

CLIMATE CHANGE

61/2021

Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 61/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3718 41 120 0
FB000500

Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle

Abschlussbericht

von

Dr.-Ing. Michael Baumann

Dr.-Ing. Oliver Schuller

Sphera Solutions GmbH, Leinfelden-Echterdingen

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

[f/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

[t/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Sphera Solutions GmbH
Hauptstraße 111-113
70771 Leinfelden-Echterdingen

Abschlussdatum:

Dezember 2020

Redaktion:

Fachgebiet V 1.5 Energieversorgung und -daten
Dr. Thomas Lauf

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, September 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

**Kurzbeschreibung: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung -
Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle**

In der Studie „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“ wurde eine Metaanalyse mit dem Ziel durchgeführt, die Emissionen der Vorketten der Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle auf Basis aktuell veröffentlichter Daten und Studien systematisch zu überprüfen, transparent zu dokumentieren und zu aktualisieren.

Im Rahmen der Metaanalyse wurden aktuelle Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmixe für Deutschland bestimmt (Bezugsjahr 2018), die in Zukunft auf Basis der angewendeten öffentlichen Statistiken jährlich aktualisiert werden können. Für Erdgas- und Steinkohlelieferländer, die aktuell die größten Anteile an den Verbrauchsmixen für die Stromerzeugung aufweisen (Erdgas: Russland, Norwegen, Niederlande und Deutschland; Steinkohle: Russland, USA, Kolumbien, Südafrika) wurden Emissionsfaktoren (CO₂-Äq., CO₂, CH₄, N₂O, SO₂-Äq., SO₂, NO_x, Staub, CO, NMVOC) berechnet, die auf einer aktuellen Datenbasis basieren. Zusätzlich wurden die Emissionsfaktoren für LNG-Vorketten für die Stromerzeugung berechnet, hier wurde der Fokus auf die Lieferländer Katar, Nigeria und USA gelegt. Die Emissionsfaktoren wurden mit neu entwickelten Ökobilanzdatenmodellen berechnet, die aktuelle öffentliche Statistiken, aktuelle konsistente Daten zu Treibhausgasemissionen aus Industrie- und Forschungsprojekten sowie aktuelle Ökobilanzhintergrunddaten aus den GaBi Datenbanken zusammenführen.

Ein weiterer Fokus wurde auf den Stand der Forschung der globalen Methanemissionsquantifizierung gelegt (Bottom Up- und Top Down-Methoden). Ein Ergebnis der Datensammlungen und Analysen ist, dass noch ein erheblicher Forschungsbedarf bei der international harmonisierten Quantifizierung von Methanemissionen von Erdgas-, LNG- und Steinkohlvorketten besteht.

Abstract: Emission factors of electricity generation - analysis of emissions from natural gas and hard coal supply

In the study "Emission factors of electricity generation - analysis of emissions from natural gas and hard coal supply", a meta-analysis was carried out with the goal of systematically reviewing, transparently documenting and updating the emissions of the supply chains of electricity generation from hard coal and natural gas on the basis of currently published data and studies.

Within the scope of the meta-analysis, current natural gas and hard coal consumption mixes for Germany were determined (reference year 2018), which can be updated annually in the future based on the applied public statistics. For natural gas and hard coal supplying countries that currently have the largest shares in the consumption mixes for electricity generation (natural gas: Russia, Norway, the Netherlands and Germany; hard coal: Russia, USA, Colombia, South Africa), emission factors (CO₂ eq., CO₂, CH₄, N₂O, SO₂ eq., SO₂, NO_x, dust, CO, NMVOC) were calculated based on a current database. In addition, the emission factors for LNG supply for electricity generation were calculated, with a focus on the supplying countries Qatar, Nigeria and USA. The emission factors were calculated with newly developed LCA data models that combine current public statistics, current consistent data on greenhouse gas emissions from industry and research projects and current LCA background data from the GaBi databases.

A further focus was placed on the state of the art in global methane emission quantification research (bottom up and top down methods). One result of the data collections and analyses is that there is still a considerable need for research in the internationally harmonized quantification of methane emissions from natural gas, LNG and hard coal supply chains.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis.....	10
Zusammenfassung.....	12
Summary	14
1 Einleitung.....	16
1.1 Ausgangslage.....	16
1.2 Zielstellung	16
2 Grundlagen.....	19
2.1 Definition Erdgas, LNG und Steinkohle	19
2.1.1 Erdgas.....	19
2.1.2 LNG.....	20
2.1.3 Steinkohle	20
2.2 Definition Vorkettenemissionen	20
2.3 Methodik der Ökobilanzierung	20
2.4 Bottom Up- und Top Down-Betrachtungen für Methanemissionen	22
3 Vorkettenemissionen von Erdgas.....	24
3.1 Systemdefinition	24
3.1.1 Erdgasförderung und -aufbereitung	26
3.1.2 Erdgastransport	27
3.1.3 Erdgasübertragung und -speicherung in Fernleitungen	27
3.1.4 Erdgasverteilung	27
3.2 Datensammlung zu Vorkettenemissionen von Erdgas	27
3.2.1 Treibhausgasbilanzierung	28
3.2.2 Methanemissionen	30
3.3 Aktualisierung und Fortschreibung der Emissionsfaktoren	34
3.3.1 Methodisches Vorgehen	34
3.3.2 Emissionsfaktoren.....	36
3.3.3 Sensitivitätsanalyse.....	39
3.4 Zusammenfassung und Diskussion	40
4 Vorkettenemissionen von verflüssigtem Erdgas (Liquified Natural Gas, LNG)	41
4.1 Systemdefinition	41
4.1.1 Erdgasförderung und -aufbereitung	43

4.1.2	Erdgastransport	43
4.1.3	Reinigung und Verflüssigung	43
4.1.4	Transport LNG-Tanker.....	43
4.1.5	Regasifizierung	44
4.1.6	Erdgasübertragung und -speicherung in Fernleitungen	44
4.1.7	Erdgasverteilung	44
4.2	Datensammlung der Vorkettenemissionen für verflüssigtes Erdgas (LNG).....	44
4.2.1	Treibhausgasbilanzierung	44
4.2.2	Methanemissionen	44
4.3	Berechnung der Emissionsfaktoren	45
4.3.1	Methodisches Vorgehen	45
4.3.2	Emissionsfaktoren.....	47
4.3.3	Sensitivitätsanalyse.....	50
4.4	Zusammenfassung und Diskussion	50
5	Vorkettenemissionen von Steinkohle	52
5.1	Systemdefinition	52
5.1.1	Steinkohleförderung und Aufbereitung zu Kesselkohle	54
5.1.2	Transport nach Deutschland.....	54
5.1.3	Steinkohleverteilung in Deutschland	55
5.2	Datensammlung der Vorkettenemissionen für Steinkohle	55
5.3	Aktualisierung und Fortschreibung der Emissionsfaktoren	58
5.3.1	Methodisches Vorgehen	58
5.3.2	Emissionsfaktoren.....	61
5.3.3	Sensitivitätsanalyse.....	64
5.4	Zusammenfassung und Diskussion	64
6	Gegenüberstellung der Vorketten.....	66
6.1	Methanemissionen	66
6.2	Treibhausgasemissionen.....	66
7	Zusammenfassung und Forschungsbedarf.....	68
	Quellenverzeichnis	70
A	Sensitivitätsanalysen	73
A.1	Sensitivitätsanalyse für Erdgasimporte aus Russland.....	73
A.2	Sensitivitätsanalyse für LNG-Importe aus den USA	74
A.3	Sensitivitätsanalyse für die Steinkohleförderung und -aufbereitung.....	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Betrachtete Lieferländer für Erdgas- und Steinkohleimporte	18
Abbildung 2: Ablauf der Metaanalyse	19
Abbildung 3: Hauptschritte der Erdgasbereitstellung	24
Abbildung 4: Abschätzung des deutschen Erdgasverbrauchsmix im Jahr 2018 (ohne sonstige Länder)	25
Abbildung 5: Ermittlung der Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette für das Jahr 2018	34
Abbildung 6: THG-Emissionsfaktoren Erdgasvorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018	38
Abbildung 7: THG-Emissionsfaktoren Erdgasvorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018 (inkl. Verteilung)	38
Abbildung 8: THG-Emissionsfaktoren Erdgasvorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG- Emissionen)	39
Abbildung 9: Hauptschritte der LNG-Bereitstellung	42
Abbildung 10: Ermittlung der Emissionsfaktoren der LNG-Vorkette für das Jahr 2018	45
Abbildung 11: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018	48
Abbildung 12: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland (inkl. Verteilung)	49
Abbildung 13: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG- Emissionen)	50
Abbildung 14: Deutscher Steinkohleverbrauchsmix (Kesselkohle) im Jahr 2018 ...	52
Abbildung 15: Hauptschritte der Kohlebereitstellung	53
Abbildung 16: Ermittlung der Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette für das Jahr 2018	59
Abbildung 17: THG-Emissionsfaktoren Vorkette, je Lieferland und Steinkohleverbrauchsmix Deutschland 2018	63
Abbildung 18: THG-Emissionsfaktoren Vorkette, je Lieferland und Steinkohleverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG- Emissionen)	63
Abbildung 19: Treibhausgasemissionen der Steinkohleförderung und - aufbereitung, je Lieferland und Steinkohleverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG-Emissionen)	64
Abbildung 20: Vergleich der THG-Emissionen der Erdgas- und Steinkohlevorkette für Deutschland 2018	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der betrachteten Emissionen (Treibhausgase und Luftschadstoffe) (UBA, 2019b)	21
Tabelle 2:	Ermittlung des Treibhauspotentials (GWP_{100})	21
Tabelle 3:	Unterscheidung Bottom Up- und Top Down-Betrachtungen ..	23
Tabelle 4:	Physikalische Eigenschaften von Erdgas, LNG und Methan	26
Tabelle 5:	Systemgrenze Erdgasvorkette – berücksichtigte und nicht berücksichtigte Elemente	26
Tabelle 6:	Kurzübersicht von Studien zur Treibhausgasbilanzierung der Erdgasvorkette	29
Tabelle 7:	Methanverlusten in verschiedenen Studien (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion).....	33
Tabelle 8:	Methanverlusten der Erdgasvorkette (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion, direkte und indirekte Methanemissionen).....	36
Tabelle 9:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette für 2018	36
Tabelle 10:	Vergleich der aktualisierten und bisherigen Emissionsfaktoren für Erdgas.....	37
Tabelle 11:	Systemgrenze LNG-Vorkette – berücksichtigte und nicht berücksichtigte Elemente	42
Tabelle 12:	Methanverlusten der LNG-Vorkette (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion, direkte und indirekte Methanemissionen).....	47
Tabelle 13:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der LNG-Vorkette für 2018	47
Tabelle 14:	Durchschnittliche Heizwerte nach Deutschland importierter Steinkohle 2018	53
Tabelle 15:	Emissionen Steinkohleförderung und -aufbereitung	54
Tabelle 16:	Literaturquellen für flüchtige Emissionen der Steinkohlevorkette	57
Tabelle 17:	Anteil von Tiefbau- und Tagebaubergwerken und massenspezifische Emissionen der Steinkohlevorkette	60
Tabelle 18:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette für 2018.....	61
Tabelle 19:	Vergleich der aktualisierten und bisherigen Emissionsfaktoren für Steinkohle	61

Abkürzungsverzeichnis

AR4	Assessment Report 4
AR5	Assessment Report 5
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (engl. Carbon Capture und Storage)
CH₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CRF	Gemeinsames Berichtsformat der UNFCCC (Common reporting format)
DE	Deutschland
DG ENER	Generaldirektion Energie
EU	Europäische Union
fremd.	fremdbezogen
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
H₂S	Schwefelwasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
IPCC	International Panel on Climate Change
kg	Kilogramm
kt	Kilotonne
LNG	Verflüssigtes Erdgas (engl. liquefied natural gas)
m%	Massenprozent
MJ	Megajoule
N₂O	Stickstoffdioxid
NG	Nigeria
NGL	Erdgasflüssigkeiten (engl. Natural Gas Liquids)
NIR	Nationale Inventarberichte (engl. National Inventory Reports)
NL	Niederlande
NMVOG	Nicht-Methan flüchtige organische Verbindungen (engl. non-methane volatile organic components)
NO	Norwegen
NO_x	Stickoxide
PM	Staub (engl. particulate matter)
QA	Katar

AR4	Assessment Report 4
RU	Russland
SO₂	Schwefeldioxid
SO₂-Äq.	Schwefeldioxid-Äquivalente
THG	Treibhausgase
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (engl. United Nations Framework Convention on Climate Change)
USA	Vereinigte Staaten von Amerika

Zusammenfassung

Die Studie „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“ wurde mit dem Ziel durchgeführt, die Emissionen der Vorketten der Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas zu bestimmen. Dazu wurden die Emissionsfaktoren der Vorketten der Energieträger Erdgas (inklusive LNG) und Steinkohle im Rahmen einer Metaanalyse systematisch überprüft, transparent dokumentiert und aktualisiert. Der vorliegende Abschlussbericht fasst die wichtigsten Projekthinhalte und -ergebnisse zusammen.

Die Metaanalyse wird für den deutschen Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmix 2018 durchgeführt. Der Erdgasverbrauchsmix wird momentan durch in Russland, Norwegen, Niederlande und Deutschland produziertes Erdgas gedeckt (geordnet nach Anteilen am Erdgasverbrauchsmix). Für den Steinkohleverbrauchsmix (Kesselkohle für die Nutzung in Kraftwerken) sind Importe aus Russland, den USA, Kolumbien und Südafrika am relevantesten. Die Datenquellen für den Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmix werden so gewählt, dass eine jährliche Aktualisierung der Mixe gewährleistet ist.

Die Metaanalyse umfasst die vier Schritte Systemdefinition, Datensammlung zu Vorkettenemissionen, Aktualisierung und Fortschreibung bzw. Ermittlung der Emissionsfaktoren und abschließende Sensitivitätsanalysen. Da zur Erreichung der Klimaschutzziele die Treibhausgasemissionen verschiedener Energieträger besonders im Fokus stehen, wurde der Schwerpunkt der Studie auf die Treibhausgasemissionen und im speziellen auf das Thema Methanemissionen gelegt. Die Ermittlung aller erforderlichen Emissionsfaktoren (CO_2 -Äq., CO_2 , CH_4 , N_2O , SO_2 -Äq., SO_2 , NO_x , Staub, CO, NMVOC) wurde durch die Nutzung der GaBi Datenbanken gewährleistet. Die Emissionsfaktoren, die sich aus direkten und indirekten Emissionen zusammensetzen, wurden durch die Zusammenführung von öffentlichen Statistiken, der Analyse der Datensammlung sowie vorhandener Ökobilanzmodelle und Hintergrunddatenbanken in den GaBi Datenbanken berechnet. Die Zusammenführung wurde mit neu entwickelten Ökobilanzdatenmodellen realisiert.

Ausgehend vom heutigen Forschungsstand wurden in dieser Studie mit dem Ziel der Datenkonsistenz und Vergleichbarkeit der Vorketten von Erdgas, LNG und Steinkohle konsistente Bottom Up-Daten aus der Datensammlung genutzt, um die Emissionsfaktoren zu berechnen.

Der Schwerpunkt Methanemissionen wurde gewählt, da diese eine hohe Relevanz für eine zukünftige verbesserte Quantifizierung von Treibhausgasemissionen haben. Nach aktuellem Forschungsstand ist noch nicht klar, zu welchen Anteilen die Erdöl-, Erdgas- und Kohlebereitstellung und -nutzung diese Methanemissionen verursachen.

Die Bedeutung einer exakten Quantifizierung der Methanemissionen mittels Bottom Up- und Top Down-Methoden oder deren Kombination wird weiter zunehmen. Die neuesten Entwicklungen wurden daher in die Datensammlung und deren Analyse und in die Sensitivitätsanalysen aufgenommen. Ein Ergebnis der Datensammlungen und Analysen ist, dass noch ein erheblicher Forschungsbedarf bei der Quantifizierung von Methanemissionen der Erdgas-, LNG- und Steinkohlevorketten besteht.

Bei den Erdgasvorketten ergeben sich für den Erdgasimport aus Norwegen und den Niederlanden die niedrigsten THG-Emissionen. Die Erdgasproduktion und -aufbereitung in Deutschland weist aufgrund der CO_2 -Emissionen der Sauegasaufbereitung höhere THG-Emissionen auf. Die im Vergleich höheren THG-Emissionen von Erdgas aus Russland werden durch die große Transportdistanz der drei Pipelinekorridore geprägt.

In Deutschland sind aktuell keine LNG-Terminals in Betrieb, daher existiert momentan auch kein deutscher LNG-Verbrauchsmix. In dieser Studie wurden LNG-Importe aus den USA, Katar und

Nigeria untersucht. Erdgas, das in der Form von LNG aus den USA und Nigeria nach Deutschland transportiert würde, würde die höchsten THG-Emissionen aufweisen. Die Erdgasförderung und -aufbereitung trägt bei Importen aus den USA und Nigeria im starken Maße zu THG-Emissionen bei und verursacht z. B. auch den Unterschied zu LNG-Importen aus Katar. Die LNG-Umwandlungsprozesse und der Schiffstransport sind die größten Beiträger zu den THG-Emissionen. Vor allem die Reinigung und Verflüssigung spielt dabei eine erhebliche Rolle. Die THG-Emissionen von der Förderung bis zur Nutzung im Kraftwerk weisen ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe Werte auf wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018.

Bei der Steinkohlevorkette besitzt Steinkohle aus Russland die höchsten THG-Emissionen, aufgrund der Methanemissionen bei der Kohleförderung und -aufbereitung und dem Zugtransport aus den Kohleabbaugebieten zur Ostsee. Der Steinkohleabbau in den USA weist ebenfalls vergleichsweise hohe Methanemissionen auf. Der je transportiertem Kilogramm emissionsärmere Hochsee-Transport mit Massengutfrachter lässt jedoch die Gesamtemission der US-amerikanischen Steinkohlevorkette weniger steigen. Steinkohle aus Kolumbien besitzt die geringsten THG-Emissionen, da dort Kesselkohle ausschließlich aus Tagebaubergwerken gefördert wird und eine niedrige Transportdistanz zwischen Abbaugebieten und Exporthafen vorliegt.

Zukünftiger Forschungsbedarf besteht hauptsächlich bei den Eingangsdaten für die Berechnung der Emissionsfaktoren. Ein wichtiger Forschungsschwerpunkt ist dabei die Quantifizierung der Methanemissionen der Vorketten. Laufende Initiativen, wie z. B. der IEA Methane Tracker werden durch die Kombination und Harmonisierung von Bottom Up- und Top Down-Messmethoden (z. B. durch Satellitenmessung) sowie Hochrechnungsverfahren zur Verbesserung der Datenqualität beitragen. Aktuelle Beispiele für eine Verbesserung der Datenqualität sind die Bottom Up- und Top Down-Messkampagnen für die Erdöl- und Erdgasförderung in der Nordsee, die in Zusammenarbeit der IEA mit norwegischen und niederländischen Erdöl- und Erdgasproduzenten durchgeführt wurden.

Die Verbesserung der Datenqualität durch Bottom Up- und Top Down-Messungen und -Methoden ist auch für die Steinkohlevorketten von großer Relevanz. So sind Top Down-Methoden zur Methanmessung der Steinkohleförderung und -aufbereitung nur wenig erforscht. In aktuellen Veröffentlichungen, die eine genauere Quantifizierung von Methanemissionen zum Ziel haben, wird daher auf die Nationalen Treibhausgasinventare, die im Rahmen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) erfasst werden, zurückgegriffen.

Ein Forschungsthema, das sowohl Erdgas- als auch Steinkohlevorketten betrifft, ist die verbesserte Messung von Emissionen in stillgelegten Förderanlagen/-gebieten. Hier können ebenfalls kombinierte Bottom Up- und Top Down-Messungen zur Verbesserung der Datenqualität beitragen.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass die in dieser Studie ermittelten Emissionsfaktoren dem heutigen besten Stand des Wissens entsprechen. Insbesondere die Daten zu den Erdgasvorketten und LNG-Vorketten wurden innerhalb zahlreicher Industrie- und Forschungsprojekten erhoben und zusammengeführt.

Summary

The study "Emission factors of electricity generation - analysis of emissions from natural gas and hard coal supply" was carried out with the aim of determining the emissions of the supply chains of electricity generation from hard coal and natural gas. For this purpose, the emission factors of the supply chains of the energy sources natural gas (including LNG) and hard coal were systematically reviewed, transparently documented and updated within the scope of a meta-analysis. The present final report summarizes the most important project contents and results.

The meta-analysis has been carried out for the German natural gas and hard coal consumption mix in 2018. The natural gas consumption mix is currently covered by natural gas produced in Russia, Norway, the Netherlands and Germany (in order of share in the natural gas consumption mix). For the hard coal consumption mix (steam coal for use in power plants), imports from Russia, the USA, Colombia and South Africa are most relevant. The data sources for the natural gas and hard coal consumption mix are selected in such a way that an annual update of the mixes is guaranteed.

The meta-analysis comprises the four steps of system definition, data collection on supply emissions, updating and determination of emission factors and final sensitivity analyses. Since the greenhouse gas emissions of various energy sources are of importance for the achievement of climate protection goals, the study focused on greenhouse gas emissions and in particular on methane emissions. The determination of all necessary emission factors (CO₂-eq., CO₂, CH₄, N₂O, SO₂-eq., SO₂, NO_x, dust, CO, NMVOC) was ensured by using the GaBi databases. The emission factors, which consist of direct and indirect emissions, were calculated by combining public statistics, data collection analysis and existing LCA models and background data in the GaBi databases. The aggregation was realized with newly developed LCA data models.

Based on the current state of research, consistent bottom up data from the data collection were used to calculate the emission factors in this study with the aim of data consistency and comparability of the supply chains of natural gas, LNG and hard coal.

The focus on methane emissions was chosen because they are highly relevant for a future improved quantification of greenhouse gas emissions. According to the current state of research, it is not yet clear to what extent the supply and use of oil, natural gas and coal causes these methane emissions.

The importance of an exact quantification of methane emissions using bottom up and top down methods or a combination of both will continue to increase. The latest developments have therefore been incorporated into data collection and analysis and into sensitivity analyses. One result of the data collection and analysis is that there is still a considerable need for research in the quantification of methane emissions from the natural gas, LNG and hard coal supply chains.

In the case of natural gas supply chains, the lowest GHG emissions result from natural gas imports from Norway and the Netherlands. Natural gas production and processing in Germany has higher GHG emissions due to the CO₂ emissions from sour gas processing. The comparatively higher GHG emissions of natural gas from Russia are due to the large transport distance of the three pipeline corridors.

There are currently no LNG terminals in operation in Germany, so there is currently no German LNG consumption mix. In this study LNG imports from the USA, Qatar and Nigeria were examined. Natural gas transported to Germany in the form of LNG from the USA and Nigeria would have the highest GHG emissions. The production and processing of natural gas contributes significantly to GHG emissions from imports from the USA and Nigeria and causes the difference to

LNG imports from Qatar, for example. LNG conversion processes and ship transport are the largest contributors to GHG emissions. Especially the purification and liquefaction processes play a significant role. GHG emissions from production to use in power plants are approximately 2.2 to 3.0 times higher than the German natural gas consumption mix of 2018.

In the hard coal supply chain, hard coal from Russia has the highest GHG emissions, due to methane emissions from coal mining and processing and train transport from the coal mining areas to the Baltic Sea. Hard coal mining in the USA also has comparatively high methane emissions. However, the lower emissions per kilogram transported by bulk carrier at sea result in a lower increase of the total emissions of the US hard coal supply chain. Hard coal from Colombia has the lowest GHG emissions because steam coal is mined exclusively from opencast mines and the transport distance between the mining areas and the export port is short.

Future research is mainly needed on the input data for the calculation of emission factors. An important research focus is the quantification of methane emissions from the supply chains. Ongoing initiatives, such as the IEA Methane Tracker, will contribute to improving data quality by combining and harmonizing bottom up and top down measurement methods (e.g. by satellite measurement) and extrapolation procedures. Current examples of improved data quality are the bottom up and top down measurement campaigns for oil and gas production in the North Sea, which were carried out in cooperation with Norwegian and Dutch oil and gas producers.

The improvement of data quality through bottom up and top down measurements and methods is also of great relevance for the hard coal supply. For example, top down methods for measuring the methane content of hard coal production and processing have been little researched. Current publications that aim at a more precise quantification of methane emissions therefore make use of the national greenhouse gas inventories compiled under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).

A research topic that affects both natural gas and hard coal supply chains is the improved measurement of emissions in abandoned production plants/areas. Combined bottom up and top down measurements can also contribute to improving the quality of the data.

In summary, it can be stated that the emission factors determined in this study correspond to the current best state of knowledge. In particular, the data on natural gas and LNG supply was collected and combined within numerous industry and research projects.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Das Umweltbundesamt (UBA) veröffentlicht jährlich den Bericht „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA, 2019b) (UBA, 2018). Dieser beschreibt die in Deutschland durch erneuerbare Energien vermiedenen Emissionen für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor. 2019 stieg der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr von 37,8 % auf 42,1 % (UBA, 2019a) (UBA, 2020). Hieraus ergibt sich ein sinkender Anteil an fossilen Energieträgern für den Stromsektor. Die Emissionsvermeidung durch die Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger wird vom UBA auf Basis einer über die Jahre verfeinerten und mit Experten abgestimmten Methodik zur Bilanzierung erneuerbarer Energieträger dreimal pro Jahr berechnet.

Bei dieser Bilanzierung spielen nicht nur die direkten Emissionen der Stromerzeugung eine Rolle, die entstehen, wenn z. B. fossile oder biogene Energieträger verbrannt werden. Die Methodik sieht vor, auch die indirekten Emissionen zu berücksichtigen, die vor dem Prozess der unmittelbaren Stromerzeugung entstehen. Dies betrifft z. B. die Herstellung der Anlagen zur Energieumwandlung oder die Prozesse, die für die Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger notwendig sind. Die Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger und die dafür notwendigen Prozesse werden als Vorkette bezeichnet.

Die Prozesse in der Vorkette der Energieträger entwickeln sich im Laufe der Zeit weiter, woraus sich ein Aktualisierungsbedarf ergibt. Die bisherigen Datensätze für die Vorkette von Erdgas und Steinkohle beziehen sich auf das Analysejahr 2010, wobei die Basisdaten teilweise noch älter sind.

1.2 Zielstellung

Aus der beschriebenen Ausgangslage leitet sich das Ziel der Studie ab, die Emissionen der vorgelagerten Prozesse der Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas zu bestimmen. Dazu werden die Emissionsfaktoren der Vorketten der Energieträger Erdgas und Steinkohle im Rahmen einer Metaanalyse systematisch überprüft, transparent dokumentiert und bedarfsgerecht aktualisiert. Im Folgenden sind die Ziele dieser Studie zusammengefasst.

Ziele der Studie

Ziel (I): Bedarfsgerechte Aktualisierung der primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren der Vorkette für die Energiebereitstellung aus Erdgas im deutschen Kraftwerksbestand.

Ziel (II): Bedarfsgerechte Aktualisierung der primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren der Vorkette für die Energiebereitstellung aus Steinkohle im deutschen Kraftwerksbestand.

Die Vorkette von Erdgas wird in zwei Varianten untersucht und dargestellt: mit und ohne die Erdgasverteilung. Großabnehmer, wie Gaskraftwerke zur Stromerzeugung sind üblicherweise an das Gasfernleitungsnetz angeschlossen. Die zusätzliche Berücksichtigung der Erdgasverteilung ermöglicht die Anwendung der Emissionsfaktoren für die erdgasbasierten Wärmeerzeugung (z. B. in Haushalten) sowie für industrielle Prozesse, die Erdgas aus den Verteilnetzen nutzen.

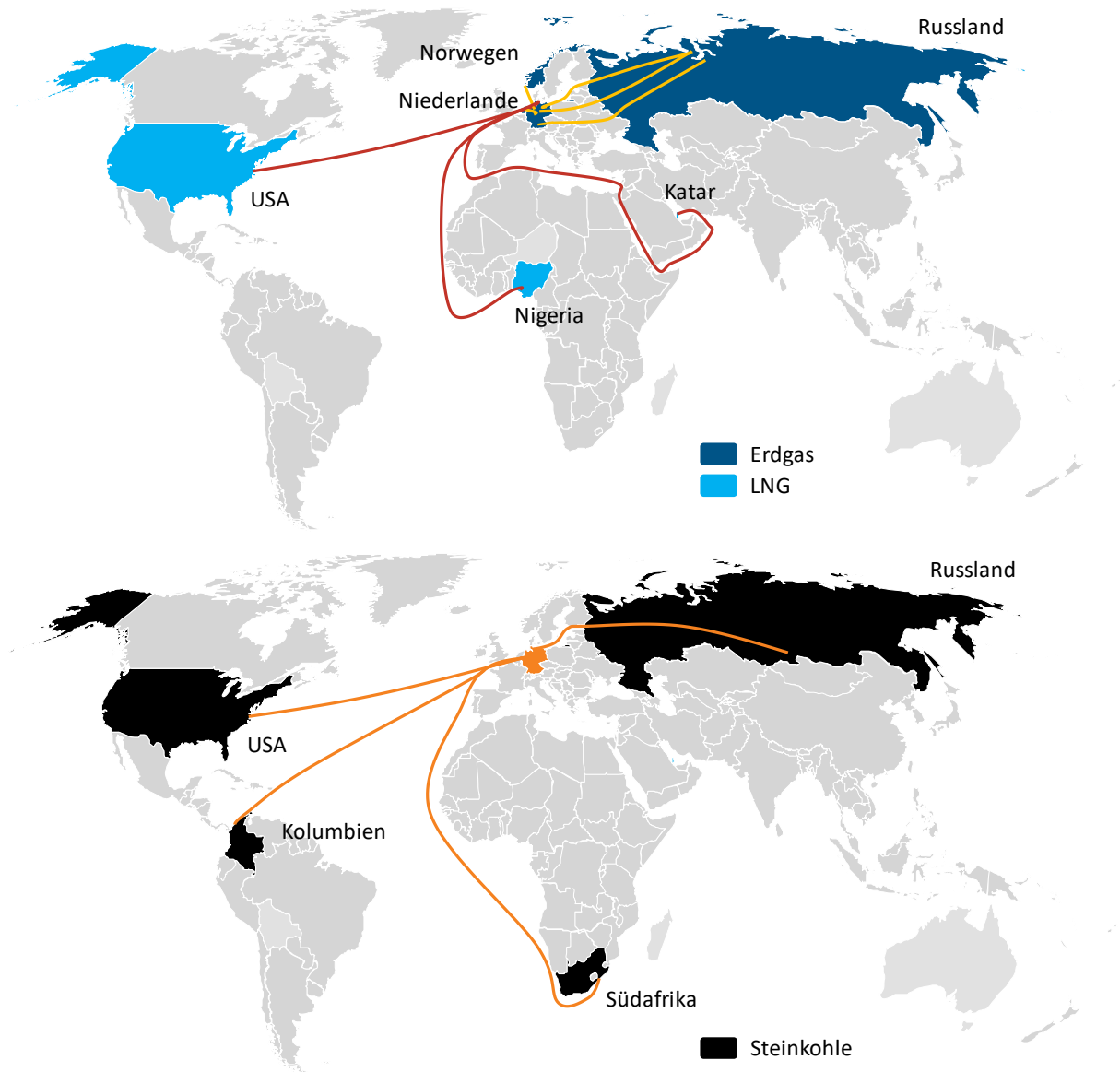
Die Emissionsfaktoren werden in g/kWh Primärenergiebedarf am Kraftwerk dargestellt. Es werden die in Tabelle 1 aufgeführten Emissionsfaktoren betrachtet. Die Auswahl der Emissionen

richtet sich nach der Berichtsreihe „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ des UBA (UBA, 2019b) (UBA, 2018), für dessen zukünftige Erstellung die Emissionsfaktoren der Vorkette bereitgestellt werden.

Bei der Analyse der fossilen Vorkettenemissionen werden insbesondere die Abbaubedingungen am Herkunftsort, das Transportmedium, die Transportdistanz, sowie der Verbrauchsmix in Deutschland berücksichtigt. Dafür werden die bereits existierenden, in (UBA, 2019b) (UBA, 2018) enthaltenen Emissionsfaktoren der Steinkohle- und Erdgasvorketten geprüft und aktualisiert.

Die Auswahl der Lieferländer wurde auf Grundlage einer Analyse der aktuellen deutschen Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmixe für die Stromerzeugung festgelegt. Es wurden alle Lieferländer berücksichtigt, die einen Anteil von > 2 % am deutschen Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmix besitzen. Aktuell wird in Deutschland die Errichtung eines (oder mehrerer) Liquefied Natural Gas (LNG) Terminal(s) diskutiert, die zu einer diversifizierten Erdgasversorgung beitragen könnten. Aus diesem Grund werden LNG-Importe aus den Ländern USA, Katar und Nigeria trotz deren bisheriger geringer Bedeutung für Deutschland in der vorliegenden Studie mitbetrachtet. Die Auswahl dieser Länder erfolgt unter der Voraussetzung, dass sie über weitreichende Ressourcen verfügen und entweder bereits heute oder in naher Zukunft ein weltweit wichtiger Produzent sind. Details zur Auswahl der Lieferländer finden sich in den Systemdefinitionen der Vorketten in den Kapiteln 3, 4 und 5. In Abbildung 1 ist eine Übersicht der betrachteten Länder dargestellt.

Abbildung 1: Betrachtete Lieferländer für Erdgas- und Steinkohleimporte



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH

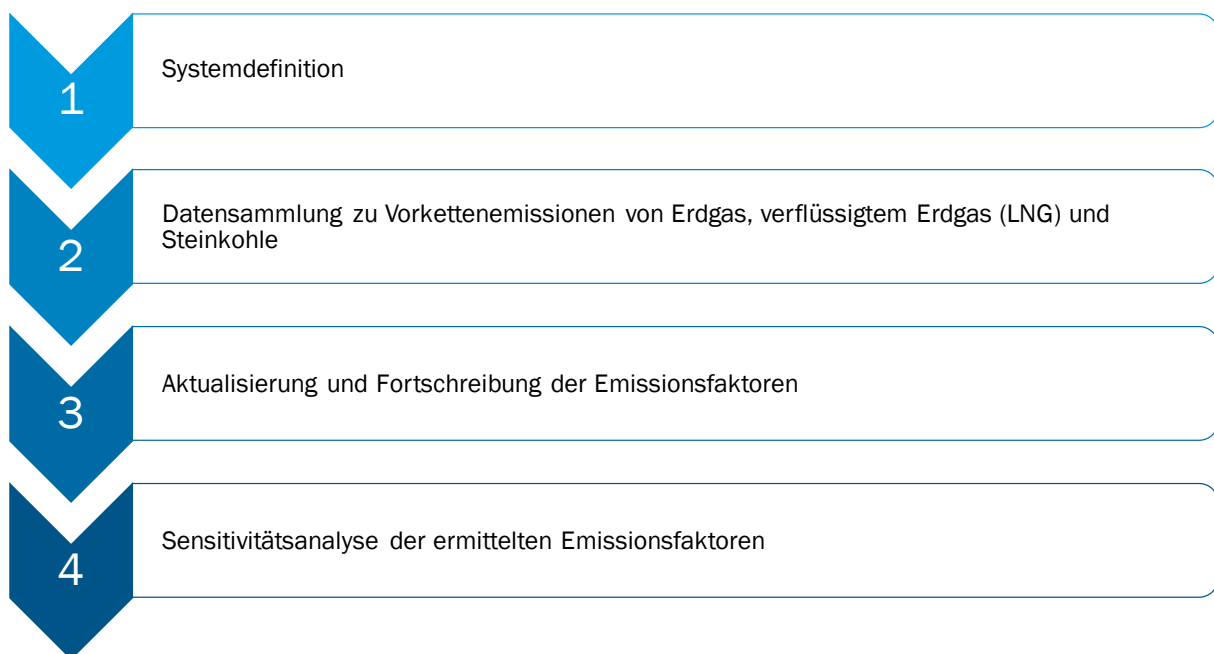
Während des Projekts fanden am 09.06.2020 und 24.09.2020 zwei Fachgespräche mit mehr als 20 am Thema Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle interessierten Vertreter*innen der Industrie, Ministerien, Forschung und des Auftraggebers statt, die dazu dienten, den Teilnehmer*innen das Projekt vorzustellen, gemeinsam die Methodik abzustimmen sowie sich über den aktuellen Ergebnisstand auszutauschen. Die aus der gemeinsamen Diskussion gewonnenen Erkenntnisse der beiden Fachgespräche flossen direkt in die Gestaltung dieser Studie ein. So wurde beispielsweise der in dieser Studie vorgenommene Fokus auf neueste Forschungsergebnisse zu Top Down-Analysen in Abstimmung mit den Teilnehmer*innen der Fachgespräche vorgenommen. Auch die Sensitivitätsanalysen wurden auf Grundlage der Diskussionsergebnisse der Fachgespräche gemeinsam mit dem Umweltbundesamt ausgewählt.

2 Grundlagen

Gegenstand dieser Studie ist die Metaanalyse der Vorketten der Energieträger Erdgas und Steinkohle, die in deutschen Kraftwerken eingesetzt werden. Für Steinkohle existiert ein, ständigen Änderungen unterworfen internationaler Markt, der länderspezifisch differenzierte Technologien und Umweltdaten erforderlich macht. Für den Energieträger Erdgas gilt im Prinzip dasselbe, wenngleich sich die Importstruktur auf weniger Länder konzentriert.

Die Gliederung der Berichtskapitel 3, 4 und 5 orientiert sich am Ablauf der Metaanalyse, in dieser Studie durchgeführt wurde. Die Metaanalyse besitzt den im Folgenden dargestellten Ablauf:

Abbildung 2: Ablauf der Metaanalyse



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH

2.1 Definition Erdgas, LNG und Steinkohle

Diese Studie konzentriert sich auf die Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas, LNG und Steinkohle. Daher werden die Eigenschaften der Energieträger im Folgenden definiert.

2.1.1 Erdgas

Erdgas ist ein gasförmiger Energieträger aus Kohlenwasserstoffen, der aus unterirdischen Quellen gewonnen wird. Erdgas bleibt unter Einsatzbedingungen (Temperatur und Druck) gasförmig. Grundsätzlich beschreibt der Begriff Erdgas brennbare gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus einer Erdgasbohrung oder als Nebenprodukt einer Erdölbohrung gefördert werden. Direkt nach der Förderung aus einer Quelle besteht konventionelles und unkonventionelles Erdgas hauptsächlich aus Methan, sowie Ethan, Propan, Butan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, Wasserdampf und anderen Bestandteilen. Wenn Erdgas langkettigere Kohlenwasserstoffe wie Butan, Propan oder Ethan – sogenannte Natural Gas Liquids (NGL) – enthält, wird es als „nasses Gas“ bezeichnet. Wenn der Anteil von Methan sehr hoch ist (>80 %), wird Erdgas als „trockenes Gas“ bezeichnet.

2.1.2 LNG

LNG ist Erdgas, das nach Aufbereitung zum Transport und Lagerung verflüssigt wird. Unter Atmosphärendruck bleibt LNG bei Temperaturen unterhalb von -160 °C flüssig. Da das Erdgas vor dem Verflüssigen gereinigt wird, enthält LNG normalerweise weniger Verunreinigungen als gasförmiges Erdgas.

2.1.3 Steinkohle

Steinkohle, das zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet wird, wird als Kesselkohle bezeichnet (VDKi, 2020). Kesselkohlen umfassen Flammkohlen, Gasflammkohlen, Gaskohlen, Fettkohlen, Esskohlen und Magerkohlen.

2.2 Definition Vorkettenemissionen

Vorkettenemissionen sind Emissionen, die zeitlich gesehen vor der energetischen Umwandlung des Primärenergieträgers entstehen, d. h. entlang des Bereitstellungspfades von Erdgas oder Steinkohle. Vorkettenemissionen beinhalten die direkten Emissionen der Energieträgerbereitstellung als auch die indirekten Emissionen, die durch Infrastruktur und/oder nötige Hilfsenergie verursacht werden.

2.3 Methodik der Ökobilanzierung

Eine Ökobilanz, auch Lebenszyklusanalyse genannt, ist eine standardisierte Methode, die Umweltaspekte und potenzielle Umweltwirkungen von Produkten entlang ihres Lebensweges quantifiziert. Der Lebensweg umfasst die Rohstoffgewinnung über Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling sowie die endgültige Beseitigung. Produkte können laut ISO 14040 (ISO, 2009) Waren oder Dienstleistungen sein.

Die Methodik der Ökobilanzierung basiert auf zwei Normen der Internationalen Organisation für Normung (ISO):

- ▶ DIN EN ISO 14040 „Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen“ (ISO, 2009)
- ▶ DIN EN ISO 14044 „Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen“ (ISO, 2018)

Eine Ökobilanz kann umweltorientierte Entscheidungen auf Basis umfassender Informationen unterstützen und so zur Reduktion von Umweltwirkungen beitragen. Ökobilanzen werden häufig softwaregestützt durchgeführt. Die Software wird zusammen mit professionellen Datenbanken eingesetzt, die eine Vielzahl an Informationen für Produkte und eine große Auswahl an Wirkungsabschätzungsmodellen beinhalten.

In dieser Studie werden die GaBi Software 10 und die GaBi Ökobilanzdatenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) angewendet, um die in der Metaanalyse ermittelten Emissionsdaten zusammenzufassen und auf dieser Grundlage die Emissionsfaktoren zu berechnen. Die indirekten Emissionen, die durch Infrastruktur und/oder nötige Hilfsenergie entlang der Vorketten entstehen, stammen ebenfalls aus den GaBi Ökobilanzdatenbanken. Beispiele sind z. B. Sachbilanzdaten zu länderspezifischen Stromversorgungsmixen oder landesabhängige Sachbilanzdaten zur Bereitstellung von Stahl, Beton und anderen Baumaterialien.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die in dieser Studie analysierten Emissionen. Die Auswahl der Emissionen basiert auf der Berichtsreihe „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ des UBA (UBA, 2019b) (UBA, 2018).

Tabelle 1: Übersicht der betrachteten Emissionen (Treibhausgase und Luftschadstoffe) (UBA, 2019b)

Kategorie	Name	Kurzbezeichnung
Treibhausgase	Kohlenstoffdioxid	CO ₂
	Methan	CH ₄
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O
Säurebildende Schadstoffe	Schwefeldioxid	SO ₂
	Stickstoffoxide	NO _x
Weitere Luftschadstoffe	Staub	PM
	Kohlenstoffmonoxid	CO
	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	NMVOG

Quelle: (UBA, 2019b)

Die Ergebnisse der Treibhausgasemissionen hängen von den in der gewählten Umweltwirkungskategorie berücksichtigten Treibhausgasemissionen und den dort hinterlegten Charakterisierungsfaktoren ab. Die Charakterisierungsfaktoren beschreiben, wie stark eine Emissionsart zu einer Umweltwirkung beiträgt (z. B. Beitrag der Methanemissionen zum Treibhauseffekt). In diesem Bericht werden die vom UBA verwendeten Charakterisierungsfaktoren angewandt (Kategorie „Umweltbundesamt – Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger (UBA)“ in Tabelle 2). Die vom UBA verwendeten Charakterisierungsfaktoren für CO₂, CH₄ und N₂O basieren auf den vom Weltklimarat (IPCC, International Panel on Climate Change) im Rahmen des vierten Assessment Reports (AR4) (IPCC, 2007) definierten Werten. Im Rahmen des Assessment Reports 5 (AR5) des IPPC (IPCC, 2013) wurden die Charakterisierungsfaktoren für CH₄ und N₂O aktualisiert. Aus Gründen der Fortführbarkeit und Vergleichbarkeit der regelmäßig vom Umweltbundesamt veröffentlichten Berichte, verwendet das UBA jedoch weiterhin, die in Tabelle 2 dargestellten Charakterisierungsfaktoren.

Tabelle 2: Ermittlung des Treibhauspotentials (GWP₁₀₀)

Kategorie	Berücksichtigte Treibhausgase	Kurzbezeichnung	Charakterisierungsfaktoren [CO ₂ -Äq.]
IPCC – Fourth Assessment Report (AR4), 2007	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1
	Methan	CH ₄	25
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O	298
	+ Fluorierte Treibhausgase		
Umweltbundesamt – Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger (UBA)	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1
	Methan	CH ₄	25
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O	298
IPCC – Fifth Assessment Report (AR5), 2013	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1
	Methan	CH ₄	30
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O	265
	+ Fluorierte Treibhausgase		

Quelle: (IPCC, 2007), (UBA, 2019b), (IPCC, 2013)

2.4 Bottom Up- und Top Down-Betrachtungen für Methanemissionen

Methanemissionen tragen im erheblichen Maße zum Treibhauseffekt bei. Im Gegensatz zu Kohlendioxidemissionen, die sich direkt aus dem Verbrauch von Energieressourcen ableiten lassen, ist die Quantifizierung von Methanemissionen der Vorketten von Erdgas, Erdöl und besonders für Kohle noch wenig erforscht. Die exaktere Quantifizierung der Methanemissionen steht daher aktuell im Fokus bei der Erfassung der Treibhausgasemissionen der Energieträgerbereitstellung. Die exakte Erfassung von Methanemissionen erfordert die Verwendung von detaillierten Aktivitätsdaten der Anlagen entlang der Vorketten. Je detaillierter die Prozesse mit Methanemissionen und die auftretenden Bandbreiten erfasst werden können, desto höher ist die Qualität der Emissionsfaktoren.

Emissionsfaktoren für Methan variieren erheblich, da sie von einer großen Anzahl von Einflussfaktoren abhängen. Beispielhafte Einflussfaktoren nach (UNECE, 2019) sind:

- ▶ Anlagendesign
- ▶ Gas- und Kohlezusammensetzung
- ▶ Art der Förderung und Aufbereitung (z. B. kombinierte Erdöl- und Erdgasförderung)
- ▶ Alter und technischer Standard der Maschinen und der Ausrüstung
- ▶ Betriebsbedingungen, Wartungsbedingungen und weitere operative Tätigkeiten

(Hmiel et al., 2020) weisen durch Kohlenstoff-14-Messungen an vorindustriellen Eiskernen nach, dass die durch Förderung und Nutzung fossiler Brennstoffe verursachten Methanemissionen in heutigen Studien, die Bottom Up-Abschätzungen anwenden, unterschätzt werden. Die natürlichen geologischen CH₄-Emissionen in die Atmosphäre betragen laut (Hmiel et al., 2020) etwa 1,6 Mt Methan pro Jahr (maximal 5,4 Mt Methan pro Jahr). Aktuelle Bottom Up-Emissionswerte wurden in (Saunio et al., 2020) ermittelt (natürliche geologische Emissionen von 38 Mt CH₄/a und für den Zeitraum 2008-2017 Emissionen aus den Vorketten und der Nutzung fossiler Brennstoffe von 128 Mt CH₄/a). Es ergibt sich also eine Überschätzung der natürlichen geologischen Emissionen von ca. 36 Mt CH₄/a. Da die Gesamtsumme von Methanmissionen zuverlässig abgeschätzt werden kann, müssen laut (Hmiel et al., 2020) diese 36 Mt CH₄/a aus anthropogen verursachten fossilen Quellen stammen. Daraus resultiert eine Erhöhung der Methanmissionen der Vorketten und Nutzung fossiler Brennstoffe um 36 Mt CH₄/a auf 164 Mt CH₄/a oder eine relative Erhöhung der Methanemissionen um ca. 28 % im Vergleich zu bisherigen Annahmen.

Die Datenqualität von Methanemissionsfaktoren würde durch den kombinierten Einsatz von Bottom Up- und Top Down-Messungen gesteigert. Die Eigenschaften von Bottom Up- und Top Down-Betrachtungen sind in Tabelle 3 beschrieben. Aktuell kommen für offiziell veröffentlichte Methanemissionen Emissionsfaktoren zur Anwendung, die durch Bottom Up-Messungen ermittelt wurden (z. B. für die Nationale Inventarberichte (National Inventory Reports) im Rahmen der UNFCCC (IPCC, 2006)). Top Down-Studien werden in diesen Bericht aufgenommen (Beschreibung in den Kapiteln 3.2, 4.2 und 5.2).

Nach aktuellem Stand der Forschung wurden wenige Studien zu Top Down-Messungen von Methanemissionen durchgeführt. Daher sind Top Down-Messungen und -Berechnungsmethoden für Methanemissionen international noch nicht harmonisiert. Forschungsbedarf besteht z. B. bei der Aufteilung der Methanemissionen auf Erdöl und Erdgas bei kombinierter Erdöl- und Erdgasförderung. Zudem fehlen aktuell Emissionserfassungsmethoden, wenn sich der inländisch genutzte Erdgasproduktionsmix vom Exportmix unterscheidet und daher in der Realität unterschiedliche Emissionsprofile der Erdgasproduktionsmixe innerhalb eines Förderlandes auftreten.

In Zukunft werden Top Down-Analysen jedoch zu einer verbesserten Methanemissionsquantifizierung beitragen. Daher werden die Auswirkungen einer Variation der Methanverlustrate auf die Treibhausgasemissionen der Vorketten von Erdgas, LNG und Steinkohle exemplarisch im Rahmen von Sensitivitätsanalysen untersucht (siehe Kapitel 3.3.3, 4.3.3 und 5.3.3).

Tabelle 3: Unterscheidung Bottom Up- und Top Down-Betrachtungen

Messmethoden zur Abschätzung von Methanemissionen	Berücksichtigte Treibhausgase	Vorteile	Nachteile
Bottom Up	<ul style="list-style-type: none"> - Methanmessungen direkt an potenziellen Emissionsorten (Bohrplätze, Verteilerstationen etc.) - Üblicherweise Hochrechnung über einen aus den Messungen ermittelten Emissionsfaktor - Ergebnisse von Bottom Up-Studien weisen häufig geringere Methanemissionen als Top Down-basierte Studien aus 	<ul style="list-style-type: none"> - Gute Zuordnung der Emissionen zu Anlagen und Anlagenteilen - Stationäre Messung über lange Zeiträume 	<ul style="list-style-type: none"> - Vergrößerung der Fehler bei Hochrechnungen über die Zahl der installierten Anlagen (zu geringe zeitliche und räumliche Variabilität der Messdaten)
Top Down	<ul style="list-style-type: none"> - Methanmessungen mit Flugzeugen oder Satelliten über größere Bereiche von Produktionsstätten - Messergebnisse stark abhängig von Tageszeiten und Wetterbedingungen (z. B. potenzielle Überschätzung/Unterschätzung von Emissionen, wenn nur in bestimmten Zeiträumen mit verstärkten/verringerten Aktivitäten gemessen wird) 	<ul style="list-style-type: none"> - Erfassung größerer Bereiche als bei Bottom Up-Studien, so dass Fehler durch Hochrechnungen kleiner sind 	<ul style="list-style-type: none"> - Annahmen bezüglich des Transports der Gase, die nur schwach zu belegen sind - Keine exakte Trennung von menschlich verursachten und natürlichen Methanquellen

Quelle: (BGR, 2020a)

3 Vorkettenemissionen von Erdgas

Im Folgenden wird die Ermittlung der Emissionen der Erdgasvorkette beschrieben. Dieses Kapitel betrachtet die komplett gasförmige Bereitstellung. Bei der LNG-Vorkette, die in Kapitel 4 analysiert wird, wird ebenfalls gasförmiges Erdgas für Kraftwerke bereitgestellt, das allerdings für den Seetransport verflüssigt und anschließend regasifiziert wird. Der Aufbau des Kapitels orientiert sich an dem in Abbildung 2 dargestellten Ablauf der Metaanalyse.

3.1 Systemdefinition

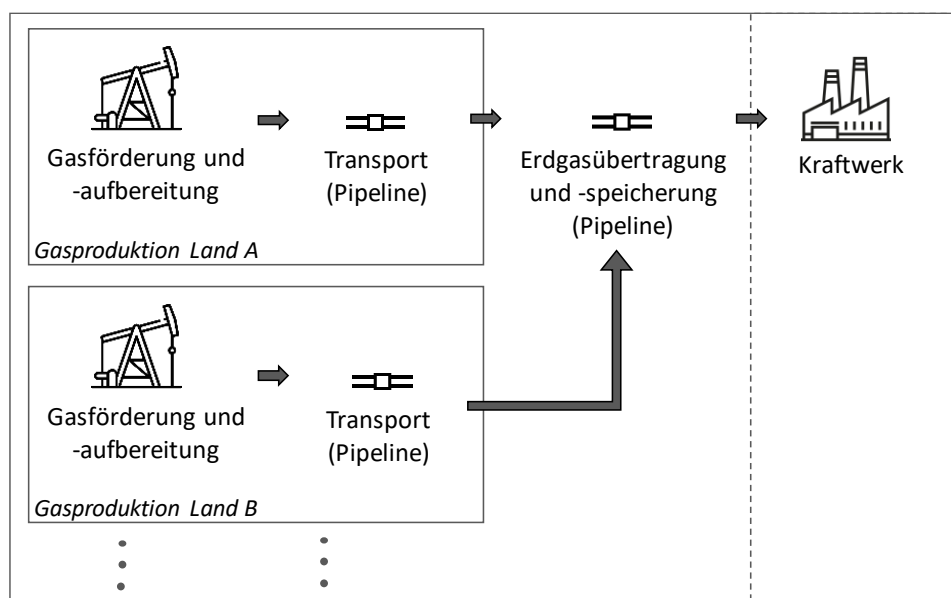
In Zusammenarbeit mit dem UBA wurde das System der Erdgasvorkette definiert. Das System beinhaltet die Hauptschritte der Erdgasbereitstellung:

- ▶ Erdgasförderung und -aufbereitung
- ▶ Erdgastransport
- ▶ Erdgasübertragung und -speicherung in Fernleitungen innerhalb Deutschlands
- ▶ Erdgasverteilung in Deutschland (Emissionen der Erdgasvorkette inklusive Erdgasverteilung werden als zusätzliche Ergebnisse dargestellt)

Wie in Kapitel 1.2 beschrieben, liegt der Fokus dieser Studie auf der Bereitstellung von Erdgas für die Stromerzeugung. Da die Vorkette von Erdgas in zwei Varianten mit und ohne Erdgasverteilung untersucht wird, ist auch eine Anwendung der Emissionsfaktoren für die Bilanzierung der Erdgasnutzung für die Wärmeerzeugung sowie für industrielle Prozesse möglich.

Der erste Schritt der Erdgasbereitstellung ist die Gasförderung und -aufbereitung. Nach dem Transport in Pipelines zwischen dem jeweiligen Gaslieferland und Deutschland folgt die Einspeisung ins Fernleitungsnetz, woraus das Erdgas dann im Kraftwerk zur Stromproduktion entnommen und genutzt wird. Während die Bereitstellung des Erdgases von der Produktion bis zur deutschen Landesgrenze länderspezifisch analysiert wird, wird die Erdgasübertragung und -verteilung innerhalb Deutschlands für alle Importe als identisch angenommen. Die Erdgasbereitstellung ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

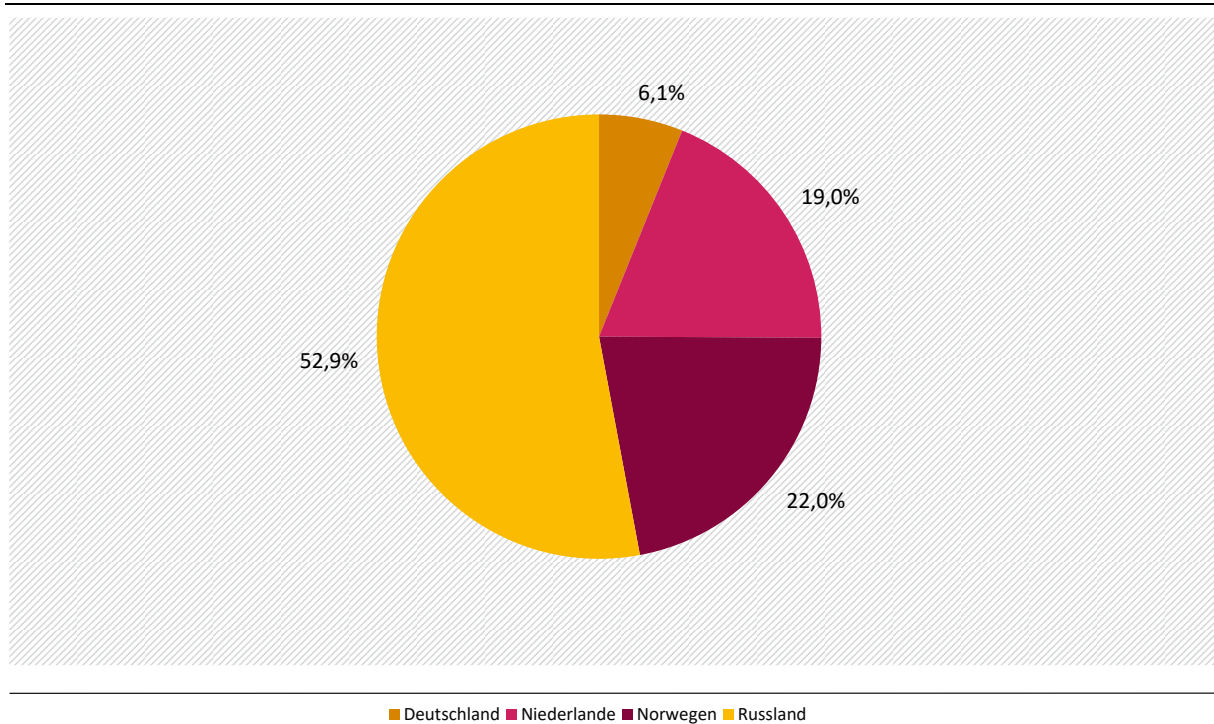
Abbildung 3: Hauptschritte der Erdgasbereitstellung



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH, Icons von Freepik, <https://www.flaticon.com>

Auf Basis verfügbarer öffentlicher Daten wurde der deutsche Erdgasverbrauchsmix ermittelt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlicht in regelmäßigen Abständen Daten zur Erdgasproduktion und zum Erdgasimport in Deutschland (BMWi, 2020). Jedoch wird dort der Erdgasverbrauchsmix ab dem Jahr 2016 nicht mehr nach Lieferländern differenziert. Daher werden zusätzliche Quellen zur Ermittlung aktueller Erdgasimporte herangezogen. Eurostat veröffentlicht monatlich aufgelöste Gasimportdaten für die EU-Länder (Eurostat, 2020). Für 2018 liegen diese Daten für Erdgasimporte aus den Niederlanden, Norwegen und Russland nach Deutschland für das gesamte Jahr vor. Jedoch enthalten die Eurostat-Daten keine Informationen über die Weiterleitung des aus den einzelnen Lieferländern importierten Erdgases an benachbarte Länder. Dies führt dazu, dass z. B. aus Russland stammendes Erdgas, das z. B. von Polen nach Deutschland geleitet wird, als Erdgasimport aus Polen deklariert werden könnte. Importmengen von russischem Erdgas nach Deutschland könnten daher unterschätzt werden. Zudem ist nicht ermittelbar, welcher Anteil des nach Deutschland aus den einzelnen Lieferländern importierten Erdgases von Deutschland an Nachbarländer weitergeleitet wird. Zur Abschätzung des deutschen Erdgasverbrauchsmix 2018 werden die Gasimportdaten auf Basis von (Eurostat, 2020) mit Informationen zum in Deutschland geförderten Erdgas aus (BMWi, 2020) kombiniert. Aufgrund der eingeschränkten Datenlage stellt Abbildung 4 eine eigene Abschätzung dar und es wird nicht der reale Erdgasverbrauchsmix des Jahres 2018 beschrieben. Es ergibt sich der folgende Erdgasverbrauchsmix für das Jahr 2018.

Abbildung 4: Abschätzung des deutschen Erdgasverbrauchsmix im Jahr 2018 (ohne sonstige Länder)



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH basierend auf (Eurostat, 2020), (BMWi, 2020)

In Tabelle 4 sind die grundlegend angenommenen physikalischen Eigenschaften von Erdgas, LNG und Methan dargestellt. Die Zusammensetzung von Erdgas variiert abhängig vom Fördergebiet. Es werden durchschnittliche physikalische Eigenschaften für die EU für Deutschland angenommen, da sich das Erdgas im deutschen Erdgasfernleitungsnetz vermischt. Wenn im Rahmen der Metastudie in Studien unterschiedliche physikalische Eigenschaften veranschlagt werden, wird dies bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren berücksichtigt.

Tabelle 4: Physikalische Eigenschaften von Erdgas, LNG und Methan

Produkteigenschaft	Einheit	Erdgas (EU-Durchschnitt)	LNG	Methan
Methangehalt	Vol.%	94,4	89,6	100,0
Dichte	kg/Nm ³	0,763	450 (flüssig)	0,714
Heizwert	MJ/kg	47,5	49,2	50,0
Brennwert	MJ/kg	52,5	54,1	55,6

Quelle: (thinkstep AG, 2017b)

Die Systemgrenze wird exakt ausgestaltet, um berücksichtigte und nicht berücksichtigte Elemente des Systems bereits vor Beginn der Metaanalyse festzulegen. Durch dieses Vorgehen wird eine zielgerichtete Datensammlung sichergestellt.

Tabelle 5: Systemgrenze Erdgasvorkette – berücksichtigte und nicht berücksichtigte Elemente

Berücksichtigung	Keine Berücksichtigung
Erdgasbohrungen inklusive Installation der Bohranlagen	Seismische Exploration und Erkundungsbohrungen
Förderung und Aufbereitung (CO ₂ -Entfernung, Wasserentfernung, H ₂ S-Entfernung)	Wartungsarbeiten für die Infrastruktur (z.B. Pipeline, LNG-Tanker, Verflüssigungsanlagen)
Pipelinetransport	Hilfsmaterialien, wie z. B. Schmiermittel
Übertragung und Speicherung	Overhead der Produktionsanlagen, z.B. Unterbringung und Transport des Personals, Pendeln der Mitarbeiter, Verwaltung
Verteilung	Unfälle
Energieversorgung: Gasturbinen, Gasmotoren, Dieselmotoren, Netzstrom	
Methanemissionen	
Nebenprodukte (Rohöl und Erdgasflüssigkeiten (Natural Gas Liquids, NGL))	
Material- und Energieverbrauch für die Infrastruktur der Erdgasversorgung (z.B. Pipelines, Transport- und Verteilnetz)	

Quelle: Eigene Darstellung der Sphera Solutions GmbH

In den folgenden Unterkapiteln werden für die Hauptschritte der Erdgasbereitstellung diejenigen Prozesse beschrieben, bei denen ein erheblicher Bedarf an Ressourcen entsteht und/oder Emissionen auftreten. Diese Prozessschritte besitzen daher eine hohe Relevanz für die Ökobilanzierung der Erdgasvorkette.

3.1.1 Erdgasförderung und -aufbereitung

Bei der Erdgasförderung und -aufbereitung wird der Fokus auf den benötigten Energiebedarf und die daraus resultierenden Emissionen, das „Flaring“ (Abfackeln von Erdgas), „Venting“

(Abblasen von Erdgas) und potenzielle Methanemissionen aus Leckagen gelegt. Die Energieaufwendungen wiederum werden maßgeblich durch die geologischen Gegebenheiten, den Förderaufwand und durch die Zusammensetzung des geförderten Gases (z. B. Energieaufwendungen zum Abreinigen der korrosiven Substanzen wie CO₂ und H₂S) bestimmt. Bei der Analyse werden ebenfalls Aufwendungen und Emissionen der unkonventionellen Erdgasförderung (z. B. Schiefergas engl. „Shale Gas“) durch „hydraulisches Fracking“ sowie „Carbon Capture und Storage“ (CCS) des abgetrennten CO₂, wie es in Norwegen angewandt wird, berücksichtigt.

3.1.2 Erdgastransport

Beim Erdgastransport per Pipeline sind der Energieaufwand zur Kompression und die Leckageverluste entscheidend für die Emissionen. Der Energieaufwand zur Kompression und die Leckageverluste werden über die Länge der Pipeline, den Querschnitt, das Druckniveau und die Anzahl der Verdichterstation bestimmt. Da letztgenannte Parameter maßgeblich von der Art der Pipeline, d. h. Onshore (z. B. ca. 80-100 bar, Verdichterstation alle 100-150 km) oder Offshore (z. B. >200 bar, 1 Verdichterstation) abhängen und des Weiteren die Betriebsweise und der Wartungszustand des Pipelinesystems maßgeblich sind, muss der Pipelinetransport individuell dargestellt werden. Dies betrifft vor allem den Transport von russischem Gas nach Deutschland über die Korridore Nord Stream (und potenziell in Zukunft auch Nord Stream 2), Ukraine und Weißrussland. Hier werden die Korridore spezifisch analysiert und als gewichteter Mittelwert dargestellt.

3.1.3 Erdgasübertragung und -speicherung in Fernleitungen

Für die Erdgasübertragung und -speicherung innerhalb Deutschlands sind der Energieverbrauch für die Verdichtung und die damit einhergehenden Emissionen sowie die direkten Leckageemissionen von Bedeutung.

3.1.4 Erdgasverteilung

Für die Erdgasverteilung in den Erdgasverteilnetzen sind die direkten Leckageemissionen von Bedeutung. Für die Verteilung des Erdgases zu Strom- und Wärmeerzeugern muss keine Kompressionsenergie aufgebracht werden.

3.2 Datensammlung zu Vorkettenemissionen von Erdgas

Die Datensammlung konzentriert sich auf die Schwerpunkte Treibhausgasbilanzierung und Methanemissionen. In den letzten Jahren wurden zahlreiche Studien in diesen Themenfeldern veröffentlicht. Zudem werden strategische Entscheidungen zur Rohstoffversorgung zunehmend nach Klimaschutz Gesichtspunkten entschieden, um die nationalen Klimaziele zu erreichen. Hinsichtlich der betrachteten Lieferländer und des Zielmarkts wurde die Datenrecherche mit Fokus auf die Lieferländer Deutschland, Niederlande, Norwegen und Russland (gasförmiger Erdgasimport) und den Markt Deutschland/EU-27 durchgeführt. Als weitere Lieferländer werden die USA, Katar und Nigeria mitberücksichtigt. Der Import von Erdgas aus den USA, Katar und Nigeria nach Deutschland (oder alternativ in die EU, z. B. in die Niederlande) würde in flüssiger Form (LNG, siehe Kapitel 4) erfolgen. Zur Treibhausgasbilanzierung/Methanemissionsquantifizierung der Erdgasförderung und -aufbereitung vor allem in den USA wurden jedoch relevante Studien veröffentlicht. Daher werden die Lieferländer USA, Katar und Nigeria zur besseren Übersichtlichkeit in den Folgekapiteln mitbetrachtet.

3.2.1 Treibhausgasbilanzierung

Die aus der Datensammlung für diesen Bericht als relevant identifizierten Studien zur Treibhausgasbilanzierung werden im Folgenden chronologisch beschrieben. Tabelle 6 gibt eine Kurzübersicht über diese Studien.

2015 wurde die Studie (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) erarbeitet, die von der Europäischen Kommission (DG ENER) beauftragt wurde. Der Schwerpunkt der Studie liegt auf der Analyse der Treibhausgasemissionen von Kraftstoffen, die in den EU-28-Mitgliedstaaten im Verkehrssektor verwendet werden. Es wird die Erdgasversorgung der EU-28-Länder, sowie verschiedene geographisch zusammengefasste Marktgebiete betrachtet (Gasförderung und -aufbereitung, dem Transport via Pipeline und LNG-Tankschiffen in die EU sowie die Erdgasübertragung und -speicherung sowie Verteilung). Für die Berechnung der Emissionen wurde das kanadische Treibhausgasbilanzierungsmodell GHGenius (GHGenius, 2015) verwendet.

Die Studie (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016), die im Auftrag der Zukunft ERDGAS GmbH erstellt wurde, untersucht die Treibhausgasemissionen von Erdgas von der Produktion in den drei Hauptliedern (Niederlande, Norwegen und Russland) und in Deutschland für die Zentral-EU bis zur Verteilung in der Zentral-EU. Die Studie wurde in Folge von (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) veröffentlicht. In (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) werden die Datenqualität von (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) kritisch überprüft, außerdem wird die mangelnde Transparenz bezüglich der dort durchgeführten Berechnungen kritisiert. Die in (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) mit (GHGenius, 2015) berechneten Ergebnisse, die auf Daten aus (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015), weiteren öffentlichen Daten und Industriedaten basieren, werden mit den Ergebnissen von (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) verglichen.

Die Studie (thinkstep AG, 2017a) wurde im Auftrag der Nord Stream 2 AG mit dem Ziel durchgeführt, die Treibhausgasemissionen verschiedener zukünftiger Optionen zur Erdgasversorgung der Europäischen Union zu vergleichen. Dazu wird der Erdgasimport aus Russland via Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importe u. a. aus den USA und Katar analysiert. Die Erdgasübertragung und -speicherung sowie die Verteilung innerhalb der EU wird nicht betrachtet. Bereits bestehende Pipelinerouten zur Versorgung Europas mit Erdgas werden ebenfalls nicht untersucht. Für den Erdgasimport aus Russland wurden, basierend auf derselben Datengrundlage wie in (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016), in Kooperation mit Gazprom, aktualisierte Industriedaten verwendet. Weitere Infrastrukturdaten für die Pipeline und die Verdichterstationen wurden von Gazprom und der Nord Stream 2 AG ermittelt. Es wurde speziell für den Fokus der Studie ein THG-Bilanzierungsmodell mit der GaBi Software erstellt. Zur Beschreibung der LNG-Vorkette wurde auf öffentliche Studien, Industriedaten und die GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) zurückgegriffen.

Die Studie (thinkstep AG, 2017b) wurde von der Natural & Bio Gas Vehicle Association Europe (NGVA) in Auftrag gegeben und konzentriert sich auf eine branchenübergreifende Analyse der Treibhausgasemissionen der Erdgaslieferung und -nutzung in der EU mit Fokus auf den Straßentransport (Well-to-Wheel), den Schiffstransport (Well-to-Wake) sowie die Stromerzeugung (Well-to-Grid). Das Ziel der Studie ist es, die Ergebnisse der Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) und (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) auf der Grundlage aktuellerer Daten und einer umfassenden Sammlung von Primärdaten sowie der Einbeziehung einer externen kritischen Überprüfung weiterzuentwickeln. Als Zielregion wird aufbauend auf der in (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) definierten Zielregionen u. a. die Zentral-EU untersucht. Die Studie kombiniert dabei im Projekt gesammelte Primärdaten und aktuelle öffentlich verfügbare Industriedaten mit Ökobilanzhintergrunddatensätzen (z. B. zur Stromversorgung

oder Materialversorgung zum Bau der Erdgasinfrastruktur) aus den GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021). Aus allen verfügbaren Daten wurde ein spezifische THG-Bilanzierungsmodell mit der GaBi Software erstellt. Dabei wurden aktualisierte Betriebsdaten für die Berechnung der Erdgasvorkette aus den Lieferländern Deutschland, Niederlande und Russland (Daten für die drei Pipelinekorridore von Russland in die EU) verwendet. Für Norwegen wurden Industriedaten von Statoil (heute: Equinor) und Gassco angewendet. Die LNG-Vorkette wurde u. a. für die Lieferländer Katar (Industriedaten Qatargas, entnommen aus Sustainability Report) und Nigeria (Industriedaten von Eni und Shell) analysiert und daraus Treibhausgasprofile für verschiedene LNG-Mixe in den EU-Regionen abgeleitet.

In der Kurzstudie (DVGW-EBI, Fraunhofer ISI, 2018), die im Auftrag des Umweltbundesamts durchgeführt wurde, wird die Plausibilität der Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) und (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) bewertet. Die DBI-Studie wird als plausibel und belastbar bewertet, da eine hohe Datentransparenz vorliegt.

Eine weitere Kurzstudie (Fraunhofer ISI, DVGW-EBI, 2019), die ebenfalls im Auftrag des UBA erstellt wurde, hat das Ziel, die Treibhausgasemissionen der Nutzung von LNG in Deutschland entlang der gesamten Vorkette zu betrachten und mit denen der leitungsgebundenen Gasversorgung zu vergleichen. Es werden u. a. die Vorkette des LNG-Imports aus Katar und den USA, sowie der Erdgasimport aus Norwegen und Russland untersucht. Dabei werden u. a. die Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015), (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) und (thinkstep AG, 2017a) analysiert. Die Ergebnisse der Kurzstudie basieren für die LNG-Vorkette auf (thinkstep AG, 2017a), die Emissionen für den leitungsgebundenen Import basieren auf (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016).

Im Rahmen der Studie (thinkstep AG, 2019), die im Auftrag von SEA-LNG und SGMF durchgeführt wurde, wird ein Vergleich von LNG und erdölbasierten Kraftstoffen für den Schiffsverkehr durchgeführt. Teil dieser Studie ist eine Well-to-Tank-Analyse, in der u. a. die Vorkette für den LNG-Import aus Nigeria, Katar und den USA als Teil eines LNG-Versorgungsmix für die EU untersucht wurde. Die Daten für die Treibhausgasbilanzierung der LNG-Vorkette basieren auf den Studien (thinkstep AG, 2017a) und (thinkstep AG, 2017b) und wurden mit Industriedaten aktualisiert.

Tabelle 6: Kurzübersicht von Studien zur Treibhausgasbilanzierung der Erdgasvorkette

Studie	Fokus	Referenz-jahr(e)	Lieferländer ¹	Zielregion ²	Datenbasis
(EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015)	Analyse von Erdgas- und LNG-Vorketten für Kraftstoffe in EU-Ländern (Well-to-Tank)	2012	Deutschland Niederlande Norwegen Russland Katar Nigeria	Deutschland Zentral-EU	Öffentliche Studien, (GHGenius, 2015)
(DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016)	Analyse von Erdgasvorketten bis zur Verteilung in Verteilnetzen in der Zentral-EU	2012 2013 2014	Deutschland Niederlande Norwegen Russland	Zentral-EU	Industriedaten öffentliche Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015), (GHGenius, 2015)
(thinkstep AG, 2017a)	Vergleich von zusätzlichen Erdgas- und LNG-Importen in die EU (Well-to-Start of Transmission)	2012-2015	Russland Katar Nigeria USA	EU	(DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) Industriedaten Öffentliche Studien

Studie	Fokus	Referenz-jahr(e)	Lieferländer ¹	Zielregion ²	Datenbasis
(thinkstep AG, 2017b)	Analyse von Erdgas- und LNG-Vorketten und der Erdgasnutzung (Well-to-Tank/Wheel/Wake/Wire)	2015	Deutschland ³ Niederlande ³ Norwegen ³ Russland ³ Katar ³ Nigeria ³	Zentral-EU	(DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) Industriedaten Öffentliche Studien
(Fraunhofer ISI, DVGW-EBI, 2019)	Vergleich von zusätzlichen Erdgas- und LNG-Importen in die EU (Well-to-Start of Transmission)	2014 2015	Norwegen Russland Katar USA	EU	(DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) (thinkstep AG, 2019) öffentliche Studien
(thinkstep AG, 2019)	Vergleich von LNG und erdölbasierten Schiffskraftstoffen (Well-to-Tank/Wake)	2016-2017	Katar Nigeria ³ USA ³	EU	Industriedaten (thinkstep AG, 2017a) (thinkstep AG, 2017b)

¹ In dieser Studie werden mehrere Lieferländer analysiert, in der Tabelle sind nur für diesen Bericht relevante Lieferländer genannt

² In diesen Studien werden mehrere Lieferländer analysiert, in der Tabelle sind nur für diesen Bericht relevante Zielregionen genannt

³ Die Lieferländer werden als Teil eines Erdgasversorgungsmix analysiert, Ergebnisse für die einzelnen Länder sind nicht veröffentlicht

3.2.2 Methanemissionen

Die Quantifizierung der Methanemissionen der Erdgasvorkette ist ein aktueller Schwerpunkt im Forschungsgebiet Treibhausgasemissionen. Wie in den Grundlagen in Kapitel 2.4 beschrieben, werden bei aktuell für öffentliche Statistiken angewendeten Bottom Up-Ansätzen Methanemissionen unterschätzt (vgl. z. B. (Hmiel et al., 2020)). Es besteht jedoch noch erheblicher Forschungsbedarf, um diese Emissionen einzelnen Fördergebieten und Energieträgern (z. B. bei kombinierter Erdöl- und Erdgasförderung) zuzuordnen.

In Tabelle 7 sind die Methanverlustraten aus aktuellen Studien zusammengefasst. Im Folgenden werden Hintergrundinformationen zu einer Auswahl der Studien gegeben. Insbesondere zu den Methanemissionen der Erdöl- und Erdgasindustrie in den USA wurden in den letzten Jahren Studien veröffentlicht.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe untersucht in einer detaillierten Literaturstudie mit rund 150 Literaturquellen die Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung und den LNG- und Pipelinetransport nach Deutschland (BGR, 2020a). Als relevante Studien für die Erdgasvorketten der USA wurden in (BGR, 2020a) die Studien (Alvarez et al., 2018) und (Omara et al., 2018) identifiziert. In (Alvarez et al., 2018) werden Methanverlustraten für die vollständige Erdgas-/Erdölvorkette bis zum Endverbraucher in den USA berechnet. Die Methanverlustraten wurden für 2015 ermittelt und werden auf die Erdgasförderung normiert. Datenbasis sind Bottom Up- und Top Down-Messungen aus neun Erdöl- und Erdgasfördergebieten. In (BGR, 2020a) wird u. a. kritisiert, dass in die Bottom Up-Analysen nur Messungen von 433 Messstellen eingingen und Stichproben und zufällige Messungen in geringfügigem Maße berücksichtigt wurden. Außerdem wird in (BGR, 2020a) kritisiert, dass von einem exponentiellen Zusammenhang zwischen Produktionsrate und Methanemissionen ausgegangen wird. Im Vergleich zu den offiziell veröffentlichten Methanemissionen der amerikanischen Umweltschutzbehörde ermitteln (Alvarez et al., 2018) ca. 60 % höhere Methanemissionsraten der Erdöl- und Erdgasvorkette für das Jahr 2015. In (Omara et al., 2018) werden die Methanverlustraten der Erdöl- und Erdgasförderung in den USA ermittelt. Die Methanverlustraten werden

analog zu (Alvarez et al., 2018) auf die Erdgasproduktion von 2015 normiert. Als Datenbasis werden Bottom Up-Messungen von 1009 Messstellen in acht Fördergebieten herangezogen. In (Omara et al., 2018) werden erhebliche Unterschiede bei den Methanverlusten in den verschiedenen Erdgasfördergebieten identifiziert. Zudem wird dort beschrieben, dass große Erdgasfördergebiete nicht zwangsläufig erhebliche Methanemissionen aufweisen. (Omara et al., 2018) wählen zwei Regressionsarten zur Darstellung der Abhängigkeit zwischen Produktionsrate und Methanemissionen. Die lineare Regression führt zu ähnlichen Methanverlusten wie die offiziellen EPA-Statistiken, die nichtparametrische Regression weist vergleichbare Methanverlusten wie (Alvarez et al., 2018) auf.

In (Zhang et al., 2020) wird eine Quantifizierung der Methanemissionen des größten Ölfördergebiets (Permian Basin) mittels einer Top Down-Analyse auf Basis von Satellitenmessungen (TROPOMI-Messinstrument des Copernicus Sentinel-5 Precursor Satellits) durchgeführt. Die Methanverlusten sind hier nur auf die Erdgasproduktion normiert, obwohl eine kombinierte Erdöl- und Erdgasförderung stattfindet. (Zhang et al., 2020) ermittelt für das Permian Basin ca. 60% höhere Methanverlusten als (Alvarez et al., 2018).

In (Mottschall, Kasten, & Rodríguez, 2020) werden für eine Well-to-Wheel-Analyse der Treibhausgasemissionen von Diesel- und LNG-Lkw Studien zu Methanemissionen in der LNG-Vorkette mit Fokus auf die USA zusammengestellt. (Mottschall, Kasten, & Rodríguez, 2020) identifizieren eine erhebliche Unsicherheit bezüglich der Methanverlusten abhängig von Lieferland, Fördermethode, Fördergebiet und dem methodischen Vorgehen bei den Emissionsmessungen.

Die Internationale Energieagentur veröffentlichte im Rahmen des „World Energy Outlook 2017“ (IEA, 2017) ein Sonderkapitel zum Thema Methanemissionen der Erdgasindustrie. Basierend auf dieser Veröffentlichung wurde auf der IEA-Webseite das Online-Tool „IEA Methane Tracker“ initiiert, mit dem sich die IEA zum Ziel gesetzt hat, die Umweltauswirkungen der Erdöl- und Erdgasversorgung durch eine verbesserte Datenqualität zu Methanemissionen zu reduzieren (IEA, 2020a). In der aktuellen Version „Methane Tracker 2020“ (IEA, 2020b) werden neben Bottom Up-Schätzungen direkt gemessene Methanemissionen einbezogen, die sowohl aus stationären Messungen wie auch aus Überflugmessungen (Satelliten, Drohnen, Flugzeuge) aus dem Jahr 2019 stammen (IEA, 2020a). Aus diesen Schätzungen und Messungen werden Methanemissionsprofile der Erdöl- und Erdgasindustrie in über 70 Ländern berechnet (IEA, 2020a). Für die aktuelle Version „Methane Tracker 2020“ mussten von der IEA größere Abwärtskorrekturen des Emissionsniveaus vorgenommen werden, insbesondere für Norwegen und die Niederlande. Die Korrekturen der Methanemissionen waren das Ergebnis einer Reihe von Bottom Up- und Top Down-Messkampagnen für die Öl- und Gasförderung in der Nordsee. Dabei wurden Abschätzungen bestätigt, die zuvor von norwegischen und niederländischen Erdöl- und Erdgasproduzenten erstellt wurden (IEA, 2020c).

(Saunois et al., 2020) stellen in ihrer Literaturanalyse mit aktuellen Studien zu Methanemissionen fest, dass sich die Methanverlusten (bezogen auf die Erdgasproduktion) der Schiefergasförderung und der konventionellen Erdgasförderung in den USA nicht erheblich unterscheiden. In (Saunois et al., 2020) wird zudem eine methodisch getrennte Erfassung von regelmäßig während des Betriebs auftretenden Methanemissionen (z. B. durch undichte Ventile und Kompressoren) und unregelmäßigen Emissionen aufgrund von Wartungsarbeiten (z. B. Spülung und Entleerung von Rohren) vorgeschlagen, um die Qualität von Emissionsfaktoren durch Bottom Up-Abschätzungen zu erhöhen.

In Tabelle 7 sind alle untersuchten Studien aufgeführt, in denen Methanverlusten angegeben sind. Der IEA Methane Tracker (IEA, 2020b) gibt nur Methanemissionssummen für die Erdöl- und Erdgasförderung an und nimmt keine Normierung auf die Erdgasförderung vor. Daher sind

diese Emissionsdaten nicht in Tabelle 7 aufgeführt. In den Studien (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016), (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) werden ebenfalls Methanverlusten angegeben. Der Inhalt dieser Studien ist in Kapitel 3.2.1 beschrieben. Da (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) und (thinkstep AG, 2017b) auf der gleichen Datenbasis aufbauen (unterschiedliche Referenzjahre), werden diese zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 7: Methanverlustaten in verschiedenen Studien (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion)

Literaturquelle	Lieferland	Methanverlustate Förderung und Aufbereitung [m%]	Methanverlustate, gesamte Vorkette [m%]	LNG: Methanverlustate Förderung, Aufbereitung, Reinigung, Verflüssigung und Transport [m%]
(BGR, 2020a)	USA	-	1,3 - 2,5 (Emissionen aus Erdöl- und Erdgasförderung)	1,3 - 2,5 (Abnahme in den Niederlanden)
	Niederlande	-	< 0,03 (Förderung bis Transport nach DE)	-
	Norwegen	-	< 0,02 (Förderung bis Transport nach DE)	-
	Russland	-	ca. 0,3 (Förderung bis Transport nach DE)	-
(Alvarez et al., 2018)	USA	1,9 (Emissionen aus Erdöl- und Erdgasförderung)	2,3 (Emissionen aus Erdöl- und Erdgasförderung; inkl. Erdgasverteilung in USA)	-
(Omara et al., 2018)	USA	0,59; 1,5	-	-
(Zhang et al., 2020)	USA	3,7	-	-
(Mottschall, Kasten, & Rodríguez, 2020) ¹	USA	0,5 - 13,2 (unkonventionell)	-	-
(IEA, 2017) ¹	alle Lieferländer	-	1,8 (globaler Durchschnittswert, inkl. Emissionen der Erdgasnutzung)	-
(Saunois et al., 2020)	USA	-	1 - 3	-
(thinkstep AG, 2019)	Katar	0,06	-	-
	Nigeria	0,11	-	-
	USA	0,62 (unkonventionell) 0,10 (konventionell)	-	-
(thinkstep AG, 2017b) ² (DBI, 2016) ³	Deutschland	0,0284 (0,0349)	-	-
	Niederlande	0,026 (0,0277)	-	-
	Norwegen	0,0088 (0,042)	-	-
	Russland	0,0092 (0,021)	-	-

¹ Umgerechnet in Massenprozent bezogen auf Methanmasse im Erdgas (Annahmen: Dichte Erdgas 0,763 kg/Nm³; CH₄-Anteil im Erdgas 94,4 Vol.-%, Dichte CH₄ 0,714 kg/Nm³)

² Methanverlustaten für 2015

³ Methanverlustaten für 2014

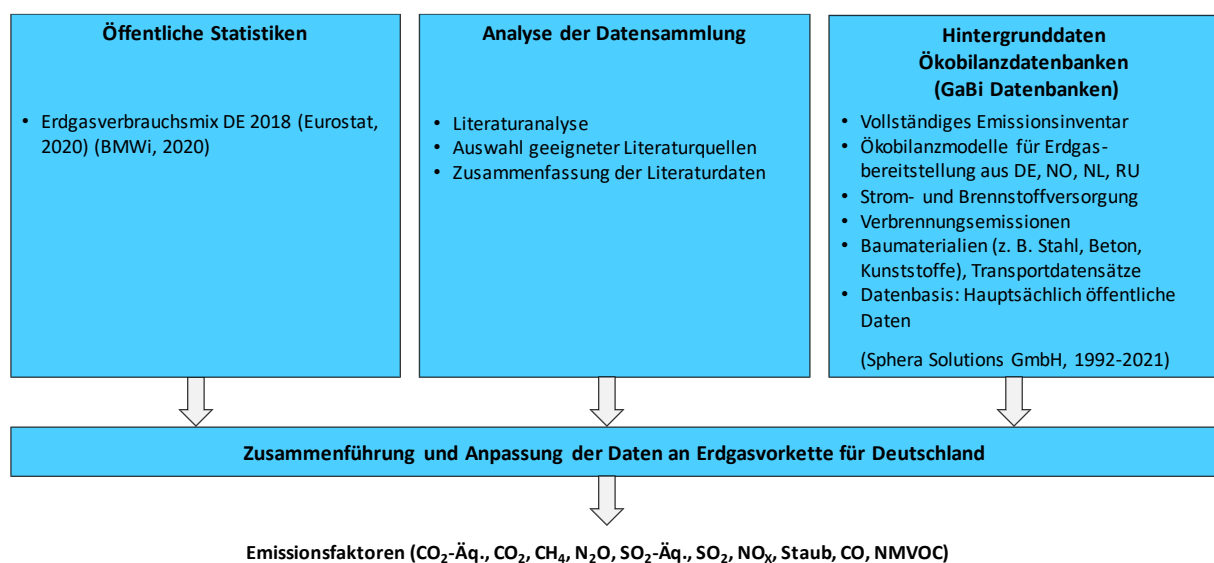
3.3 Aktualisierung und Fortschreibung der Emissionsfaktoren

Zunächst wird das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren beschrieben. Im Anschluss werden die Ergebnisse zusammengefasst und interpretiert. Abschließend wird eine Sensitivitätsanalyse beschrieben, in der eine exemplarischen Variierung von Methanverlusten untersucht wurde.

3.3.1 Methodisches Vorgehen

Die Emissionsfaktoren werden aufbauend auf der Datensammlung aktualisiert und fortgeschrieben. Zur Ermittlung der Emissionsfaktoren werden, wie in Abbildung 5 dargestellt, die öffentlichen Statistiken für 2018, die ausgewählten Literaturdaten aus der Datensammlung mit den Hintergrunddaten aus den GaBi Datenbanken zusammengeführt.

Abbildung 5: Ermittlung der Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette für das Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH

Basierend auf den in Kapitel 2.3 beschriebenen öffentlich verfügbaren Statistiken erfolgt eine Anpassung der Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette an den Erdgasverbrauchsmix im Jahr 2018 mit den vier Lieferländern Deutschland, Norwegen, Niederlande und Russland.

Die Datensammlung wird im vorherigen Kapitel im Detail beschrieben. Aus der Analyse der Datensammlung ergeben sich folgende Punkte:

- ▶ Zur Treibhausgasbilanzierung von Erdgasvorketten sind zahlreiche Studien veröffentlicht worden. Die Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015), (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016), (thinkstep AG, 2017a) und (thinkstep AG, 2017b) bauen aufeinander auf. (thinkstep AG, 2017b) als aktuellste verfügbare Studie für komplett gasförmige Vorketten bietet eine sehr geeignete Grundlage für die Treibhausgasbilanzierung der aktuellen Erdgasvorkette. In (thinkstep AG, 2017b) sind Methanverlusten für die Lieferländer Deutschland, Niederlande, Norwegen und Russland dokumentiert (siehe auch Tabelle 7).
- ▶ Die Quantifizierung der Methanemissionen der Erdgasvorkette durch Bottom Up- und Top Down-Analysen ist ein aktueller Schwerpunkt im Forschungsgebiet Treibhausgasemissionen. Die Ergebnisse dieser Studien weisen sehr große Schwankungen auf. Die Emissionen einzelner Fördergebiete und -anlagen variieren stark und werden häufig von einzelnen Vorkommnissen verursacht.

- ▶ Aus den aktuell vorgenommenen Abwärtskorrekturen für Norwegen und die Niederlande ist ersichtlich, dass der IEA Methane Tracker (IEA, 2020b) aktuell keine länderübergreifend zuverlässige Datenbasis für die Methanemissionen der Erdöl- und Erdgasbereitstellung bietet. Durch eine zukünftige weltweite Zusammenarbeit mit der Erdöl- und Erdgasindustrie bietet der IEA Methane Tracker jedoch die Möglichkeit, sowohl Bottom Up- wie auch Top Down-Messverfahren zu vereinheitlichen und die Quantifizierungsmethoden für Methanemissionen zu verbessern. Die Auswirkungen erhöhter Methanverlusten auf die THG-Emissionen der Erdgasvorkette wurden in einer Sensitivitätsanalyse untersucht (siehe Kapitel 3.3.3).
- ▶ Aus der Literaturstudie (BGR, 2020a) lässt sich ableiten, dass für eine zukünftige Verbesserung der Quantifizierungsmethoden der Methanemissionen eine breitere und repräsentativere Datengrundlage von Messungen notwendig ist und Top Down- und Bottom Up-Messungen nicht nur auf die Erdgasproduktion normiert werden sollten, sondern explizit der Erdgas- und Erdölproduktion zugeordnet werden müssen.
- ▶ Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Quantifizierung der Methanemissionsraten der Erdgasvorkette auf Basis einheitlicher Bottom Up- und Top Down-Messmethoden und Hochrechnungsverfahren, wie durch die zuvor beschriebenen Punkte erläutert wurde, aktuell noch nicht möglich ist.

Als Resultat der Analyse der Datensammlung wird für die Ökobilanzierung der Erdgasvorkette auf Ergebnisse der Studie (thinkstep AG, 2017b) zurückgegriffen, die auf Bottom Up-Messungen und einheitlichen Emissionsberechnungsmethoden für die Lieferländer beruhen. Diese Studie baut zudem direkt auf den Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015) und (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016) auf.

Als dritter Bestandteil bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette werden Hintergrunddaten aus Ökobilanzdatenbanken verwendet, im Fall dieser Studie werden die GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) angewandt. Die Einbeziehung der Hintergrunddaten der GaBi Datenbanken ermöglicht die Ermittlung aller Emissionsfaktoren, die vom Umweltbundesamt benötigt werden, da in den GaBi Datenbanken ein vollständiges Emissionsinventar hinterlegt ist. Zudem sind dort aktuelle Ökobilanzdaten verfügbar, mit denen die Anforderungen in der Systemdefinition erfüllt werden (beispielsweise umfassende Prozess- und Emissionsdaten für Gasturbinen/Gasmotoren zur Gasförderung und zum Gastransport sowie Stromversorgungsmixe für alle Lieferländer).

Basierend auf den Ergebnissen von (thinkstep AG, 2017b) wird ein Ökobilanzdatenmodell erstellt, das wie in Abbildung 5 dargestellt, öffentliche Statistiken, die Daten zu Treibhausgasemissionen und Methanverlusten aus (thinkstep AG, 2017b) sowie die Ökobilanzdaten der GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) zusammenführt. Für die kombinierte Erdöl- und Erdgasförderung wurden die in (thinkstep AG, 2017b) beschriebenen Allokationsverfahren nach Energieinhalt (Heizwert) übernommen. Das bedeutet, dass die Umweltwirkungen zwischen Erdöl- und Erdgasförderung aufgeteilt werden. Die Ergebnisse des Ökobilanzdatenmodells sind die Emissionsfaktoren in Kapitel 3.2.2.

In Tabelle 8 sind die sich aus dem erstellten Ökobilanzdatenmodell ergebenden Methanverlusten der Erdgasvorkette dargestellt. Die Methanverlusten beinhalten direkte und indirekte Methanemissionen. Das heißt, es werden nicht nur die Methanemissionen einbezogen, die direkt von Prozessen zur Erdgasbereitstellung verursacht werden, sondern auch Methanemissionen, die im Hintergrundsystem auftreten (z. B. Methanemissionen von Gaskraftwerken bei der Stromversorgung zur Deckung des Stromverbrauchs der Erdgasbereitstellung).

Tabelle 8: Methanverlusten der Erdgasvorkette (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion, direkte und indirekte Methanemissionen)

Lieferland	Methanverluste Förderung und Aufbereitung [m%] ¹	Methanverluste Förderung, Aufbereitung und Transport, Übertragung und Speicherung [m%] ¹
Erdgasverbrauchsmix 2018	0,038	0,28
Deutschland	0,040	0,10
Niederlande	0,036	0,10
Norwegen	0,011	0,07
Russland	0,049	0,44

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH basierend auf (thinkstep AG, 2017b), (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021), (Eurostat, 2020), (BMWi, 2020)

¹ Massenprozent bezogen auf Methanmasse im Erdgas

3.3.2 Emissionsfaktoren

Tabelle 8 fasst die sich für 2018 ergebenden Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette zusammen. Die Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Primärenergie des Erdgasverbrauchsmix vor der Nutzung im Kraftwerk (Durchschnittlicher Heizwert von Erdgas in der EU, siehe Tabelle 4).

Tabelle 9: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette für 2018

[g/kWh Primärenergie (Heizwert)]	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Erdgas										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie (Sphera, 2020)	25,44	20,310	0,200	0,00041	0,047	0,0102	0,053	0,0018	0,032	0,014

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

In Tabelle 10 sind die in dieser Studie ermittelten Emissionsfaktoren den bisher vom Umweltbundesamt in der Berichtsreihe „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA, 2019b) (UBA, 2018) verwendeten Emissionsfaktoren gegenübergestellt. Die bisher für die Berichtsreihe angewendeten Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren für Erdgas sind dem „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ des Öko-Instituts (GEMIS 4.94) entnommen (UBA, 2019b). Im Vergleich zu den bisherigen Emissionsfaktoren ergeben sich Abweichungen zwischen -70 % (Staub) und 45 % (SO₂).

Tabelle 10: Vergleich der aktualisierten und bisherigen Emissionsfaktoren für Erdgas

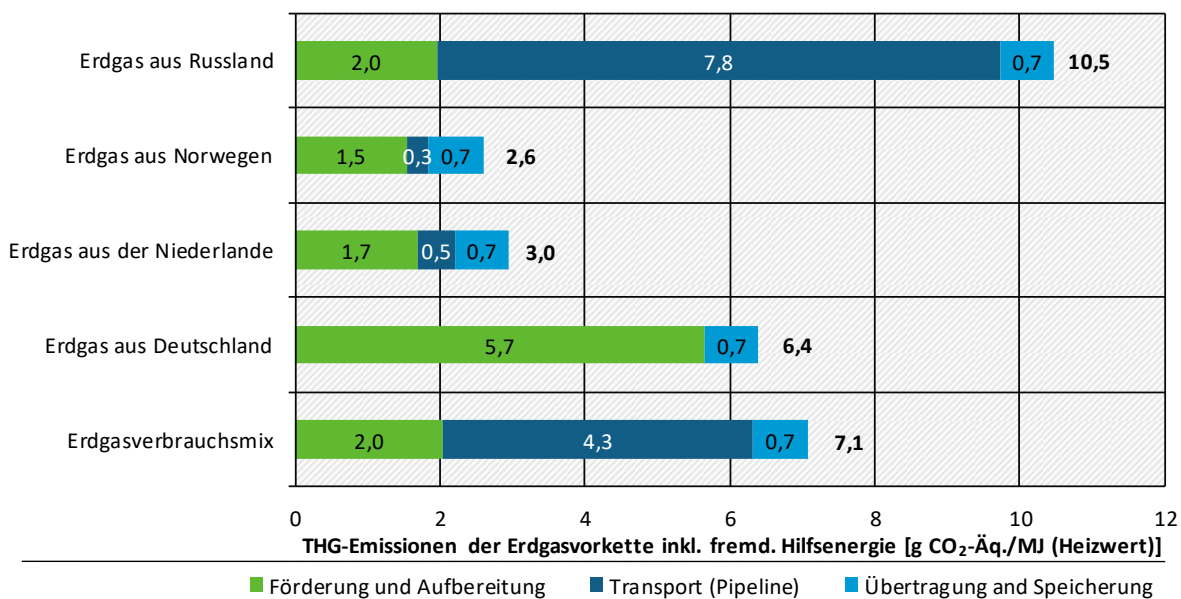
[g/kWh Primärenergie (Heizwert)]	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Erdgas										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie (Sphera, 2020)	25,44	20,310	0,200	0,00041	0,047	0,0102	0,053	0,0018	0,032	0,014
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie (GEMIS 4.94) ¹	34,83	22,594	0,479	0,001	0,078	0,007	0,103	0,006	0,082	0,011
Prozentuale Abweichung	-27%	-10%	-58%	-59%	-40%	45%	-49%	-70%	-61%	24%

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH, (UBA, 2019b)

Im Rahmen der Klimaschutzziele stehen die Treibhausgasemissionen verschiedener Energieträger besonders im Fokus. Daher werden die THG-Emissionen der Erdgasvorkette ausführlich beschrieben und interpretiert. Die THG-Emissionsfaktoren wurden auf Basis der Charakterisierungsfaktoren des Umweltbundesamts aus Tabelle 2 ermittelt. Um eine Vergleichbarkeit zu den Emissionsfaktoren der LNG- und Steinkohlevorketten und bisherigen veröffentlichten Studien herzustellen, werden die Ergebnisse auf 1 MJ Primärenergie (Heizwert) vor der Nutzung im Kraftwerk bezogen.

Abbildung 6 gibt eine Übersicht über die Beiträge der Vorkettenhauptschritte für die einzelnen Lieferländer und des deutschen Erdgasverbrauchsmix im Jahr 2018. Der Erdgasimport aus Russland besitzt die höchsten THG-Emissionen aufgrund der im Vergleich großen Transportdistanz der drei Pipelinekorridore. Die Erdgasproduktion und -aufbereitung in Deutschland weist aufgrund der CO₂-Emissionen der Sauer gasaufbereitung die höchsten THG-Emissionen auf. Die Erdgasübertragung und -speicherung innerhalb Deutschlands hat für alle Lieferländer konstante THG-Emissionen, da für alle Vorketten das deutsche Fernleitungsnetz verwendet wird.

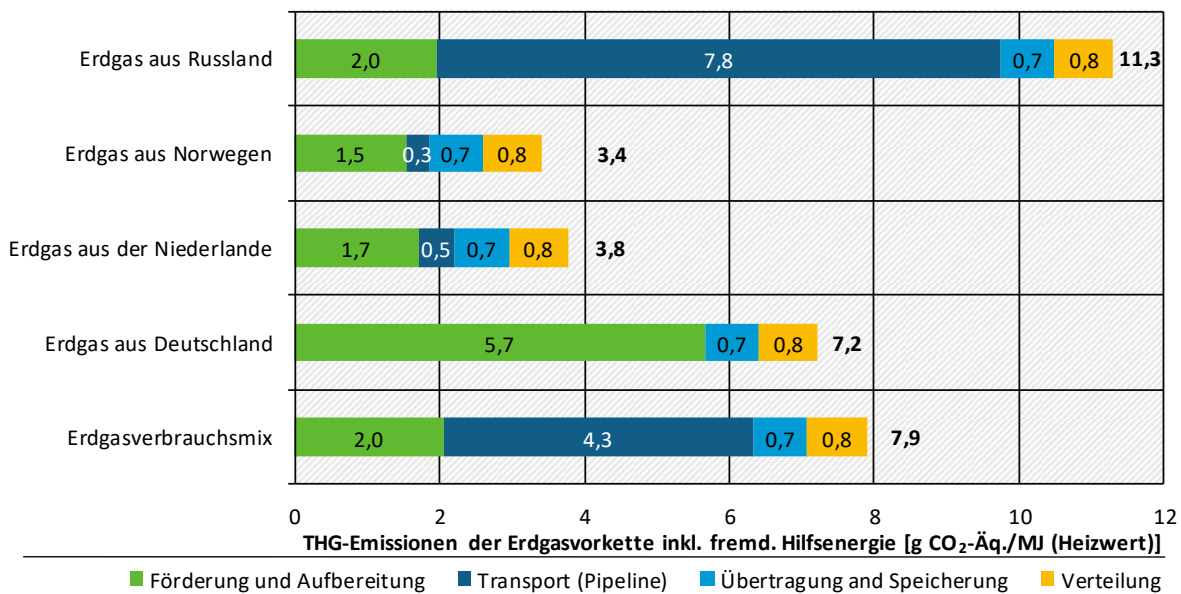
Abbildung 6: THG-Emissionsfaktoren Erdgasvorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Abbildung 7 gibt eine Übersicht über die Beiträge der Vorkettenhauptschritte und schließt zusätzlich die Erdgasverteilung mit ein. Auch hier weist der Erdgasimport aus Russland aufgrund der im Vergleich großen Transportdistanz die höchsten THG-Emissionen auf. Die Erdgasproduktion und -aufbereitung in Deutschland hat aufgrund der CO₂-Emissionen der Sauer gasaufbereitung die höchsten THG-Emissionen. Die Erdgasverteilung weist bei allen Erdgasrouten konstanten THG-Emissionen auf, da für alle Vorketten die identischen deutschen Verteilnetze verwendet werden.

Abbildung 7: THG-Emissionsfaktoren Erdgasvorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018 (inkl. Verteilung)



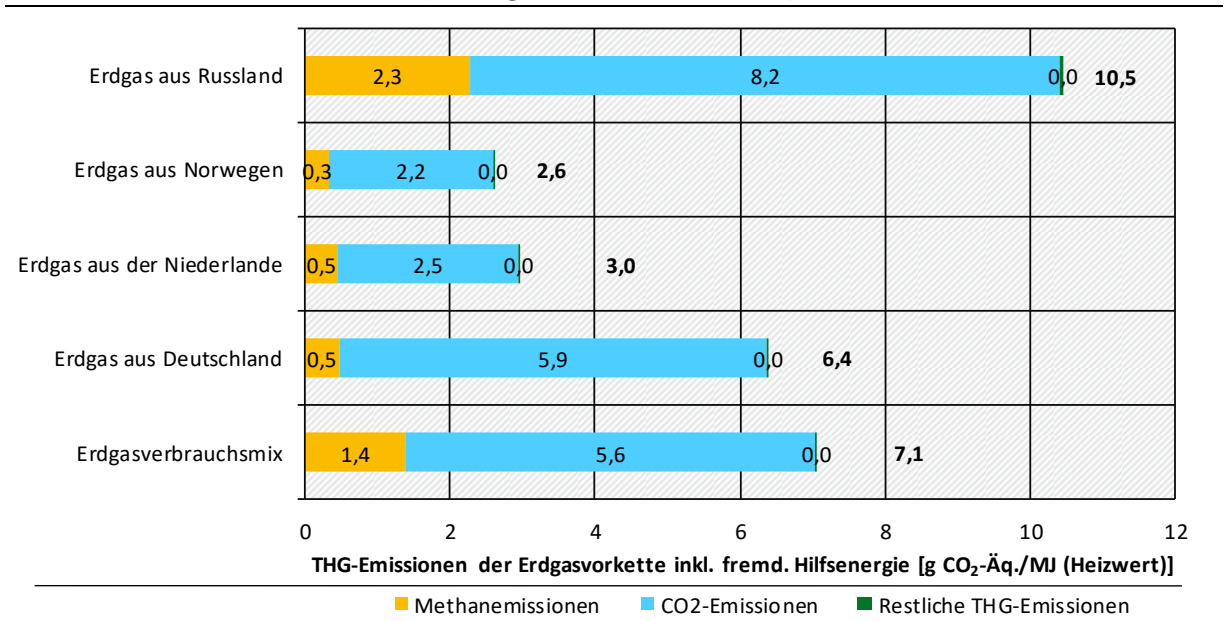
Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Abbildung 8 fasst die Beiträge der Treibhausgasemissionen zur Vorkette der einzelnen Lieferländer und zum deutschen Erdgasverbrauchsmix im Jahr 2018 zusammen.

CO₂-Emissionen tragen bei allen Lieferländern am stärksten zu den THG-Emissionen der Vorkette bei. Die CO₂-Emissionen weisen für russisches Erdgas den höchsten Wert auf, der höhere Wert wird in der Hauptsache durch die große Distanz des Pipelinetransports hervorgerufen (Energiebereitstellung zur Kompression durch Gasturbinen). In Deutschland produziertes Erdgas weist ebenfalls vergleichsweise hohe CO₂-Emissionen auf, diese werden fast ausschließlich von den CO₂-Emissionen bei der Erdgasförderung und -aufbereitung verursacht.

Den größten Anteil von Methanemissionen an den THG-Emissionen weist die Vorkette des Erdgasimports aus Russland auf. Die Gesamtmethanemissionen bei russischen Erdgasbereitstellung werden zu ca. 77 % durch Methanleckage und -schlupf beim Pipelinetransport, bedingt durch die große Transportdistanz verursacht. Der Beitrag von Methanemissionen ist bei Erdgas aus Deutschland, Niederlande und Norwegen vergleichsweise gering und wird zum größten Anteil von der Erdgasübertragung und -speicherung im deutschen Fernleitungsnetz hervorgerufen. Die restlichen THG-Emissionen tragen nur im vernachlässigbaren Maße zum Treibhauspotential der Erdgasvorkette bei.

Abbildung 8: THG-Emissionsfaktoren Erdgasvorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG-Emissionen)



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

3.3.3 Sensitivitätsanalyse

Nach dem aktuellem Stand der Forschung, sind wie in Kapitel 3.3.1 erläutert, Bottom Up-Messungen von Methanemissionen in Kombination mit einheitlichen Emissionsberechnungsmethoden das bevorzugte Mittel, um die Treibhausgasemissionen der Erdgasvorkette konsistent und einheitlich zu berechnen. In Zukunft wird die Kombination aus weiter verbesserten Bottom Up-Messmethoden und vereinheitlichten Top Down-Messmethoden die Qualität der Emissionsquantifizierung verbessern. Aktuell treten bei der Erfassung der Methanemissionsfaktoren durch Top Down-Messmethoden noch sehr große Schwankungen und Unsicherheiten auf. Um Anhaltswerte zu liefern, wie sich unterschiedliche Methanemissionen auf die Treibhausgasemissionen der Erdgasvorkette auswirken, wurde beispielhaft eine Sensitivitätsanalyse für den

Import von Erdgas aus Russland (aktuell wichtigstes Erdgaslieferland für Deutschland) durchgeführt. Für die Sensitivitätsanalyse wurde eine erhöhte Methanverlustrate für die Erdgasförderung und -aufbereitung von 1,28 m% angewendet, die allerdings auf sehr unsicheren Daten basiert und daher selbst eine sehr hohe Unsicherheit besitzt (eine Erhöhung der Methanverlustrate würde zu einer Steigerung der Treibhausgasemissionen um ca. 61 % führen). Die Sensitivitätsanalyse ist im Anhang A.1 im Detail beschrieben.

3.4 Zusammenfassung und Diskussion

Die Emissionsfaktoren wurden mit einem neu entwickelten Ökobilanzdatenmodell berechnet, das aktuelle öffentliche Statistiken, aktuelle konsistente Daten zu Treibhausgasemissionen und Methanverlusten von Erdgasvorketten sowie aktuelle Ökobilanzhintergrunddaten zusammenführt.

Die Ergebnisse dieser Studie zu den Treibhausgasemissionen der Erdgasvorkette zeigen, dass Methan abhängig vom Lieferland in unterschiedlichem Maße zu der Treibhausgasbilanz der Erdgasbereitstellung beiträgt. Im deutschen Erdgasverbrauchsmix von 2018 weist aus Russland importiertes Erdgas aufgrund der Transportdistanz die höchsten THG-Emissionen auf. Erdgas aus Norwegen besitzt die niedrigsten THG-Emissionen.

Ein Ergebnis der Metaanalyse der Erdgasvorkette ist, dass die Quantifizierung der Treibhausgasemissionen von Erdgasvorketten ein aktives Forschungsfeld darstellt, zu dem aktuelle Studien durchgeführt wurden und werden. Aktuell ist eine Quantifizierung der Methanemissionsraten der Erdgasvorkette auf Basis international harmonisierter Bottom Up- und Top Down-Messmethoden und Hochrechnungsverfahren jedoch noch nicht möglich. In Zukunft wird eine Kombination von Bottom Up- und Top Down-Ansätzen dazu führen, dass die Qualität der Methanemissionsquantifizierung weiter gesteigert wird.

4 Vorkettenemissionen von verflüssigtem Erdgas (Liquified Natural Gas, LNG)

Als zusätzliche Erdgasvorkette wird die LNG-Vorkette untersucht. Bei der LNG-Vorkette handelt es sich um den Import von verflüssigtem Erdgas, das nach seiner Ankunft in Deutschland regasifiziert wird und in das deutsche Erdgas-Übertragungsnetz eingespeist wird, um für die Stromerzeugung genutzt zu werden. LNG spielt für den aktuellen deutschen Erdgasverbrauchsmix keine Rolle, steht jedoch häufig als Alternative für konventionelle Erdgasimporte oder andere Brennstoffe/Kraftstoffe im Fokus von Diskussionen.

4.1 Systemdefinition

Derzeit wird Deutschland ausschließlich über in Deutschland gefördertes oder über Pipelines importiertes Erdgas (gasförmig) versorgt. LNG-Importterminals existieren derzeit nicht in Deutschland. Im Zuge der Diskussionen um eine diversifizierte Erdgasversorgung wird die Errichtung eines (oder mehrerer) LNG Terminal(s) eruiert, um unter anderem Erdgas aus den USA zu importieren.

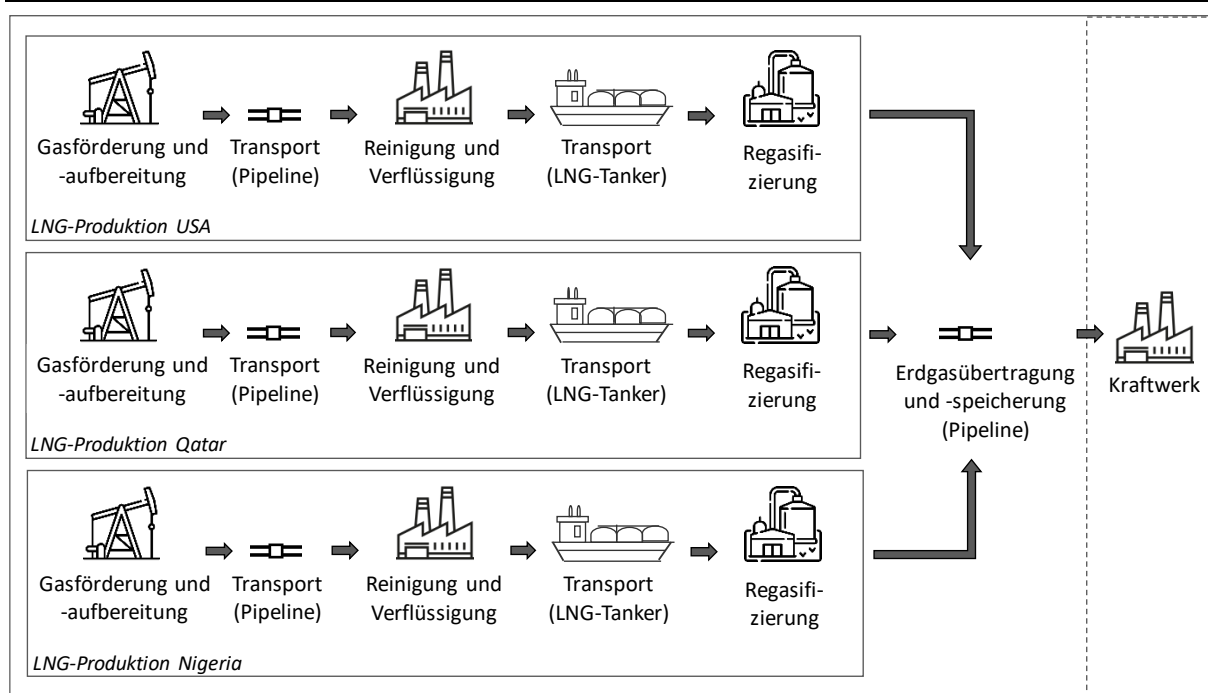
Daher wurden bei der Analyse der LNG-Versorgung drei potenziell in Frage kommende Länder analysiert und gegenübergestellt. Die Auswahl erfolgt unter der Prämisse, dass das Land über weitreichende Ressourcen verfügt und entweder bereits heute oder in naher Zukunft ein weltweit wichtiger Produzent ist:

- ▶ Katar (heute größter LNG-Produzent),
- ▶ Nigeria (wachsener LNG-Produzent, Nähe zur EU),
- ▶ USA (wachsener LNG-Produzent, politischer Partner)

Die Vorkette von LNG ist zunächst wie die rein gasförmige Erdgasvorkette aufgebaut. Nach dem Pipelinetransport vom Erdgasfördergebiet zum LNG-Exportterminal erfolgt die weitere Reinigung und Verflüssigung des Erdgases, bevor es mit einem LNG-Tanker nach Übersee, d. h. Europa, gelangt. Hier wird das LNG in einem Regasifizierungsterminal wieder in seinen gasförmigen Zustand überführt.

Im nächsten Schritt wird das Gas ins deutsche Fernleitungsnetz eingespeist, woraus die deutschen Großabnehmer, z. B. Gaskraftwerke versorgt werden. Die Schritte der Erdgasbereitstellung sind in Abbildung 9 schematisch dargestellt. Während die Bereitstellung des Erdgases von der Produktion bis zum Eintreffen des LNGs bei der Regasifizierung abhängig vom Förderland analysiert wird, wird die Regasifizierung und Erdgasübertragung und -speicherung im Fernleitungsnetz innerhalb Deutschlands für alle Importe als gleich angenommen.

Abbildung 9: Hauptschritte der LNG-Bereitstellung



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH, Icons von Freepik, <https://www.flaticon.com>

In Tabelle 4 sind bereits die grundlegend angenommenen physikalischen Eigenschaften von Erdgas, LNG und Methan dargestellt. Diese werden für die Ermittlung von Emissionsfaktoren von LNG übernommen, um eine hohe Vergleichbarkeit der komplett gasförmigen Erdgasvorkette und der LNG-Vorkette herzustellen. Tabelle 11 definiert die Systemgrenze der LNG-Vorkette.

Tabelle 11: Systemgrenze LNG-Vorkette – berücksichtigte und nicht berücksichtigte Elemente

Berücksichtigung	Keine Berücksichtigung
Erdgasbohrungen inklusive Installation der Bohranlagen	Seismische Exploration und Erkundungsbohrungen
Förderung und Aufbereitung (CO ₂ -Entfernung, Wasserentfernung, H ₂ S-Entfernung)	Wartungsarbeiten für die Infrastruktur (z.B. Pipeline, LNG-Tanker, Verflüssigungsanlagen)
Pipelinetransport	Hilfsmaterialien, wie z. B. Schmiermittel
Reinigung	Overhead der Produktionsanlagen, z.B. Unterbringung und Transport des Personals, Pendeln der Mitarbeiter, Verwaltung
Verflüssigung	Unfälle
LNG-Transport	
LNG-Terminals (Regasifizierung)	
Übertragung und Speicherung	
Energieversorgung: Gasturbine, Gasmotoren, Dieselgeneratoren, Netzstrom	
Methanemissionen	

Berücksichtigung	Keine Berücksichtigung
Nebenprodukte (Rohöl und Erdgasflüssigkeiten (Natural Gas Liquids, NGL))	
Material- und Energieverbrauch für die Infrastruktur der Erdgasversorgung (z.B. Pipelines, LNG-Tanker, Verflüssigungsanlagen usw.)	

Quelle: Eigene Darstellung der Sphera Solutions GmbH

4.1.1 Erdgasförderung und -aufbereitung

Die Erdgasförderung und -aufbereitung wird mit gleichen Systemgrenzen wie die komplett gasförmigen Erdgasvorkette betrachtet (siehe Kapitel 3.1.1). Der Fokus wird auf den benötigten Energiebedarf und die daraus resultierenden Emissionen, „Flaring“ (Abfackeln von Erdgas), „Venting“ (Abblasen von Erdgas) und potenzielle Methanemissionen aus Leckagen gelegt. Die Energieaufwendungen wiederum werden abhängig von geologischen Gegebenheiten, vom Förderaufwand und von der Zusammensetzung des geförderten Gases (z. B. Energieaufwendungen zum Abreinigen der korrosiven Substanzen wie CO₂ und H₂S) angepasst. Die Aufwendungen und Emissionen der unkonventionellen Erdgasförderung (z. B. Schiefergas engl. „Shale Gas“) durch „hydraulisches Fracking“ spielen insbesondere für das Förderland USA eine erhebliche Rolle und werden untersucht.

4.1.2 Erdgastransport

Auch die Systemgrenzen des Erdgastransports entsprechen den Systemgrenzen des Erdgastransports bei der rein gasförmigen Erdgasvorkette (siehe Kapitel 3.1.2). Beim Erdgastransport per Pipeline sind der Energieaufwand zur Kompression und die Leckageverluste am relevantesten für die Emissionen. Diese werden über die Länge der Pipeline, den Querschnitt, das Druckniveau und die Anzahl der Verdichterstation bestimmt. Da letztgenannte Parameter maßgeblich von der Art der Pipeline, d. h. Onshore (z. B. ca. 80-100 bar, Verdichterstation alle 100-150 km) oder Offshore (z. B. >200 bar, 1 Verdichterstation), abhängen und die Betriebsweise und der Wartungszustand des Pipelinesystems maßgeblich sind, muss der Pipelinetransport individuell dargestellt werden.

4.1.3 Reinigung und Verflüssigung

Für Reinigung und Verflüssigung ist der Energieverbrauch (maßgeblich durch die Technologie und die jeweilige Außentemperatur beeinflusst) und die daraus resultierenden Emissionen (maßgeblich durch den eingesetzten Energieträger bestimmt) von Relevanz. Zudem müssen Methanemissionen aus Leckagen mitberücksichtigt werden.

4.1.4 Transport LNG-Tanker

Beim Hochseetransport des LNG müssen sowohl die Antriebsenergie, der zum Antrieb eingesetzte Kraftstoff und die daraus resultierenden Emissionen berücksichtigt werden. Der Umgang mit Boil-off Gas, das sich aus der Erwärmung des gekühlten Erdgases ergibt, muss zusätzlich berücksichtigt werden. Die Gesamtemissionen sind zudem abhängig von der Transportdistanz.

4.1.5 Regasifizierung

Die Umweltwirkungen der Regasifizierung werden durch ihren Energieverbrauch und die daraus resultierenden Emissionen beeinflusst. Zudem müssen Leckageverluste (Methanemissionen) berücksichtigt werden.

4.1.6 Erdgasübertragung und -speicherung in Fernleitungen

Für die Erdgasübertragung und -speicherung in Fernleitungen innerhalb Deutschlands werden identische Systemgrenzen wie bei der rein gasförmigen Erdgasvorkette vorgeben (siehe Kapitel 3.1.3). Der Energieverbrauch für die Verdichtung und die damit einhergehenden Emissionen sowie die direkten Leckageemissionen sind von Bedeutung.

4.1.7 Erdgasverteilung

Auch die Erdgasverteilung kann mit den identischen Systemgrenzen wie bei der rein gasförmigen Erdgasvorkette angenommen werden. Für die Erdgasverteilung in den Erdgasverteilnetzen sind die direkten Leckageemissionen relevant. Für die Verteilung des Erdgases zu Strom- und Wärmeerzeugern muss keine Kompressionsenergie aufgebracht werden.

4.2 Datensammlung der Vorkettenemissionen für verflüssigtes Erdgas (LNG)

Die bei der Analyse der komplett gasförmigen Erdgasvorkette durchgeführte Datensammlung (siehe Kapitel 3.2) berücksichtigt bereits Studien, die die Treibhausgasbilanz und Methanemissionen der LNG-Vorkette untersuchen. Daher wird in diesem Kapitel eine Kurzübersicht über diese Studien aus Perspektive der LNG-Vorkette gegeben.

4.2.1 Treibhausgasbilanzierung

Für die Treibhausgasbilanzierung von LNG-Vorketten sind die aufeinander folgenden Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015), (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016), (thinkstep AG, 2017a), (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) relevant. Diese Studien bauen inhaltlich aufeinander auf und liefern so eine geeignete Grundlage für die Berechnung von Emissionsfaktoren für LNG-Vorketten der Lieferländer Katar, Nigeria und USA mit deutschem Zielmarkt. Die Studien sind in Kapitel 3.2.1 ausführlich beschrieben.

4.2.2 Methanemissionen

Die ausführliche Beschreibung der Datensammlung von Methanemissionen der LNG-Vorkette ist bereits im Kapitel 3.2.2 berücksichtigt. Wie dort erwähnt, wurden insbesondere zu den Methanemissionen der Erdöl- und Erdgasindustrie in den USA in den letzten Jahren relevante Studien veröffentlicht.

Die zunehmende Anwendung von Top Down-Betrachtungen mit dem Ziel der Verbesserung der Datenqualität zu Methanemissionsschätzungen spielt daher auch für die LNG-Vorkette eine erhebliche Rolle. Jedoch besteht weiterhin Forschungsbedarf, um diese Emissionen einzelnen Fördergebieten und Energieträgern (z. B. bei kombinierter Erdöl- und Erdgasförderung) zuzuordnen.

Die Studie (thinkstep AG, 2019) gibt für die LNG-Vorketten der Lieferländer Katar, Nigeria und USA Methanverlusten für die Erdgasförderung und -aufbereitung an (siehe Tabelle 7). Außerdem lassen sich aus dieser Studie Methanverlusten für die LNG-Kette bis zum Hochseetransport des LNG (Pipelinetransport im Lieferland, Reinigung und Verflüssigung, Transport via LNG-Tanker) ableiten. In der Studie (thinkstep AG, 2017b) sind Methanverlusten für die

Regasifizierung in LNG-Terminals der EU angegeben. Die Methanverluste bei der Erdgasübertragung und -speicherung im Fernleitungsnetz in Deutschland und bei der Erdgasverteilung können identisch wie bei der rein gasförmigen Erdgasvorkette angenommen werden.

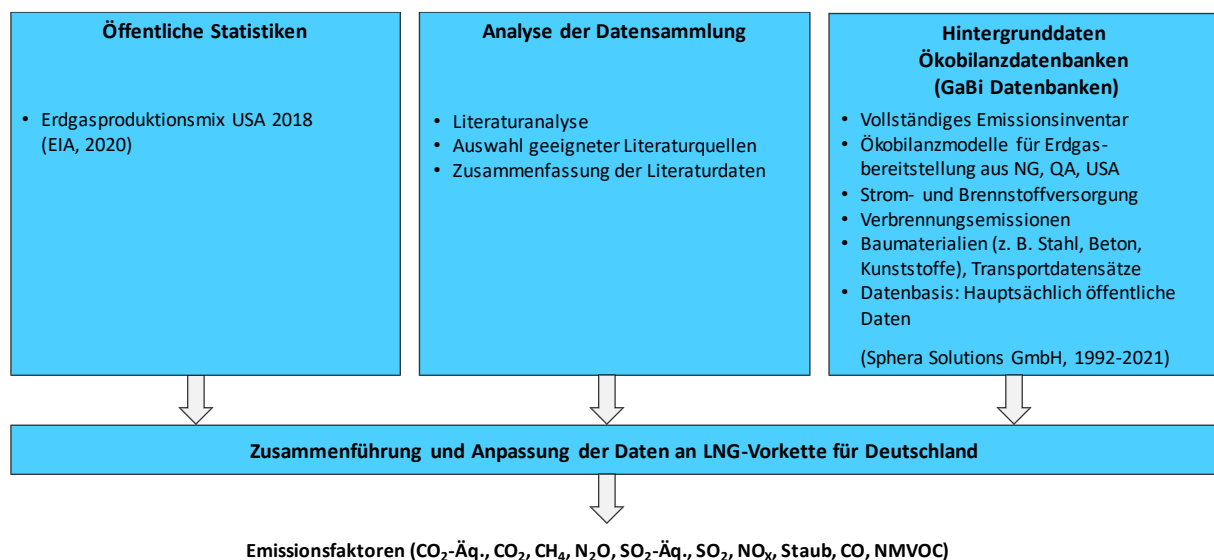
4.3 Berechnung der Emissionsfaktoren

Auch für die LNG-Vorkette wird zunächst das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst und interpretiert. Als Abschluss wird eine Sensitivitätsanalyse beschrieben, in der eine exemplarischen Variierung von Methanverlusten untersucht wurde.

4.3.1 Methodisches Vorgehen

Basierend auf der Datensammlung werden die Emissionsfaktoren für die LNG-Vorkette berechnet. Abbildung 10 stellt dar, wie für die Ermittlung der Emissionsfaktoren öffentliche Statistiken für 2018, die ausgewählten Literaturdaten aus der Datensammlung mit den Hintergrunddaten aus den GaBi Datenbanken zusammengeführt werden.

Abbildung 10: Ermittlung der Emissionsfaktoren der LNG-Vorkette für das Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH

In Deutschland sind, wie in der Systemdefinition in Kapitel 4.1 beschrieben, aktuell keine LNG-Terminals in Betrieb. Daher existiert momentan auch kein deutscher LNG-Verbrauchsmix. Für die Emissionsfaktoren der Bereitstellung von LNG aus den USA ist die Verwendung eines aktuellen Erdgasproduktionsmix (Anteile der Erdgasproduktion aus konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten) von hoher Wichtigkeit. Daher wird hier auf aktuelle Daten der U.S. Energy Information Administration für das Jahr 2018 (EIA, 2020) zurückgegriffen.

Die Datensammlung ist im vorherigen Kapitel beschrieben. Aus der Analyse der Datensammlung lassen sich folgende Punkte ableiten:

- ▶ Die Treibhausgasbilanzierung von LNG-Vorketten wird in zahlreichen Studien behandelt. Die Studien (EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S, 2015), (thinkstep AG, 2017a), (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) bauen methodisch und inhaltlich aufeinander auf. (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) als aktuelle Studien für LNG-Vorketten bietet eine sehr geeignete Grundlage für die Treibhausgasbilanzierung der LNG-Bereitstellung für die Stromerzeugung in deutschen Kraftwerken. In den beiden Studien werden

Hintergrundinformationen für die Vorketten der Lieferländer Katar, Nigeria und USA bereitgestellt, die unter anderem auch Methanverlusten umfassen (siehe Tabelle 7).

- ▶ Der Fokus der meisten Veröffentlichungen zur Quantifizierung der Methanemissionen durch Bottom Up- und Top Down-Analysen liegt auf der Erdgasförderung und -aufbereitung in den USA. Zu den Auswirkungen erhöhter Methanverlusten auf die THG-Emissionen der gesamten LNG-Vorkette wurde eine Sensitivitätsanalyse am Beispiel der LNG-Vorkette des Lieferlands USA durchgeführt (siehe Kapitel 4.3.3).
- ▶ Aus der aktuellen Studie von (Saunois et al., 2020) kann abgeleitet werden, dass sich nach aktuellsten Erkenntnissen die Methanverlusten (bezogen auf die Erdgasproduktion) der Schiefergasförderung und der konventionellen Erdgasförderung in den USA weniger unterscheiden, als in früheren Studien angenommen wurde.
- ▶ Zusammengefasst ergibt sich, dass eine Quantifizierung der Methanemissionsraten der LNG-Vorkette auf Basis einheitlicher Bottom Up- und Top Down-Messmethoden und Hochrechnungsverfahren, aktuell noch nicht möglich ist.

Basierend auf der Analyse der Datensammlung wird für die Ökobilanzierung der LNG-Vorkette auf Daten der Studien (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) zurückgegriffen, die auf Bottom Up-Messungen und einheitlichen Emissionsberechnungsmethoden für die Lieferländer beruhen.

Ein weiterer Bestandteil bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren der LNG-Vorkette sind Hintergrunddaten aus Ökobilanzdatenbanken. Für die Analyse der LNG-Vorkette werden auch hier die GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) verwendet. Durch Einbeziehung der Hintergrunddaten der GaBi Datenbanken wird die Ermittlung aller Emissionsfaktoren ermöglicht, die vom Umweltbundesamt benötigt werden. In den GaBi Datenbanken ist dafür ein vollständiges Emissionsinventar hinterlegt. Zudem sind dort aktuelle Ökobilanzdaten implementiert, durch die die Anforderungen in der Systemdefinition erfüllt werden (beispielsweise umfassende Prozess- und Emissionsdaten für Gasturbinen/Gasmotoren zur Gasförderung, Transportdatensätze für LNG-Tanker sowie Stromversorgungsmixe für alle Lieferländer).

Auf Grundlage der Ergebnisse von (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) wird ein Ökobilanzdatenmodell erstellt, das wie in Abbildung 10 zusammengefasst, öffentliche Statistiken, die Daten zu Treibhausgasemissionen und Methanverlusten aus (thinkstep AG, 2017b) und (thinkstep AG, 2019) sowie die Ökobilanzdaten der GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) zusammenführt. Die Allokation für die kombinierte Erdöl- und Erdgasförderung basiert auf dem in (thinkstep AG, 2017b) beschriebenen Allokationsverfahren nach Energieinhalt (Heizwert). Die Umweltwirkungen werden also zwischen Erdöl- und Erdgasförderung verteilt. Die Ergebnisse des Ökobilanzdatenmodells sind die Emissionsfaktoren in Kapitel 4.3.2.

In Tabelle 12 sind die sich aus dem erstellten Ökobilanzdatenmodell ergebenden Methanverlusten der Erdgasvorkette dargestellt. Zusätzlich zu der Methanverlustrate der Erdgasförderung und -aufbereitung und Methanverlustrate der gesamten LNG-Vorkette ist noch die Methanverlustrate für die Reinigung und Verflüssigung dargestellt, da dort neben der Förderung und Aufbereitung die höchsten Methanverluste auftreten. Die Methanverlusten beinhalten direkte und indirekte Methanemissionen. Das heißt, es werden nicht nur die Methanemissionen einbezogen, die direkt von Prozessen zur Erdgasbereitstellung/LNG-Bereitstellung verursacht werden, sondern auch Methanemissionen, die im Hintergrundsystem auftreten (z. B. Methanemissionen von Gaskraftwerken bei der Stromversorgung zur Deckung des Stromverbrauchs der Erdgasbereitstellung).

Tabelle 12: Methanverlusten der LNG-Vorkette (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion, direkte und indirekte Methanemissionen)

Lieferland	Methanverluste Förderung und Aufbereitung [m%] ¹	Methanverluste Reinigung und Verflüssigung [m%] ¹	Methanverluste der LNG-Vorkette bis Übertragung und Speicherung [m%] ¹
Katar	0,07	0,24	0,38
Nigeria	0,14	0,25	0,46
USA	0,54	0,24	0,92

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH basierend auf (thinkstep AG, 2017b), (thinkstep AG, 2019), (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021)

¹ Massenprozent bezogen auf Methanmasse im Erdgas

4.3.2 Emissionsfaktoren

Tabelle 13 fasst die sich für 2018 ergebenden Emissionsfaktoren der LNG-Vorketten für die Lieferländer Katar, Nigeria und USA zusammen. Die Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Primärenergie des Erdgases vor der Nutzung im Kraftwerk (Durchschnittlicher Heizwert von Erdgas in der EU, siehe Tabelle 4).

Tabelle 13: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der LNG-Vorkette für 2018

[g/kWh Primärenergie (Heizwert)]	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Katar										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	56,98	48,565	0,323	0,00116	0,446	0,1769	0,387	0,0265	0,039	0,023
Nigeria										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	74,19	63,669	0,406	0,00126	0,150	0,0320	0,170	0,0049	0,062	0,022
USA										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	77,57	56,571	0,824	0,00131	0,210	0,0577	0,219	0,0097	0,088	0,040

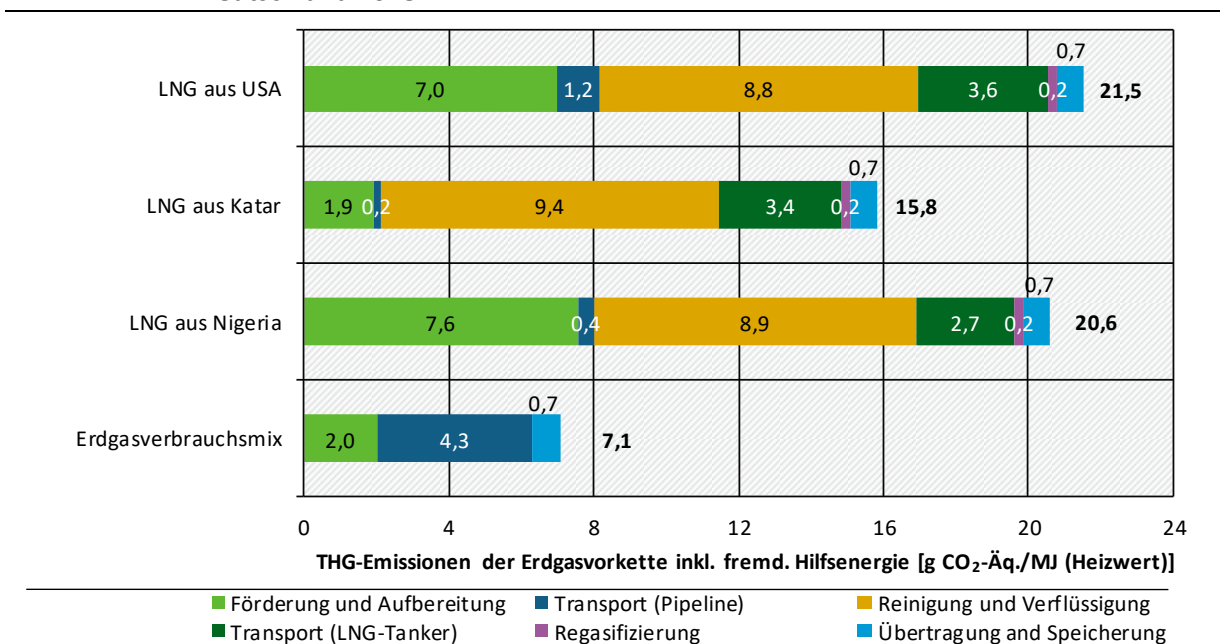
Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Die THG-Emissionsfaktoren wurden auf Basis der Charakterisierungsfaktoren des Umweltbundesamts aus Tabelle 2 ermittelt. Um auch hier eine Vergleichbarkeit zu den Emissionsfaktoren der heutigen Erdgas- und Steinkohlevorketten und bisherigen veröffentlichten Studien herzustellen, werden die Ergebnisse auf 1 MJ Primärenergie (Heizwert) vor der Nutzung im Kraftwerk bezogen.

Abbildung 11 gibt eine Übersicht über die Beiträge der Vorkettenhauptschritte für die einzelnen LNG-Lieferländer und stellt als Referenz den deutschen Erdgasverbrauchsmix im Jahr 2018 dar.

Erdgas, das aus den USA und Nigeria als LNG nach Deutschland transportiert würde, besitzt die höchsten THG-Emissionen. Die Erdgasförderung und -aufbereitung trägt bei Importen aus den USA und Nigeria im starken Maße zu THG-Emissionen bei und verursacht z. B. auch den Unterschied zu LNG-Importen aus Katar. Die LNG-Umwandlungsprozesse und der Schiffstransport sind mit ca. 12 g CO₂-Äq./MJ (Nigeria) bis ca. 14 g CO₂-Äq./MJ (USA) die größten Beiträge zu den THG-Emissionen. Vor allem die Reinigung und Verflüssigung spielt dabei eine erhebliche Rolle. Die Treibhausgasemissionen der Reinigung und Verflüssigung werden dabei hauptsächlich vom Energiebedarf und von Methanverlusten verursacht. Die THG-Emissionen von der Förderung bis zur Nutzung im Kraftwerk weisen ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe Werte auf wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018 (7,1 g CO₂-Äq./MJ).

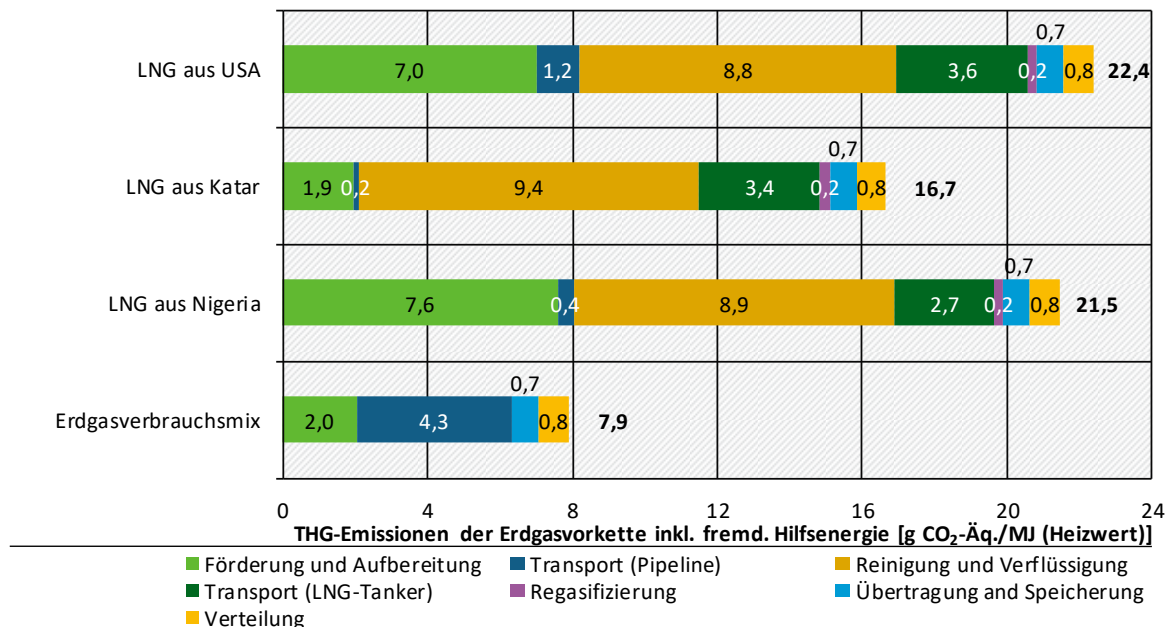
Abbildung 11: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Abbildung 12 stellt die Erdgasverteilung am Ende der LNG-Vorkette zusätzlich dar, d. h. die Ergebnisse zeigen, welche THG-Emissionen sich für die Vorkette bei der erdgasbasierten Wärmeerzeugung sowie für industrielle Prozesse, ergeben würden. Die Erdgasverteilung besitzt konstante THG-Emissionen, da für alle Vorketten die deutschen Verteilnetze verwendet werden. Die THG-Emissionen von der Förderung bis zur Nutzung im Kraftwerk oder alternativ zur Wärmeerzeugung weisen ca. 2,1- bis 2,8-mal so hohe Werte auf wie der heutige deutsche Erdgasverbrauchsmix.

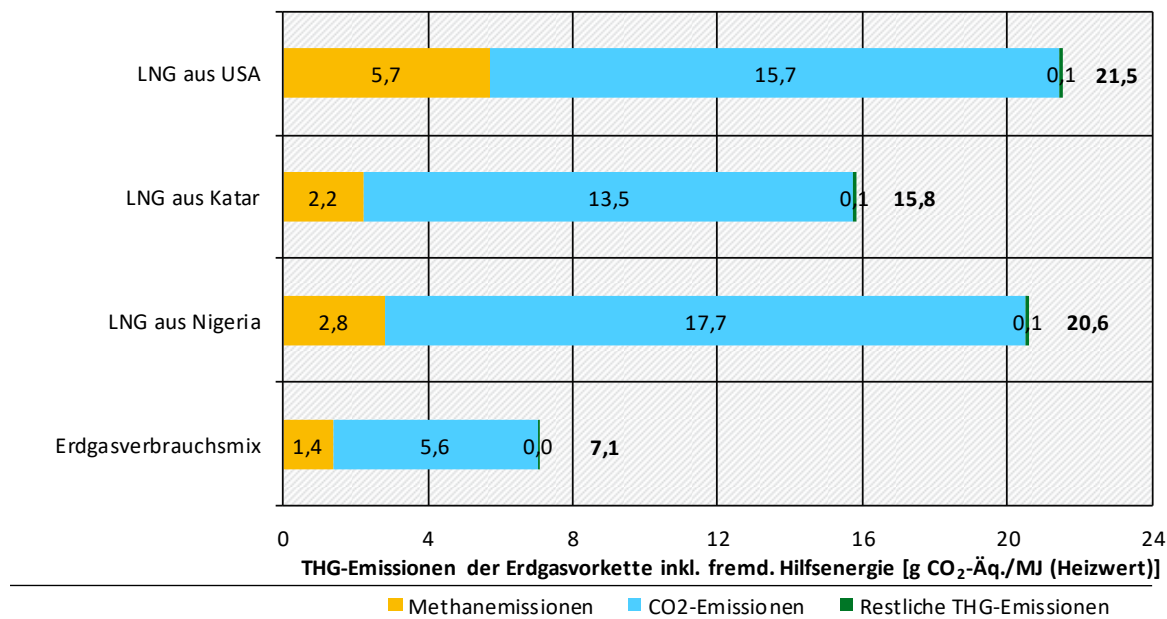
Abbildung 12: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland (inkl. Verteilung)



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Abbildung 13 fasst die Beiträge der Treibhausgasemissionen zur Vorkette der einzelnen Lieferländer im Vergleich zum deutschen Erdgasverbrauchsmix 2018 zusammen. Erdgas aus den USA weist den höchsten Beitrag von Methanemissionen zu den THG-Emissionen auf (hauptsächlich verursacht durch vergleichsweise hohe Methanemissionen bei der Erdgasförderung und -aufbereitung). CO₂-Emissionen tragen bei allen Lieferländern am stärksten zu den THG-Emissionen der Vorkette bei. Die Reinigung und Verflüssigung sind dabei bei allen Lieferländern die größten Beiträger zu den CO₂-Emissionen (Katar: ca. 59 %, Nigeria: ca. 41 %, USA: ca. 46 % der gesamten CO₂-Emissionen der jeweiligen Vorkette). Beim Import von Erdgas mit LNG-Umwandlung und -Transport tragen Methanemissionen stärker zu THG-Emissionen bei als bei den Erdgasvorketten mit gasförmigem Transport. Diese werden hauptsächlich von der Reinigung und Verflüssigung und der Erdgasförderung und -aufbereitung verursacht. Andere THG-Emissionen tragen nur vernachlässigbar zum Treibhauspotential der LNG-Vorketten bei.

Abbildung 13: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG-Emissionen)



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

4.3.3 Sensitivitätsanalyse

Bottom Up-Messungen von Methanemissionen in Kombination mit einheitlichen Emissionsberechnungsmethoden, sind wie in Kapitel 4.3.1 beschrieben, aktuell das bestgeeignete Mittel, um die Treibhausgasemissionen der LNG-Vorkette konsistent und einheitlich zu berechnen. Zukünftig wird die Kombination aus weiter verbesserten Bottom Up-Messmethoden und vereinheitlichten Top Down-Messmethoden die Qualität der Emissionsquantifizierung verbessern. Aktuell treten bei der Erfassung der Methanemissionsfaktoren durch Top Down-Messmethoden noch sehr große Schwankungen und Unsicherheiten auf. Zur Bereitstellung von Anhaltswerten, die beschreiben, wie sich unterschiedliche Methanemissionen auf die Treibhausgasemissionen der LNG-Vorkette auswirken, wurde exemplarisch eine Sensitivitätsanalyse für den Import von LNG aus den USA durchgeführt. Für die Sensitivitätsanalyse wurde eine erhöhte Methanverlustrate für die Erdgasförderung und -aufbereitung von 1,90 m% angewendet, die jedoch auf sehr unsicheren Daten aufbaut und daher selbst eine sehr hohe Unsicherheit hat (eine Erhöhung der Methanverlustrate würde zu einer Steigerung der Treibhausgasemissionen um ca. 39 % führen). Diese Sensitivitätsanalyse ist im Anhang A.2 detailliert beschrieben.

4.4 Zusammenfassung und Diskussion

Die Berechnung der Emissionsfaktoren basiert auf einem neu entwickelten Ökobilanzdatenmodell, das aktuelle öffentliche Statistiken, aktuelle konsistente Daten zu Treibhausgasemissionen und Methanverlusten von LNG-Vorketten und aktuelle Ökobilanzhintergrunddaten zusammenführt.

Die THG-Emissionen der untersuchten LNG-Vorketten zur Erdgasversorgung von deutschen Kraftwerken mit den Lieferländern Katar, Nigeria und USA weisen ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe THG-Emissionswerte wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018 auf. Grund hierfür ist der komplexere Aufbau der LNG-Vorketten mit der Umwandlung von gasförmigem Erdgas in flüssiges Erdgas und der Regasifizierung.

LNG ist als Energieträger jedoch nicht nur als Substitut von gasförmigem Erdgas, das zur Stromerzeugung eingesetzt wird, zu betrachten, sondern vielmehr als universeller Energieträger. LNG kann z. B. als Kraftstoff im LKW-Verkehr Diesel oder im Schiffsverkehr Marinediesel oder schweres Bunkeröl, ersetzen. Hierdurch sind signifikante Vorteile gegenüber dieselbetriebenen Motoren erzielbar (z. B. in der Schifffahrt mehr als 20 % THG-Reduktion gegenüber dieselbetriebenen Motoren) (thinkstep AG, 2019).

Es kann festgehalten werden, dass die genauere Quantifizierung der Methanemissionen von LNG-Vorketten mittels kombinierter Top Down und Bottom Up-Methoden zu einer Verringerung der Unsicherheit und einer Steigerung der Ergebnisqualität führen wird. Aktuell ist eine Quantifizierung der Methanemissionsraten der LNG-Vorkette auf Basis einheitlicher Bottom Up- und Top Down-Messmethoden und Hochrechnungsverfahren jedoch noch nicht sinnvoll.

5 Vorkettenemissionen von Steinkohle

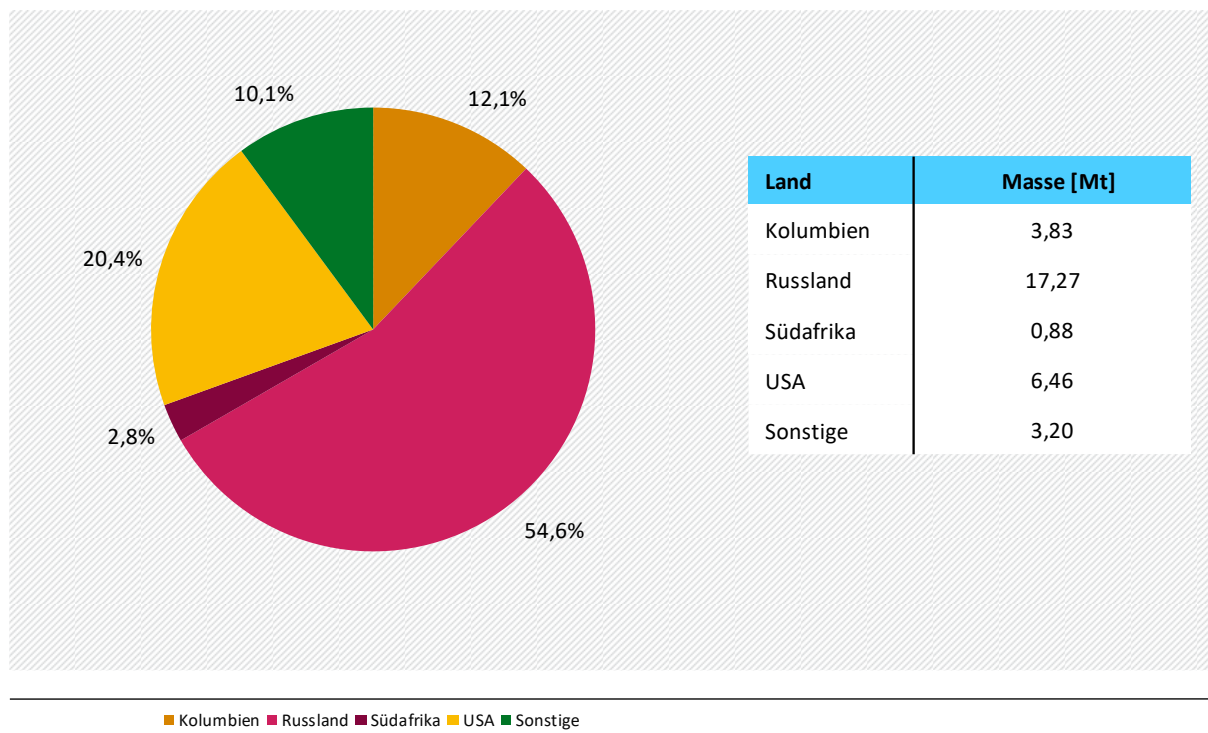
In diesem Kapitel wird die Ermittlung der Emissionen der Steinkohlevorkette beschrieben. Die Struktur des Kapitels orientiert sich an dem in Abbildung 2 dargestellten Ablauf der Metaanalyse.

5.1 Systemdefinition

Zunächst wurde der für die Stromerzeugung verwendete Steinkohleverbrauchsmix für Deutschland ermittelt. Auf Grundlage dieses Mix wurde, ebenso wie bei Erdgas, gemeinsam mit dem Umweltbundesamt die Entscheidung getroffen, dass die Lieferländer Russland, USA, Kolumbien und Südafrika in dieser Studie analysiert werden. In Abbildung 14 ist der deutsche Steinkohleverbrauchsmix dargestellt.

Der Steinkohleverbrauchsmix basiert auf dem Kesselkohlemix, d. h. auf bituminöser Steinkohle, die zur Stromerzeugung verwendet wird. Der Kesselkohlemix wird jährlich vom Verein der Kohlenimporteure e.V. ermittelt (VDKi, 2020).

Abbildung 14: Deutscher Steinkohleverbrauchsmix (Kesselkohle) im Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH basierend auf (VDKi, 2020)

Tabelle 14 fasst die durchschnittlichen Heizwerte der im Jahr 2018 nach Deutschland importierten Steinkohlen zusammen. Die Heizwerte basieren für Kolumbien, Russland und der USA auf Daten des Statistischen Bundesamts (Destatis, 2020). Die Steinkohleimporte aus Südafrika wurden nicht erfasst, daher wird auf Daten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffen (BGR) zurückgegriffen (Hinrichs et al., 1999).

Tabelle 14: Durchschnittliche Heizwerte nach Deutschland importierter Steinkohle 2018

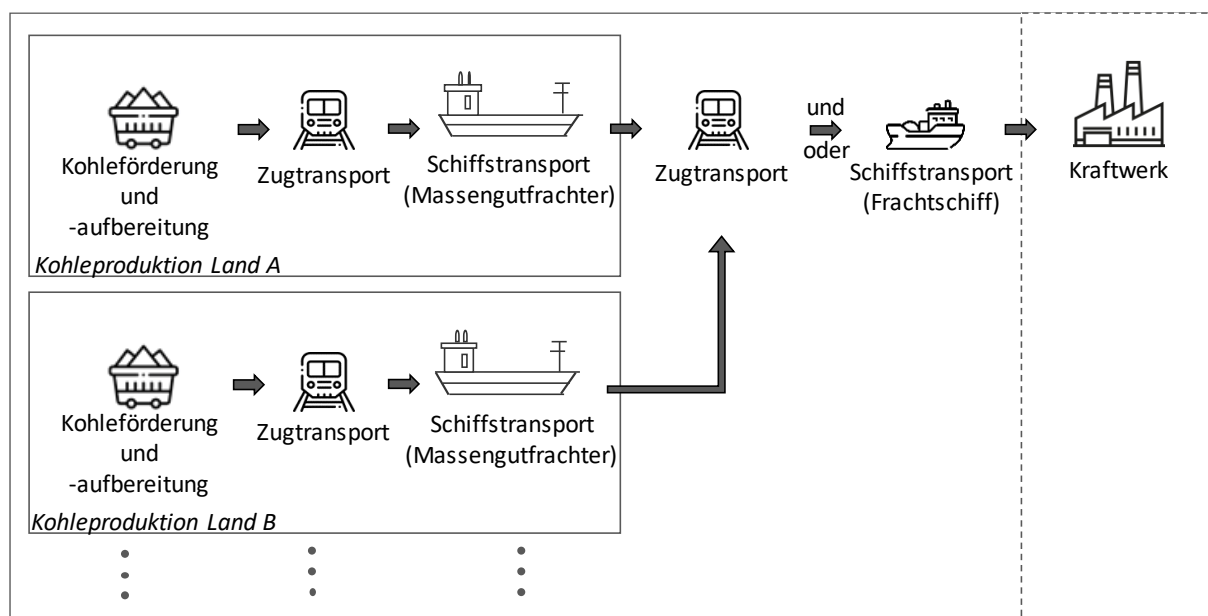
Parameter	Einheit	Kolumbien	Russland	Südafrika	USA
Heizwert	MJ/kg	23,7	26,3	27,7	27,9

Quelle: (Destatis, 2020), (Hinrichs et al., 1999)

Die Kohlebereitstellung beginnt mit den Hauptschritten Förderung und Aufbereitung. Die nachfolgenden Transportprozesse können sich zwischen den Ländern unterscheiden und hängen von den geographischen Bedingungen entlang des Bereitstellungspfads ab.

Abbildung 15 zeigt die Steinkohlevorkette schematisch. Für den Transport von Steinkohle aus Kolumbien, Südafrika und die USA werden prinzipiell die gleichen Transportmittel angewandt, es unterscheiden die Transportdistanzen. Die aufbereitete Kesselkohle wird zunächst per Zug zu einem Exporthafen transportiert, von wo sie dann mit einem Massengutfrachter nach Übersee transportiert wird. Es wird angenommen, dass ausgehend vom Hafen Rotterdam der Transport per Binnenschiff erfolgt. Russische Kesselkohle stammt zu großen Anteilen aus dem Kusnezker Becken in Sibirien und wird per Zug zu russischen Ostseehäfen nahe St. Petersburg transportiert und von dort per Schiff zum Hamburger Hafen transportiert. Von dort wird die Kohle per Güterzug zu den deutschen Kraftwerken gebracht.

Abbildung 15: Hauptschritte der Kohlebereitstellung



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH, Icons von Freepik, <https://www.flaticon.com>

Die Systemgrenze wird in den folgenden Unterkapiteln exakt ausgestaltet, um berücksichtigte und nicht berücksichtigte Elemente des Systems bereits vor Beginn der Metaanalyse der Datenbasis festzulegen. Durch dieses Vorgehen wird eine zielgerichtete Datensammlung gewährleistet. Für die Hauptschritte der Steinkohlebereitstellung werden diejenigen Prozesse beschrieben, bei denen ein erheblicher Bedarf an Ressourcen entsteht und/oder Emissionen auftreten. Diese Prozessschritte besitzen daher eine hohe Relevanz für die Ökobilanzierung der Steinkohlevorkette.

5.1.1 Steinkohleförderung und Aufbereitung zu Kesselkohle

Bei der Steinkohleförderung und Aufbereitung zu Kesselkohle werden zunächst die flüchtigen Emissionen, die direkt beim Abbau und Brechen der Steinkohlenflöze entstehen, berücksichtigt. Zudem wird der Energiebedarf (Stromverbrauch, Kraftstoffverbrauch) der Steinkohleförderung und -aufbereitung einbezogen. Einen detaillierten Überblick gibt Tabelle 15.

Tabelle 15: Emissionen Steinkohleförderung und -aufbereitung

Emissionsquelle	Beschreibung
Bergbau (Tiefbau)	Emissionen, die aus den Belüftungs- und Entgasungssystemen von Kohlebergwerken an die Atmosphäre abgegeben werden (Grubengase).
Bergbau (Tagebau)	Emissionen, die aus den Abbauschichten sowie durch Leckagen im Grubenboden und Wänden an die Atmosphäre abgegeben werden (Flözgas).
Flözgasemissionen nach dem Bergbau (Post-Mining)	Methan und CO ₂ , die nach dem Abbau der Kohle bei der anschließenden Verarbeitung, Lagerung und dem Transport emittiert werden.
Stillgelegte Bergwerke	Methanemissionen aus stillgelegten Untertagebergwerken/Tagebau-bergwerken
Abfackeln von abgeleitetem Methan (Flaring) oder Umwandlung von Methan in CO ₂ (Tiefbau)	Methan, das abgeleitet und abgefackelt wurde, oder Entlüftungsgas, das durch einen Oxidationsprozess in CO ₂ umgewandelt wurde.
Erkundungsbohrungen	Methanemissionen aus Bohrlöchern
Unkontrollierte Verbrennung und Abbrennen von Kohlehalden	Beinhaltet CO ₂ -Emissionen aus unkontrollierter Verbrennung aufgrund von Kohleabbauaktivitäten.
Stromverbrauch der Fördermaschinen und -fahrzeuge	Emissionen, die bei der Stromerzeugung und -versorgung der Fördermaschinen und -fahrzeuge entstehen.
Kraftstoffverbrauch der Fördermaschinen und -fahrzeuge	Emissionen, die bei Kraftstoffherstellung und -verbrennung in den Fördermaschinen und -fahrzeugen entstehen.
Sprengstoffverbrauch für die Auf-fahrung von Strecken in der Aus- und Vorrichtung	Emissionen, die bei der Herstellung und der Verwendung des Sprengstoffs auftreten.
Kohleaufbereitung	Emissionen, die bei der Kohleaufbereitung an die Atmosphäre abgegeben werden (Abwasser, Abraum).
Baumaterialien für Bergbau	Emissionen, die bei der Herstellung der Baumaterialien entstehen (z. B. Beton-, Stahl- und Holzbereitstellung).

Quelle: (IPCC, 2019), (Hinrichs et al., 1999)

5.1.2 Transport nach Deutschland

Die Transportdistanzen werden abhängig vom Herkunftsland der Steinkohle betrachtet.

Beim Transport im Lieferland werden die für den Transport der Kohle vom Bergwerk zum Exporthafen benötigte Antriebsenergie und die daraus resultierenden Emissionen betrachtet, also

beim Zugtransport der Dieselverbrauch, die Bereitstellung von Diesel und die Emissionen, die bei der Dieselverbrennung auftreten.

Beim Hochseetransport wird der Schwerölverbrauch des Massengutfrachters, die Schwerölbereitstellung und die Emissionen bei der Schwerölverbrennung berücksichtigt.

5.1.3 Steinkohleverteilerung in Deutschland

Bei der Steinkohleverteilerung innerhalb Deutschlands werden zwei Varianten betrachtet. Die erste Variante ist der Transport via Frachtschiff ausgehend vom Hafen Rotterdam für Steinkohle aus Kolumbien, Südafrika und den USA. Hier wird der Schiffdieselverbrauch, die Schiffsdieselbereitstellung und die Verbrennung von Schiffsdiesel berücksichtigt. Die Verteilerung von russischer Steinkohle in Deutschland erfolgt dagegen mit elektrisch angetriebenen Güterzügen, es wird der Stromverbrauch und die Umweltwirkungen des deutschen Strommix berücksichtigt.

5.2 Datensammlung der Vorkettenemissionen für Steinkohle

Der erste Teil der Datensammlung konzentriert sich auf die flüchtigen Emissionen, die direkt bei der Steinkohleförderung, -aufbereitung und beim -transport entstehen. Im zweiten Teil der Datensammlung werden ergänzende Studien recherchiert, die sich auf den Energiebedarf (Stromverbrauch, Kraftstoffverbrauch) bei der Steinkohleförderung und -aufbereitung fokussieren und damit dazu beitragen, die indirekten Emissionen der Fördermaschinen und -fahrzeuge im weiteren Verlauf zu berechnen.

Bei den geologischen Prozessen der Kohlebildung entsteht Methan. Kohlendioxid kann ebenfalls in einigen Kohleflözen vorhanden sein. Methan und Kohlendioxide werden kollektiv als Flözgas bezeichnet und bleiben im Kohleflöz eingeschlossen, bis die Kohle während des Abbaus freigelegt und gebrochen wird (IPCC, 2019). Wie auch bei den Erdgasvorketten besteht bei der Abschätzung der heute auftretenden Methanemissionen ein hohes Maß an Unsicherheit. In Kohlebergwerken werden nur wenige direkte Messungen der Methanemissionen vorgenommen. Die Ausgangswerte der Emissionen wurden vor Betriebsbeginn oft nicht gemessen und die vorhandenen Emissionswerte basieren auf wenigen und manchmal widersprüchlichen Daten (IEA, 2019). Globale Schätzungen von Methanemissionen weisen aufgrund des Mangels an umfassenden Daten aus den wichtigen Kohlelieferländern eine große Bandbreite auf (Saunois et al., 2020). Die Emissionsfaktoren im Kohlebergbau hängen stark von der Art der Kohleförderung, der geologischen Untergrundstruktur (regionspezifisch), der Geschichte der Abbaugelände und der Qualität der Kohle ab (Saunois et al., 2020). Kohlebergbau wird von (Saunois et al., 2020) als Hauptquelle für unterschiedliche Zahlenwerte der globalen Methanemissionen fossiler Brennstoffbereitstellung und -nutzung in verschiedenen Treibhausgasinventaren genannt.

Top Down-Methoden zur Methanmessung der Steinkohleförderung und -aufbereitung sind in geringerem Maße erforscht als bei der Quantifizierung der Treibhausgasemissionen der Erdöl- und Erdgasindustrie. In der aktuellen Veröffentlichung von (Scarpelli et al., 2020) wird bei der Entwicklung eines Inventars zur räumlichen Verteilerung von Methanemissionen beispielsweise auch auf die Daten aus den Nationalen Treibhausgasinventarberichten im Rahmen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) zurückgegriffen.

Um eine Vergleichbarkeit der Steinkohlevorketten zu gewährleisten und aufgrund einer schlechteren Verfügbarkeit von öffentlichen Studien im Vergleich zu den Vorketten von Erdgas und LNG wird auf die Nationalen Treibhausgasinventare der Vereinten Nationen zurückgegriffen. Im Rahmen der UNFCCC werden von den Mitgliedsstaaten der UNFCCC sogenannte „Common reporting format (CRF)“ Tabellen bereitgestellt (UNFCCC, 2020), um die zeitliche Entwicklung der

Treibhausgasemissionen in den einzelnen Vertragsstaaten seit 1990 zu dokumentieren. In der Untertabelle 1.B.1 werden die Methan- und Kohlendioxidemissionsfaktoren, die Menge der jährlich produzierten Kohle (die Gesamtmenge umfasst Steinkohle und Braunkohle und deren direkte Produkte, wie z. B. Koks-kohle), und die daraus resultierenden Methan- und Kohlendioxidemissionen (UNFCCC, 2020) quantifiziert.

Die UNFCCC unterscheidet die Vertragsstaaten nach sogenannte „Parties“ (Annex I und Non-Annex I Parties). Russland und die USA veröffentlichen als Annex I Parties ihre Nationalen Treibhausgasinventare in jährlichem Abständen im Portal der UNFCCC (UNFCCC, 2020). Kolumbien und Südafrika veröffentlichen als Non-Annex I Parties jahresbezogene Nationale Inventarberichte in unregelmäßigen Abständen, die aktuellsten Berichte sind (IDEAM et al., 2018) und (DEA, 2017).

Die neuesten verfügbaren Treibhausgasinventarberichte und CRF-Tabellen von Russland und den USA wurden 2020 veröffentlicht und beziehen sich auf das Jahr 2018 (UNFCCC, 2020). Die Berichte von Kolumbien (IDEAM et al., 2018) und Südafrika (DEA, 2017), beziehen sich auf die Jahre 2014 (Kolumbien) bzw. 2012 (Südafrika).

Der IPCC gibt in seinen Richtlinien zur Erstellung der Nationalen Treibhausgasinventaren (IPCC, 2006) drei Qualitätsstufen für Emissionsfaktoren vor. Diese Stufen werden als „Tiers“ bezeichnet. In (IPCC, 2006) werden für die Kohleförderung und -aufbereitung die folgenden Definitionen für die Tiers vorgegeben:

- ▶ **Tier 1:** Anwendung der Tier 1-Methode, wenn nur wenige Daten verfügbar sind und die Kategorie nicht entscheidend ist. Die Länder können aus einer globalen durchschnittlichen Bandbreite von Emissionsfaktoren auswählen und länderspezifische Aktivitätsdaten zur Berechnung der Gesamtemissionen verwenden. Tier 1 ist mit dem höchsten Grad an Unsicherheit verbunden.
- ▶ **Tier 2:** Die Tier 2-Methode verwendet länder- oder gebietsspezifische Emissionsfaktoren, die Durchschnittswerte für die geförderten Kohlen darstellen. Diese Werte werden normalerweise von jedem Land selbst entwickelt, wenn dies angemessen ist.
- ▶ **Tier 3:** Für diese Methode kommen direkte Messungen in einzelnen Bergwerken zum Einsatz. Dieser Ansatz weist bei richtiger Anwendung den geringsten Unsicherheitsgrad auf.

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die für diese Studie verwendeten Literaturquellen für die einzelnen Lieferländer und welche Tiers zur Ermittlung der Emissionsfaktoren eingesetzt werden.

2019 veröffentlichte der IPCC ein Dokument mit Verbesserungsmaßnahmen bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren für die Nationalen Treibhausgasinventare (IPCC, 2019). Dieses baut direkt auf den aktuell gültigen Richtlinien des IPCC aus dem Jahr 2006 auf (IPCC, 2006). Das Dokument wird aktuell nicht angewendet und es ist auch noch nicht klar, ob es in Zukunft zur Anwendung kommt. Jedoch eignet sich das Dokument, um Datenlücken zu schließen. Bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen der Bergbauaktivitäten werden die Emissionsfaktoren aus (IPCC, 2019) in der vorliegenden Studie angewendet, da zu CO₂-Emissionsfaktoren meist keine Informationen in den CRF-Tabellen verfügbar sind (siehe Tabelle 16).

Für alle Emissionsquellen für die in Tabelle 16 „keine Daten“ vermerkt ist, konnten aufgrund der Datenlage keine Emissionsdaten ermittelt werden. In (IPCC, 2019) werden die Emissionsquellen aufgeführt, jedoch wird darauf hingewiesen, dass die Emissionen dieser Emissionsquellen aufgrund der stark eingeschränkten Datenverfügbarkeit aktuell nicht quantifiziert werden können. Die USA berücksichtigt als einziges der betrachteten Länder Methanemissionen aus stillgelegten Bergwerken. Es wird zwar in (IPCC, 2019) eine Methodik zur Emissionsberechnung von

stillgelegten Bergwerken vorgestellt. Jedoch konnte diese Methodik aufgrund von fehlenden Eingangsdaten nicht angewendet werden.

Bei der Ermittlung von Post-Mining-Methanemissionen besteht zudem weiterer Forschungsbedarf. Die Methangehalte von unterschiedlichen Kohlen z. B. im für Deutschland bedeutendsten russischen Steinkohleabbaugebiet, dem Kusnezker Becken (Abkürzung: Kuzbass) sind zwar bekannt (IEA, 2009). Jedoch kann aktuell nicht im Detail abgeschätzt werden, wieviel Methan die Kohle entlang der Vorkette (Steinkohleförderung und -aufbereitung, Zugtransport durch Russland, Schiffstransport nach Deutschland, Transport zum und Lagerung am Kraftwerk) verlässt (BGR, 2020b).

Tabelle 16: Literaturquellen für flüchtige Emissionen der Steinkohlevorkette

Emission	Emissionsquelle	Kolumbien	Russland	Südafrika	USA
Tiefbau					
CH ₄	Bergbau	(IDEAM et al., 2018) Tier 2	(UNFCCC, 2020) Tier 2 ¹	(DEA, 2017) Tier 2	(UNFCCC, 2020) Tier 3
	Post-Mining	(IDEAM et al., 2018) Tier 2	(UNFCCC, 2020) Tier 1 ¹	(DEA, 2017) Tier 2	(UNFCCC, 2020) Tier 2
	Stillgelegte Bergwerke	keine Daten	keine Daten	keine Daten	(UNFCCC, 2020) Tier 2
	Abfackeln von abgeleitetem Methan (Flaring) oder Umwandlung von Methan in CO ₂	keine Daten	Keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Erkundungsbohrungen	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
CO ₂	Bergbau	(IDEAM et al., 2018) Tier 1	(IPCC, 2019) Tier 1	(DEA, 2017) Tier 2	(IPCC, 2019) Tier 1
	Stillgelegte Bergwerke	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Abfackeln von abgeleitetem Methan (Flaring) oder Umwandlung von Methan in CO ₂	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Erkundungsbohrungen	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Unkontrollierte Verbrennung und Abbrennen von Kohlehalden	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
Tagebau					
CH ₄	Bergbau	(IDEAM et al., 2018) Tier 2	(UNFCCC, 2020) Tier 2 ¹	(IPCC, 2019) Tier 1	(UNFCCC, 2020) Tier 2
	Post-Mining	(IDEAM et al., 2018) Tier 2	(UNFCCC, 2020) Tier 1 ¹	(IPCC, 2019) Tier 1	(UNFCCC, 2020) Tier 2
	Stillgelegte Bergwerke	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Erkundungsbohrungen	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten

Emission	Emissionsquelle	Kolumbien	Russland	Südafrika	USA
CO ₂	Bergbau	(IPCC, 2019) Tier 1	(IPCC, 2019) Tier 1	(IPCC, 2019) Tier 1	(IPCC, 2019) Tier 1
	Stillgelegte Bergwerke	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Erkundungsbohrungen	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
	Unkontrollierte Verbrennung und Abbrennen von Kohlehalden	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten

¹Quelle: Angaben zu Tier der Emissionsfaktoren aus (Höglund-Isaksson, 2012)

Zusätzliche wertvolle Hintergrundinformation für die Ermittlung von Emissionsfaktoren liefert die Studie (US EPA, 2015). Diese enthält detaillierte Informationen zur Kohleindustrie, Abbaugeländen und Akteuren und gibt eine Zusammenfassung der verfügbaren Daten zu Methanemissionen und zur Methanvermeidung beim Kohleabbau.

Daten zum Strom- und Dieserverbrauch der Kohleförderung und -aufbereitung im Tief- und Tagebau sind in (DOE, 2007) aufgeführt. Ergänzende Daten zum Strom- und Dieserverbrauch der Förderung im Tagebau liefert (Kecejevic et al., 2014).

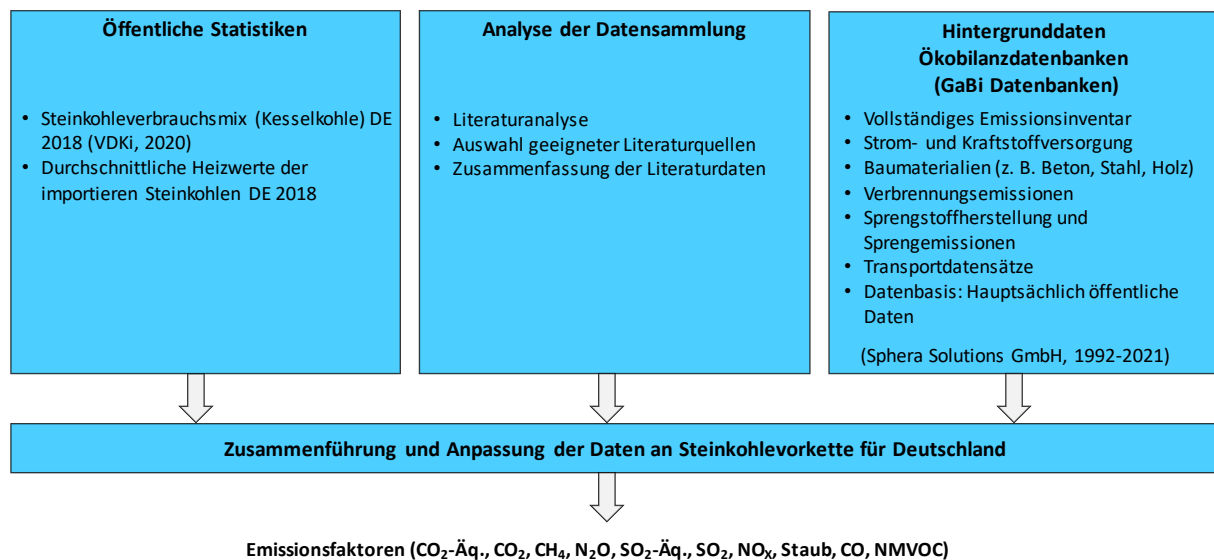
5.3 Aktualisierung und Fortschreibung der Emissionsfaktoren

Im ersten Unterkapitel wird das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren beschrieben. Das zweite Unterkapitel konzentriert sich auf die Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse. Das dritte Unterkapitel beschreibt eine Sensitivitätsanalyse, in der eine exemplarischen Variierung der Methanemissionen untersucht wurde.

5.3.1 Methodisches Vorgehen

Aufbauend auf der Datensammlung werden die Emissionsfaktoren aktualisiert und fortgeschrieben. Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren werden, wie in Abbildung 16 dargestellt, die öffentlichen Statistiken für 2018 und die ausgewählten Literaturdaten aus der Datensammlung mit den Hintergrunddaten aus den GaBi Datenbanken zusammengeführt.

Abbildung 16: Ermittlung der Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette für das Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung Sphera Solutions GmbH

Auf Grundlage der in Kapitel 5.1 beschriebenen öffentlich verfügbaren Statistiken erfolgt eine Anpassung der Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette an den Steinkohleverbrauchsmix im Jahr 2018. Die Kategorie „Sonstige“, wie sie in Abbildung 14 erfasst ist, wird nicht betrachtet, es wird eine Aufteilung des Steinkohleverbrauchsmix zwischen den vier Lieferländern Kolumbien, Russland, Südafrika und USA vorgenommen.

Die Datensammlung ist im vorherigen Kapitel im Detail beschrieben. Die Analyse der Datensammlung ergibt folgende Punkte:

- ▶ Die Nationalen Treibhausgasinventare (Tabelle 16) eignen sich als grundlegende Datenquelle zur Berechnung von flüchtigen THG-Emissionen der Steinkohleförderung im Tief- und Tagebau, der Verarbeitung, Lagerung sowie des Transports (Post-Mining).
- ▶ Top Down-Methoden zur Methanmessung der Steinkohleförderung und -aufbereitung sind nur wenig erforscht. In aktuellen Veröffentlichungen, die eine genauere Quantifizierung von Methanemissionen zum Ziel haben, wird auf die Nationalen Treibhausgasinventare zurückgegriffen. Um mögliche Auswirkungen aktueller Top Down-Studien zur Methanemissionsquantifizierung auf die Treibhausgasemissionen der Steinkohlevorkette darzustellen, wird in Kapitel 5.3.3 eine theoretische Sensitivitätsanalyse durchgeführt.
- ▶ Es sind aktuelle Treibhausgasinventare für Russland und USA verfügbar (Bezugsjahr 2018), die aktuellsten Inventare für Kolumbien und Südafrika sind aus den Jahren 2014 und 2012.
- ▶ Häufig fehlen Daten zu flüchtigen CO₂-Emissionen in den Treibhausgasinventaren. Daher muss eine Ergänzung mit aktuellen Berechnungsverfahren des IPCC (IPCC, 2019) vorgenommen werden.
- ▶ Methan- und Kohlendioxidemissionen von stillgelegten unterirdischen Bergwerken sind nur für die USA verfügbar, die IPCC-Methodik aus (IPCC, 2019) ist aufgrund wenig verfügbarer Daten noch nicht anwendbar.
- ▶ Ansätze zur detaillierten regionalen Erfassung der Methanemissionen einzelner Abbaustätten sind verfügbar, jedoch ist die Datenverfügbarkeit zu Methanemissionen der Abbaustätten (z. B. in Russland) eingeschränkt.

- ▶ Da die Datensammlung ergab, dass keine Emissionsdaten zu Erkundigungsbohrungen und zur unkontrollierten Verbrennung sowie zum Abbrennen von Kohlehalden verfügbar sind, werden diese Emissionsquellen nicht berücksichtigt.
- ▶ Der Strom- und Dieserverbrauch der Kohleförderung und -aufbereitung kann aus aktuellen Studien als Berechnungsgrundlage der Emissionen der Strom- und Dieserbereitstellung und der Dieserverbrennung abgeleitet werden.

Aus den Treibhausgasinventaren, die im Rahmen der UNFCCC erfasst werden, lassen sich die Anteile der Kohlen aus Tiefbau- und Tagebaubergwerken ableiten. In Russland und den USA wird auch Braunkohle gefördert, die ebenfalls in die jährlichen Treibhausgasinventare eingeht. Zur Ermittlung des Anteils von Tiefbau- und Tagebaubergwerken an der Steinkohleproduktion, werden daher für die USA zusätzliche Statistiken der IEA (IEA, 2020d) einbezogen, aus denen die jährlich produzierten Stein- und Braunkohlemengen für 2018 ermittelt werden können. Braunkohle wird ausschließlich in Tagebaubergwerken abgebaut. Daher lässt sich durch Kombination der Treibhausgasinventardaten und (IEA, 2020d) der Anteil von Tiefbau- und Tagebaubergwerken bei der Steinkohleförderung ermitteln. Die nach Deutschland importierte Kesselkohle wird fast ausschließlich im Kusnezker Becken abgebaut (BGR, 2020b). Daher werden die Tiefbau- und Tagebauanteile der Steinkohleproduktion im Kusnezker Becken aus öffentlichen Statistiken (Verwaltung Kuzbass, 2019) entnommen. In Kolumbien und Südafrika wird keine Braunkohle gefördert, daher können die Anteile von Tiefbau und Tagebau direkt auf Basis der UNFCCC Treibhausgasinventare berechnet werden.

In Tabelle 17 sind die sich in den verschiedenen Ländern ergebenden Tiefbau- und Tagebauanteile an der Steinkohleproduktion und die sich aus der Analyse der Datensammlung ergebenden massenspezifischen Emissionsfaktoren zusammengefasst.

Tabelle 17: Anteil von Tiefbau- und Tagebaubergwerken und massenspezifische Emissionen der Steinkohlevorkette

Parameter	Einheit	Kommentar	Kolumbien	Russland	Südafrika	USA
Tiefbau						
Anteil Tiefbau	Massen-%		0,0	22,7	43,8	42,1
CH ₄	kg/t Steinkohle	inkl. Post-Mining-Emissionen	6,63	13,98	0,63	11,51 ¹
CO ₂	kg/t Steinkohle	inkl. Post-Mining-Emissionen	0,17	10,85	0,17	10,85
Tagebau						
Anteil Tagebau	Massen-%		100,0	77,3	56,2	57,9
CH ₄	kg/t Steinkohle	inkl. Post-Mining-Emissionen	0,65	3,86	0,80	0,78
CO ₂	kg/t Steinkohle	inkl. Post-Mining-Emissionen	0,81	0,81	0,81	0,81

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH basierend auf Angaben in Tabelle 16, (IEA, 2020d), (Verwaltung Kuzbass, 2019)

1 Inklusive stillgelegte Bergwerke

Als dritter Bestandteil bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette werden Hintergrunddaten aus Ökobilanzdatenbanken herangezogen, im Fall dieser Studie werden die GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) verwendet. Die GaBi Datenbanken ermöglichen eine länderspezifische Anpassung der Ökobilanzhintergrunddaten (z. B. länderspezifische Datensätze zur Strom- und Kraftstoffversorgung und zum Transport auf Basis aktueller öffentlicher Daten und Industriedaten). Das vollständige Emissionsinventar der GaBi Datenbanken ermöglicht zudem, dass alle vom Umweltbundesamt benötigten Emissionsfaktoren auf Basis aktueller Daten ermittelt werden (siehe Abbildung 16).

Die aus den öffentlichen Statistiken und der Analyse der Datensammlung aufbereiteten Daten werden in einem Ökobilanzdatenmodell zusammengeführt, in dem die GaBi Datenbanken integriert sind. Mit diesem Modell werden die Emissionsfaktoren berechnet.

5.3.2 Emissionsfaktoren

In Tabelle 18 sind die sich für 2018 ergebenden Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette zusammengefasst. Die Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Primärenergie, die sich aus dem Steinkohleverbrauchsmix der vier betrachteten Lieferländer ergibt, vor der Nutzung im Kraftwerk (Heizwerte der verschiedenen Steinkohlen, siehe Tabelle 14).

Tabelle 18: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette für 2018

[g/kWh Primärenergie (Heizwert)]	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOG
Steinkohle										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	34,79	16,738	0,714	0,00065	0,191	0,0480	0,205	0,0104	0,044	0,018

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Tabelle 19 stellt die in dieser Studie ermittelten Emissionsfaktoren den bisher vom Umweltbundesamt in der Berichtsreihe „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA, 2019b) (UBA, 2018) verwendeten Emissionsfaktoren gegenüber. Die bisher für die Berichtsreihe angewendeten Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren für Steinkohle stammen aus dem „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ des Öko-Instituts (GEMIS 4.94) (UBA, 2019b).

Im Vergleich zu den bisherigen Emissionsfaktoren ergeben sich Abweichungen zwischen -49 % (CH₄) und 1228 % (NMVOG). Die im Vergleich zu den bisherigen Emissionsfaktoren hohen Luftschadstoffemissionen NO_x, Staub und NMVOG werden in der Hauptsache durch den Zugtransport und den Hochseeschifftransport hervorgerufen. Die SO₂-Emissionen werden hauptsächlich durch den Hochseeschifftransport und die Fördertechnik beim Steinkohleabbau verursacht. In den GaBi Hintergrunddatensätzen ist der aktuelle Stand der Kraftstoffzusammensetzungen und Verbrennungsemissionen bei der Steinkohleförderung und den Transportarten hinterlegt.

Tabelle 19: Vergleich der aktualisierten und bisherigen Emissionsfaktoren für Steinkohle

[g/kWh Primärenergie (Heizwert)]	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOG
Steinkohle										

[g/kWh Primärenergie (Heizwert)]	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	34,79	16,738	0,714	0,00065	0,191	0,0480	0,205	0,0104	0,044	0,018
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie (GEMIS) (UBA, 2019b)	52,86	17,497	1,409	0,0005	0,039	0,021	0,027	0,003	0,028	0,001
Prozentuale Abweichung	-34%	-4%	-49%	41%	389%	133%	666%	250%	54%	1228%

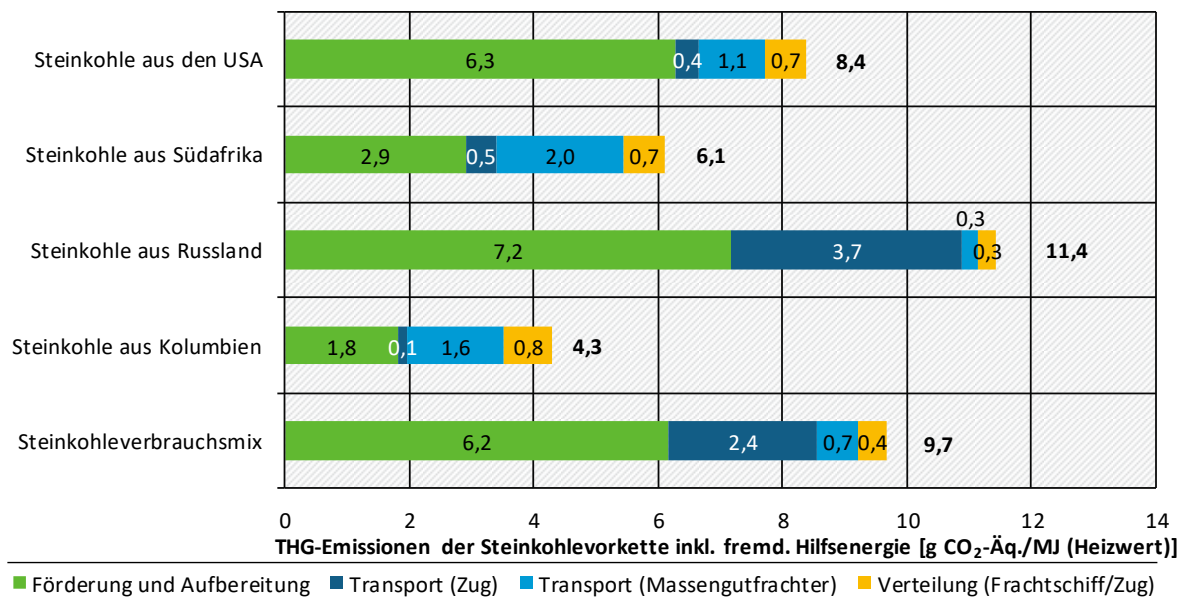
Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH, (UBA, 2019b)

Da, wie schon in den Kapiteln zu Erdgas und LNG erwähnt, die Treibhausgasemissionen verschiedener Energieträger bei der Erreichung der Klimaschutzziele besonders im Fokus stehen, werden auch die THG-Emissionen der Steinkohlevorkette ausführlich beschrieben und interpretiert. Die THG-Emissionsfaktoren wurden mit den Charakterisierungsfaktoren des Umweltbundesamts aus Tabelle 2 ermittelt. Um die Vergleichbarkeit zu den Emissionsfaktoren der Erdgas- und LNG-Vorketten und bisherigen veröffentlichten Studien herzustellen, werden die Ergebnisse auf 1 MJ Primärenergie (Heizwert) vor der Nutzung im Kraftwerk bezogen.

Abbildung 17 stellt die Beiträge der Vorkettenhauptschritte für die einzelnen Lieferländer und für den deutschen Steinkohleverbrauchsmix im Jahr 2018 dar. Steinkohle aus Russland weist die höchsten THG-Emissionen aufgrund Methanemissionen bei der Kohleförderung und dem Zugtransport aus dem Kusnezker Becken zur Ostsee (4.600 km) auf. Der Steinkohleabbau in den USA weist ebenfalls hohe Methanemissionen auf, der je Kilogramm Transportgut emissionsärmere Hochseetransport mit Massengutfrachter trägt jedoch zu geringeren Gesamtemissionen der US-amerikanischen Steinkohlevorkette bei. Steinkohle aus Kolumbien besitzt die geringsten THG-Emissionen, da dort Kesselkohle ausschließlich aus Tagebaubergwerken gefördert wird und eine niedrige Transportdistanz zwischen Abbaugebieten und Exporthafen vorliegt.

Der Hochseeschifftransport besitzt die niedrigsten THG-Emissionen je km Transportdistanz, der Zugtransport/Frachtschifftransport in Deutschland hat nur geringe Auswirkungen auf die THG-Emissionen. Bei Steinkohle aus Kolumbien weist die Verteilung einen geringfügig höheren Wert auf als bei den anderen Importrouten. Dies ist durch den geringeren Heizwert von kolumbianischer Steinkohle begründet. Es muss für denselben Energiebedarf des Kraftwerks mehr Kohle geliefert werden, was wiederum zu einem höheren Transportbedarf und zu höheren Emissionen führt.

Abbildung 17: THG-Emissionsfaktoren Vorkette, je Lieferland und Steinkohleverbrauchsmix Deutschland 2018

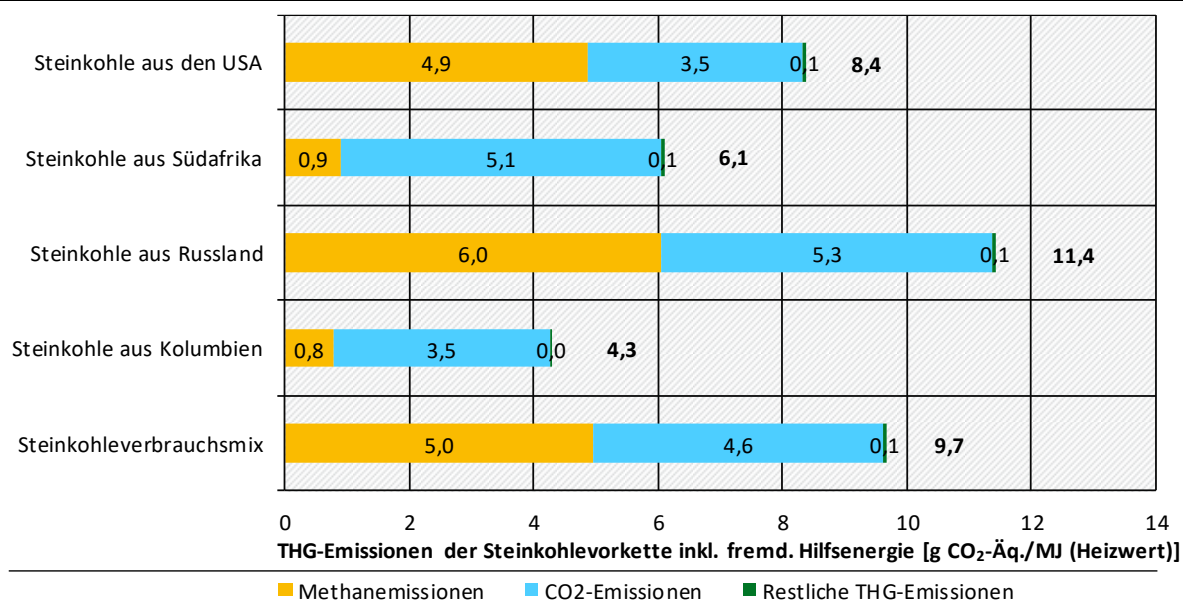


Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

In Abbildung 18 sind die Beiträge der Treibhausgasemissionen zu der Vorkette der einzelnen Lieferländer und zum deutschen Steinkohleverbrauchsmix im Jahr 2018 zusammengefasst.

Basierend auf den verwendeten Daten, tragen die Methanemissionen zu den THG-Emissionen der Vorkette des Steinkohleimports aus Russland am stärksten bei. Der Import von Steinkohle aus Kolumbien und Südafrika weist vergleichsweise geringe Beiträge von Methanemissionen auf. Die CO₂-Emissionen des Steinkohletransports besitzen eine hohe Relevanz für die THG-Emissionen der Vorkette. Die restlichen THG-Emissionen (N₂O) tragen nur sehr schwach zu den THG-Emissionen der Steinkohlevorkette bei.

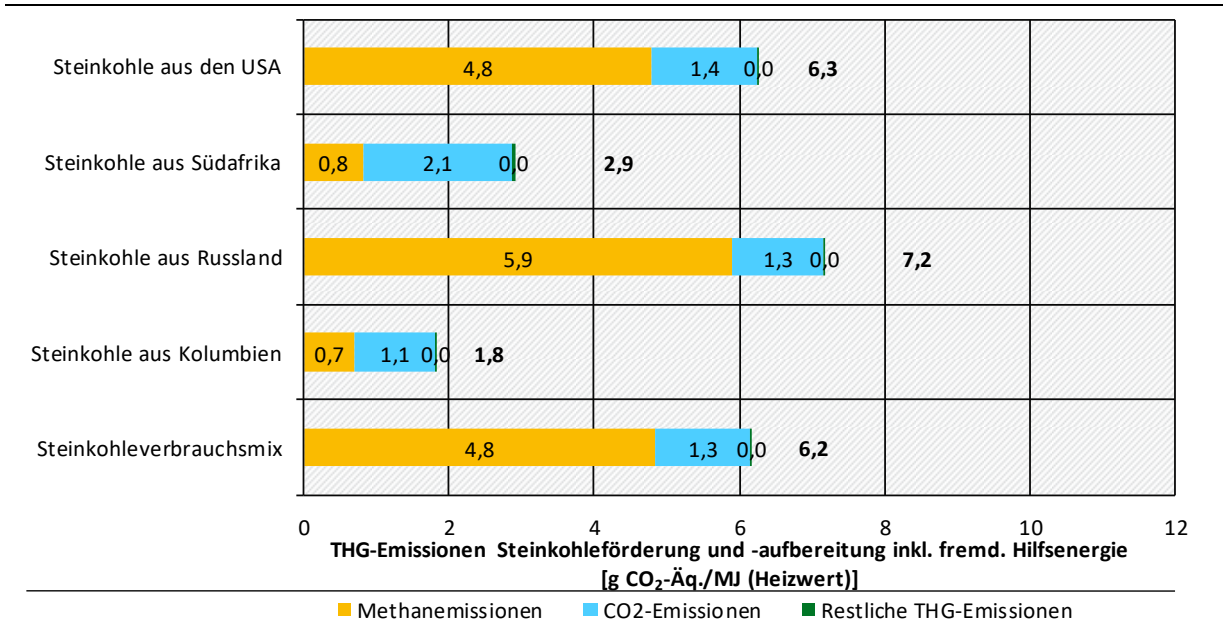
Abbildung 18: THG-Emissionsfaktoren Vorkette, je Lieferland und Steinkohleverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG-Emissionen)



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Abbildung 19 konzentriert sich auf THG-Emissionen bei der Steinkohleförderung und -aufbereitung der einzelnen Lieferländer und des Steinkohleverbrauchsmix in Deutschland 2018. Die Methanemissionen der Steinkohleförderung und -aufbereitung unterscheiden sich erheblich. Allgemein lässt sich sagen, dass ein höherer Anteil von Tagebaubergwerken zu einer Senkung der Methanemissionen führt. Es besteht jedoch eine erhebliche Unsicherheit bei der Höhe der Methanemissionen, da den Ergebnissen ältere NIR-Daten von Kolumbien und Südafrika und unterschiedliche Berechnungsmethoden in den Ländern (IPCC Tier 1, Tier 2, Tier 3) zugrunde liegen (siehe Tabelle 16 und Tabelle 17) und bei der Ermittlung der Methanemissionen generell große Unsicherheiten vorliegen.

Abbildung 19: Treibhausgasemissionen der Steinkohleförderung und -aufbereitung, je Lieferland und Steinkohleverbrauchsmix Deutschland 2018 (Beiträge der THG-Emissionen)



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

5.3.3 Sensitivitätsanalyse

Bei der Ermittlung der Treibhausgasemissionen der Steinkohlevorkette bestehen, wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, große Unsicherheiten. Um Anhaltswerte zu vermitteln, wie sich eine Variation der Methanemissionen der Steinkohleförderung und -aufbereitung auf die THG-Emissionen der Steinkohlekette auswirken könnte, wurde eine Sensitivitätsanalyse auf Basis der höchst unsicheren Annahme getroffen, dass zukünftige Messmethoden zu höheren Methanemissionswerten bei der Steinkohleförderung und -aufbereitung führen könnten. In der Sensitivitätsanalyse wurde ein um 28 m% erhöhter Methanemissionswert für die Steinkohleförderung und -aufbereitung angewendet, der auf höchst unsicheren Daten und Annahmen aufbaut und daher selbst eine sehr hohe Unsicherheit besitzt (eine Erhöhung der Methanemissionen um 28 m% würde zu einer Steigerung der Treibhausgasemissionen um ca. 14 % führen). Die Detailbeschreibung der Sensitivitätsanalyse befindet sich in Anhang A.3.

5.4 Zusammenfassung und Diskussion

Die Emissionsfaktoren für die Steinkohlevorketten basieren auf einem neu entwickelten Ökobilanzdatenmodell, das aktuelle öffentliche Statistiken, aktuelle konsistente Daten zu Treibhausgasemissionen der Steinkohlebereitstellung und aktuelle Ökobilanzhintergrunddaten zusammenführt.

Methanemissionen der Förderung und Aufbereitung sowie CO₂-Emissionen des Transports tragen hauptsächlich zu den THG-Emissionen der Steinkohlevorketten bei. Im heutigen Steinkohleverbrauchsmix weist aus Russland importierte Steinkohle (unter Berücksichtigung der Unsicherheiten bei der Emissionserfassung) aufgrund der Methanemissionen bei der Förderung und des langen Transportwegs die höchsten THG-Emissionen auf. Steinkohlevorketten mit hohen Tagebauanteilen besitzen im Vergleich geringe THG-Emissionen.

Um eine grundlegende Vergleichbarkeit zwischen den Emissionen des Steinkohleimports aus unterschiedlichen Lieferländern herzustellen, wird zum heutigen Zeitpunkt empfohlen, die im Bottom-Up Verfahren ermittelten THG-Emissionsdaten aus den Nationalen Treibhausgasinventaren der Vereinten Nationen (UNFCCC, 2020) zu nutzen. Durch die Ergänzung dieser Daten mit weiteren Studien lassen sich vergleichbare Abschätzungen der Emissionsfaktoren von Steinkohleimportmischen vornehmen.

Aus der für die Steinkohlevorkette durchgeführten Metaanalyse und der Aktualisierung und Fortschreibung der Emissionsfaktoren der Steinkohlevorkette auf Grundlage aktueller Daten lässt sich ableiten, dass im Bereich der Steinkohleförderung und -aufbereitung bei allen untersuchten Emissionsfaktoren und insbesondere bei den Methanemissionen in den unterschiedlichen Lieferländern ein hohes Maß an Unsicherheit besteht.

6 Gegenüberstellung der Vorketten

Dieses Kapitel konzentriert sich zunächst auf die Gegenüberstellung der Erdgas-, LNG- und Steinkohlevorketten bezüglich der Quantifizierungsmethoden für Methanemissionen und Methanemissionsquellen entlang der Vorketten. Im zweiten Teilkapitel werden die Treibhausgasemissionen der aktuellen Erdgas- und Steinkohlevorketten verglichen und der Bezug zu potenziellen LNG-Vorketten für Deutschland hergestellt.

6.1 Methanemissionen

Ausgehend vom heutigen Forschungsstand wird in dieser Studie der Fokus auf Datenkonsistenz zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit der Vorketten gelegt. Daher werden für alle betrachteten Vorketten konsistente Bottom Up-Daten aus der Datensammlung genutzt, um die Emissionsfaktoren zu berechnen. Insgesamt ist der Forschungsstand bei der Methanemissionsquantifizierung für Erdgas (und LNG) als fortgeschrittener einzustufen als für Steinkohle.

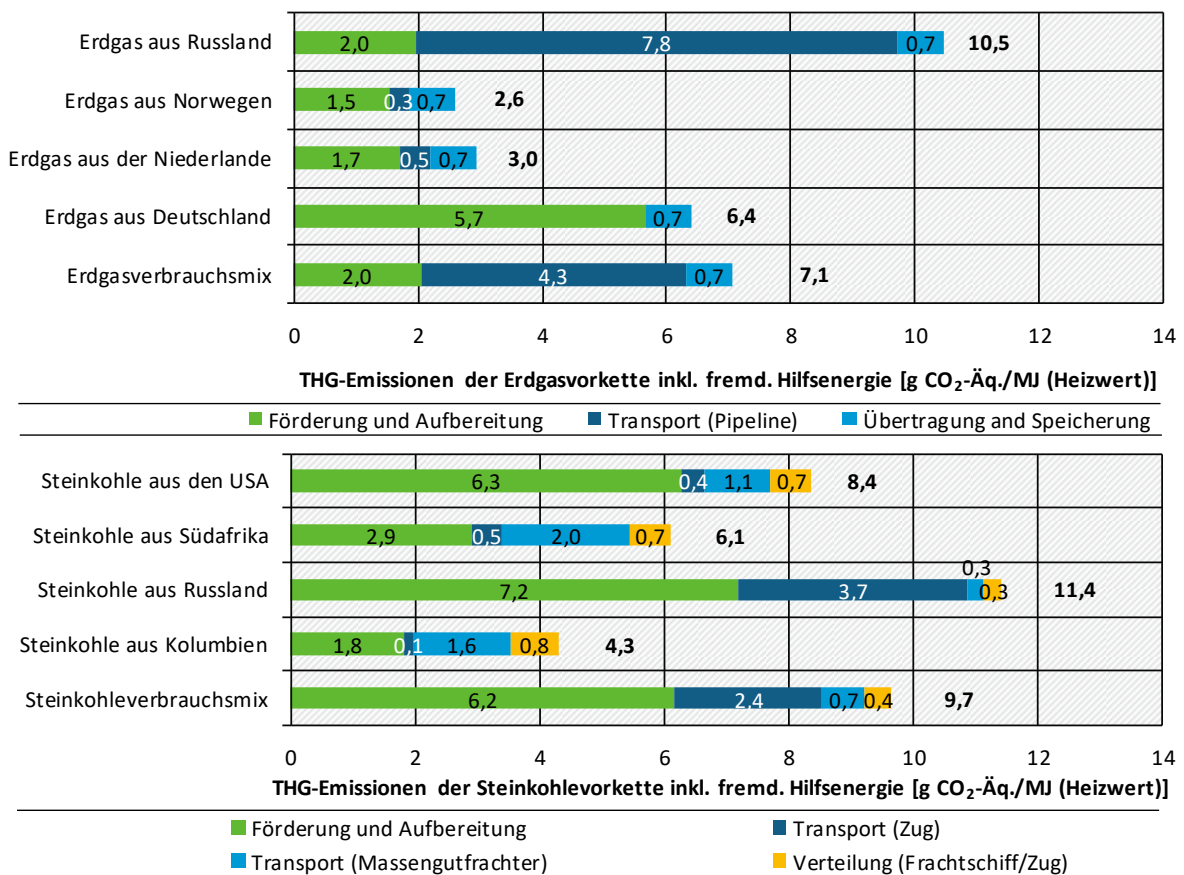
Zur Kohleförderung und -aufbereitung liegen zwar Methanmessungen aus einzelnen Bergwerken vor, jedoch ist die Datenverfügbarkeit eingeschränkter als bei der Erdgasförderung und -aufbereitung. Beim Transport der Energieträger treten bei Erdgas- und LNG-Vorketten Methanemissionen auf, die vor allem durch Leckagen und Methanschlupf verursacht werden. Auch beim Steinkohletransport treten Methanemissionen (Flözgasemissionen) aus der zerkleinerten Kohle aus. Die Flözgasemissionen nach dem Bergbau bis zur Nutzung im Kraftwerk (Post-Mining) sind jedoch noch wenig erforscht. Weitere Unsicherheiten bei Methanemissionen gehen sowohl für die Erdgas- als auch Steinkohleförderung von stillgelegten Förderanlagen und den dort auftretenden Methanemissionen aus.

6.2 Treibhausgasemissionen

Mit dem Ziel der Datenkonsistenz und -vergleichbarkeit wurden bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen bei den Erdgas-, LNG- und Steinkohlevorketten Informationen aus aktuellen Studien und Inventaren gesammelt und analysiert.

Die Ergebnisse der Metaanalyse bezüglich der Treibhausgasemissionen sind in Abbildung 20 zusammengefasst. Der deutsche Steinkohleverbrauchsmix 2018 weist bezogen auf 1 MJ Energie (Heizwert) im Vergleich zum Erdgasverbrauchsmix ca. 37 % höhere THG-Emissionen auf. Sowohl am Erdgasverbrauchsmix wie auch am Steinkohleverbrauchsmix haben Importe aus Russland den höchsten Anteil (52,9 Energie-% bei Erdgas und 54,6 Massen-% bei Steinkohle). Die Importe aus Russland üben daher einen maßgeblichen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen des Verbrauchsmix aus. Aufgrund der Transportdistanz trägt der Transport beim Erdgas- und Steinkohleimport aus Russland in erheblichem Maße zu den Treibhausgasemissionen bei. Wird Steinkohle in Tagebaubergwerken abgebaut, treten bei der Förderung und Aufbereitung Methanemissionen in der gleichen Größenordnung im Vergleich zu Erdgas auf. Erdgas weist jedoch aus Lebenszyklussicht die niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen als Steinkohle auf. Zudem besitzt die Strom-/Wärmeerzeugung mit Erdgaskraftwerken, z. B. wenn diese als Gas- und Dampf-Kombikraftwerke ausgeführt werden, höhere Wirkungsgrade und aufgrund der Zusammensetzung (Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis) geringere CO₂-Emissionen aus der Verbrennung.

Abbildung 20: Vergleich der THG-Emissionen der Erdgas- und Steinkohlevorkette für Deutschland 2018



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Die THG-Emissionen der LNG-Vorkette, die aktuell nicht zur Energieversorgung Deutschland beiträgt, sind höher als für die Erdgas- und Steinkohlevorkette. Die THG-Emissionen von der Förderung bis zur Nutzung im Kraftwerk weisen mit 15,8 (Katar) bis 21,5 g CO₂-Äq./MJ (USA) ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe Werte auf wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018. Erdgas, das aus den USA und Nigeria als LNG nach Deutschland transportiert würde, besitzt im Vergleich höhere THG-Emissionen als Erdgas aus Katar. Die LNG-Umwandlungsprozesse und der Schiffs-transport sind mit ca. 12 g CO₂-Äq./MJ (Nigeria) bis ca. 14 g CO₂-Äq./MJ (USA) die größten Beiträge zu den THG-Emissionen.

7 Zusammenfassung und Forschungsbedarf

Die vorliegende Studie wurde mit dem Ziel durchgeführt, die Emissionen der Vorketten der Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas zu bestimmen. Dazu wurden die Emissionsfaktoren der Vorketten der Energieträger Erdgas (auch als LNG) und Steinkohle im Rahmen einer Metaanalyse systematisch überprüft, transparent dokumentiert und aktualisiert.

In Abstimmung mit dem UBA wurde die Metaanalyse für den deutschen Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmix 2018 durchgeführt. Der Erdgasverbrauchsmix wird momentan durch in Russland, Norwegen, Niederlande und Deutschland produziertes Erdgas gedeckt (geordnet nach Anteilen). Für den Steinkohleverbrauchsmix (Kesselkohle für die Nutzung in Kraftwerken) sind Importe aus Russland, den USA, Kolumbien und Südafrika am relevantesten.

Die Metaanalyse setzt sich aus den vier Schritten Systemdefinition, Datensammlung zu Vorkettenemissionen, der Aktualisierung und Fortschreibung bzw. Ermittlung der Emissionsfaktoren und einer abschließenden Sensitivitätsanalyse zusammen. Da im Rahmen der Klimaschutzziele die Treibhausgasemissionen verschiedener Energieträger besonders im Fokus stehen, wurde der Schwerpunkt der Studie auf die Treibhausgasemissionen und im speziellen auf das Thema Methanemissionen gelegt. Die Ermittlung aller erforderlichen Emissionsfaktoren (CO_2 -Äq., CO_2 , CH_4 , N_2O , SO_2 -Äq., SO_2 , NO_x , Staub, CO, NMVOC) wurde durch die Nutzung der GaBi Datenbanken (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021) gewährleistet. Die Emissionsfaktoren, die sich aus direkten und indirekten Emissionen zusammensetzen, wurden durch die Zusammenführung von öffentlichen Statistiken, der Analyse der Datensammlung sowie vorhandener Ökobilanzmodelle und Hintergrunddatenbanken in den GaBi Datenbanken berechnet. Die Zusammenführung erfolgte in neu entwickelten Ökobilanzdatenmodellen.

Der Schwerpunkt Methanemissionen wurde gewählt, da diese eine hohe Relevanz für die zukünftige Verbesserung der Quantifizierung von Treibhausgasemissionen haben. Jedoch ist nach aktuellem Forschungsstand noch nicht klar, zu welchen Anteilen die Erdöl-, Erdgas- und Kohlerebereitstellung und -nutzung diese Methanemissionen verursachen. Daher wächst die Bedeutung einer exakten Quantifizierung der Methanemissionen mittels Bottom Up- und Top Down-Methoden oder deren Kombination. Die neuesten Entwicklungen wurden daher in die Datensammlung und deren Analyse und in die Sensitivitätsanalysen aufgenommen. Ein Ergebnis der Datensammlungen und Analysen ist, dass noch ein erheblicher Forschungsbedarf bei der Quantifizierung von Methanemissionen der Erdgas-, LNG- und Steinkohlevorketten besteht.

Ausgehend vom heutigen Forschungsstand wurden in dieser Studie mit dem Ziel der Datenkonsistenz und Vergleichbarkeit der Vorketten konsistente Bottom Up-Daten aus der Datensammlung genutzt, um die Emissionsfaktoren zu berechnen.

Bei den Erdgasvorketten ergeben sich für den Erdgasimport aus Norwegen und den Niederlanden die niedrigsten THG-Emissionen. Die Erdgasproduktion und -aufbereitung in Deutschland weist aufgrund der CO_2 -Emissionen der Sauegasaufbereitung höhere THG-Emissionen auf. Erdgas aus Russland wird durch die THG-Emissionen aufgrund der im Vergleich großen Transportdistanz der drei Pipelinekorridore geprägt.

In Deutschland sind aktuell keine LNG-Terminals in Betrieb, daher existiert momentan auch kein deutscher LNG-Verbrauchsmix. In dieser Studie wurden LNG-Importe aus den USA, Katar und Nigeria untersucht. Erdgas, das in der Form von LNG aus den USA und Nigeria nach Deutschland transportiert würde, würde die höchsten THG-Emissionen aufweisen. Die Erdgasförderung und -aufbereitung trägt bei Importen aus den USA und Nigeria im starken Maße zu THG-Emissionen bei und verursacht z. B. auch den Unterschied zu LNG-Importen aus Katar. Die LNG-Umwandlungsprozesse und der Schiffstransport sind die größten Beiträge zu den THG-

Emissionen. Vor allem die Reinigung und Verflüssigung spielt dabei eine erhebliche Rolle. Die THG-Emissionen von der Förderung bis zur Nutzung im Kraftwerk weisen ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe Werte auf wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018.

Bei der Steinkohlevorkette besitzt Steinkohle aus Russland die höchsten THG-Emissionen, aufgrund der Methanemissionen bei der Kohleförderung und -aufbereitung und dem Zugtransport zur Ostsee. Der Steinkohleabbau in den USA weist ebenfalls vergleichsweise hohe Methanemissionen auf. Der je transportiertem Kilogramm emissionsärmere Hochsee-Transport mit Massengutfrachter lässt jedoch die Gesamtemission der US-amerikanischen Steinkohlevorkette weniger steigen. Steinkohle aus Kolumbien besitzt die geringsten THG-Emissionen, da dort Kesselkohle ausschließlich aus Tagebaubergwerken gefördert wird und eine niedrige Transportdistanz zwischen Abbaugebieten und Exporthafen vorliegt.

Zukünftiger Forschungsbedarf besteht hauptsächlich bei den Eingangsdaten für die Berechnung der Emissionsfaktoren. Ein wichtiger Forschungsschwerpunkt ist dabei die Quantifizierung der Methanemissionen der Vorketten. Laufende Initiativen, wie z. B. der IEA Methane Tracker (IEA, 2020b) werden durch die Kombination und Harmonisierung von Bottom Up- und Top Down-Messmethoden (z. B. durch Satellitenmessung) sowie Hochrechnungsverfahren zur Verbesserung der Datenqualität beitragen. Aktuelle Beispiele für eine Verbesserung der Datenqualität sind die Bottom Up- und Top Down-Messkampagnen für die Erdöl- und Erdgasförderung in der Nordsee, die in Zusammenarbeit der IEA mit norwegischen und niederländischen Erdöl- und Erdgasproduzenten durchgeführt wurden (IEA, 2020c).

Die Verbesserung der Datenqualität durch Bottom Up- und Top Down-Messungen und -Methoden ist auch für die Steinkohlevorketten von großer Relevanz. So sind Top Down-Methoden zur Methanmessung der Steinkohleförderung und -aufbereitung nur wenig erforscht. In aktuellen Veröffentlichungen, die eine genauere Quantifizierung von Methanemissionen zum Ziel haben, wird daher auf die Nationalen Treibhausgasinventare, die im Rahmen der UNFCCC erfasst werden, zurückgegriffen.

Ein Forschungsthema, das sowohl Erdgas- als auch Steinkohlevorketten betrifft, ist die verbesserte Messung von Emissionen in stillgelegten Förderanlagen/-gebieten. Hier können ebenfalls kombinierte Bottom Up- und Top Down-Messungen zur Verbesserung der Datenqualität beitragen.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass die in dieser Studie ermittelten Emissionsfaktoren dem heutigen besten Stand des Wissens entsprechen. Insbesondere die Daten zu den Erdgasvorketten und LNG-Vorketten wurden innerhalb zahlreicher Industrie- und Forschungsprojekten erhoben und zusammengeführt.

Quellenverzeichnis

- Alvarez et al. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain .
Science 361 (6398), S. 186-188.
- BGR. (2020a). *Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland Deutschland* – 57 S. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BGR. (2020b). *Persönliche Auskunft von Dr.-Ing. Sandro Schmidt*. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BMWi. (2020). *Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung*.
- DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. (2016). *Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen - Abschlussbericht*. Leipzig.
- DEA. (2017). *GHG National Inventory Report 2000-2012*. Pretoria: Department of Environmental Affairs (DEA).
- Destatis. (2020). *Einfuhr von Steinkohle - Steinkohleimporte*. Von <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/einfuhr-steinkohle-monatlich.html>, am 01.10.2020 abgerufen
- DOE. (2007). *Mining Industry Energy Bandwidth Study*. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy.
- DVGW-EBI, Fraunhofer ISI. (2018). *Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- EIA. (2020). *U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Von Annual Energy Outlook 2017 - Table: Oil and Gas Supply - Case: Reference case: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=14-AEO2017®ion=0-0&cases=ref2017&start=2018&end=2050&f=A&linechart=ref2017-d120816a.5-14-AEO2017&sourcekey=0>, am 01.10.2020 abgerufen
- Eurostat. (2020). *Data Browser - NRG_124M - Importe - Gas - monatliche Daten*. Von https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_124M_custom_61076/default/line?lang=de, am 01.10.2020 abgerufen
- EXERGIA S.A., E3MLab, Cowi A/S. (2015). *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas - Final Report*. Brüssel: für die Europäische Kommission DG ENERGY.
- Fraunhofer ISI, DVGW-EBI. (2019). *Wie klimafreundlich ist LNG?* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- GHGenius. (2015). *(S&T) Squared Consultants Inc*. Von <https://www.ghgenius.ca>, am 01.10.2020 abgerufen
- Hinrichs et al. (1999). *Stoffmengenflüsse und Energiebedarf bei der Gewinnung ausgewählter mineralischer Rohstoffe*. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und die Staatlichen Geologischen Dienste in der Bundesrepublik Deutschland.
- Hmiel et al. (2020). Preindustrial 14CH₄ indicates greater anthropogenic fossil CH₄ emissions. *Nature* 578, S. 409-412.

- Höglund-Isaksson, L. (2012). Global anthropogenic methane emissions 2005–2030: technical mitigation potentials and costs. *Atmos. Chem. Phys. Discuss.*, 12, S. 11275–11315.
- IDEAM et al. (2018). *Informe de Inventario Nacional de GEI de Colombia*. Bogotá.
- IEA. (2009). *Coal Methane in Russia: Capturing the safety and environmental benefits*. Paris.
- IEA. (2017). *World Energy Outlook 2017*. Paris.
- IEA. (2019). *World Energy Outlook 2019*. Paris.
- IEA. (2020a). *Global methane emissions from oil and gas*. Von <https://www.iea.org/articles/global-methane-emissions-from-oil-and-gas>, am 01.10.2020 abgerufen
- IEA. (2020b). *Methane Tracker 2020 - Interactive country and regional estimates*. Von <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/interactive-country-and-regional-estimates>, am 01.10.2020 abgerufen
- IEA. (2020c). *Methane Tracker 2020 - Improving methane data*. Von <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/improving-methane-data>, am 01.10.2020 abgerufen
- IEA. (2020d). *Data and statistics*. Von <https://www.iea.org/data-and-statistics>, am 01.10.2020 abgerufen
- IPCC. (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Chapter 4: Fugitive Emissions*. Genf.
- IPCC. (2007). *Climate Change 2007: The Physical Science Basis - IPCC Working Group I Contribution to 4th Assessment Report (AR4)*. Genf.
- IPCC. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis - IPCC Working Group I Contribution to 5th Assessment Report (AR5)*. Genf.
- IPCC. (2019). *2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Chapter 4: Fugitive Emissions*. Genf.
- ISO. (2009). *DIN EN ISO 14040:2009-11: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen*.
- ISO. (2018). *DIN EN ISO 14044:2018-05: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen*.
- Kecojevic et al. (2014). Production, consumption and cost of energy for surface mining of bituminous coal. *Mining Engineering*, 2014, Vol. 66, No. 1, S. 51-57.
- Mottschall, M., Kasten, P., & Rodríguez, F. (2020). *Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective*. Berlin: Öko-Institut e.V.; International Council on Clean Transportation.
- Omara et al. (2018). Methane Emissions from Natural Gas Production Sites in the United States: Data Synthesis and National Estimate. *Environ. Sci. Technol.* 2018, 52, S. 12915–12925.
- Saunio et al. (2020). *The Global Methane Budget 2000-2017*.
- Scarpelli et al. (2020). A global gridded (0.1° x 0.1°) inventory of methane emissions from oil, gas, and coal exploitation based on national reports to the United Nations Framework Convention on Climate Change. *Earth Syst. Sci. Data*, 12, S. 563-575.

- Sphera Solutions GmbH. (1992-2021). *GaBi Software System and Databases for Life Cycle Engineering*. Leinfelden-Echterdingen.
- thinkstep AG. (2017a). *Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte - Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen - Abschlussbericht*. Leinfelden-Echterdingen.
- thinkstep AG. (2017b). *Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas - Final Report - On behalf of NGVA Europe*. Leinfelden-Echterdingen.
- thinkstep AG. (2019). *Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel - Final report - On behalf of SEA\LNG and SGMF*. Leinfelden-Echterdingen.
- UBA. (2018). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017*. Dessau-Roßlau.
- UBA. (2019a). *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018*. Dessau-Roßlau.
- UBA. (2019b). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018*. Dessau-Roßlau.
- UBA. (2020). *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2019*. Dessau-Roßlau.
- UNECE. (2019). *Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector - Monitoring, Reporting and Verification (MRV) and Mitigation - ECE ENERGY SERIES No. 65*. Genf.
- UNFCCC. (2020). *National Inventory Submissions 2020 - 2020 Annex I Party GHG Inventory Submissions - September 2020 - 1. B. 1. a. Coal mining and handling*. Von <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2020>, am 01.10.2020 abgerufen
- US EPA. (2015). *Coal Mine Methane Country Profiles*. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency in support of the Global Methane Initiative.
- VDKi. (2020). *Jahresbericht 2020 - Fakten und Trends 2019/20*. Berlin: Verein der Kohlenimporteure e.V. (VDKi).
- Verwaltung Kuzbass. (2019). *Администрация Правительства Кузбасса*. Von За 2018 год угольщики Кузбасса добыли 255,3 млн тонн угля: <https://ako.ru/news/detail/za-2018-god-ugolshchiki-kuzbassa-dobyli-255-3-mln-tonn-uglya>, am 01.10.2020 abgerufen
- Zhang et al. (2020). *Quantifying methane emissions from the largest oil-producing basin in the United States from space*. American Association for the Advancement of Science.

A Sensitivitätsanalysen

A.1 Sensitivitätsanalyse für Erdgasimporte aus Russland

Wie in Kapitel 3.3.1 erläutert, ist nach aktuellem Stand der Forschung keine Quantifizierung der Methanemissionsraten der Erdgasvorkette auf Basis einheitlicher Bottom Up- und Top Down-Messmethoden und Hochrechnungsverfahren möglich. Bei der Erfassung der Methanemissionsfaktoren durch Top Down-Messmethoden treten daher aktuell sehr große Schwankungen und Unsicherheiten auf.

Um Anhaltswerte zu liefern, wie sich unterschiedliche Methanemissionen auf die Treibhausgasemissionen der Erdgasvorkette auswirken, wird beispielhaft eine Sensitivitätsanalyse für den Import von Erdgas aus Russland (aktuell wichtigstes Erdgaslieferland für Deutschland) durchgeführt. In der Sensitivitätsanalyse wird untersucht, wie sich eine Variierung der Methanverlustrate der Erdgasförderung und -aufbereitung auf die Treibhausgasemissionen der Bereitstellung von russischem Erdgas in Deutschland auswirkt. In diese Studie geht eine Methanverlustrate von 0,049 m% (siehe Tabelle 7) ein.

Als Resultat der beiden Fachgespräche mit externen Teilnehmer*innen wurde die Variierung der Methanverlustrate mit einer erhöhten Methanverlustrate vorgenommen, die auf den Gesamtmethanemissionswerten des IEA Methane Trackers (IEA, 2020b) basiert. Hierbei ist anzumerken, dass die Methanverlustraten für Russland auf Basis des IEA Methane Trackers aus den nachfolgenden Gründen als unsicher einzustufen sind. Unsicherheiten entstehen zunächst dadurch, dass sich die Methanemissionen des IEA Methane Trackers auf die gesamte Erdgasförderung in Russland beziehen. Diese unterscheidet sich von der Förderung von Erdgas, das aus dem Norden Russlands aus vergleichsweise neuen Erdgasförderfeldern in die EU transportiert wird. Zudem nahm die IEA für die aktuelle Version des IEA Methane Trackers nach neuen Messkampagnen an der Öl- und Gasförderung in der Nordsee signifikante Abwärtskorrekturen der Methanemissionen für die norwegische und niederländische Erdgasförderung vor (siehe Kapitel 3.2.2). Die Datengrundlage des IEA Methane Trackers für die Methanemissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung in Russland („Upstream gas“) ist zudem von der IEA nicht im Detail dokumentiert.

Die im IEA Methane Tracker angegebenen Gesamtmethanemissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung von Russland beziehen sich auf das Jahr 2019. Die IEA veröffentlicht im Rahmen ihrer öffentlichen Energiestatistik ebenfalls Angaben zur jährlichen Erdgasproduktion in Russland 2019 (IEA, 2020d). Auf Grundlage der Gesamtmethanemissionen des IEA Methane Trackers über 5.908 kt im Jahr 2019 und der jährlichen Erdgasproduktion für 2019 über 28.670.436 TJ (Brennwert) aus (IEA, 2020d) wurde unter Verwendung der physikalischen Eigenschaften von Erdgas und Methan in Tabelle 4 eine Methanverlustrate bezogen auf den Methangehalt der Erdgasproduktion von 1,28 m% ermittelt. Diese Methanverlustrate ist aus den zuvor beschriebenen Gründen mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

Die Erhöhung der Methanverlustrate auf 1,28 m% bei der Erdgasförderung und -aufbereitung würde zu einer Erhöhung der Treibhausgasemissionen der Bereitstellung von russischem Erdgas von 10,5 auf 16,9 g CO₂-Äq./MJ (Heizwert) oder prozentual um ca. 61 % führen.

A.2 Sensitivitätsanalyse für LNG-Importe aus den USA

Nach aktuellem Stand der Forschung ist keine Quantifizierung der Methanemissionsraten der LNG-Vorkette auf Basis einheitlicher Bottom Up- und Top Down-Messmethoden und Hochrechnungsverfahren möglich (Erläuterung in Kapitel 4.3.1). Aus diesem Grund treten bei der Erfassung der Methanemissionsfaktoren durch Top Down-Messmethoden aktuell sehr große Schwankungen und Unsicherheiten auf.

Zur Bereitstellung von Anhaltswerten, die beschreiben, wie sich unterschiedliche Methanemissionen auf die Treibhausgasemissionen der LNG-Vorkette auswirken, wird exemplarisch eine Sensitivitätsanalyse für den Import von LNG aus den USA durchgeführt. In der Sensitivitätsanalyse wird geprüft, welche Auswirkungen die Nutzung eines Maximalwerts für die Methanverlustrate bei der Erdölförderung und -aufbereitung auf die Treibhausgasbilanz der gesamten LNG-Vorkette mit Lieferland USA hat. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie basieren auf einer Methanverlustrate der Erdgasförderung und -aufbereitung in den USA von 0,54 m% (siehe Tabelle 12).

Basierend auf den beiden Fachgesprächen mit externen Teilnehmer*innen wurde eine Sensitivitätsanalyse mit einer erhöhten Methanverlustrate auf Basis aktueller Studien zu Methanemissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung in den USA durchgeführt. Es werden die Ergebnisse dieser Studie (siehe Abbildung 11), die auf einer Methanverlustrate der Förderung und Aufbereitung von 0,54 m% und einer Aufteilung der Emissionen nach Erdölförderung und Erdgasförderung durch eine Allokation nach Energieinhalt (Heizwert) basieren, den Ergebnissen auf Basis von (Alvarez et al., 2018) gegenübergestellt.

Aus der Analyse der Datensammlung in Kapitel 4.2.2 folgt, dass die Studie (Alvarez et al., 2018) ein relevantes Beispiel für die Zusammenführung von Bottom Up- und Top Down-Analysen mit Fokus auf die Erdgasvorkette in den USA ist. (Alvarez et al., 2018) stellen ca. 60 % höhere Methanemissionen für die US-amerikanische Erdöl- und Erdgasvorkette fest als die offiziell veröffentlichten Methanemissionen der amerikanischen Umweltschutzbehörde. Für die Erdgasförderung und -aufbereitung ergibt sich für 2015 eine Methanverlustrate von 1,90 m%.

Die Methanverlustrate von 1,90 m% von (Alvarez et al., 2018) basiert jedoch auf den Gesamtmethanemissionen der Erdöl- und Erdgasindustrie, die auf die Erdgasproduktion normiert sind. Das bedeutet, dass auch die Methanemissionen, die bei Erdölförderung entstehen, auf die Erdgasproduktion bezogen werden. Zudem wird von (BGR, 2020a), wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben, kritisiert, dass in die Analysen nur wenige Messungen eingingen und Stichproben und zufällige Messungen nur in geringfügigem Maße berücksichtigt wurden. Die Methanverlustrate von 1,90 m% weist aus den genannten Gründen eine hohe Unsicherheit auf.

Die Erhöhung der Methanverlustrate von 0,54 m% auf 1,90 m% würde zu einer Erhöhung der Treibhausgasemissionen der Bereitstellung von US-amerikanischen Erdgas in Deutschland von 21,5 auf 30,0 g CO₂-Äq./MJ (Heizwert) oder prozentual um ca. 39 % führen.

A.3 Sensitivitätsanalyse für die Steinkohleförderung und -aufbereitung

Bei der Ermittlung der Treibhausgasemissionen der Steinkohlevorkette bestehen, wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, große Unsicherheiten. Um neueste Erkenntnisse der Forschung in die Ergebnisbildung aufzunehmen, wird eine Sensitivitätsanalyse am Beispiel des deutschen Steinkohleverbrauchsmix 2018 vorgenommen.

Aus der Zusammenführung der Ergebnisse von (Hmiel et al., 2020) und (Saunois et al., 2020) ergibt sich, wie in der Einführung zu Bottom Up- und Top Down-Betrachtungen erläutert (siehe Kapitel 2.4) eine Erhöhung der globalen Methanemissionen aus der Förderung und Nutzung fossiler Brennstoffe um 28 m%. Nach aktuellem Stand der Forschung ist nicht bekannt, durch welche Brennstoffe diese, bisher nicht korrekt zugeordneten Methanemissionen verursacht werden. Die Annahme, dass sich die Methanemissionen der Steinkohleförderung und -aufbereitung durch neue Messmethoden um 28 m% erhöhen, ist daher höchst unsicher.

Für die Sensitivitätsanalyse werden die in der vorliegenden Studie für den deutschen Steinkohleverbrauchsmix 2018 ermittelten Methanemissionen der Steinkohleförderung und -aufbereitung um 28 m% von 0,194 g CH₄/MJ (Heizwert) auf 0,248 g CH₄/MJ (Heizwert) erhöht.

Die Erhöhung der Methanemissionen in der Sensitivitätsanalyse führt zu einer Erhöhung der Treibhausgasemissionen der gesamten Vorkette von 9,7 auf 11,0 g CO₂-Äq./MJ (Heizwert) oder prozentual um ca. 14 %.