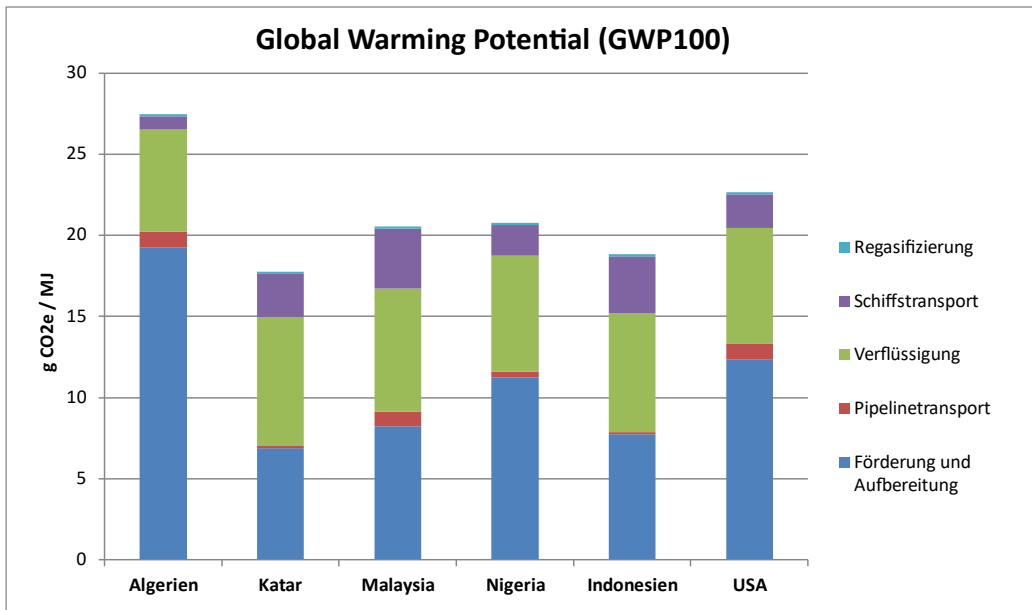


Abbildung 1: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP 100 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten bezogen auf den Heizwert (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

Zu diesen Vorkettenemissionen kommen bei der Distribution, Speicherung und Nutzung noch weitere hinzu. So werden bei einer vollständigen Verbrennung von Erdgas, etwa in einem Gaskraftwerk, noch einmal rund 56 gCO<sub>2</sub>/MJ freigesetzt.

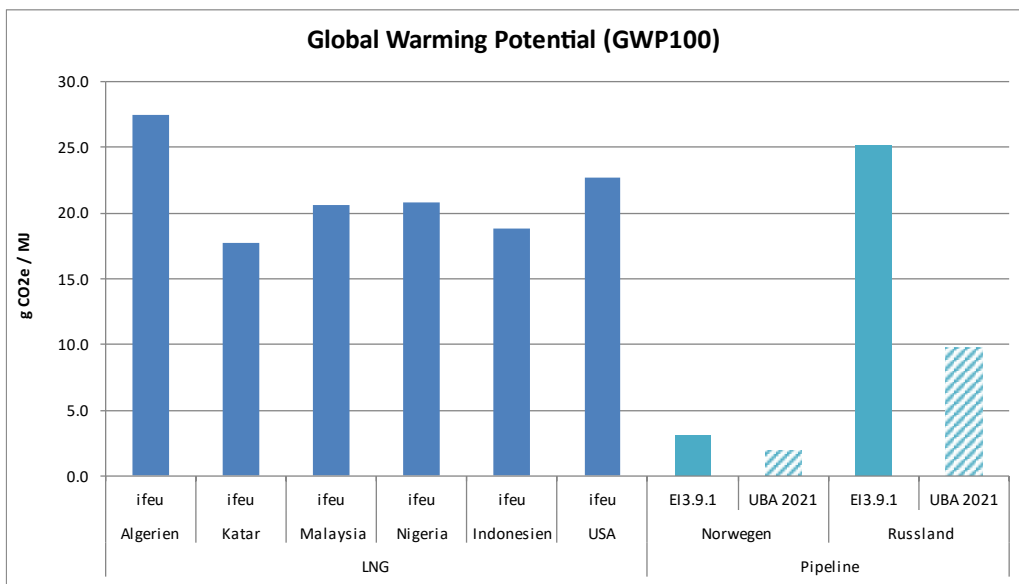


Abbildung 2: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland in dieser Studie und für Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA und (Ecoinvent 2022))

In Abbildung 2 sind die Ergebnisse dieser Studie im Vergleich mit denen für pipelinegebundenes Gas aus der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent v3.9.1 (Ecoinvent 2022) und der UBA-Studie (Baumann und Schuller 2021) dargestellt. Während Ecoinvent bereits erhöhte Methanemissionen berücksichtigt, liegen diese in der UBA-Studie deutlich niedriger. Pipelinegas

aus Norwegen hat einen kurzen Transportweg und eine transparent dokumentierte und umgesetzte Strategie zur Vermeidung von Methanemissionen. Die nach IEA-Methane-Tracker zugeordneten Emissionen sind entsprechend gering. Im Vergleich zu pipelinegebundenem Erdgas aus Norwegen in beiden Vergleichsstudien weisen LNG-Importe eine sechs- bis acht-mal so hohe Klimawirkung in der Bereitstellungskette auf. Für Pipelinegas aus Russland führen die große Transportentfernung und Methanemissionen gemäß IEA in Ecoinvent zu mehr als doppelt so hohen Werten, sodass dort Pipelinegas aus Russland ein höheres Treibhauspotenzial pro Energieeinheit aufweist als LNG aus allen untersuchten Förderländern außer Algerien.

Um das Verhältnis der in dieser Studie ermittelten Vorkettenemissionen zu denen des nachfolgenden Lebensweges abzuschätzen, werden diese mit dem Standardfaktor für die stationäre Energieumwandlung nach (IPCC 2006) verglichen. Dieser beträgt 56,1 gCO<sub>2</sub>e/MJ und bildet nur das durch die vollständige Verbrennung entstehende CO<sub>2</sub> ab. Auswirkungen anderer Emissionen (z. B. Methanschlepp) sowie die Aufwendungen der Distribution und Speicherung sind nicht berücksichtigt.

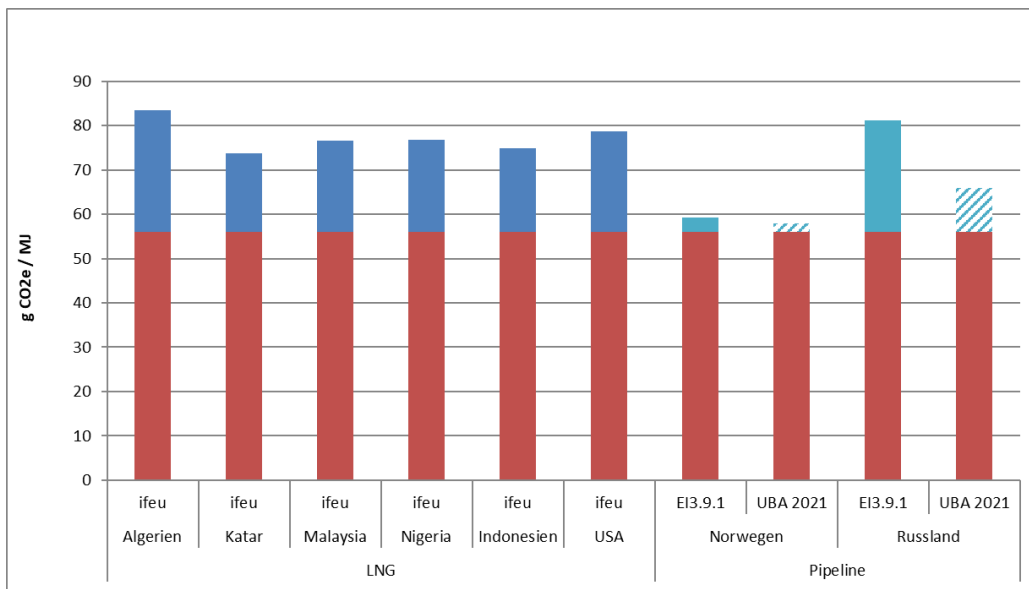


Abbildung 3: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) von Bereitstellung (blau) und Verbrennung (rot) von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Ecoinvent 2022), (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA, (IPCC 2006))

In Abbildung 3 ist das Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) von Bereitstellung und Verbrennung von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien dargestellt. Die Vorkettenemissionen für LNG liegen zwischen 24 % (Katar) und 33 % (Algerien) der vereinfacht ermittelten Gesamtemissionen. Mit den Werten aus der Studie für das Umweltbundesamt, in der das Treibhauspotential für pipelinegebundenes Gas ohne die erhöhten Methanemissionen ermittelt wurde, liegen die Anteile der Vorkette zwischen 3 % (Norwegen) und 15 % (Russland).

## 2 Einleitung

---

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat in der Erdgasversorgung Deutschlands und Europas heftige Turbulenzen verursacht. Die aktuellen politischen Entscheidungen sind davon geleitet, eine akute Energie- und Gasversorgungskrise abzuwenden. Da in diesem Zuge aber erhebliche Investitionen in die Förder-, Aufbereitungs- und Transportinfrastruktur von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) fließen – sowohl in den Förderländern als auch in Deutschland –, ist zu erwarten, dass LNG für die deutsche Energieversorgung dauerhaft eine größere Rolle spielen wird.

Welche Umweltauswirkungen – insbesondere auf das Klima – sind mit der Neuausrichtung auf LNG verbunden? Zukünftige LNG-Lieferungen werden sehr wahrscheinlich aus Herkunftsregionen kommen, aus denen Deutschland bis jetzt kein oder nur wenig Erdgas importiert. Die mit der Förderung und Aufbereitung verbundenen Treibhausgasemissionen sind aber regional unterschiedlich. Auch die mit dem Transport verflüssigten Erdgases verbundenen Umweltauswirkungen sind andere als die des Imports per Pipeline. Daraus folgt, dass sich mit der Verlagerung auf LNG auch die Umweltauswirkungen des deutschen Verbrauchsmixes ändern werden. Hinzu kommt, dass sich international die Erkenntnis durchsetzt, dass die Methanemissionen der Öl- und Gasförderung bis jetzt systematisch unterschätzt worden sind. Auch hier weist die Forschung darauf hin, dass es starke regionale Unterschiede gibt.

Ziel dieser Studie ist die Abschätzungen der mit dem Import von LNG nach Deutschland entstehenden Treibhausgasemissionen und der daraus resultierenden Klimawirkung. Für die wichtigsten prospektiven Lieferländer wurden dafür technologische Kenndaten, bestehende Emissionsinventare und die Ergebnisse aktueller Messkampagnen gesammelt und ausgewertet (Kapitel 5). Dies umfasst alle Prozessschritte von der Erdgasförderung, über die Aufarbeitung, Verflüssigung und Transport bis zur Anlandung und Regasifizierung in Deutschland. Für die besonders signifikanten Beiträge werden Bandbreiten angegeben bzw. diskutiert. Die Prozesskettenemissionen wurden dann zu einer Vorkettenlast der LNG-Importe aggregiert. Hier werden die Emissionsmengen aus den oben aufgeführten relevanten Prozessschritten zusammengeführt, bewertet und vergleichend dargestellt (Kapitel 6 und 7). Abschließend werden die Unsicherheiten der Datenqualität und mögliche regionale und internationale Trends der mit der Erdgasförderung verbundenen Emissionen beschrieben (Kapitel 8 und 9).

## 3 Die Prozesskette von LNG

---

### 3.1 Eigenschaften von LNG

Erdgas wird bei einer Temperatur von ca.  $-163\text{ °C}$  flüssig. Das Volumen dieses Flüssigerdgases (Liquefied Natural Gas, LNG) beträgt weniger als 0,2 % des Gasvolumens, sodass es effizient und mit einer hohen Energiedichte gelagert und transportiert werden kann. Vor der Verflüssigung werden Verunreinigungen wie schwerere Kohlenwasserstoffe, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff ( $\text{H}_2\text{S}$ ), Stickstoff und Helium weitgehend entfernt und das Gas getrocknet. LNG ist ungiftig und nicht korrosiv, erfordert aber einen höheren energetischen, ökonomischen und materiellen Aufwand bei der Lagerung in isolierten Tanks als gasförmiges Erdgas.

### 3.2 Prozessschritte

Die LNG-Prozesskette kann in die folgenden sechs Hauptprozessschritte unterteilt werden, denen jeweils unterschiedliche THG-Emissionen zuzuordnen sind. (Wachsmuth et al. 2019)

**Gasförderung:** Gasvorkommen können konventionell oder unkonventionell sein, wofür entsprechende Fördermethoden eingesetzt werden (Kapitel 3.4). Sobald die Gasvorkommen identifiziert und Probebohrungen erfolgreich waren, werden Förderbohrungen durchgeführt und Erdgas gefördert.

**Gasaufbereitung:** Das Erdgas direkt am Bohrloch unterscheidet sich in der Regel deutlich in der Zusammensetzung von Erdgas, das später an Endverbraucher geliefert wird. Letzteres besteht im Wesentlichen aus Methan. Rohgas enthält neben 50 und 90 % Methan in der Regel anderen Kohlenwasserstoffe, hauptsächlich Ethan, Propan, Butan und Pentan. Darüber hinaus kann Wasserdampf, Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Helium, Stickstoff und andere Verbindungen enthalten sein. Die Konzentrationen der Inhaltsstoffe variieren mit den Lagerstätten. Oft wird dieses Rohgas auch als *Wet Gas* bezeichnet. Die Erdgasaufbereitung besteht aus der (teilweisen) Abscheidung langkettiger Kohlenwasserstoffe, sowie Flüssigkeiten, Verunreinigungen und unerwünschter Verbindungen aus dem Rohgas, wobei der Aufwand wiederum je nach Lagerstätte stark schwankt. Die Aufbereitung erfolgt oft in zwei Schritten: Im ersten werden meist in der Nähe der Förderstätte saure Bestandteile (Schwefelverbindungen und  $\text{CO}_2$ ) und Wasser stark reduziert (Boosting). In einem zweiten Schritt werden die langkettigen, gasförmigen Kohlenwasserstoffe (Natural Gas Liquids, Ethan bis Pentan) abgetrennt (Processing) und separat vermarktet.

**Gastransport** in Pipelines zur Verflüssigungsanlage. Je nach Art des Fördergebiets und dessen Entfernung wird das aufbereitete Erdgas (*Dry Gas*) unter Druck über längere Entfernungen in Pipelines bis zur Verflüssigungsanlage transportiert. In regelmäßigen Abständen wird dabei der Druck durch erdgasgetriebene Kompressoren aufrechterhalten.

**Verflüssigung:** Erdgas erreicht eine Verflüssigungsanlage bisweilen als Roh-Erdgas aus näher gelegenen Gasfeldern. Dann erfolgt die gesamte Aufbereitung in der Verflüssigungsanlage. Kommt bereits aufbereitetes Erdgas an, ist nur noch eine geringere letzte Aufreinigung notwendig. Nachdem fast alle Verunreinigungen und unerwünschten Verbindungen aus dem Erdgas entfernt wurden, wird es durch Absenken seiner Temperatur auf ca.  $-163\text{ °C}$  verflüssigt. Es sind weltweit eine ganze Reihe unterschiedlicher Verflüssigungstechniken im Einsatz, mit denen die Zieltemperatur in mehreren Stufen erreicht wird.

**LNG-Transport:** Auf langen Strecken erfolgt der Transport üblicherweise mit speziellen LNG-Schiffen, die das Erdgas gekühlt halten und verdampfendes Gas auffangen, als Schiffstreibstoffnutzen oder an Bord wieder verflüssigen.

**Entladung und Regasifizierung:** Am Entladeterminal wird das LNG in Terminalspeichertanks gepumpt. Falls keine direkte Nutzung des verflüssigten Gases, z. B. als Schiffstreibstoff vorgesehen ist, wird das Flüssigerdgas verdampft und der Druck auf etwa 80 bar eingestellt. Bei der Regasifizierung muss dem Gas die nötige Verdampfungswärme zugeführt werden. Man verwendet oft mit Meerwasser gespeiste Wärmeübertrager also Umweltwärme. Nach der Regasifizierung wird das Gas ins Gasnetz eingespeist und per Rohrleitung zu den Endverbrauchern transportiert.

### 3.3 Emissionsquellen

Die THG-Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Gas haben die folgenden Ursachen (Wachsmuth et al. 2019).

**Emissionen bei der Exploration und bei Erweiterungsbohrungen:** Bei diesen Emissionen handelt es sich um Emissionen, die bei der Explorationsbohrung und der Vorbereitung zur Förderung entstehen. Auch der Aufwand für spätere Erweiterungsbohrungen fällt in diese Kategorie. Emissionen entstehen durch die Antriebe der Bohrer und Pumpen. Auch entstehen Emissionen, die aus den auf die Erdoberfläche geleiteten Flüssigkeiten wie Verpressungsflüssigkeiten, Bohrabwässern, dem Abraum der Bohrungen sowie über das noch nicht abgedichtete Bohrloch z. B. während des Bohrvorgangs und während der Einfahrphase in den ersten Wochen entweichen.

**Herstellung und Inbetriebnahme der Förderbohrung:** Für den Betrieb der Geräte für die Hauptbohrung wird viel Energie benötigt, die meist über die Verbrennung von Diesel bereitgestellt wird. Dies trägt zu den Treibhausgasen im Förderprozess bei. Für die Förderung von unkonventionellem Schiefergas wird zusätzliche Energie benötigt, um die Pumpen zu betreiben, die mit hohem Druck große Mengen an Wasser, Sand, Glas und Chemikalien in die Bohrlöcher pumpen, um den Schiefer hydraulisch aufzubrechen und so Erdgas freizusetzen. Eine signifikante Wassermenge kommt in den ersten Tagen bis Wochen nach der Injektion zusammen mit Kohlenwasserstoffflüssigkeiten, Sand/Glas oder anderen Materialien als Rückfluss an die Oberfläche (Back flows) und wird von großen Mengen Methan begleitet. Standardmäßig wird das Gas aus den Back Flows abgeblasen oder abgefackelt und der Sand, das Wasser und andere Flüssigkeiten in Teiche oder Tanks geleitet. Die in diesem Zusammenhang anfallenden Emissionen sind sehr individuell von der Gasquelle und der Förderbohrtechnik vor Ort abhängig. Nach einiger Zeit ist das an die Oberfläche kommende Gemisch weitgehend frei von Wasser und Sand, sodass die Förderbohrung an die permanente Gassammelanlage an der Förderstelle angeschlossen wird.

**Liquids Unloading:** „Liquids Unloadings“ sind intermittierende Emissionen. Nach mehrjähriger Erdgasförderung aus Bohrungen kommt es häufig vor, dass die Bohrlochbetreiber Wasser und Kondensatansammlungen entfernen müssen, da diese den Gasfluss bei der Förderung behindern. Ein mögliches Vorgehen dabei ist es, das Bohrloch zunächst abzusperren, damit der Druck ansteigen kann, und anschließend das Bohrloch in die Atmosphäre zu entlüften (well blowdown). Diese Vorgänge sind nicht Teil des täglichen, stationären Förderbetriebs, stellen aber signifikante Emissionen aus der gelegentlichen Wartung eines Bohrlochs dar.

**Diffuse Emissionen bei Gasförderung, Aufbereitung und Transport:** Die vierte große Kategorie von Emissionen ist auf flüchtige Emissionen in der Gasförderung und Aufbereitung zurückzuführen. Sie entstehen entweder absichtlich durch das Design von Anlagenkomponenten (z. B. pneumatische Geräte) oder durch ineffiziente oder gestörte Förderanlagen und direkt daran anschließenden Anlagenkomponenten (z. B. Entfeuchter, Kompressoren, Separatoren und Tanks). Undichtigkeiten an Rohrleitungen und Dichtungen gehören ebenfalls dazu. Ein erheblicher Teil der Emissionen aus der Gasförderung stammt aus diesen diffusen Emissionen.

**Energieeigenbedarf der Förderstätte:** Eine weitere Emissionsquelle ist die Energienutzung in der Förderung und in Erdgasaufbereitungsanlagen. Hier kommt sehr oft Erdgas zum Einsatz. Bei den für diese Studie verwendeten Daten ist nicht immer eine bilanzielle Trennung des Brennstoffverbrauchs von der Verbrennung zur Beseitigung (Abfackeln) möglich.

**Verbrennungsbedingte Emissionen bei der Verflüssigung und dem Transport von Gas:** Diese Emissionen entstehen durch Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen in stationären oder mobilen Anlagen. Innerhalb der Prozesskette „LNG-Bereitstellung“ treten verbrennungsbedingte Emissionen bei der Verflüssigung und beim Gastransport durch Verbrennung von Gas in Turbinen oder zur Erzeugung von Strom zum Betrieb von Kompressoren auf.

### 3.4 Regionale Unterschiede in der Erdgasförderung

Je nach Land und Fördergebiet können sich die Lagerstätten und damit auch die Förderbedingungen erheblich unterscheiden. Ein erstes Unterscheidungsmerkmal ist die Einteilung in konventionelle und unkonventionelle Erdgasförderung.

Konventionelle Lagerstätten sind geologischen Fallen für Erdgas, die dadurch entstehen, dass das Gas durch die Poren in durchlässigem Gestein gewandert ist, bis es eine undurchlässige Gesteinsdecke erreicht hat und eingeschlossen wurde. Wenn eine solche Lagerstätte angebohrt wird, strömt das Gas aufgrund des höheren Drucks unter der Oberfläche nach oben durch das Bohrloch.

Unkonventionelle Ressourcen sind öl- oder gasführende Schichten, bei denen die Durchlässigkeit und Porosität so gering ist, dass die Ressource nicht allein durch eine vertikale Bohrung wirtschaftlich gefördert werden kann. Stattdessen sind zusätzlich horizontale Bohrung mit anschließendem mehrstufigen Hydraulic Fracturing („Fracking“) erforderlich. Beim Hydraulic Fracturing werden durch mit hohem Druck verpresste Flüssigkeiten Risse in der Gesteinsformation erzeugt, die den Fluss von Erdgas oder Erdöl anregen und so die förderbaren Mengen erhöhen. Die Bohrlöcher können vertikal Hunderte von Metern unter die Erdoberfläche reichen und horizontale Abschnitte umfassen, die sich über einige Kilometer erstrecken. Die Fracking-Flüssigkeit besteht in der Regel aus Wasser, Stützmittel und chemischen Zusätzen, die Risse in der Gesteinsformation öffnen und vergrößern. Die Stützmittel -

Sand, Keramikkügelchen oder andere kleine, nicht komprimierbare Partikel - halten die neu entstandenen Risse offen.

Unkonventionelle Gaslagerstätten werden in drei Kategorien aufgeteilt:

- Tight Gas oder Tight Sands Gas ist in Sandstein und Karbonatgesteine eingeschlossen, die eine sehr geringe Durchlässigkeit aufweisen.
- Schiefergas (Shale Gas) bildet sich in gering durchlässigem Schiefergestein und ist in Tonpartikeln oder in kleinen Poren und Mikrobrüchen im Gestein eingeschlossen.
- Kohleflözgas (Coal Bed Methane) wird von den festen Kohlepartikeln in der Kohle absorbiert und aus Kohlebergwerken in der Regel durch Entfernen von Wasser aus dem Reservoir gewonnen.

In den USA macht unkonventionelles Erdgas mittlerweile 79 % der vermarkteten Gasmenge aus. (EIA 2022)

Unabhängig davon, ob Erdgas aus konventionellen oder unkonventionellen Lagerstätten gewonnen wird, tritt es oft in unterschiedlichen Mengen zusammen mit Erdöl auf. Ob eine Quelle als Öl- oder Gasquelle bezeichnet wird, wird über das Mengenverhältnis von Gas zu Öl (Gas Oil Ratio, GOR) definiert. Die US-amerikanische Energie Statistikbehörde EIA definiert ein GOR von 6.000 Kubikfuß Erdgas zu 1 Barrel Öl als Grenzwert. Bei einem niedrigerem Gasanteil wird das geförderte Erdgas auch als assoziiertes Gas oder Begleitgas (der Erdölförderung) bezeichnet. In den USA liegt der Anteil des Begleitgases an der Gesamtförderung momentan bei rund 16 %. (EIA 2022).

Konventionelle und unkonventionelle Produktion unterscheiden sich in den materiellen und energetischen Aufwendungen für Exploration, Bohrung und Förderung. Für die gemeinsame Förderung von Erdöl und Erdgas ist im Rahmen einer Ökobilanz eine Zuordnung oder Aufteilung von Umweltlasten zwischen den Produkten notwendig.



## 4 Methanemissionen aus der Öl- und Gasförderung

---

Methan (CH<sub>4</sub>) ist ein starkes Treibhausgas, dessen atmosphärische Menge sich seit der vorindustriellen Zeit mehr als verdoppelt hat. Es ist nach Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) das zweitwichtigste Treibhausgas für den Klimawandel im Industriezeitalter. Methan ist ein kurzlebiger Luftschadstoff (Short-Lived Climate Pollutant, SLCP) mit einer atmosphärischen Lebensdauer von etwa einem Jahrzehnt (die für die Klimawirkung relevante mittlere Wirkungsdauer von Störungen beträgt 12 Jahre). Methan trägt außerdem zur Bildung von troposphärischem Ozon (O<sub>3</sub>) bei, das wie Methan ein kurzlebiges, aber starkes Treibhausgas ist. (UNEP und CCAC 2022).

Erdgas besteht zu einem großen Anteil aus Methan und erhebliche Mengen Gas können bei der Förderung, Aufbereitung und Transport freigesetzt werden. Wie sich die wissenschaftlichen Erkenntnisse zu den Methanemissionen in den vergangenen Jahren entwickelt haben, wird in diesem Kapitel dargestellt.

### 4.1 Die globalen anthropogenen Methanemissionen und ihr fossiler Anteil

Im „Global Methane Assessment“ der Umweltorganisation der Vereinten Nationen (UNEP) wurde im Jahr 2021 ergänzend zum im gleichen Jahr erschienenen IPCC Bericht ein Überblick über den Stand der Wissenschaft zum Thema Methanquellen zusammengestellt (IPCC 2021; UNEP CCAC 2021). Dort wurde berichtet, dass die Methanmengen in der Atmosphäre in den 2010er Jahren rasch angestiegen waren und bis zum Ende dieses Jahrzehnts durchschnittliche fünfjährige Wachstumsraten erreicht hatten, wie sie seit den 1980er Jahren nicht mehr beobachtet worden waren. Im aktuellen „Global Methane Assessment: 2030 Baseline Report“ weist UNEP darauf hin, dass die atmosphärischen Werte auch 2020 weiter gestiegen sind (UNEP und CCAC 2022). So ermittelte das In-situ-Beobachtungsnetz des Global Atmosphere Watch Programme (GAW) der Weltorganisation für Meteorologie (WMO), dass die global gemittelten Oberflächenwerte für Methan im Jahr 2020  $1889 \pm 2$  Teile pro Milliarde (ppb) erreichen (WMO 2022). Dieser Wert entspricht 262 Prozent des vorindustriellen (vor 1750) Niveaus. Der Anstieg von 2019 auf 2020, der als Differenz zwischen zwei Jahresmittelwerten berechnet wird (11 ppb), war höher als der von 2018 auf 2019 beobachtete und höher als die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der letzten zehn Jahre. Die Analyse der Daten von Standorten der U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), die etwa 40 % des GAW-Netzes ausmachen, ergab für 2021 den höchsten Methananstieg in der 38-jährigen Aufzeichnung ([https://gml.noaa.gov/ccgg/trends\\_ch4/](https://gml.noaa.gov/ccgg/trends_ch4/)).

Die wichtigsten Daten zu Quellen von Methan in der Atmosphäre werden regelmäßig vom „Global Carbon Project“ zusammengetragen, überprüft und dokumentiert (Kirschke et al. 2013; Saunio et al. 2016, 2020). Eine Art von Datenquellen sind darin Bottom-up-Inventare. Diese liefern Schätzungen, die sich weitgehend auf Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren

stützen. Dazu gehören das CEDS-Inventar (Hoesly et al. 2018), das EDGAR-Inventar (Crippa et al. 2018), die Global Non-CO<sub>2</sub> Projections der US EPA (US EPA 2019) und das IIASA-Inventar (Höglund-Isaksson et al. 2020). Darüber hinaus werden Top-down-Inventare aus atmosphärischen Messungen erstellt, wobei Atmosphärenmodelle verwendet werden, um den Beitrag spezifischer Quellen zu den Beobachtungen abzuleiten. Diese Top-down-Inventare decken jedoch in der Regel nicht alle Länder der Welt ab.

Zu den anthropogenen Quellen gehören die Landwirtschaft (Wiederkäuer, Gülle und Reisanbau), die Abfallwirtschaft (Deponien, Abfall- und Abwasserbehandlung), die Energiewirtschaft (fossile Brennstoffe, d. h. Produktion und Nutzung von Kohle, Erdöl und Erdgas; Verbrennung von Biokraftstoffen) und die offene Verbrennung von Biomasse. Natürliche Quellen sind vor allem Feuchtgebiete, aber auch Süßwassersysteme im Binnenland (Seen, Flüsse, Stauseen, Flussdeltas usw.), geologische Quellen, Termiten und Wildtiere.

Auf globaler Ebene sind die anthropogenen Quellen recht gut bekannt, wobei sowohl Bottom-up- als auch Top-down-Schätzungen Emissionen von ca. 360 Mio. t pro Jahr für den Zeitraum 2008-2017 ergeben (Unsicherheitsbereich 340-380 Mio. t/Jahr). Isotopenmessungen liefern Anhaltspunkte für die Zuordnung der Quellen aber es bestehen nach wie vor Unsicherheiten in Bezug auf die Isotopensignaturen und das Ausmaß einiger natürlicher Quellen.

Trotz nicht unwesentlicher Unterschiede zwischen den Emissionsschätzungen und der begrenzten Verfügbarkeit aktueller Daten zur besseren Eingrenzung dieser Werte sind viele Merkmale der derzeitigen Methanemissionen eindeutig. Im Global Methane Assessment: 2030 Baseline Report, der in den kommenden Jahren auch die Grundlage internationalen Anstrengungen zur Methanreduktion sein soll (Kapitel 9.2), wird die Größe der anthropogenen Methanquellen mit den in Abbildung 4 gezeigten Werten beziffert.

<b>Sektor</b>	<b>Mittelwert [Mt/a]</b>	<b>EPA 2020 [Mt/a]</b>	<b>IIASA 2020 [Mt/a]</b>	<b>CEDS 2019 [Mt/a]</b>	<b>EDGAR 2020 [Mt/a]</b>
<b>Landwirtschaft</b>	<b>147</b>	<b>143</b>	<b>149</b>	<b>133</b>	<b>161</b>
<i>Viehhaltung</i>	114	114	113	107	123
<i>Reisanbau</i>	30	25	32	25	38
<b>Abfall</b>	<b>73</b>	<b>60</b>	<b>65</b>	<b>83</b>	<b>84</b>
<i>Festabfall</i>	43	40	45	40	47
<i>Abwasser</i>	30	20	20	41	37
<b>Energie</b>	<b>134</b>	<b>128</b>	<b>140</b>	<b>146</b>	<b>121</b>
<i>Erdgas</i>	35	21	44	32	43
<i>Erdöl</i>	43	47	44	53	29
<i>Kohle</i>	41	38	41	46	37
<b>Gesamt (ink. 16 Mt/a aus Biomasseverbrennung)</b>	<b>372</b>	<b>348</b>	<b>371</b>	<b>378</b>	<b>391</b>

Abbildung 4: Abschätzung heutiger Quellen anthropogener Methanemissionen in Megatonnen pro Jahr. Nach (UNEP und CCAC 2022)

## 4.2 Methanemissionen in Ökobilanzen der Gasbereitstellung

Eine einfache Überschlagsrechnung mit den Produktionszahlen für Erdöl und Erdgas für 2020 aus dem statistischen Jahresbericht von BP (BP 2022) und den Werten aus Abbildung 4 ergeben folgende einfache Abschätzung: Bei einer globalen Förderung von 138.4 EJ Gas und 35 Mt Methanemissionen im gleichen Zeitraum folgt für Erdgas eine Methanintensität von 0,253 g CH<sub>4</sub>/MJ, oder 9,26 g CH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> (für Erdgas mit einem Heizwert von 36,6 MJ/Nm<sup>3</sup>). Das entspricht einer durchschnittlichen Verlustrate von 1,6 % in der Erdgasförderung, -aufbereitung und Nutzung.

Für eine ökobilanzielle Betrachtung ist diese Abschätzung viel zu grob, denn sie berücksichtigt keine regionalen Unterschiede wie Fördertechniken, Gaszusammensetzungen, Alter von Anlagen, Regulierung durch Industriestandards oder behördliche Auflagen. Außerdem ist eine Zuordnung zu unterschiedlichen Schritten der Erdgasbereitstellung (Bohrung, Förderung, Aufbereitung, Transport) und Nutzung (Speicherung, Distribution, Verbrennung oder stoffliche Nutzung) notwendig, um spezifische Produktwege (z. B. die Bereitstellung von LNG) zu bewerten.

Auch die Angaben des größten Branchenverbandes der Öl- und Gasindustrie, der International Association of Oil & Gas Producers (IOGP), helfen an dieser Stelle nicht weiter. Im Nachhaltigkeitsbericht für 2021 beziffert die IOGP die Methanemissionen auf rund 0,5 kg Methan pro Tonne produzierter Kohlenwasserstoffe (IOGP 2022). Auch hier gibt es keine Unterscheidung zwischen Öl- und Gasförderung und eine einfache Abschätzung mit einem angenommenen Methangehalt von 650 g/Nm<sup>3</sup> und einer Dichte von 0,78 kg/Nm<sup>3</sup> führt zu einer durchschnittlichen Verlustrate von 0,06% in der Erdgasförderung. Auch wenn diese nur eine grobe Abschätzung für den Produktionsabschnitt der Bereitstellungskette ist, liegt diese doch um den Faktor 25 unter den Werten von IPCC, UNEP und Global Carbon Project für die Gesamtemissionen aus der Erdgasförderung und -nutzung.

Um diesem Widerspruch aufzulösen, braucht es Messungen an Förder- und Aufbereitungsanlagen, an Pipelines, Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen, sowie an Schiffen, die verflüssigtes Erdgas transportieren und in Verteilnetzen und bei Endverbrauchern. Solche Messungen wurden in den vergangenen 15 Jahren vor allem auch in den USA sehr intensiv durchgeführt.

Grundsätzlich lassen sich drei Arten von Studien unterscheiden:

- Komponenten-Studien, in denen Gasemissionen an einzelnen typischen Anlagenteilen gemessen werden, z. B. (Zimmerle et al. 2019)
- Studien auf Einrichtungsebene (site level), in denen die Emissionen von Förder- oder Aufbereitungsanlagen durch Messungen der Gaskonzentration in der Umgebung (downwind) gemessen werden. Die Messungen werden oft über mobile Messfahrzeuge, Drohnen und Flugzeuge aber auch stationäre Messeinrichtungen durchgeführt, z. B. (Chen et al. 2022; Robertson et al. 2020)
- Studien auf der Ebene von Fördergebieten, die durch Messungen mit Satelliten und Flugzeugen und die Anwendung von atmosphärischen Transportmodellen auf die Verteilung der Gasquellen schließen, z. B. (Zhang et al. 2020)

Viele Messungen, vor allem auf der Ebene von Einrichtungen und Fördergebieten, standen aber lange auch in einem Widerspruch zu den Werten des offiziellen US EPA Emissions-

inventares (Greenhouse Gas Inventory (GHGI)), das auf einer – sehr detaillierten – Skalierung von Komponentenmessungen beruht. (US EPA 2018). (Brandt et al. 2014) schätzen in einer Übersichtsarbeit ab, dass das EPA-Methaninventar die Emissionen um 50 % unterschätzt. Die atmosphärischen Messungen deuten aus ihrer Sicht darauf hin, dass ein kleiner Teil von Anlagen, so genannte "Super-Emitter" - Quellen mit extrem hohen Emissionen, die weit über den Normalbetrieb hinausgehen - wahrscheinlich ein wichtiger Grund für diese Unterschiede sind. 2018 veröffentlichten (Alvarez et al. 2018) eine weitere Übersichtsstudie mit aktualisierten Daten, in der eine Bottom-up-Analyse mit einer Top-down-Analyse, die 30 % der US-Gasproduktion abdeckte, verbunden wurde. Ihre anlagenbasierte Schätzung der Erdgas- und Erdölversorgungskettenemissionen für 2015 liegt um 60 % höher als die GHGI-Schätzung der US EPA.

Obwohl zumindest für die USA so gut dokumentiert ist, dass die offiziellen Emissionsinventare die Methanemissionen aus der Öl- und Gasförderung deutlich unterschätzen, schlug sich dieses Erkenntnis in vielen Ökobilanzstudien und Datenbanken, z. B. des Ökobilanzmodells GREET des Argonne National Laboratory noch nicht nieder. Zudem liegen so detaillierte Messungen nur für die USA vor und selbst dort war eine Zuordnung zu den Produkten Öl und Gas und zu den einzelnen Schritten der Prozessketten lange nicht befriedigend möglich. Wohl auch deshalb verweisen selbst die jüngsten Studien zur Versorgung Europas sowohl mit pipelinegebundenem als auch verflüssigtem Erdgas auf die methodischen Unsicherheiten und bilanzieren die Umweltwirkungen weiterhin mit den deutlich niedrigeren Emissionswerten der staatlichen Inventare und Unternehmensangaben (Baumann und Schuller 2021; Sphera 2021).

### **Fortschritte in der regionalen und sektoralen Zuordnung**

In den fünf Jahren nach der Veröffentlichung von (Alvarez et al. 2018) hat sich der Kenntnisstand und die methodische Herangehensweise aber noch einmal verbessert. Neue Algorithmen der Datenauswertung haben es möglich gemacht in den Daten von Umweltsatelliten (z. B. Sentinel-5P) sehr große Methanquellen („Ultra-Emitter“ mit Emissionsraten > 25 t/h) aufzuspüren (Irakulis-Loitxate et al. 2021; Lauvaux et al. 2022). Diese fanden sich im Beobachtungszeitraum in vielen der großen Öl- und Gasfördergebiete, der USA; Nordafrikas, des Nahen Ostens und der ehemaligen Sowjetunion.

Mit dem erstmals im Rahmen des „World Energy Outlook 2017“ (IEA 2017) von der internationalen Energieagentur beschriebenen und anschließend als Online-Tool „IEA Methane Tracker“ veröffentlichten Vorgehen, gibt es mittlerweile eine pragmatische Lösung, um die Emissionen den Prozessketten von Öl und Gas zuzuordnen. Basis ist dabei die Forschungslage in den USA, aus der heraus ein Verteilungsschlüssel aufgestellt wird, der zwischen Erdöl- und Erdgasproduktion, Onshore und Offshore, Upstream- und Downstream-Prozessen unterscheidet. Dieser Schlüssel wird dann anhand sozio-ökonomischer Faktoren (Struktur der Förderunternehmen, staatliche Regulierung, Alter der Infrastruktur, Länge des Transportnetzes, uvm.) auf andere Förderländer angepasst. In der aktuellen Version werden für über 70 Länder Methanemissionsprofile der Erdöl- und Erdgasindustrie berechnet. (IEA 2022). Die Dokumentation zum IEA Methane Tracker ist allerdings sehr knapp und das Modell hat auch keinen unabhängigen Begutachtungsprozess durchlaufen.

Während der IEA Methane Tracker eher einen Top-Down-Ansatz verfolgt, indem die Emissionen auf Produkte und Prozessschritte aufgeteilt werden, gelingt es Bottom-up-Studien in den USA einen großen Teil der Lücke zwischen Emissionsinventaren und anlagenbezogenen Messungen zu schließen. In der Studie von (Rutherford et al. 2021) stellen die Autoren ein Modell vor das auf einer umfassenden Datenbank zum Einsatz und Emissionen einzelner

Anlagenkomponenten beruht. Darauf wird eine statistische Methode angewandt (Bootstrap-Resampling), die das Auftreten seltener, großer Emittenten (Super-Emitter) besser erfassen kann. Mit der Methode von (Rutherford et al. 2021) und deren Integration im Stanford-Modell OPGEE (Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator) (Brandt et al. 2020) lassen sich die Ergebnisse von (Alvarez et al. 2018) überzeugend reproduzieren. Außerdem ist so eine nachvollziehbare Zuordnung zu den Produkten Öl und Gas möglich.

Mittlerweile halten die Daten zu den erhöhten Methanemissionen auch Einzug in die relevante Ökobilanzstudien und -datenbanken. So wurden in der Ecoinvent-Datenbank in der Version 3.9 zu ersten Mal die Emissionen nach dem Verteilungsschlüssel des IEA Methane Trackers aufgenommen (Ecoinvent 2022; Meili et al. 2022). Das US-amerikanische Ökobilanzmodell GREET hat seit dem Jahr 2021 seine Emissionsfaktoren für Erdgas angelehnt an die Methode von (Rutherford et al. 2021) angepasst.

In den kommenden Jahren ist eine weitere Verbesserung der Datenlage und eine Ausweitung der Bottom-up-Methode auf andere Länder jenseits der USA zu erwarten (Kapitel 9.1).

# 5 Datenquellen und -auswahl

---

## 5.1 Datenquellen

Um für alle Lieferländer konsistente Lieferketten zu modellieren und auszuwerten, ist es wünschenswert eine möglichst einheitliche und transparente Datenbasis heranzuziehen. Aus unserer Literaturrecherche ergeben sich zwei geeignete Hauptdatenquellen. Eine Gruppe von aufeinander aufbauenden Studien bildet die eine Hauptdatenquelle:

- „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas,, (DBI 2016)
- „Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas; Study for the Natural & Bio Gas Vehicle Association (NGVA) Europe “ (thinkstep 2017)
- „Life cycle GHG emission study on the use of LNG as marine fuel“ (Sphera 2019)
- „2nd Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel“ (Sphera 2021)
- “Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle” (Baumann und Schuller 2021)

Positiv an diesen Studien ist, dass Daten z. T. direkt bei den beteiligten Firmen (Öl- und Gasförderer, Fernnetzbetreiber) erhoben wurden und dass einzelne Prozessschritte, etwa die Verflüssigung von Erdgas oder der Schiffstransport, in hoher technologischer und geografischer Auflösung untersucht wurden.

Weniger vorteilhaft ist, dass thinkstep/Sphera nur ausgewählte Daten der modellieren Prozesse veröffentlichen. Die vollständigen Prozessdaten, wie auch die der verwendeten Hintergrundprozesse (Infrastruktur, Kraftstoffe, Betriebsmittel) werden der proprietären Ökobilanzdatenbank GaBi entnommen (Sphera Datenbank 2021).

Als zweite große Datenquelle wurde die Ökobilanzdaten Ecoinvent in der Version 3.9.1 herangezogen. Die Datenbank wird weltweit für verschiedene Arten von Nachhaltigkeitsbewertungen eingesetzt. Sie ermöglicht Analysen zu den Umweltauswirkungen von Produkten und Dienstleistungen über deren gesamten Lebenszyklus hinweg, von der Produktion über den Konsum bis hin zur Entsorgung. Die Datenbank beinhaltet mehr als 18.000 Sachbilanzdaten aus einer Vielzahl von Wirtschaftssektoren auf regionaler wie globaler Ebene. (ecoinvent v3 2019).

Für diese Studie ist besonders vorteilhaft, dass Ecoinvent in der aktuellen Version der Datenbank die Daten zur Bereitstellung von Öl und Gas komplett überarbeitet hat (Ecoinvent 2022). Die zugrunde liegenden Annahmen und Prozessdaten sind nachvollziehbar dokumentiert und berücksichtigen bereits die erhöhten Methanemissionen auf Basis des IEA Methane Trackers (Bussa et al. 2022; Meili et al. 2022).

Nachteile des Öl- und Gasmodells in Ecoinvent sind die, im Vergleich zu Sphera, geringere technologische und geografische Differenzierung

Für die USA stehen eine Reihe von weiteren Datenquellen zur Verfügung, die z. T. mit Industriedaten, hoher technologischer Differenzierung und Forschungsaufwand die Bereitstellung von Öl und Gas in Nordamerika modellieren:

- Das National Energy Technology Laboratory (**NETL**) ist ein nationales US-Forschungsinstitut, das dem Amt für fossile Energie des US-Energieministeriums (Department of Energy, Office of Fossil Energy) untersteht. Forscher des NETL modellieren und bewerten die Bereitstellung fossiler Energieträger (NETL 2019; Rai et al. 2021).
- **GREET** (Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies) ist ein Ökobilanzmodell, das vom Argonne National Laboratory (U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy) gepflegt wird. Es bewertet die Energie- und Emissionsauswirkungen fossiler aber auch fortschrittlicher und neuer Kraftstoffe für den Verkehr - den Kraftstoffzyklus von der Quelle bis zum Rad und den Fahrzeugzyklus bis zur Materialrückgewinnung und Fahrzeugentsorgung. (GREET 2022)
- Die Arbeitsgruppe Environmental Assessment and Optimization (EAO) (Umweltbewertung und -optimierung) an der Stanford Universität entwickelt Modelle und Instrumente zur Bewertung von Treibhausgasemissionen aus fossilen Energiesystemen. Der Ansatz umfasst die Entwicklung von ingenieurbasierten Bottom-up-Modellen für die Lebenszyklusanalysen (LCA). Das Modell **OPGEE** (Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator) wurde in der Version 3 unter anderem durch die Arbeit von (Rutherford 2022; Rutherford et al. 2021) so erweitert, dass auch die Gasvorkette detailliert abgebildet wird.

Im folgenden Abschnitt werden die diesen Datenquellen entnommenen Prozessdaten aufgeführt, verglichen und die für diese Studie ausgewählten Werte dargestellt.



## 5.2 Prozessdaten

### 5.2.1 Förderung und Aufbereitung von Erdgas außerhalb der USA

Die verfügbaren Daten zum Energieeinsatz bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas in Förderländern außerhalb der USA sind in Tabelle 1 aufgeführt. Während (Ecoinvent 2022) auf Basis von (Meili et al. 2022) Daten aus (IOGP 2020) ausgewertet, die dort differenziert nach sieben Weltregionen vorliegen, nutzt (Sphera 2021) Daten, die z. T. bei Unternehmen erhoben (Nigeria) oder aus Nachhaltigkeitsberichten entnommen wurden (Katar). Letzteren geben wir für diese Länder wegen des besseren geografischen Bezuges den Vorzug vor den Ecoinvent-Daten. Für andere Länder gibt (Sphera 2021) die eigene, interne Datenbank Gabi an. Da deren Hintergrund für uns nicht einsehbar ist, nutzen wir für diese Länder (Malaysia, Indonesien) die Ecoinvent-Daten. Für Algerien nutzen wir ebenfalls (Ecoinvent 2022), da die von Sphera herangezogene Studie (EXERGIA 2015) methodische Schwächen aufweist.

Tabelle 1: Energieeinsatz (Heizwert, LHV) bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; Sphera 2021)

<i>Energieträger</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ecoinvent 3.9.1 Katar</i>	<i>Sphera 2021 Katar</i>	<i>Ecoinvent 3.9.1 Algerien</i>	<i>Sphera 2021 Algerien</i>	<i>Ecoinvent 3.9.1 Nigeria</i>	<i>Sphera 2021 Nigeria</i>	<i>Ecoinvent 3.9.1 Malaysia</i>	<i>Sphera 2021 Malaysia</i>
<b>Strom</b>	<b>MJ/t</b>	60,3	0	15,9	402,0	15,9	0,3	104,4	1,2
<b>Diesel</b>	<b>MJ/t</b>	31,1	0	31,2	34,4	31,5	4,8	39,7	31,3
<b>Erdgas*</b>	<b>MJ/t</b>	710,1	1479,7	4341,2	1461,3	3774,3	2778,8	2953,5	875,6
<b>Gesamt</b>	<b>MJ/t</b>	801,5	1479,7	4388,3	1897,7	3821,7	2783,9	3097,6	908,1
<i>Datenquelle</i>		[1]	[2]	[1]	[3]	[1]	[4]	[1]	[5]

\*Umfasst Erdgas für energetische Nutzung und abgepackeltes Gas

[1] (Meili et al. 2022), dort regionale (kontinentale) Werte auf Basis (IOGP 2020)

[2] (thinkstep 2017), dort auf Basis von RarGas und Qatargas, Sustainability Reports 2015

[3] (thinkstep 2017), dort auf Basis von (EXERGIA 2015)

[4] (thinkstep 2017), dort auf Basis von Primärdaten von Nigeria Shell und ENI

[5] (Sphera Datenbank 2021)

Tabelle 1 (Fortsetzung): Energieeinsatz (LHV) bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün

<i>Energieträger</i>	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1 Indonesien</b>	<b>Sphera 2021 Indonesien</b>
<b>Strom</b>	<b>MJ/t</b>	104,3	1,0
<b>Diesel</b>	<b>MJ/t</b>	39,7	32,8
<b>Erdgas*</b>	<b>MJ/t</b>	2807,1	4392,8
<b>Gesamt</b>	<b>MJ/t</b>	2951,1	4426,6
<i>Datenquelle</i>		[1]	[5]

\*Umfasst Erdgas für energetische Nutzung und abgepackeltes Gas  
 [1] (Meili et al. 2022), dort regionale (kontinentale) Werte auf Basis (IOGP 2020)  
 [5] (Sphera Datenbank 2021)

Die verfügbaren Daten zu Gas- und damit Methanemissionen bei der Förderung und Verarbeitung von Erdgas in Förderländern außerhalb der USA sind in Tabelle 2 aufgeführt. (Ecoinvent 2022) wertet auf Basis von (Meili et al. 2022) länderscharf die Daten des IEA-Methane Trackers aus (IEA 2022). In (Sphera 2021) werden die gleichen Datenquellen wie für den Energieeinsatz ausgewertet. Da sich für die USA (Kapitel 5.2.2) zeigt, dass der Ansatz von (Meili et al. 2022) in guter Übereinstimmung mit der nachvollziehbaren Berechnung aus anderen Veröffentlichungen ist, ziehen wir die Daten aus (Ecoinvent 2022) für alle Länder heran. In der Zukunft ist es wünschenswert, die Datenbasis für Länder außerhalb der USA zu verbessern.

Tabelle 2: Gasemissionen bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1 Katar</b>	<b>Sphera 2021 Katar</b>	<b>Ecoinvent 3.9.1 Algerien</b>	<b>Sphera 2021 Algerien</b>	<b>Ecoinvent 3.9.1 Nigeria</b>	<b>Sphera 2021 Nigeria</b>	<b>Ecoinvent 3.9.1 Malaysia</b>	<b>Sphera 2021 Malaysia</b>
<b>NG Emissionen</b>	<b>Vol-% (m³NG/m³NG)</b>	0,68*	0,06	1,39*	2,00	1,22*	0,11	0,41*	0,75
<i>Datenquelle</i>		[1]	[2]	[1]	[3]	[1]	[4]	[1]	[5]

\*enthält auch die direkten Methanemissionen aus der energetischen Nutzung  
 [1] (Meili et al. 2022), dort Werte auf Basis (IEA 2022) und (BP 2020)  
 [2] (thinkstep 2017), dort auf Basis von RarGas und Qatargas, Sustainability Reports 2015  
 [3] (thinkstep 2017), dort auf Basis von (EXERGIA 2015)  
 [4] (thinkstep 2017), dort auf Basis von Primärdaten von Nigeria Shell und ENI  
 [5] (Sphera Datenbank 2021)

Tabelle 2 (Fortsetzung): Erdgasemissionen bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas, Förderländer außer USA (Fortsetzung), verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1 Indone- sien</b>	<b>Sphera 2021 Indonesien</b>
<b>NG Emissionen</b>	<i>Vol-% (m<sup>3</sup>NG/ m<sup>3</sup>NG)</i>	1,10*	0,46
<i>Datenquelle</i>		[1]	[5]
*enthält auch die direkten Methanemissionen aus der energetischen Nutzung [1] (Meili et al. 2022), dort Werte auf Basis (IEA 2022) und (BP 2020) [5] (Sphera Datenbank 2021)			

### 5.2.2 Förderung und Aufbereitung von Erdgas in den USA

Die verfügbaren Daten zum Energieeinsatz bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas den USA sind in Tabelle 3 aufgeführt. Während (Ecoinvent 2022) auf Basis von (Meili et al. 2022) einen Durchschnittswert aus (IOGP 2020) anwendet, nutzt (Sphera 2021) für die konventionelle Produktion Daten aus der eigenen, internen Datenbank GaBi und für die unkonventionelle Produktion teilweise Primärdaten von Exxon Mobil. Das Ökobilanzmodell GREET 2022 nutzt Werte aus (Rai et al. 2021), die z. T. auf Industriedaten beruhen. Für diese Studie nutzen wir Daten von GREET 2022, da sie aus unserer Sicht am besten die Situation in den USA abbilden. Es wird ein Mittelwert aus 25 % konventioneller und 75 % unkonventioneller Förderung angenommen.

Tabelle 3: Energieeinsatz (LHV) bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas in den USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Ecoinvent 2022; GREET 2022; Sphera 2021)

Energie-träger	Einheit	Ecoinvent 3.9.1	Sphera 2021 USA konv.	Sphera 2021 USA unkonv.	GREET 2022 USA konv.	GREET 2022 USA unkonv.	GREET 2022 USA (25/75)**
<b>Strom</b>	<b>MJ/t</b>	61,6	20,7	6,1	38,4	38,4	38,4
<b>Diesel</b>	<b>MJ/t</b>	59,0	40,3	367,1	22,9	15,9	17,7
<b>Erdgas*</b>	<b>MJ/t</b>	3349	1616	1040	2977	2792	2838
<b>Gesamt</b>	<b>MJ/t</b>	3470	1677	1414	3038	2846	2894
<b>Daten-quelle</b>		[1]	[2]	[3]	[4]	[4]	[4]

\*Umfasst Erdgas für energetische Nutzung und abgefackeltes Gas  
 \*\* Mittelwert aus 25% konventioneller und 75% unkonventioneller Förderung.  
 [1] (Meili et al. 2022), dort regionale (kontinentale) Werte auf Basis (IOGP 2020)  
 [2] (Sphera Datenbank 2021)  
 [3] (Sphera 2019), dort z. T. Primärdaten von Exxon Mobil  
 [4] (Rai et al. 2021), dort z. T. Unternehmensdaten

Die verfügbaren Daten zu Gas- und damit Methanemissionen bei der Förderung und Verarbeitung von Erdgas in den USA sind in Tabelle 4 aufgeführt. (Ecoinvent 2022) wertet auch hier auf Basis von (Meili et al. 2022) länderscharf die Daten des IEA-Methane-Trackers aus (IEA 2022). In (Sphera 2021) werden die gleichen Datenquellen wie für den Energieeinsatz ausgewertet. GREET 2022 berechnet die Erdgasverluste einmal auf Basis von (US EPA 2018) und einmal auf gleicher Basis skaliert in Anlehnung an (Rutherford et al. 2021). NETL 2021 berechnet die Verluste auf Basis von (US EPA 2016, 2018). OPGEE 3.0 verwendet (Rutherford 2022; Rutherford et al. 2021). Da wir die Berechnung von OPGEE 3.0 für die am besten nachvollziehbare, aufwändigste und technologisch differenzierteste einschätzen und der Wert von Ecoinvent sehr ähnlich ist, verwenden wir aus Gründen der globalen Konsistenz auch für die USA den Wert von Ecoinvent.

Tabelle 4: Erdgasemissionen bei Förderung und Verarbeitung von Erdgas in den USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Brandt et al. 2020; Ecoinvent 2022; GREET 2022; Rai et al. 2021; Rutherford 2022; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1</b>	<b>Sphera 2021 USA konv.</b>	<b>Sphera 2021 USA un-konv.</b>	<b>NETL 2021</b>	<b>GREET 2022 mit EPA 2022</b>	<b>GREET 2022 konv./un-konv</b>	<b>OPGEE 3.0</b>
<b>NG Emissionen</b>	<i>Vol-% (m<sup>3</sup>NG/m<sup>3</sup>NG)</i>	1,23*	0,10	0,62	1,1	0,40	0,58	1,3
<i>Datenquelle</i>		[1]	[2]	[3]	[4]			
<p>*enthält auch die direkten Methanemissionen aus der energetischen Nutzung            [1] (Meili et al. 2022), dort kontinentaler Wert auf Basis (IEA 2022) und (BP 2020)            [2] (Sphera Datenbank 2021)            [3] (Sphera 2019), dort z. T. Primärdaten von Exxon Mobil            [4] (Rai et al. 2021), dort z. T. Unternehmensdaten            [5] auf Basis (US EPA 2022a)            [6] auf Basis (US EPA 2022a) mit (Rutherford et al. 2021)            [7] (Brandt et al. 2020) mit (Rutherford 2022; Rutherford et al. 2021)</p>								

### 5.2.3 Pipelinetransport im Förderland

Die verfügbaren Daten zu energetischen Aufwendungen und Gas- und damit Methanemissionen beim Pipelinetransport von Erdgas in den betrachteten Förderländern sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt. (Ecoinvent 2022) setzt für Förderländer außerhalb von Europa und Nordamerika einen höheren Wert für den Energiebedarf an als in diesen Regionen. (Sphera 2021) geht weltweit vom gleichen Energiebedarf aus. Da die Energiewerte von Sphera sehr nah an denen von (GREET 2022) liegen, verwenden wir diese für alle Länder. Für die Erdgasverluste aus der Pipeline folgen wir der Argumentation von Sphera, dass Offshore-Leitungen abgeschlossene Systeme ohne Leckagen sind. Für Onshore-Pipelines außerhalb der USA verwenden wir den Wert von (Ecoinvent 2022) auf Basis von (Bussa et al. 2022). Für die USA erscheint uns die Annahme von GREET am geeignetsten. Für die Transportentfernungen folgen wir den Annahmen von Sphera.

Tabelle 5: Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Pipelinetransport, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün

	<i>Einheit</i>	Ecoinvent 3.9.1 Welt außer RER, RNA	Sphera 2021 Katar	Sphera 2021 Algerien	Sphera 2021 Nigeria	Sphera 2021 Malaysia	Sphera 2021 Indone- sien
<i>On- shore/off- shore</i>		Onshore =offs- hore	offshore	onshore	offshore	onshore	offshore
<i>Erdgas für Kompresso- ren</i>	<i>MJ/(MJ*km)</i>	2,2E-05	3,0E-05	3,0E-05	3,0E-05	3,0E-05	3,0E-05
<i>NG-Emissio- nen</i>	<i>%/1000km</i>	0,204	0	0,016	0	0,11	0
<i>Entfernung</i>	<i>km</i>		80	542	200	500	60

Tabelle 6: Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Pipelinetransport in den USA, verwendete Werte grün

	<i>Einheit</i>	Ecoinvent 3.9.1	Sphera 2021	NETL 2021	GREET 2022	Alvarez 2018
<i>Erdgas für Kompresso- ren</i>	<i>MJ/(MJ*km)</i>	9,0E-06	3.00E-05		2,8E-05	
<i>NG-Emissio- nen</i>	<i>%/1000km</i>	0,019	0,47	0,24	0,34	0,26
<i>Entfernung</i>	<i>km</i>	1020	500			

## 5.2.4 Verflüssigung

Die verfügbaren Daten zu energetischen Aufwendungen und Gas- und damit Methanemissionen bei der Verflüssigung von Erdgas in den betrachteten Förderländern sind in Tabelle 7 und Tabelle 8 dargestellt. (Ecoinvent 2022) setzt einheitlich Werte für alle Länder an, während (Sphera 2021) stark nach länderspezifischer Verflüssigungstechnologie und Umwelttemperaturen differenziert. Wir wählen diese differenzierten Daten für die Energieaufwendungen für diese Studie.

Bei den direkten Methanemissionen ergibt sich ein uneinheitlicheres Bild. Obwohl sich (Sphera 2021) und (Baumann und Schuller 2021) auf die gleichen Quellen beziehen, liegen die Werte deutlich auseinander. (Sphera 2021) gibt nur Anteil des verdampfenden LNG (Boil Off Gas, BOG) an, der entweicht. Die Werte von (Baumann und Schuller 2021) (in Tabelle 7 und Tabelle 8 als UBA 2021 bezeichnet) enthalten hingegen auch Methanemissionen aus der Vorkette (Infrastruktur, Elektrizität). Da sich diese nicht nachvollziehbar von den direkten Emissionen der Verflüssigung trennen lassen, verwenden wir für diese Studie für alle Länder den Wert von (GREET 2022).

Tabelle 7: Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Verflüssigung, Förderländer außer USA, verwendete Werte grün, Quellen: (Baumann und Schuller 2021; Ecoinvent 2022; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	Ecoinvent 3.9.1	Sphera 2021 Katar	UBA 2021 Katar	Sphera 2021 Algerien	Sphera 2021 Nigeria	UBA 2021 Nigeria	Sphera 2021 Malaysia	Sphera 2021 Indonesien
<b>Erdgas</b>	<b>MJ/t</b>	4212	5220		7380	4847		4997	4996
<b>Strom</b>	<b>MJ/t</b>	0	291		142	188		188	187
<b>NG-Emissionen</b>	<b>Vol-% (m3NG/ m3NG)</b>	0,05	0,03*	0,24**	0,03*	0,03*	0,25**	0,03*	0,03*

\*Nur Anteil des verdampfenden LNG (Boil Off Gas, BOG), der entweicht.  
\*\*Inklusive direkte Methanemissionen aus der Vorkette (Elektrizität, Infrastruktur, etc.)

Tabelle 8: Energieeinsatz (LHV) und Gasverluste Verflüssigung in den USA, verwendete Werte grün, , Quellen: (Baumann und Schuller 2021; Ecoinvent 2022; GREET 2022; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1</b>	<b>Sphera 2021</b>	<b>UBA 2021</b>	<b>GREET 2022</b>
<b>Erdgas</b>	<i>kJ/t</i>	4212	5013		4279
<b>Strom</b>	<i>MJ/t</i>	0	109		87
<b>NG-Emissionen</b>	<i>Vol-% (m3NG/ m3NG)</i>	0,05	0,03*	0,24**	0,1
*Nur Anteil des verdampfenden LNG (Boil Off Gas, BOG), der entweicht. **Inklusive direkte Methanemissionen aus der Vorkette (Elektrizität, Infrastruktur, etc.)					

### 5.2.5 Schiffstransport

Die verfügbaren Daten zu Kraftstoffbedarf und Gas- und damit Methanemissionen beim Schiffstransport von Erdgas aus den betrachteten Förderländern, sowie eingesetzte Schiffstypen sind in Tabelle 9 und Tabelle 10 dargestellt. Während (Ecoinvent 2022) von einem einzelnen, mit Schweröl angetriebenen Schiffstyp (SSD, Slow Speed Diesel) ausgeht und (Bussa et al. 2022) von einem mit Dual-Fuel-Antrieb (DFDE, Dual Fuel Diesel Electric), differenziert (Sphera 2021) auf Basis von (IGU 2020) stark nach Schiffstechnologien und deren Einsatz auf unterschiedlichen Transportrouten. Wir übernehmen die Werte von Sphera mit einer vereinfachten Differenzierung (drei statt acht Schiffstypen). Die Entfernungen in Tabelle 10 sind mit dem Online-Rechner sea-distances.org mit den einheitlichen Zielhafen Wilhelmshaven ermittelt.

Tabelle 9: Kraftstoffverbrauch (LHV), Gasverluste und Methanslip (Antrieb) im Schiffstransport, verwendete Werte grün, Quellen: (Bussa et al. 2022; Ecoinvent 2022; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1</b>	<b>Bussa 2022</b>	<b>Sphera 2021</b>	<b>Sphera 2021</b>	<b>Sphera 2021</b>
		<b>SSD</b>	<b>DFDE</b>	<b>SSD</b>	<b>Dampfturbine</b>	<b>DFDE</b>
<i>HFO/VLSFO/MGO</i>	<i>MJ/tkm</i>	0,110	0,068	0,084	0,015	0,005
<i>BOG</i>	<i>MJ/tkm</i>		0,154	0	0,133	0,099
<i>Gasverluste</i>	<i>Nm3 LNG/tkm</i>			0	3,55E-06	2,65E-06
<i>Methanslip</i>	<i>g CH4/tkm</i>		0,129	0	0	0,055



Tabelle 10: Distanzen Schiffstransport nach Wilhelmshaven und vereinfachter Schiffstypenmix nach (sea-distances.org 2023; Sphera 2021)

	<i>Einheit</i>	<b>Katar</b>	<b>Algerien</b>	<b>Nigeria</b>	<b>Austra- lien</b>	<b>Malay- sia</b>	<b>Indone- sien</b>	<b>Trinidad und To- bago</b>	<b>USA</b>
<b>Entfer- nung</b>	<i>km</i>	12000	3650	8500	18000	17000	16000	7900	9500
<b>Schiffstyp</b>		80% SSD 20% DFDE	90% Dampf- turbine 10% DFDE	45% Dampf- turbine, 55% DFDE	45% Dampf- turbine, 55% DFDE	45% Dampft urbine, 55% DFDE	45% Dampft urbine, 55% DFDE	45% Dampft urbine, 55% DFDE	45% Dampft urbine, 55% DFDE

### 5.2.6 Regasifizierung (Verdampfung)

Die verfügbaren Daten zu energetischen Aufwendungen und Gas- und damit Methanemissionen bei der Regasifizierung von Erdgas in Deutschland sind in Tabelle 11 dargestellt. (Ecoinvent 2022) geht auf Basis von (Bussa et al. 2022) von einem Technologiemix aus 60 % ORV-Verdampfern (Open Rack Vaporiser) und 40 % SCV-Verdampfern (Submerged Combustion Vaporizer) aus. (thinkstep 2017) gibt Werte des Branchenverbandes GIE (Gas Infrastructure Europe) an. Für diese Studie verwenden wir die Daten der Thinkstep-Studie.

Tabelle 11: Kraftstoffverbrauch (LHV), Gasverluste und Methanslip (Antrieb) im Schiffstransport, verwendete Werte grün

	<i>Einheit</i>	<b>Ecoinvent 3.9.1</b>	<b>Thinkstep 2017</b>
<b>Erdgas</b>	<b>MJ/MJ</b>	6,9E-03	8,5E-04
<b>Strom</b>	<b>MJ/MJ</b>	0	4,8E-04
<b>Diesel</b>	<b>MJ/MJ</b>	0	2,0E-06
<b>NG-Emissionen</b>	<b>Vol-% (m3NG/ m3NG)</b>	0,05 %	0,004 %

### 5.2.7 Hintergrundprozesse

Alle Hintergrundprozesse (Infrastruktur, Elektrizität, Bereitstellung von Kraftstoffen, Betriebsmitteln, u. Ä.) sind der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent in der Version 3.9.1 entnommen.

## 6 LCA-Modell und Bewertungsrahmen

In der Stoffstrom- und Ökobilanz-Software Umberto 11 wurde ein parametrisiertes Modell der Prozesskette zur Bereitstellung von verflüssigtem Erdgas aufgebaut.

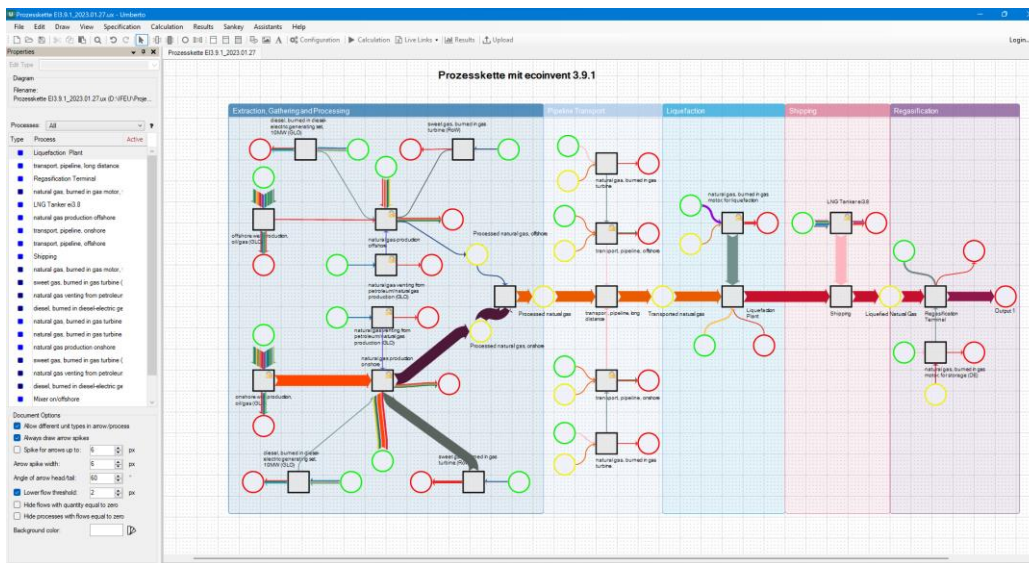


Abbildung 5: Screenshot des LNG-Modells in der Ökobilanz-Software Umberto 11

Je Lieferland wurden ein nach Kapitel 5 ausgewählter Parametersatz eingelesen, die Sachbilanz (Inputs und Outputs aus und in die Umwelt) berechnet und nach folgenden Methoden ausgewertet:

Zur Bewertung der Klimawirksamkeit der in der Prozesskette entstehenden direkten und indirekten Emissionen wurden folgende Indikatoren herangezogen:

- Treibhauspotenzial über 100 Jahre (GWP 100). Dies ist der in Studien am häufigsten verwendete Indikator in der Wirkungskategorie Klimawandel.
- Treibhauspotenzial über 20 Jahre (GWP20). Dieser Indikator bildet die Wirkung kurzlebiger Klimagase stärker ab. Diese ist besonders im Zusammenhang mit den Methanemissionen aus der Gasvorkette bedeutsam.

Wie stark die Emission eines Treibhausgases in den jeweiligen Indikator eingeht, wird durch Charakterisierungsfaktoren festgelegt. Da die vielfältigen Wirkungsketten von Treibhausgasen fortlaufender Gegenstand der Forschung sind, wurden vor allem die Charakterisierungsfaktoren für Methan und Lachgas immer wieder angepasst. Als faktisch normativ haben sich dabei die Festlegungen durch den Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)) etabliert. Tabelle 12 zeigt die Charakterisierungsfaktoren für CO<sub>2</sub>, Methan und Lachgas in den IPCC-Berichten 2007, 2013 und 2021. Im IPCC Bericht 2013 werden für Methan und Lachgas Charakterisierungsfaktoren mit und

ohne Kohlenstoff-Klima-Rückkopplung (Carbon-Climate Feedback CCFB)-angegeben. CCFB berücksichtigt, dass ein sich änderndes Klima wiederum die CO<sub>2</sub>-Flüsse zwischen Atmosphäre, Land und Ozeanen verändern. Leider wurden die Werte mit CCFB im IPCC-Bericht 2013 nicht für alle Gase veröffentlicht. Für CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, VOC und fossiles Methan sind dort nur Werte ohne CCFB verfügbar. Für diese Studie wurden die Sachbilanzen deshalb nach (IPCC 2013) ohne CCFB und nach (IPCC 2021) ausgewertet. Wie in den Kapiteln 7.1 und 7.2 gezeigt wird, führt diese Wahl nur zu geringen Unterschieden in den Ergebnissen, da die Charakterisierungsfaktoren für die wichtigsten Treibhausgase CO<sub>2</sub> und Methan kaum verändert sind.

Tabelle 12: Charakterisierungsfaktoren für CO<sub>2</sub>, Methan und Lachgas in den IPCC-Berichten 2007, 2013 und 2021. Quellen: (IPCC 2007, 2013, 2021)

	GWP20 [kg CO <sub>2</sub> e/kg]			GWP100 [kg CO <sub>2</sub> e/kg]		
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4, fossil</sub>	N <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4, fossil</sub>	N <sub>2</sub> O
<b>IPCC 2007*</b>	1	72	289	1	25	298
<b>IPCC 2013*</b>	1	84,6	264	1	29,7	265
<b>IPCC 2021</b>	1	82,5	273	1	29,8	273

\*ohne Kohlenstoff-Klima-Rückkopplung (Carbon-Climate Feedback CCFB)-

# 7 Ergebnisse

## 7.1 Klimawandel

In Abbildung 6 ist das Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Abschnitten der Prozesskette dargestellt. Förderung und Verarbeitung sowie die Verflüssigung stellen die Prozessabschnitte mit der größten Klimawirkung. Die Unterschiede zwischen den Herkunftsländern ergeben sich sowohl durch unterschiedliche Energieintensitäten in der Produktion als auch durch die länderspezifischen Methanemissionen.

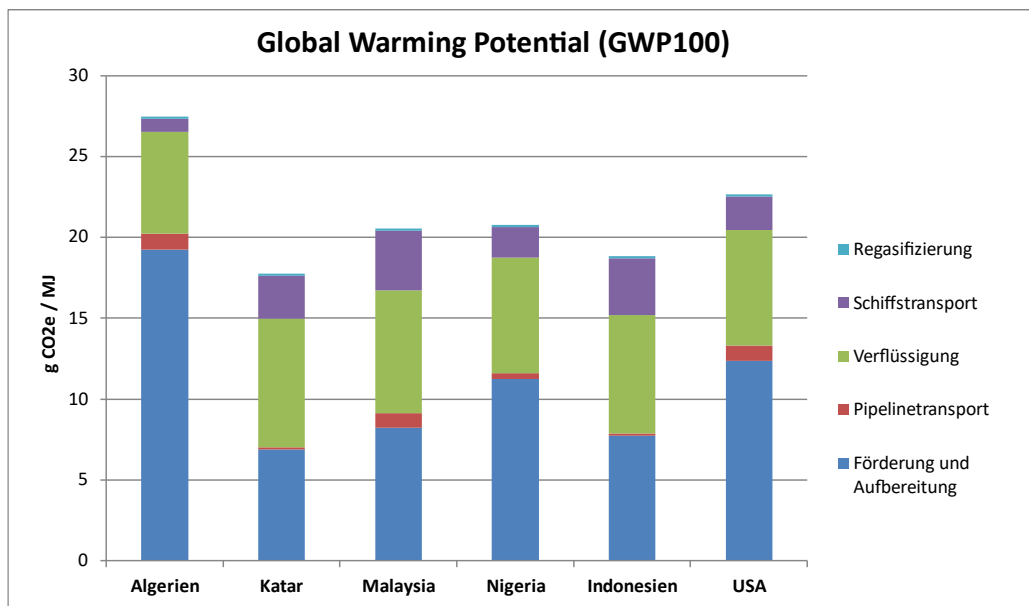


Abbildung 6: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

In Tabelle 13 sind die Detailergebnisse nach AR5 IPCC 2013 und das Gesamtergebnis nach AR6 IPCC 2021 aufgeführt. Die leicht veränderten Charakterisierungsfaktoren haben fast keinen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Tabelle 13: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten und als Gesamtergebnis nach AR6 IPCC 2021 (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

	GWP 100 [gCO <sub>2</sub> e/MJ] nach IPCC 2013						GWP 100 [gCO <sub>2</sub> e/MJ] nach IPCC 2021
	Produktion und Aufbereitung	Pipeline-Transport	Verflüssigung	Schiffs-transport	Regasifizierung	Gesamt	Gesamt
<b>Algerien</b>	19,2	1,0	6,3	0,8	0,1	<b>27,5</b>	<b>27,3</b>
<b>Katar</b>	6,9	0,2	8,0	2,6	0,1	<b>17,7</b>	<b>17,7</b>
<b>Malaysia</b>	8,2	0,9	7,6	3,7	0,1	<b>20,6</b>	<b>20,5</b>
<b>Nigeria</b>	11,2	0,4	7,2	1,9	0,1	<b>20,8</b>	<b>20,7</b>
<b>Indonesien</b>	7,7	0,1	7,3	3,5	0,1	<b>18,8</b>	<b>18,7</b>
<b>USA</b>	12,4	0,9	7,2	2,1	0,1	<b>22,7</b>	<b>22,6</b>

Durch den großen Beitrag der Methanemissionen (Details dazu im folgenden Kapitel 7.2) liegt das Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren noch einmal deutlich höher. In Abbildung 7 sind diese Ergebnisse für LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Abschnitten der Prozesskette dargestellt. Da der Großteil der Methanemissionen in der Produktions- und Aufbereitungsphase stattfindet, erhöht sich deren Anteil am Gesamtergebnis des Treibhauspotentials (GWP 20) für alle Länder.

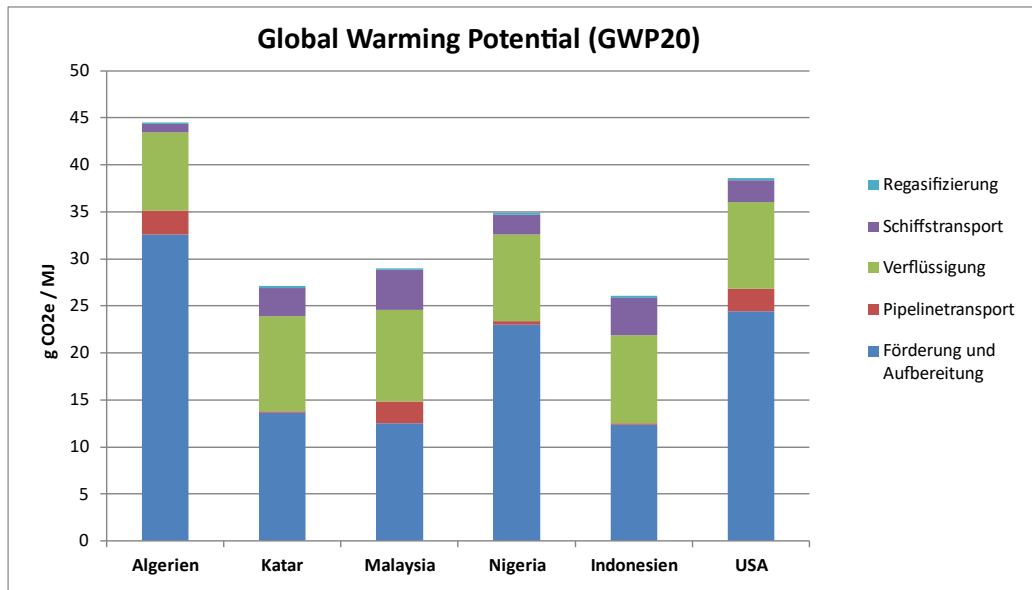


Abbildung 7: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (GWP20 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

In Tabelle 14 sind die Detailergebnisse nach AR5 IPCC 2013 und das Gesamtergebnis nach AR6 IPCC 2021 aufgeführt. Die leicht veränderten Charakterisierungsfaktoren haben auch hier nur einen geringen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Tabelle 14: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten und als Gesamtergebnis nach AR6 IPCC 2021 (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

	GWP 20 [gCO <sub>2</sub> e/MJ] nach IPCC 2013						GWP 20 [gCO <sub>2</sub> e/MJ] nach IPCC 2021
	Produktion und Aufbereitung	Pipeline-Transport	Verflüssigung	Schiffs-transport	Regasifi-zierung	Gesamt	Gesamt
<b>Algerien</b>	32,6	2,5	8,3	0,9	0,2	<b>44,5</b>	<b>43,9</b>
<b>Katar</b>	13,6	0,2	10,1	3,0	0,2	<b>27,1</b>	<b>26,7</b>
<b>Malaysia</b>	12,5	2,4	9,7	4,2	0,2	<b>29,0</b>	<b>28,7</b>
<b>Nigeria</b>	23,0	0,4	9,2	2,1	0,2	<b>34,9</b>	<b>34,4</b>
<b>Indonesien</b>	12,4	0,1	9,4	4,0	0,2	<b>26,1</b>	<b>25,8</b>
<b>USA</b>	24,4	2,4	9,2	2,4	0,2	<b>38,6</b>	<b>38,0</b>

## 7.2 Einfluss einzelner Klimagase

In Abbildung 8 ist das Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Treibhausgasen dargestellt. Für Algerien, Nigeria und die USA trägt Methan rund ein Drittel der Klimawirkung (GWP 100) bei, für die anderen Länder rund 20 %. Lachgas und andere Treibhausgase spielen praktisch keine Rolle.

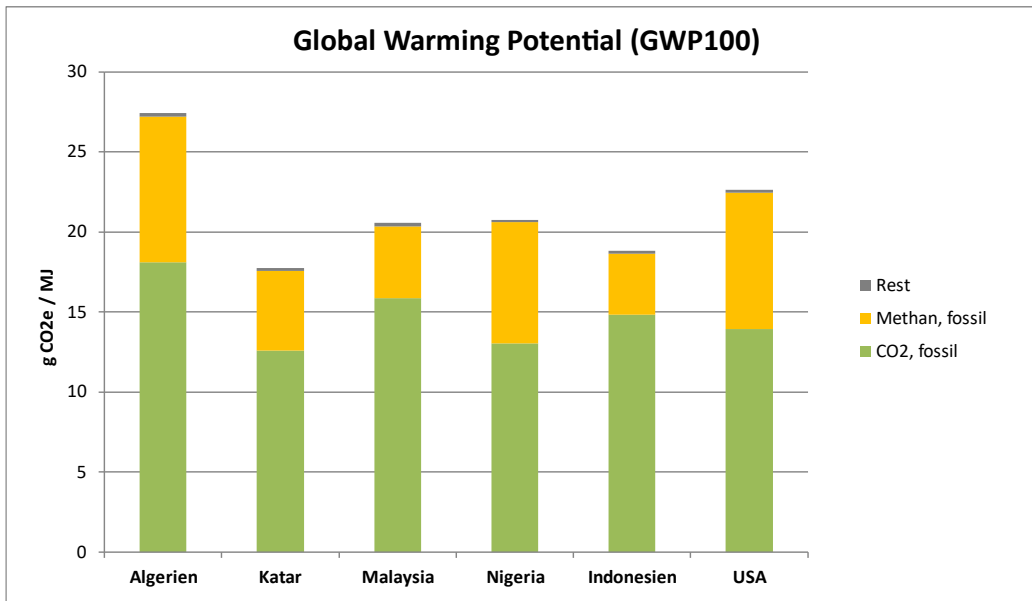


Abbildung 8: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland der untersuchten Herkunftsländer differenziert nach Treibhausgasen (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

In Abbildung 9 ist wiederum das Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (nach IPCC 2013) von LNG aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Treibhausgasen dargestellt. Für Algerien, Nigeria und die USA trägt Methan rund 60 % der Klimawirkung (GWP 20) bei, für die anderen Länder zwischen 40 und 50 %. Auch hier liefern andere Treibhausgas praktisch kaum einen Beitrag.



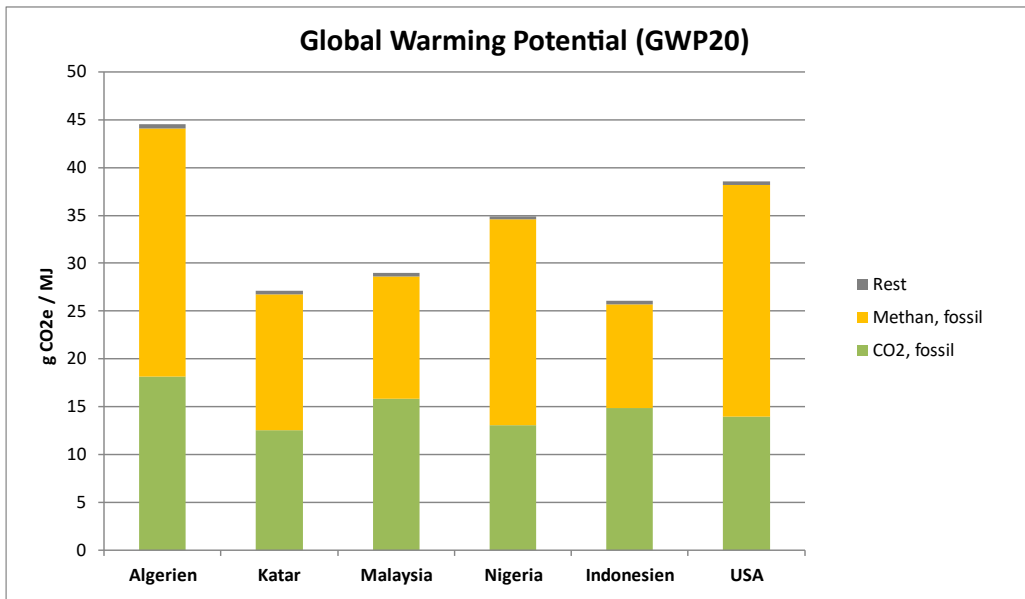


Abbildung 9: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 20 Jahren (GWP20 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland der untersuchten Herkunftsländer differenziert nach Treibhausgasen (Quelle: ifeu, eigene Berechnung)

# 8 Bewertung und Einordnung

## 8.1 Vergleich mit Pipeline-Erdgas und LNG in anderen Studien

In Abbildung 10 sind die Ergebnisse dieser Studie (GWP 100, IPCC 2013) im Vergleich mit denen für pipelinegebundenes Gas aus der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent v3.9.1 (Ecoinvent 2022) und der vom Umweltbundesamt beauftragten Studie (Baumann und Schuller 2021) dargestellt. Während Ecoinvent bereits erhöhte Methanemissionen nach (Meili et al. 2022) auf Basis des IEA Methane Trackers berücksichtigt, liegen diese in der anderen Studie deutlich niedriger. Pipelinegas aus Norwegen hat einen kurzen Transportweg und eine transparent dokumentierte Strategie zur Vermeidung von Methanemissionen. Die nach IEA Methane Tracker zugeordneten Emissionen sind entsprechend gering. Für Pipelinegas aus Russland entstehen durch die große Entfernung erhebliche energiebedingte Emissionen, die auch in der Studie von (Baumann und Schuller 2021) zu einem GWP von rund 10 gCO<sub>2e</sub>/MJ führt. Die Berücksichtigung der Methanemissionen gemäß IEA in (Ecoinvent 2022) führt aber zu mehr als doppelt so hohen Werten, sodass dort Pipelinegas aus Russland ein höheres Treibhauspotenzial pro Energieeinheit aufweist als LNG aus allen untersuchten Förderländern außer Algerien.

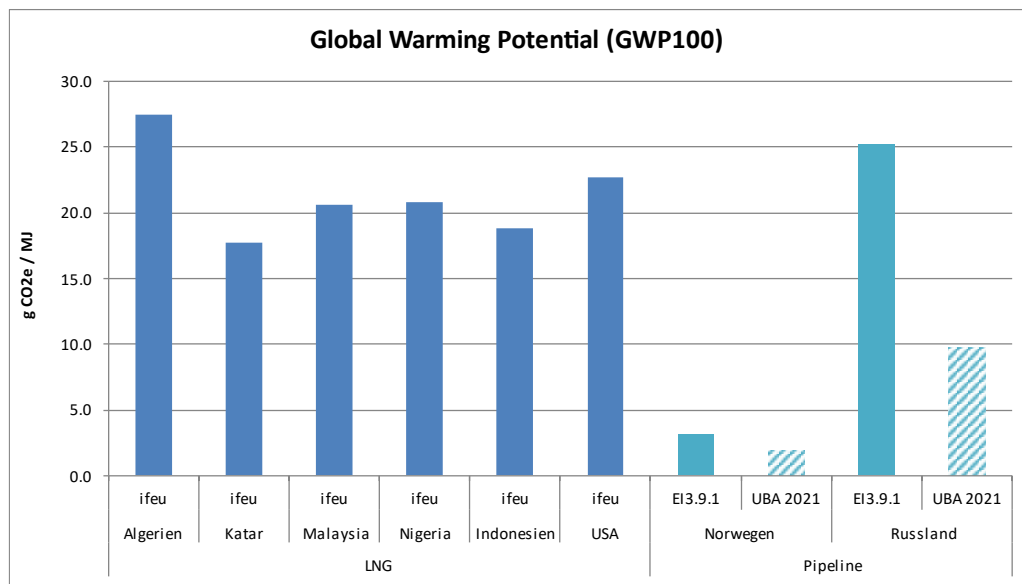


Abbildung 10: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Ecoinvent 2022) und (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA)

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse dieser Studie (GWP 100, IPCC 2013) im Vergleich mit denen für LNG aus der vom Umweltbundesamt beauftragten Studie (Baumann und Schuller 2021) dargestellt. Die Ergebnisse liegen für die in beiden Studien untersuchten Lieferländer

relativ nah beieinander. (Baumann und Schuller 2021) setzen zwar niedrigere Methanemissionen in der Produktion und Aufbereitung an, kommen aber für die Verflüssigung des Erdgases auf ein Treibhauspotenzial, das wir mit den dort angegebenen Datenquellen nicht nachvollziehen können. Mit diesen Emissionen würden sich die Ergebnisse in unserer Studie für alle Länder um rund ein weiteres Gramm CO<sub>2</sub>e pro MJ erhöhen.

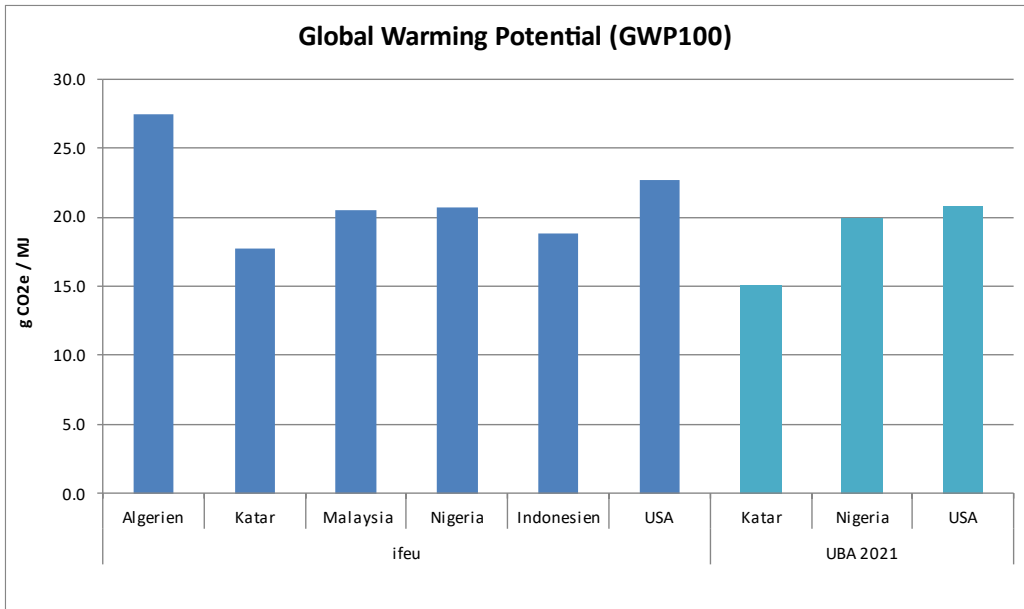


Abbildung 11: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland in dieser Studie und in einer Vergleichsstudie (Quellen: ifeu, (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA)

## 8.2 Einfluss auf Gesamtemissionen des Lebensweges

Erdgas wird in Deutschland in verschiedenen Bereichen und für unterschiedliche Zwecke eingesetzt – insbesondere die Stromerzeugung, Heizenergie, sowie Prozesswärme. In der chemischen Industrie wird Erdgas als Ausgangsstoff für die Produktion von Ammoniak, Methanol und anderen chemischen Grundstoffen verwendet. Die Umweltwirkungen dieser Nutzungswege unterscheiden sich zum Teil erheblich und hängen von eingesetzten Technologien, Produktnutzung, -recycling und -entsorgung ab.

Um das Verhältnis der in dieser Studie ermittelten Vorkettenemissionen zu denen des nachfolgenden Lebensweges abzuschätzen, werden diese im Folgenden mit dem Standardfaktor für die stationäre Energieumwandlung nach (IPCC 2006) verglichen. Dieser beträgt 56,1 gCO<sub>2</sub>e/MJ und bildet nur das durch die vollständige Verbrennung entstehende CO<sub>2</sub> ab. Auswirkungen anderer Emissionen und sowie der Distribution und Speicherung sind nicht berücksichtigt.

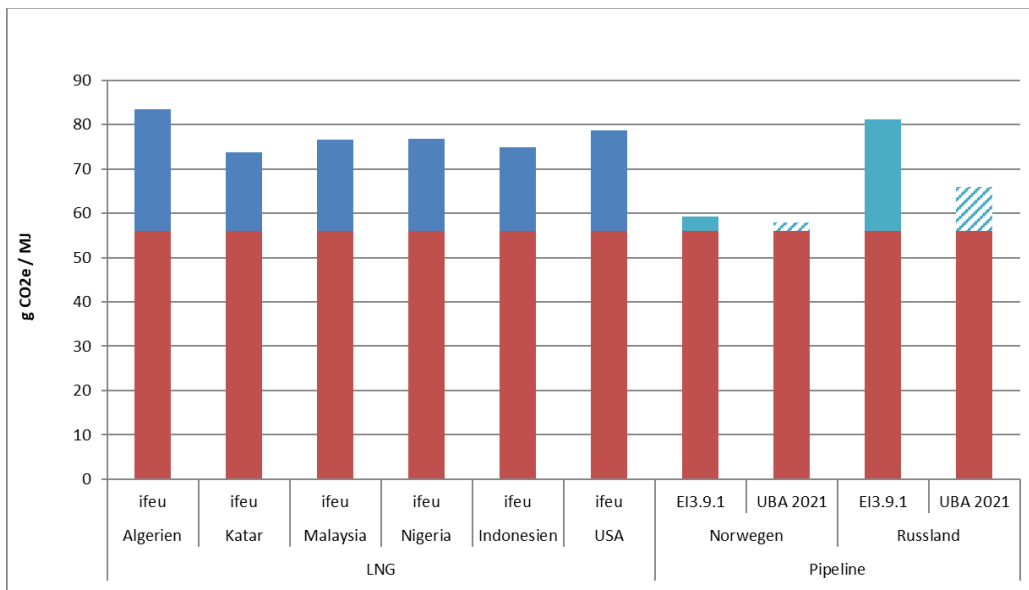


Abbildung 12: Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100 nach AR5 IPCC 2013) von Bereitstellung und Verbrennung für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland in dieser Studie und von Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien (Quellen: ifeu, (Ecoinvent 2022), (Baumann und Schuller 2021) im Auftrag von UBA und (IPCC 2006))

In Abbildung 12 ist das Treibhauspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren (nach AR5 IPCC 2013) von Bereitstellung und Verbrennung von LNG in dieser Studie und Pipeline-Erdgas in zwei Vergleichsstudien dargestellt. Die Vorkettenemissionen für LNG liegen zwischen 24 % (Katar) und 33 % (Algerien) der vereinfacht ermittelten Gesamtemissionen. Mit den Werten aus der Studie für das Umweltbundesamt, in der das Treibhauspotential für pipelinegebundenes Gas ohne die erhöhten Methanemissionen ermittelt wurde, liegen die Anteile der Vorkette zwischen 3 % (Norwegen) und 15 % (Russland).

### 8.3 Datenqualität und -unsicherheiten

Die Datenqualität ist differenziert nach Förderland und Prozessschritt zu beurteilen. Regional lassen sich folgende Unterschiede benennen:

- Die Datenlage für die USA ist befriedigend bis gut. Einerseits gibt es eine hohe räumlich und technologische Auflösung der Emissionsinventare, eine große Zahl unabhängiger Messungen und z. T. verfügbare Industriedaten. Dies liefert eine bessere Basis als in allen anderen (außereuropäischen) Ländern. Andererseits macht es die sehr hohe Zahl an Förderstätten für Erdöl und Erdgas in den USA (600.000 – 1.000.000) schwierig, durchschnittliche Werte für die Produktion zu ermitteln. Außerdem gibt es bis jetzt kaum Studien, die den Einzugsbereich und damit den inneramerikanischen Produktionsmix für den LNG-Export abbilden.
- Die Daten für Katar sind im Vergleich zu den USA von schlechterer Qualität und beruhen hauptsächlich auf indirekten Unternehmensangaben. Direkte Satellitenmessungen von Methanemissionen sind bei Offshore-Anlagen schwierig und im Gegensatz zu den USA gibt es noch keinen Bottom-Up-Ansatz, der den Ansatz des IEA-Methane-Trackers plausibilisiert.

- Noch schlechter ist die Datenqualität für andere Länder in Asien und Afrika, für die zum jetzigen Zeitpunkt nur kontinentale Parameter auf Basis der Angaben des Branchenverbandes IOGP zu Verfügung stehen.

Besonders bei den Methanemissionen gibt es noch deutliche Unsicherheiten. Einige Emissionsquellen sind in allen Ländern bislang noch schlecht erfasst. Große, intermittierende Emissionen („Super-Emitter“), die in Satellitenuntersuchungen nachweisbar sind, gehen bislang kaum in den Emissionsinventare und Modelle ein. Die Studie von (Lauvaux et al. 2022) hat gezeigt, dass diese Super-Emitter bis zu 10 % der Methanemissionen aus der Öl- und Gasindustrie ausmachen könnten. Weitere Gas- und damit Methanquellen, die bisher nur unzureichend erfasst werden, sind: unproduktive Gasquellen am Ende ihrer Lebenszeit („marginal wells“), sowie die Ausgasungen aus abgeschlossenen oder aufgegebenen Förderstätten („orphaned wells“). Außerdem weisen einzelne Studien darauf hin, dass die Emissionen von Schiffen, die mit LNG angetrieben werden, höher sein könnten als die im Teststandbetrieb ermittelten Werte (Balcombe et al. 2022).

Insgesamt ist die Datenqualität bestenfalls als ausreichend einzuschätzen. Entsprechend sind die Unsicherheiten in den Ergebnissen relativ hoch.

# 9 Ausblick

---

## 9.1 Datenverfügbarkeit und -qualität

Es ist zu erwarten, dass sich die Datenverfügbarkeit und -qualität zur Bereitstellung von LNG in den kommenden Jahren verbessern wird.

- Eine ganze Reihe von neuen Methan-Satelliten wird die Transparenz der Öl- und Gasproduktion erhöhen – von Super-Emittern bis hin zu anlagenscharfen Messungen. (Jacob et al. 2022; Omara et al. 2023)
- Weitere Messkampagnen in den USA werden die Zuordnung zu einzelnen Emissionsquellen weiter verbessern. (Caulton et al. 2022; Hmiel et al. 2023)
- Datengetriebene Bottom-Up-Modelle wie OPGEE werden auf die globale Produktionsstruktur angewendet und so das Vertrauen in Top-Down-Ansätze verstärken, bzw. Widersprüche auflösen. Dies wird sowohl von (Brandt et al. 2020) an der Stanford University als auch von anderen Arbeitsgruppen z. B. „Climate Trace“ (<https://climate TRACE.org/>) (Reuland et al. 2022) verfolgt.
- Internationale Initiativen (IMEO, GMP, OMGP; siehe nächstes Kapitel) und Regulierungen (z. B. CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssysteme, CBAM) werden zu einer größeren Transparenz führen.

## 9.2 Politische und regulatorische Initiativen

Eine ganze Reihe von zum Teil aufeinander aufbauenden internationalen Initiativen und Rahmenplänen haben sich zum Ziel gesetzt, die anthropogenen Methanemissionen über alle Sektoren aber insbesondere in der Öl- und Gasbereitstellung zu senken.

**Global Methane Pledge.** Die Globale Methanverpflichtung (Global Methane Pledge, GMP) wurde auf der COP26 im November 2021 ins Leben gerufen, um Maßnahmen zur Verringerung der Methanemissionen zu fördern. Angeführt von den Vereinigten Staaten und der Europäischen Union haben sich bis August 2022 mehr als 120 Länder der Initiative angeschlossen. Mit dem Beitritt verpflichteten sich die Länder zur Zusammenarbeit, gemeinsam die Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30 % unter das Niveau von 2020 zu senken. Mehrere Länder haben außerdem zusätzliche Maßnahmen zur Verringerung der Methanemissionen angekündigt, die auf dem GMP aufbauen und darüber hinausgehen. Im November 2021 veröffentlichten die USA ihren Aktionsplan zur Verringerung der Methanemissionen, in dem die Maßnahmen der Regierung zur Erreichung der Ziele der Globalen Methanverpflichtung im Einzelnen aufgeführt sind. Im Dezember 2021 verabschiedete die Europäische Kommission einen Verordnungsvorschlag zur Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor als ersten Schritt der EU-Methanstrategie 2020.

Die Internationale Beobachtungsstelle für Methanemissionen (**International Methane Emissions Observatory, IMEO**) wurde auf dem G20-Gipfel am Vorabend der UN-

Klimakonferenz COP26 in Glasgow ins Leben gerufen. Die Beobachtungsstelle wird einen globalen öffentlichen Datensatz empirisch verifizierter Methanemissionen - beginnend mit dem Sektor der fossilen Brennstoffe - mit zunehmender Granularität und Genauigkeit erstellen, indem sie Daten hauptsächlich aus vier Strömen integriert: Berichte der Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), Öl- und Gasunternehmen, direkte Messdaten aus wissenschaftlichen Studien, Fernerkundungsdaten und nationale Inventare.

Die **Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0)** ist eine Multi-Stakeholder-Initiative, die von UNEP und der Climate and Clean Air Coalition ins Leben gerufen wurde. Die OGMP 2.0 ist ein umfassender, messbasierte Berichtsrahmen für die Öl- und Gasindustrie, der die Genauigkeit und Transparenz der Messung und Berichterstattung über Methanemissionen im Öl- und Gassektor verbessern soll. Mehr als 80 Unternehmen mit Anlagen auf fünf Kontinenten, die einen erheblichen Anteil der weltweiten Öl- und Gasproduktion repräsentieren, sind der Partnerschaft beigetreten. Zu den OGMP 2.0-Mitgliedern gehören auch Betreiber von Erdgastransport- und -verteilungspipelines, Gasspeichern und LNG-Terminals.

In den **USA** hat Präsident Biden im November 2022 zur COP 27 neue Vorschläge zur Regulierung von Methanemissionen aus der Öl- und Gasindustrie durch die amerikanische Umweltbehörde EPA vorgestellt (US EPA 2022b). Der Vorschlag der EPA sieht vor, das routinemäßige Abfackeln, etwa von Begleitgas in der Ölförderung, zu reduzieren. Der Vorschlag zielt auch auf Emissionen aus stark emittierenden, weniger ergiebigen Förderstellen („marginal wells“) ab und sieht eine regelmäßige Überwachung an allen Standorten mit störanfälligen Anlagen vor. Die vorgeschlagenen Regelungen enthalten auch Anforderungen für die Umstellung auf emissionsfreie pneumatische Anlagenkomponenten, eine große Quelle von Methanemissionen in der Öl- und Gasindustrie. Die neuen Regelungen befinden sich im Anhörungsverfahren und sollen im Laufe des Jahres 2023 verabschiedet werden. Einige US-Bundesstaaten, wie etwa das öl- und gasreiche Texas, haben sich in der Vergangenheit aber immer wieder stärkeren Regulierungen widersetzt.

# Literaturverzeichnis

---

- Alvarez, R. A.; Zavala-Araiza, D.; Lyon, D. R.; Allen, D. T.; Barkley, Z. R.; Brandt, A. R.; Davis, K. J.; Herndon, S. C.; Jacob, D. J.; Karion, A.; Kort, E. A.; Lamb, B. K.; Lauvaux, T.; Maasakkers, J. D.; Marchese, A. J.; Omara, M.; Pacala, S. W.; Peischl, J.; Robinson, A. L.; Shepson, P. B.; Sweeney, C.; Townsend-Small, A.; Wofsy, S. C.; Hamburg, S. P. (2018): Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. In: *Science*. Vol. 361, No. 6398, S. 186–188.
- Balcombe, P.; Heggo, D. A.; Harrison, M. (2022): Total Methane and CO<sub>2</sub> Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements. In: *Environmental Science & Technology*. American Chemical Society. Vol. 56, No. 13, S. 9632–9640.
- Baumann, M.; Schuller, O. (2021): Emissionsfaktoren der Stromerzeugung-Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. No. 61/2021. Climate Change. Umweltbundesamt.
- BP (2020): BP Statistical Review of World Energy 2020.
- BP (2022): BP Statistical Review of World Energy 2022.
- Brandt, A. R.; Heath, G. A.; Kort, E. A.; O’Sullivan, F.; Petron, G.; Jordaan, S. M.; Tans, P.; Wilcox, J.; Gopstein, A. M.; Arent, D.; Wofsy, S.; Brown, N. J.; Bradley, R.; Stucky, G. D.; Eardley, D.; Harriss, R. (2014): Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. In: *Science*. Vol. 343, No. 6172, S. 733–735.
- Brandt, A. R.; Masnadi, M. S.; Rutherford, J.; Englander, J. (2020): Updates to OPGEE OPGEE v3. 0a candidate model.
- Bussa, M.; Jungbluth, N.; Meili, C. (2022): Life cycle inventories for long-distance transport and distribution of natural gas.
- Caulton, D.; Gurav, P. D.; Robertson, A.; Pozsonyi, K.; Murphy, S. M.; Lyon, D. R. (2022): Identifying Abnormal Tank Emissions Using Ethane to Methane Signatures of Oil and Natural Gas Production in the Permian Basin. In: *Fall Meeting 2022*. AGU.
- Chen, Y.; Sherwin, E. D.; Berman, E. S. F.; Jones, B. B.; Gordon, M. P.; Wetherley, E. B.; Kort, E. A.; Brandt, A. R. (2022): Quantifying Regional Methane Emissions in the New Mexico Permian Basin with a Comprehensive Aerial Survey. In: *Environmental Science & Technology*. American Chemical Society. Vol. 56, No. 7, S. 4317–4323.
- Crippa, M.; Guizzardi, D.; Muntean, M.; Schaaf, E.; Dentener, F.; van Aardenne, J. A.; Monni, S.; Doering, U.; Olivier, J. G. J.; Pagliari, V.; Janssens-Maenhout, G. (2018): Gridded emissions of air pollutants for the period 1970–2012 within EDGAR v4.3.2. In: *Earth System Science Data*. Copernicus GmbH. Vol. 10, No. 4, S. 1987–2013.
- DBI (2016): Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgas-vorkettenemissionen von Erdgas. In: *Abschlussbericht im Auftrag von Zukunft Erdgas*. Leipzig: DBI Gas-und Umwelttechnik GmbH.
- Ecoinvent (2022): ecoinvent v3.9. In: *ecoinvent*. <https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/data-releases/ecoinvent-v3-9/>. (16.10.2022).
- ecoinvent v3 (2019): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. In: *International Journal of Life Cycle Assessment*. Springer Verlag. Vol. 21, No. 9, S. 1218–1230.
- EIA (2022): Annual Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA). <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/index.php>. (07.02.2023).



- EXERGIA (2015): Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas. In: *European Commission, Directorate-General for Energy*.
- GREET (2022): GREET Models. <https://greet.es.anl.gov/greet.models>. (07.02.2023).
- Hmiel, B.; Lyon, D. R.; Warren, J. D.; Yu, J.; Cusworth, D. H.; Duren, R. M.; Hamburg, S. P. (2023): Empirical quantification of methane emission intensity from oil and gas producers in the Permian basin. In: *Environmental Research Letters*. Vol. 18, No. 2, S. 024029.
- Hoesly, R. M.; Smith, S. J.; Feng, L.; Klimont, Z.; Janssens-Maenhout, G.; Pitkanen, T.; Seibert, J. J.; Vu, L.; Andres, R. J.; Bolt, R. M.; Bond, T. C.; Dawidowski, L.; Kholod, N.; Kurokawa, J.; Li, M.; Liu, L.; Lu, Z.; Moura, M. C. P.; O'Rourke, P. R.; Zhang, Q. (2018): Historical (1750–2014) anthropogenic emissions of reactive gases and aerosols from the Community Emissions Data System (CEDS). In: *Geoscientific Model Development*. Copernicus GmbH. Vol. 11, No. 1, S. 369–408.
- Höglund-Isaksson, L.; Gómez-Sanabria, A.; Klimont, Z.; Rafaj, P.; Schöpp, W. (2020): Technical potentials and costs for reducing global anthropogenic methane emissions in the 2050 timeframe –results from the GAINS model. In: *Environmental Research Communications*. IOP Publishing. Vol. 2, No. 2, S. 025004.
- IEA (2022): Global Methane Tracker 2022 – Analysis. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022>. (16.10.2022).
- IGU (2020): 2020 World LNG Report.
- IOGP (2020): IOGP Environmental performance indicators - 2019 data. The International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). <https://www.iogp.org/bookstore/product/environmental-performance-indicators-2019-data/>.
- IOGP (2022): IOGP Environmental performance indicators - 2021 data. The International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). <https://www.iogp.org/bookstore/product/environmental-performance-indicators-2019-data/>.
- IPCC (2006): 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories.
- IPCC (2007): Climate Change 2007: The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge university press.
- IPCC (2013): Climate Change 2013 The Physical Science Basis Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Edited by. In: *climatechange2013.org*.
- IPCC (2021): Climate change 2021: the physical science basis. In: *Contribution of working group I to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge University Press Cambridge, UK. Vol. 2.
- Irakulis-Loitxate, I.; Guanter, L.; Liu, Y.-N.; Varon, D. J.; Maasackers, J. D.; Zhang, Y.; Chulakadabba, A.; Wofsy, S. C.; Thorpe, A. K.; Duren, R. M. (2021): Satellite-based survey of extreme methane emissions in the Permian basin. In: *Science Advances*. American Association for the Advancement of Science. Vol. 7, No. 27, S. eabf4507.
- Jacob, D. J.; Varon, D. J.; Cusworth, D. H.; Dennison, P. E.; Frankenberg, C.; Gautam, R.; Guanter, L.; Kelley, J.; McKeever, J.; Ott, L. E.; Poulter, B.; Qu, Z.; Thorpe, A. K.; Worden, J. R.; Duren, R. M. (2022): Quantifying methane emissions from the global scale down to point sources using satellite observations of atmospheric methane. In: *Atmospheric Chemistry and Physics*. Copernicus GmbH. Vol. 22, No. 14, S. 9617–9646.
- Kirschke, S.; Bousquet, P.; Ciais, P.; Saunoy, M.; Canadell, J. G.; Dlugokencky, E. J.; Bergamaschi, P.; Bergmann, D.; Blake, D. R.; Bruhwiler, L.; Cameron-Smith, P.; Castaldi, S.; Chevallier, F.; Feng, L.; Fraser, A.; Heimann, M.; Hodson, E. L.; Houweling, S.; Josse, B.; Fraser, P. J.; Krummel, P. B.; Lamarque, J.-F.; Langenfelds, R. L.; Le Quééré, C.; Naik, V.; O'Doherty, S.; Palmer, P. I.; Pison, I.; Plummer, D.; Poulter, B.; Prinn, R. G.; Rigby, M.; Ringeval, B.; Santini, M.; Schmidt, M.; Shindell, D. T.; Simpson, I. J.; Spahni, R.; Steele, L. P.; Strode, S. A.; Sudo, K.; Szopa, S.; van der Werf, G. R.;

- Voulgarakis, A.; van Weele, M.; Weiss, R. F.; Williams, J. E.; Zeng, G. (2013): Three decades of global methane sources and sinks. In: *Nature Geoscience*. Nature Publishing Group. Vol. 6, No. 10, S. 813–823.
- Lauvaux, T.; Giron, C.; Mazzolini, M.; d’Aspremont, A.; Duren, R.; Cusworth, D.; Shindell, D.; Ciais, P. (2022): Global assessment of oil and gas methane ultra-emitters. In: *Science*. American Association for the Advancement of Science. Vol. 375, No. 6580, S. 557–561.
- Meili, C.; Jungbluth, N.; Bussa, M. (2022): Life cycle inventories of crude oil and natural gas extraction.
- NETL (2019): Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation.
- Omara, M.; Gautam, R.; O’Brien, M.; Himmelberger, A.; Franco, A.; Meisenhelder, K.; Hauser, G.; Lyon, D.; Chulakadaba, A.; Miller, C.; Franklin, J.; Wofsy, S.; Hamburg, S. (2023): Developing a spatially explicit global oil and gas infrastructure database for characterizing methane emission sources at high resolution. *preprint*, ESSD – Global/Energy and Emissions. <https://essd.copernicus.org/preprints/essd-2022-452/> (08.02.2023).
- Rai, S.; Littlefield, J.; Roman-White, S.; Zaines, G. G.; Cooney, G.; Skone, T. J. (2021): Industry Partnerships & Their Role In Reducing Natural Gas Supply Chain Greenhouse Gas Emissions—Phase 2.
- Reuland, F.; Wang, R.; Jenson, N.; Schmeisser, L. (2022): Fossil Fuel Operations sector- Oil and Gas Production and Transport Oil, and Gas Refining Methodology.pdf.
- Robertson, A. M.; Edie, R.; Field, R. A.; Lyon, D.; McVay, R.; Omara, M.; Zavala-Araiza, D.; Murphy, S. M. (2020): New Mexico Permian Basin Measured Well Pad Methane Emissions Are a Factor of 5–9 Times Higher Than U.S. EPA Estimates. In: *Environmental Science & Technology*. American Chemical Society. Vol. 54, No. 21, S. 13926–13934.
- Rutherford, J. S. (2022): Characterizing the Greenhouse Gas Impacts of Natural Gas Resources: A Life-cycle Assessment and Evaluation of New Aerial Technologies. *PhD Thesis*, Stanford University.
- Rutherford, J. S.; Sherwin, E. D.; Ravikumar, A. P.; Heath, G. A.; Englander, J.; Cooley, D.; Lyon, D.; Omara, M.; Langfitt, Q.; Brandt, A. R. (2021): Closing the methane gap in US oil and natural gas production emissions inventories. In: *Nature Communications*. Nature Publishing Group. Vol. 12, No. 1, S. 4715.
- Saunois, M.; Bousquet, P.; Poulter, B.; Peregon, A.; Ciais, P.; Canadell, J. G.; Dlugokencky, E. J.; Etiope, G.; Bastviken, D.; Houweling, S.; Janssens-Maenhout, G.; Tubiello, F. N.; Castaldi, S.; Jackson, R. B.; Alexe, M.; Arora, V. K.; Beerling, D. J.; Bergamaschi, P.; Blake, D. R.; Brailsford, G.; Brovkin, V.; Bruhwiler, L.; Crevoisier, C.; Crill, P.; Covey, K.; Curry, C.; Frankenberg, C.; Gedney, N.; Höglund-Isaksson, L.; Ishizawa, M.; Ito, A.; Joos, F.; Kim, H.-S.; Kleinen, T.; Krummel, P.; Lamarque, J.-F.; Langenfelds, R.; Locatelli, R.; Machida, T.; Maksyutov, S.; McDonald, K. C.; Marshall, J.; Melton, J. R.; Morino, I.; Naik, V.; O’Doherty, S.; Parmentier, F.-J. W.; Patra, P. K.; Peng, C.; Peng, S.; Peters, G. P.; Pison, I.; Prigent, C.; Prinn, R.; Ramonet, M.; Riley, W. J.; Saito, M.; Santini, M.; Schroeder, R.; Simpson, I. J.; Spahni, R.; Steele, P.; Takizawa, A.; Thornton, B. F.; Tian, H.; Tohjima, Y.; Viovy, N.; Voulgarakis, A.; van Weele, M.; van der Werf, G. R.; Weiss, R.; Wiedinmyer, C.; Wilton, D. J.; Wiltshire, A.; Worthy, D.; Wunch, D.; Xu, X.; Yoshida, Y.; Zhang, B.; Zhang, Z.; Zhu, Q. (2016): The global methane budget 2000–2012. In: *Earth System Science Data*. Copernicus GmbH. Vol. 8, No. 2, S. 697–751.
- Saunois, M.; Stavert, A. R.; Poulter, B.; Bousquet, P.; Canadell, J. G.; Jackson, R. B.; Raymond, P. A.; Dlugokencky, E. J.; Houweling, S.; Patra, P. K.; Ciais, P.; Arora, V. K.; Bastviken, D.; Bergamaschi, P.; Blake, D. R.; Brailsford, G.; Bruhwiler, L.; Carlson, K. M.; Carrol, M.; Castaldi, S.; Chandra, N.; Crevoisier, C.; Crill, P. M.; Covey, K.; Curry, C. L.; Etiope, G.; Frankenberg, C.; Gedney, N.; Hegglin, M. I.; Höglund-Isaksson, L.; Hugelius, G.;

- Ishizawa, M.; Ito, A.; Janssens-Maenhout, G.; Jensen, K. M.; Joos, F.; Kleinen, T.; Krummel, P. B.; Langenfelds, R. L.; Laruelle, G. G.; Liu, L.; Machida, T.; Maksyutov, S.; McDonald, K. C.; McNorton, J.; Miller, P. A.; Melton, J. R.; Morino, I.; Müller, J.; Murguía-Flores, F.; Naik, V.; Niwa, Y.; Noce, S.; O'Doherty, S.; Parker, R. J.; Peng, C.; Peng, S.; Peters, G. P.; Prigent, C.; Prinn, R.; Ramonet, M.; Regnier, P.; Riley, W. J.; Rosentreter, J. A.; Segers, A.; Simpson, I. J.; Shi, H.; Smith, S. J.; Steele, L. P.; Thornton, B. F.; Tian, H.; Tohjima, Y.; Tubiello, F. N.; Tsuruta, A.; Viovy, N.; Voulgarakis, A.; Weber, T. S.; van Weele, M.; van der Werf, G. R.; Weiss, R. F.; Worthy, D.; Wunch, D.; Yin, Y.; Yoshida, Y.; Zhang, W.; Zhang, Z.; Zhao, Y.; Zheng, B.; Zhu, Q.; Zhu, Q.; Zhuang, Q. (2020): The Global Methane Budget 2000–2017. In: *Earth System Science Data*. Copernicus GmbH. Vol. 12, No. 3, S. 1561–1623.
- sea-distances.org (2023): Sea Distances/Port Distances. Online Tool for Calculation Distances Between Sea Ports. <https://sea-distances.org/>.
- Sphera (2019): Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel.
- Sphera (2021): 2nd Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel. Sphera Leinfelden-Echterdingen, Germany.
- Sphera Datenbank (2021): GaBi Software and Database for Life Cycle Engineering - Own datasets. Sphera Solutions GmbH.
- thinkstep (2017): Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas; Study for the Natural & Bio Gas Vehicle Association (NGVA) Europe.
- UNEP CCAC (2021): Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions. United Nations Environment Programme, Nairobi.
- UNEP; CCAC (2022): Global Methane Assessment: 2030 Baseline Report.
- US EPA (2016): Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP). *Other Policies and Guidance*, <https://www.epa.gov/ghgreporting>. (07.02.2023).
- US EPA (2018): Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2017. *Reports and Assessments*, <https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks-1990-2020>. (06.02.2023).
- US EPA (2019): Global Non-CO2 Greenhouse Gas Emission Projections & Marginal Abatement Cost Analysis: Methodology Documentation. EPA-430-R-19-012. [https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-09/documents/nonco2\\_methodology\\_report.pdf](https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-09/documents/nonco2_methodology_report.pdf) (12.02.2023).
- US EPA (2022a): Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2020. *Reports and Assessments*, <https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks-1990-2020>. (06.02.2023).
- US EPA (2022b): EPA Issues Supplemental Proposal to Reduce Methane and Other Harmful Pollution from Oil and Natural Gas Operations. *Other Policies and Guidance*, <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry/epa-issues-supplemental-proposal-reduce>. (08.02.2023).
- Wachsmuth, J.; Oberle, S.; Zubair, A.; Köppel, W. (2019): Wie klimafreundlich ist LNG ? Umweltbundesamt (UBA).
- WMO (2022): WMO Greenhouse Gas Bulletin (GHG Bulletin) - No.18 : The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2021. WMO, Geneva.
- Zhang, J.; Meerman, H.; Benders, R.; Faaij, A. (2020): Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. In: *Applied Thermal Engineering*. Elsevier. Vol. 166, S. 114736–114736.
- Zimmerle, D.; Bennett, K.; Vaughn, T.; Luck, B.; Lauderdale, T.; Keen, K.; Harrison, M.; Marchese, A.; Williams, L.; Allen, D. (2019): Characterization of Methane Emissions from Gathering Compressor Stations. Colorado State Univ., Fort Collins, CO (United States).