

ABSCHLUSSBERICHT

Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgas- vorkettenemissionen von Erdgas

Auftraggeber (AG): Zukunft ERDGAS GmbH
Dr. Timm Kehler
Dr. Norbert Azuma-Dicke
Verena Friedl
Neustädtische Kirchstraße 8
D-10117 Berlin

Auftragnehmer (AN): DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Fachgebiet: Gasnetze/Gasanlagen
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig

Projektbearbeitung: Gert Müller-Syring
Tel.: +49 341 24571-29
Fax: +49 341 24571-36
E-Mail: gert.mueller-syring@dbi-gruppe.de

Charlotte Große
Tel.: +49 341 24571-49
E-Mail: charlotte.grosse@dbi-gruppe.de

Josephine Glandien
Tel.: +49 341 24571-80
E-Mail: josephine.glandien@dbi-gruppe.de

Melanie Eyßer
Tel.: +49 341 24571-80
E-Mail: melanie.eysser@dbi-gruppe.de

Projektlaufzeit: 30.05.2016 bis 15.12.2016
Berichtszeitraum: 01.09.2016 bis 15.12.2016

Leipzig, 15.12.2016


Gert Müller-Syring


Charlotte Große

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VII
1. Einleitung	1
2. Ziel und Untersuchungsrahmen	2
2.1 Ziele der CF-Studie	2
2.1.1 Beabsichtigte Anwendung	2
2.1.2 Gründe für die Durchführung der CF-Studie	2
2.1.3 CF-Kommunikation und Zielgruppe	2
2.2 Untersuchungsrahmen	3
2.2.1 Definition des Produktsystems	3
2.2.2 Definition der funktionellen Einheit	4
2.2.3 Definition der Systemgrenzen	4
2.2.3.1 System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“	5
2.2.3.2 System „Erdgas verteilt in Deutschland“	8
2.2.4 Allokationsverfahren.....	9
2.2.5 Wirkungskategorien und Methode für die Wirkungsabschätzung und die anzuwendende Auswertung	9
2.2.5.1 Wirkungskategorien	9
2.2.5.2 Methode der Wirkungsabschätzung	10
2.2.5.3 Methoden der Auswertung	10
2.2.6 Anforderungen an die Daten und die Datenqualität	10
2.2.7 Annahmen und Einschränkungen.....	12
2.2.7.1 Annahmen	12
2.2.7.2 Einschränkungen	12
2.2.8 Art der Kritischen Prüfung	12
3. Sachbilanz	13
3.1 Datenerhebung.....	13
3.1.1 Allgemeine Hinweise	13
3.1.2 Deutschland	14
3.1.2.1 Produktion.....	14
3.1.2.2 Aufbereitung	15
3.1.2.3 Transport, Speicherung und Verteilung.....	17
3.1.3 Niederlande.....	18
3.1.3.1 Produktion.....	18
3.1.3.2 Aufbereitung	19
3.1.3.3 Transport, Speicherung und Verteilung.....	19
3.1.4 Norwegen.....	20

3.1.4.1	Produktion.....	20
3.1.4.2	Aufbereitung und Transport bis zur Grenze von Zentral-EU	20
3.1.5	Russland	21
3.1.5.1	Produktion und Aufbereitung	21
3.1.5.2	Transport bis zur Grenze von Zentral-EU	22
3.1.6	Erdgas-Versorgungsstruktur.....	23
3.2	Datenvalidierung/ Einschätzung der Datenqualität	25
3.2.1	Deutschland	25
3.2.1.1	Produktion.....	25
3.2.1.2	Aufbereitung	26
3.2.1.3	Transport, Speicherung und Verteilung.....	27
3.2.2	Niederlande.....	28
3.2.3	Norwegen.....	29
3.2.4	Russland	30
3.2.5	Erdgas-Versorgungsstruktur.....	35
3.3	Ergebnisse für die THG-Emissionen von Erdgas.....	35
3.3.1	Erdgas verteilt in Zentral-EU	36
3.3.1.1	Alle Erdgasproduzenten	36
3.3.1.2	Spezifische Erdgasproduzenten.....	38
3.3.2	Erdgas verteilt in Deutschland.....	39
4.	Wirkungsabschätzung	40
4.1	Treibhauspotenzial	40
4.2	Umrechnung der Ergebnisse in CO ₂ -Äquivalente	41
4.2.1	Erdgas verteilt in Zentral-EU	41
4.2.1.1	Alle Erdgasproduzenten	42
4.2.1.2	Spezifische Erdgasproduzenten.....	44
4.2.2	Erdgas verteilt in Deutschland.....	48
5.	Interpretation und Auswertung	50
5.1	Identifikation signifikanter Parameter.....	50
5.1.1	Anteil der verschiedenen Treibhausgase am Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird	50
5.1.2	Einfluss der aktualisierten Daten auf den gesamten Carbon Footprint im Vergleich zu den Ergebnissen der EXERGIA-Studie.....	51
5.1.2.1	Deutschland.....	51
5.1.2.2	Niederlande	53
5.1.2.3	Norwegen	54
5.1.2.4	Russland.....	55
5.1.3	Einfluss des GWP den gesamten Carbon Footprint.....	55
5.2	Abschließende Beurteilung der verwendeten Daten	57
6.	Zusammenfassung und Ausblick.....	60

Literaturverzeichnis	62
Anhang	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteil verschiedener Lieferländer an der Erdgasversorgung von Zentral-EU 2012...	5
Abbildung 2: System "Erdgas verteilt in Zentral-EU"	6
Abbildung 3: System "Erdgas verteilt in Deutschland"	9
Abbildung 4: Energieeinsparmaßnahmen der russischen Gasbetreiber	32
Abbildung 5: Vergleich der Informationen von verschiedenen Quellen bezüglich Methanemissionen der russischen Gasindustrie	33
Abbildung 6: Vergleich der Methanemissionen für den ukrainischen Korridor mit Daten ukrainischer Netzbetreiber	35
Abbildung 7: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird [gCO ₂ e/GJ]	43
Abbildung 8: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird [gCO ₂ e/kWh].....	44
Abbildung 9: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird	45
Abbildung 10: Carbon Footprint von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird	46
Abbildung 11: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird	47
Abbildung 12: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird	48
Abbildung 13: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird (mit angepassten Längen).....	49
Abbildung 14: Anteil der verschiedenen THG am gesamten Carbon Footprint.....	50
Abbildung 15: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	52
Abbildung 16: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	53
Abbildung 17: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	54
Abbildung 18: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	55
Abbildung 19: Analyse des Einflusses verschiedener GWP ₁₀₀ -Werte des IPCC AR5 auf den CF von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird.....	56

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wirkungskategorie, Wirkungsabschätzungsmodell und Wirkungskategorieindikator	10
Tabelle 2:	Eingangsdaten Produktion - Deutschland.....	15
Tabelle 3:	Spezifischer Energiebedarf der Gasaufbereitung	15
Tabelle 4:	Spezifischer Energiebedarf der Gasaufbereitung – mit Allokation eines Teils des Energiebedarfs zur Schwefelproduktion	16
Tabelle 5:	Eingangsdaten Aufbereitung - Deutschland	16
Tabelle 6:	Diffuse CO ₂ -Emissionen bei der Gasaufbereitung - Deutschland	17
Tabelle 7:	Eingangsdaten Transport & Verteilung - Deutschland	18
Tabelle 8:	Gasmenge welche nach Europa transportiert wird	23
Tabelle 9:	Vergleichsdaten Produktion - Deutschland.....	25
Tabelle 10:	Vergleichsdaten Aufbereitung - Deutschland.....	26
Tabelle 11:	Vergleichsdaten diffuse CO ₂ -Emissionen der Gasaufbereitung - Deutschland	27
Tabelle 12:	Datenvalidierung Transport & Verteilung - Deutschland	28
Tabelle 13:	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in Tonne Kohleäquivalent/ (10 ⁶ m ³ -km)	30
Tabelle 14:	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in kJ/t	31
Tabelle 15:	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in Tonne Kohleäquivalent/ (10 ⁶ m ³ -km)	31
Tabelle 16:	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in m ³ /(10 ⁶ m ³ -km) und J/(J·km)	32
Tabelle 17:	THG-Emissionen von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird.....	37
Tabelle 18:	THG-Mengen über den Produktlebensweg von Erdgas, welches in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland produziert wird – Beispiel für das Jahr 2014.....	38
Tabelle 19:	THG-Emissionen von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird	39
Tabelle 20:	Übersicht über die in der Studie angewendeten relativen Treibhauspotenziale (GWP)	41
Tabelle 21:	Übersicht über die angewendeten Äquivalenzfaktoren für indirekte Treibhausgase	41
Tabelle 22:	Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird	42
Tabelle 23:	Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, aufgeschlüsselt nach Produktionsland (Beispiel für 2014)	44
Tabelle 24:	Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird (mit angepassten Längen).....	48
Tabelle 25:	Zusammenfassung Beurteilung der Datenqualität	58
Tabelle 26:	Beispielrechnung Relevanz der Speicherung von Erdgas hinsichtlich des Ergebnisses für den CF von Erdgas.....	71
Tabelle 27:	Umrechnung der BVEG Daten zu den Emissionen der Sauergasaufbereitung in die für GHGenius notwendigen Eingangsdaten.....	72

Tabelle 28:	Ermittlung der THG-Emissionen beim Gastransport in der Ukraine	84
Tabelle 29:	Validierung der Daten für den ukrainischen Korridor	85
Tabelle 30:	Erdgasversorgungsstruktur in Zentral-EU and Germany 2012 – 2014 in Mio.m ³	86
Tabelle 31:	Anteil der russischen Erdgasexporte nach Zentral-EU bzw. Deutschland 2012-2014.....	88

Abkürzungsverzeichnis

AR	Assessment Report (Sachstandsbericht)
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geenergie e.V. (Deutschland)
CCFB	Climate Carbon Feedback (Klima-Rückkopplung auf Kohlenstoffkreislauf)
CF	Carbon Footprint (CO ₂ -Bilanz)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	CO ₂ equivalent (CO ₂ -Äquivalenzwert)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GDR(M)A	Gasdruckregel(mess-)anlagen
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IfEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IOGP	International Association of Oil & Gas Producers
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change ("Weltklimarat")
ISO	International Standard Organisation (Internationale Organisation für Normung)
LCA	Life Cycle Assessment (Ökobilanz)
LDC	Least Developed Countries (am wenigsten entwickelte Länder)
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
NGVA	Natural & bio Gas Vehicle Association
NIR	Nationaler Inventarreport
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
THG	Treibhausgas
T&S	Transport and Storage (Transport und Speicherung)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)
VOC	Volatile Organic Compounds (flüchtige organische Verbindungen)
WTT	Well-to-tank (sinngemäß: vom Bohrloch bis zum Tank)
Zentral-EU	Zentral-Europa

1. Einleitung

Zahlreiche wissenschaftliche Studien stufen Erdgas als den umweltfreundlichsten der fossilen Energieträger ein, wenn es um den Vergleich von Treibhausgas (THG)- Emissionen geht. In der aktuellen Diskussion werden die Treibhausgasvorkettenemissionen jedoch immer wieder in Frage gestellt. Eine Studie, die sich mit den THG-Emissionen im Bereich Well-to-Tank (WTT) befasst, also welche auf den Lebenswegabschnitten Produktion, Aufbereitung, Transport und Verteilung von Erdgas sowie bei der Betankung von Erdgasfahrzeugen entstehen, wurde von der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben, durch das griechische Institut EXERGIA durchgeführt und im Juli 2015 veröffentlicht (vgl. [1]). Sie wird nachfolgend als EXERGIA-Studie bezeichnet. Die EXERGIA-Studie kommt zu erheblich höheren Vorkettenemissionen als bisherige Untersuchungen wie z.B. die der JEC¹ von 2013 (vgl. [2]). Kritische Analysen (z.B. BDEW (vgl. [3]), DNV-GL (vgl. [4]), ifeu (vgl. [5])) kommen allerdings zu dem Schluss, dass die EXERGIA-Studie zum Teil auf veralteten Daten bzw. Schätzwerten beruht und einige methodische Schwachstellen besitzt. Zudem mangelt es der EXERGIA-Studie an Transparenz bezüglich der durchgeführten Berechnungen, wodurch die Nachvollziehbarkeit gemindert wird.

Vor diesem Hintergrund und der zunehmenden politischen Bedeutung der Treibhausgasemissionen von Energieträgern wurde eine Studie zur Bestimmung des Carbon Footprints² (CF) von Erdgas von der Produktion bis zur Verteilung in Zentral-Europa (Zentral-EU)³ in Auftrag gegeben, welche zusätzlich zu öffentlich verfügbaren Daten auf zur Verfügung gestellten aktuellen Industriedaten basiert. Die Studie berücksichtigt die Anforderungen an eine Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040 [6] und der DIN EN ISO TS 14067 [7] und beinhaltet die vier Bestandteile einer Ökobilanz: Ziel- und Untersuchungsrahmen, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Interpretation. ISO-Konformität kann vollständig erreicht werden, sobald eine kritische Prüfung durch Dritte erfolgt ist.

Ziel der vorliegenden Studie ist die Ermittlung des CF von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, basierend auf aktuell bestverfügbaren Daten. Dies wird in Kapitel 2 ausführlich erläutert. Die Ergebnisse werden mit denen der EXERGIA-Studie verglichen. Der Fokus für die Recherche von aktuell bestverfügbaren Daten liegt auf den drei Haupt-Lieferländern für Zentral-EU (Niederlande, Norwegen und Russland) sowie auf Deutschland, als größtem Konsumenten von Erdgas in Zentral-EU. Die für diese vier Länder relevanten Eingangsdaten zur Berechnung des CF werden in der Sachbilanz (Kapitel 3) beschrieben. Des Weiteren enthält das Kapitel 3 eine Auflistung der Treibhausgas (THG)- Emissionen, welche auf den Lebenswegabschnitten Produktion, Aufbereitung und Transport und Verteilung von Erdgas entstehen. Im Zuge der Wirkungsabschätzung werden die Auswirkungen auf die einzige Wirkungskategorie, den Klimawandel, präsentiert (Kapitel 4). Anschließend werden die Ergebnisse in Kapitel 5 interpretiert und ausgewertet.

Das Projekt wurde von der Zukunft ERDGAS GmbH in Auftrag gegeben und koordiniert und von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig durchgeführt.

¹ Die JEC ist ein Zusammenschluss von drei Organisationen: dem Joint Research Centre der Europäischen Kommission (Institut für Energie und Transport), EUCAR (European Council for Automotive Research and Development) und CONCAWE (Oil Companies' European Organisation for Environment, Health and Safety) [66].

² Der CF ist die „Summe der emittierten Treibhausgasmengen (...) in einem Produktsystem angegeben als CO₂-Äquivalent und beruhend auf einer Ökobilanz unter Nutzung der einzigen Wirkungskategorie Klimawandel“ [7 S. 13].

³ Die Region Zentral-EU umfasst nach Definition durch Exergia folgende Länder: Belgien, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechische Republik, Ungarn [1 S. 322].

2. Ziel und Untersuchungsrahmen

2.1 Ziele der CF-Studie

2.1.1 Beabsichtigte Anwendung

Ziel einer CF-Studie ist es, „...durch Quantifizierung aller wesentlichen emittierten und entzogenen THG-Mengen im Verlauf des Produktlebensweges den potentiellen Beitrag des betrachteten Produktes zur Erderwärmung zu berechnen, angegeben als CO₂-Äquivalent (CO₂e).“ [7 S. 35].

Ziel dieser Studie ist es, den CF von Erdgas von der Quelle bis zu einem definierten Einsatzort zu bestimmen. Dadurch wird ein CF ermittelt, der auf aktuellen und den besten öffentlich verfügbaren Daten basiert. Die Ermittlung des CF erfolgt dabei unter Beachtung der DIN EN ISO 14040 [6] bzw. der Richtlinie DIN CEN ISO TS 14067 [7]. Es wird ein Bericht erstellt, der die Treibhausgasemissionen von Gewinnung, Aufbereitung und Transport, Speicherung und Verteilung von Erdgas in der Region Zentral-EU⁴ darstellt.

Auf diese Weise trägt die Studie dazu bei, dass eine vergleichende Bewertung der erarbeiteten CF Ergebnisse mit anderen Studien, insbesondere der EXERGIA-Studie, möglich wird. Des Weiteren wurde eine Verbesserung der vorhandenen Datenbasis angestrebt.

2.1.2 Gründe für die Durchführung der CF-Studie

Die EXERGIA-Studie kommt bezüglich der ökologischen Bewertung von Erdgas zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen im Vergleich zu bislang vorliegenden Studien (z.B. JEC 2013 (vgl. [2])), die seitens der Gaswirtschaft angezweifelt werden. Die Diskrepanzen ergeben sich durch die Verwendung verschiedener Berechnungsmodelle und Annahmen, einer unterschiedlicher Datenbasis und teilweise abweichender Systemgrenzen. Es ist fraglich, ob und in welchem Maße vorhandene Studien die internationalen Standards für CF-Studien und Ökobilanzen berücksichtigen. Die neue Untersuchung soll Schwachstellen identifizieren und beheben, eine verbesserte öffentlich verfügbare Datenbasis zur Berechnung des CF heranziehen und die Ergebnisse mit denen der EXERGIA-Studie vergleichen.

2.1.3 CF-Kommunikation und Zielgruppe

Die Ergebnisse der Studie sollen an die Europäische Kommission (insbesondere an die Generaldirektionen Energie, Transport und Verkehr und Klimapolitik) kommuniziert werden. Weitere Zielgruppen sind die interessierte Fachöffentlichkeit und die Politik sowie die am Projekt beteiligten Unternehmen.

4 Definition in Abschnitt 2.2.3

2.2 Untersuchungsrahmen

2.2.1 Definition des Produktsystems

Das Produktsystem wird an dieser Stelle zunächst grundlegend erläutert, im Abschnitt 2.2.3 erfolgt eine detaillierte Beschreibung und es wird dargestellt, welche Elemente nicht näher betrachtet werden. Im vorliegenden Bericht besteht das Produktsystem aus den einzelnen Lebenswegabschnitten (bzw. Stufen der Wertschöpfungskette) von Erdgas.

Erdgasförderung

Erdgas kann in Verbindung mit Erdöl auftreten oder es liegt eine reine Gaslagerstätte vor. Wird im Zuge einer Erkundungsbohrung ein Erdgasvorkommen gefunden, wird eine Produktionsbohrung durchgeführt, welche die Förderung von Erdgas ermöglicht. Die Förderung ist unterschiedlich aufwendig, je nachdem ob es sich um konventionelles Erdgas oder unkonventionelles Erdgas (z.B. Schiefergas) handelt und ob die Lagerstätte an Land (onshore) oder im Meer (offshore) liegt.

Erdgasaufbereitung

Das geförderte Erdgas besteht aus verschiedensten Bestandteilen (Methan, Propan, Butan, CO₂, Schwefelwasserstoff, Wasser, u.a.). Einige dieser Bestandteile (insbesondere Wasser und Schwefelwasserstoff) müssen entfernt werden, damit keine operativen Probleme entstehen (z.B. die Degradation von Erdgasleitungen) [8]. Andere Bestandteile (insbesondere CO₂) werden entfernt, um einen bestimmten Brennwert des Gases einzustellen, der für das Funktionieren der Endgeräte sowie weiterer Verwendungspfade von Bedeutung ist. Die Gasaufbereitung erfolgt unter Anwendung verschiedener Prozesse, wie z.B. Trocknung und Abtrennung von Kondensaten.

Erdgastransport

Der Transport von Erdgas, von der Produktionsstätte bis auf die regionale Ebene, kann über Hochdruckrohrleitungen oder in verflüssigter Form als LNG (liquefied natural gas) erfolgen. Da der Druck des Gases beim Pipelinetransport durch Reibung entlang der Leitung kontinuierlich abnimmt, befinden sich an den Transportleitungen i.d.R. Verdichterstationen im Abstand von ca. 100 bis 150 km, um den Druck wieder anzuheben.

Erdgasspeicherung

Zum Ausgleich saisonaler Schwankungen oder von temporären Spitzenlasten kann Erdgas in sog. Untergrundgasspeichern (UGS) zwischengespeichert werden. Es dominieren zwei Typen von UGS: die Porenspeicher und die Kavernenspeicher. Im Fall von Porenspeichern (ehemalige Erdgaslagerstätten oder Aquifere) wird Erdgas in den Poren eines porösen Gesteins gespeichert, welches von einem Deckgestein so umschlossen ist, dass das Erdgas nicht entweichen kann. Bei Kavernenspeichern befindet sich das Erdgas in einem abgeschlossenen Hohlraum im Salzgestein. Neben den UGS gibt es auch Obertagespeicher.

Erdgasverteilung

Im Gegensatz zu Verdichtern sind Gasdruckregel(-mess)anlagen (GDR(M)A) für die Druckreduzierung zuständig. Diese sind z.B. bei der Übergabe des Gases zwischen verschiedenen Netzebenen erforderlich. Weitere Aufgaben von GDR(M)A sind die Mengenmessung, die Erdgasvorwärmung sowie die Odorierung. Im Zuge der Druckreduzierung kühlt sich das Erdgas ab (Joule-Thompson-Effekt), weshalb die Temperatur des Erdgases vorher in einer Vorwärmanlage erhöht wird. Die Odorierung des Erdgases erfolgt, da Erdgas geruchslos ist und ohne die Versetzung des Erdgases

mit einem Geruchsstoff keine Gasaustritte wahrgenommen werden können. Auf regionaler und kommunaler Ebene wird das Erdgas im Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetz verteilt und auf diese Weise die Kunden versorgt. Die Verwendung von Erdgas erfolgt im Wärmemarkt (Wärmeerzeugung für Haushalte, das Gewerbe sowie den Dienstleistungssektor und Prozesswärme in Industriebetrieben), zur Stromerzeugung, der stofflichen Nutzung z.B. in der Chemieindustrie und in geringem Maße im Transportsektor. Folglich werden neben Kraftwerken, Industrie- und Haushaltskunden auch spezielle Tankstellen mit Erdgas versorgt.

2.2.2 Definition der funktionellen Einheit

Nachfolgend wird als funktionelle Einheit stets ein Gigajoule (GJ) auf regionaler Ebene verteilten Erdgases betrachtet. Dies umfasst die Versorgung von Endkunden in Städten und Gemeinden, als auch der Industrie und partiell von Kraftwerken, die jedoch oft an das Gas-Hochdrucknetz angeschlossen sind und so das Gasverteilnetz nicht in Anspruch nehmen. Die Bereitstellung von Erdgas als Treibstoff wird in der funktionellen Einheit nicht betrachtet. Gründe dafür werden im folgenden Abschnitt 2.2.3 erläutert.

2.2.3 Definition der Systemgrenzen

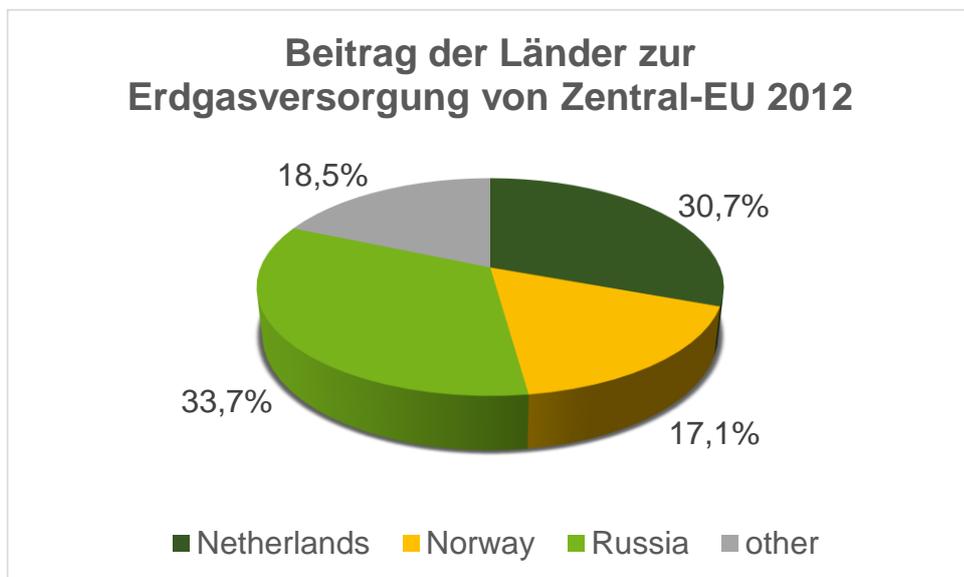
Die EXERGIA-Studie unterteilt Europa in vier Regionen: Zentral-Europa, Nord-Europa, Süd-West-Europa und Süd-Ost-Europa (vgl. [1 S. 102]). In der vorliegenden Studie wird nur die Region Zentral-EU näher betrachtet, welche nach Definition durch EXERGIA [1 S. 322] folgende Länder umfasst:

- Belgien
- Deutschland
- Estland
- Lettland
- Litauen
- Luxemburg
- Niederlande
- Österreich
- Polen
- Slowakei
- Tschechische Republik
- Ungarn

Innerhalb dieser Studie werden die Eingangsdaten für die Berechnung des CF von Erdgas aus den Hauptlieferländern für Zentral-EU (Niederlande, Norwegen, Russland) sowie Deutschland als größtem Konsumenten und bedeutendem Transitland in Zentral-EU neu bewertet, da sie den größten Anteil an der Versorgung von Zentral-EU haben und somit den größten Einfluss auf die Berechnung besitzen (Abbildung 1).

Für die nachfolgenden Betrachtungen sind demnach zwei verschiedene Systemgrenzen relevant: „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ und „Erdgas verteilt in Deutschland“.

Abbildung 1: Anteil verschiedener Lieferländer an der Erdgasversorgung von Zentral-EU 2012



Quelle: Eigene Darstellung DBI basierend auf [9]

Für alle weiteren liefernden bzw. konsumierenden Länder in Zentral-EU sowie alle Daten im Zusammenhang mit LNG, welche für die Berechnung des CF notwendig sind, werden die Daten der EXERGIA-Studie verwendet, wie sie im Modell GHGenius⁵ enthalten sind.

2.2.3.1 System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“

Zur Bilanzierung des CF von Erdgas wird das System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ betrachtet (Abbildung 2).

⁵ Das Modell wird ausführlich in Abschnitt 2.2.5.2 vorgestellt.

Abbildung 2: System "Erdgas verteilt in Zentral-EU"



Quelle: Eigene Darstellung DBI basierend auf [10]

Das System beinhaltet die folgenden Lebenswegabschnitte:

- 1.) Produktion und Aufbereitung von Erdgas
- 2.) Transport bis zur Außengrenze von Zentral-EU
- 3.) Transport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU

Die Lebenswegabschnitte werden nachfolgend näher erläutert.

1.) Produktion und Aufbereitung von Erdgas

Innerhalb dieser Studie werden für die Hauptlieferländer für Zentral-EU (Niederlande, Norwegen, Russland) sowie Deutschland aktualisierte Daten für die Gasproduktion und Aufbereitung recherchiert. Für alle weiteren Produzenten für die Region Zentral-EU werden die Daten der EXERGIA-Studie, wie im GHGenius-Modell enthalten⁶, genutzt. Unkonventionell gefördert Erdgas (Schiefergas) ist kein Gegenstand dieser Studie.

Treibhausgasemissionen werden bei der Gasproduktion durch Hilfsenergiebedarf (Verbrennung von Kraftstoffen), diffuse⁷ Methan (CH₄)-Emissionen und diffuse CO₂-Emissionen verursacht. Energie wird besonders in Form von Gas und Strom zum Antrieb der auf den Produktionsstätten befindlichen Verdichter benötigt. THG-Emissionen (hauptsächlich CO₂) entstehen zum einen bereits während der Produktion des elektrischen Stroms, zum anderen durch die Verbrennung von Erdgas. Des Wei-

⁶ In der Version und mit dem Datensatz, der für die EXERGIA-Studie verwendet wurde (siehe Abschnitt 2.2.5.2).

⁷ Der Begriff „diffuse Emissionen“ wird in der Literatur unterschiedlich verwendet. In Anlehnung an die IPCC Guidelines (vgl. [68 S. 4.32]) sind an dieser Stelle alle Emissionen mit Ausnahme der bei der Verbrennung von Kraftstoffen entstehenden Emissionen gemeint.

teren gibt es Fackelemissionen (hauptsächlich CO₂), welche durch Abfackelung von nicht kosteneffizient nutzbarem Erdgas entstehen. Die Fackelemissionen werden analog der Vorgehensweise in der EXERGIA-Studie im vorliegenden Bericht der Kategorie Energiebedarf zugerechnet. Das heißt, die Menge an abgefackeltem Erdgas wird erfasst und in die Menge des zur Produktion von Erdgas benötigten Gases eingerechnet.

Weiterhin entstehen bei der Förderung von Erdgas diffuse CH₄-Emissionen durch kleine Undichtigkeiten an den eingesetzten Maschinen und Leitungen.

Für die Gasaufbereitung kommen verschiedene Prozesse (z.B. Gastrocknung, Abtrennung von Kondensaten) zum Einsatz, welche zum einen Energie benötigen und zum anderen zu diffusen CH₄ aber auch diffusen CO₂-Emissionen führen.

Als Quelle für diffuse CO₂-Emissionen ist besonders die Sauergasaufbereitung zu nennen. Bei der Sauergasaufbereitung wird Schwefelwasserstoff aus dem Erdgas abgeschieden und in elementarem Schwefel umgewandelt, welcher anschließend als verkaufsfähiges Produkt zur Verfügung steht. Während des Prozesses entstehendes CO₂ wird ebenfalls abgetrennt und an die Atmosphäre abgegeben.

2.) Transport bis zur Außengrenze von Zentral-EU

Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, kann der Transport von Erdgas über Rohrleitungen oder in der Form von LNG erfolgen. Innerhalb dieser Studie werden lediglich Daten für den Transport über Rohrleitungen recherchiert, für LNG bleiben die Daten bestehen, wie sie das Model GHGenius im Originalzustand⁶ enthält, da dieser Bereitstellungspfad nicht Gegenstand des Projekts war. Der Bereich LNG soll in nachfolgenden Studien näher untersucht werden (z.B. NGVA⁸-Studie „Greenhouse Gas Intensity Study on Natural Gas“).

Des Weiteren werden innerhalb dieser Arbeit in Analogie zur EXERGIA-Studie der Transport von einem Produktionsland bis zur EU-Außengrenze und der Transport innerhalb Zentral-Europas getrennt betrachtet.

Beim Gastransport entstehen THG-Emissionen durch Energiebedarf und durch diffuse Methanemissionen. Für die Verdichter muss Energie aufgewendet werden, um den Druck wieder anzuheben, der durch die Rohrreibung abnimmt. Die Verdichterantriebsmaschinen werden zumeist direkt mit Erdgas aus der Leitung gespeist, können aber auch einen elektrischen Antrieb besitzen. Diffuse Methanemissionen entstehen besonders an den Dichtungssystemen der Verdichter sowie an auf den Transportleitungen befindlichen Absperrstationen. Des Weiteren kommt es zur geplanten Ausblasung von Rohrleitungsabschnitten bei Reparaturmaßnahmen. Dieses Vorgehen ist notwendig, um die Sicherheit bei Reparaturmaßnahmen zu gewährleisten.

Einige Rohrleitungen, wie beispielsweise die Nord-Stream und auch alle norwegischen Exportleitungen, verlaufen offshore und besitzen keine Zwischenverdichterstationen entlang der Leitung. Das Gas wird mit ausreichend hohem Druck in die Leitung eingespeist, sodass bis zum Erreichen der europäischen Grenze keine weitere Verdichtung notwendig ist.

3.) Transport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU

Der Transport innerhalb Zentral-EU erfolgt auf die gleiche Weise wie außerhalb. Auch die Quellen für THG-Emissionen sind die gleichen.

⁸ NGVA = Natural & bio Gas Vehicle Association.

Die Speicherung von Erdgas findet im betrachteten System nur innerhalb von Zentral-Europa statt. Im Transportnetz erfolgt die Speicherung in Untergrundgasspeichern. Zur Einspeicherung wird das Gas auf Drücke von bis zu 200 bar verdichtet. THG-Emissionen entstehen wiederum besonders durch den Antrieb der Verdichter und auch durch diffuse Methanemissionen an deren Dichtungen.

Auch im Verteilnetz gibt es in einigen Ländern (z.B. Deutschland) Speicher. Hierbei handelt es sich überwiegend um Obertagespeicher mit geringen Drücken (ca. 10-20 bar). Sie können ebenfalls diffuse Methanemissionen verursachen.

Das Gasverteilnetz besteht aus Rohrleitungen unterschiedlicher Materialien, welche allerdings wesentlich geringere Druckstufen als die Transportleitungen aufweisen (20 mbar bis 25 bar). Zur Reduzierung des Drucks aus den Transportleitungen werden Gasdruckregel(mess-)anlagen (GDR(M)A) eingesetzt. Sowohl die Rohrleitungen als auch die Anlagen der Gasverteilnetze sind Quellen für diffuse Methanemissionen.

Energiebedarf besteht im Verteilnetz vorwiegend für die teilweise in den GDR(M)A enthaltenen Vorwärmanlagen, welche Gas erwärmen, bevor es sich bei Druckreduzierung abkühlt (Joule-Thompson Effekt). Es ist anzunehmen, dass die Vorwärmenergie von GDR(M)A im Verteilnetz keinen signifikanten Anteil zum gesamten Carbon Footprint beiträgt und die Beschaffung von ausreichend repräsentativen Daten mit sehr hohem Aufwand verbunden ist. Der Energiebedarf von GDR(M)A im Verteilnetz wird daher als Abschneidekriterium definiert.

4.) Treibstoffbereitstellung

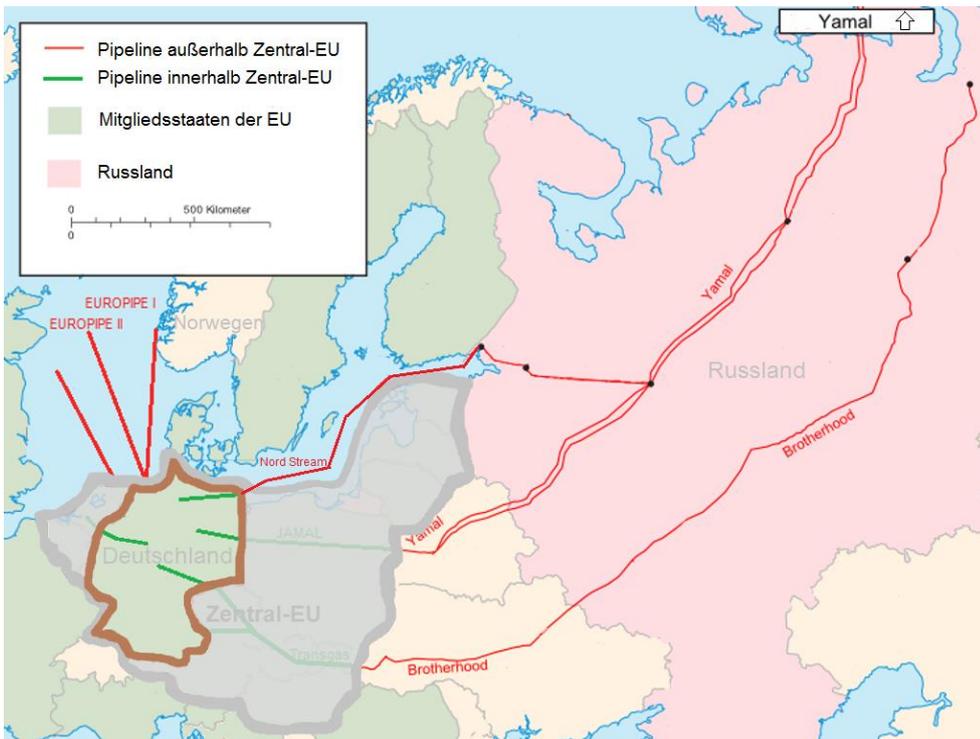
Die Bereitstellung von Erdgas an Erdgastankstellen wird in der vorliegenden Studie nicht betrachtet, da nur ca. 0,4 % des in Europa verwendeten Erdgases⁹ im Transportsektor genutzt werden [11]. Andere Anwendungen, wie der Wärme- oder Strommarkt, sind von wesentlich höherer Bedeutung. Da Erdgas für diese Anwendungen entweder aus dem Transport- oder dem Verteilnetz entnommen wird, endet die Systemgrenze für das System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ bereits beim oben genannten Punkt 3.).

2.2.3.2 System „Erdgas verteilt in Deutschland“

Das System „Erdgas verteilt in Deutschland“ besteht aus denselben Lebenswegabschnitten wie das System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“, jedoch wird die spezifische Versorgungsstruktur Deutschlands sowie der deutsche Strommix und die für Deutschland relevante Effizienz der Stromerzeugung bei der Kalkulation des CF angenommen, um gezielt die Erdgasbereitstellung in Deutschland abzubilden. Der Strommix und die Effizienz der Stromerzeugung werden hierzu so angenommen, wie sie in GHGenius enthalten sind. In diesem Bereich sind jedoch Anpassungen nötig, die die aktuellen Gegebenheiten widerspiegeln. Dies wird Gegenstand nachfolgender Projekte sein. Abbildung 3 stellt das System „Erdgas verteilt in Deutschland“ grafisch anhand eines Kartenausschnitts dar.

⁹ Angabe aus dem Jahr 2014 für die EU-28, die Türkei und die Schweiz.

Abbildung 3: System "Erdgas verteilt in Deutschland"



Quelle: Eigene Darstellung DBI basierend auf [10]

2.2.4 Allokationsverfahren

Allokationsverfahren im Sinne einer Ökobilanz sind Zuordnungsverfahren, die notwendig werden, sobald bei Prozessen verschiedene verwertbare Produkte erzeugt werden, jedoch im ökobilanziellen System nur ein Teil dieser Produkte betrachtet wird. Diese Vorgehensweise entspricht der ISO-Norm und ist allgemein akzeptiert. [12 S. 11]

Zur Ermittlung des Anteils der Erdgasproduktion an der gesamten Erdöl- und Erdgasproduktion erfolgt eine Allokation nach Energieinhalt. Das bedeutet, dass der gesamte Energiebedarf, bzw. die gesamten Emissionen der Öl- und Gasproduktion, anhand der produzierten Menge an Öl- und Gas aufgeteilt werden. Die produzierte Menge muss dafür in einer energiebezogenen Einheit (z.B. J oder Wh) gegeben sein.

2.2.5 Wirkungskategorien und Methode für die Wirkungsabschätzung und die anzuwendende Auswertung

2.2.5.1 Wirkungskategorien

Von den einzelnen Lebenswegabschnitten können unterschiedliche Umweltauswirkungen ausgehen. Diese Auswirkungen müssen bei der Wirkungsabschätzung der Schadstoffbewertung berücksichtigt werden. Ziel der Wirkungsabschätzung ist die Untersuchung bestimmter Wirkungskategorien (Umweltauswirkungen der erhobenen Daten). Diese Informationen gehen in die Bewertung ein.

Gemäß der DIN CEN ISO TS 14067 ist die einzige relevante Wirkungskategorie, bei der Erstellung einer CF-Studie, der Klimawandel. [7 S. 74]

Tabelle 1: Wirkungskategorie, Wirkungsabschätzungsmodell und Wirkungskategorieindikator

Wirkungskategorie	Wirkungsabschätzungsmodell	Wirkungskategorieindikator
Klimawandel	Werte des 4. Sachstandsberichts des Weltklimarates (IPCC)	g CO ₂ -Äquivalent (gCO _{2e})

2.2.5.2 Methode der Wirkungsabschätzung

Um die Vergleichbarkeit der in dieser Studie ermittelten Ergebnisse mit denen der EXERGIA-Studie zu gewährleisten, wird der CF mit Hilfe des Modells GHGenius bestimmt. Das Modell ist online frei verfügbar (<http://www.ghgenius.ca/>). Da es sich um ein auf Kanada zugeschnittenes Modell handelt, wurde es im Rahmen der EXERGIA-Arbeiten angepasst.

Die angepasste Version ist nicht frei verfügbar, wurde aber innerhalb eines Beratungsvertrags mit der Entwicklerfirma (S&T)²-Consultants zur Verfügung gestellt. Für die vorliegende Studie wird damit GHGenius 4.03 genutzt, dieselbe Version, die auch für die EXERGIA-Studie zum Einsatz kam.

In der vorliegenden Studie werden andere Bezeichnungen genutzt, als in GHGenius definiert. Eine Zuordnung der verwendeten Bezeichnungen zu denen von GHGenius ist in Anlage 1 gegeben.

2.2.5.3 Methoden der Auswertung

Die Auswertung wird entsprechend den Anforderungen der DIN CEN ISO TS 14067 Abschnitt 6.6 [7 S. 62] durchgeführt. Sie umfasst:

- Eine Identifizierung der signifikanten Parameter in Übereinstimmung mit der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung
- Eine Beurteilung, die die Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzüberprüfungen berücksichtigt
- Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen.

Zur Auswertung der Ergebnisse wird eine Ergebnistabelle mit den erarbeiteten Werten für den CF von Erdgas erstellt. Es werden die Jahre 2012 bis 2014¹⁰ für Deutschland und Zentral-EU berücksichtigt. Es erfolgt ein Vergleich mit den Ergebnissen der EXERGIA-Studie.

2.2.6 Anforderungen an die Daten und die Datenqualität

Als zentrale Anforderungen an alle Datenquellen gelten Belastbarkeit, Aktualität und Transparenz. Die Datenqualität wird nach den Erfordernissen der DIN CEN ISO TS 14067 [7 S. 41, 42] durch quantitative als auch qualitative Aspekte beurteilt:

¹⁰ Das Jahr 2015 wurde nicht betrachtet, da bislang viele Datenquellen Werte nur bis 2014 führen und somit die Datengrundlage für 2015 noch sehr unvollständig ist.

- a) **Zeitbezogener Erfassungsbereich:** Es sollen möglichst die aktuellen verfügbaren Daten¹¹ verwendet werden und es soll gleichzeitig ein Vergleich zu den Ergebnissen der EXERGIA-Studie möglich sein.
- b) **Geographischer Erfassungsbereich:** Die Daten sollen dem geographischen Bezug (Deutschland, Niederlande, Norwegen, Russland) entsprechen. Dabei sollen nur die Stränge (Pipelines) berücksichtigt werden, die das Erdgas nach Zentral-EU bzw. Deutschland liefern (betrifft v.a. Russland).
- c) **Technologischer Erfassungsbereich:** Die recherchierten Daten sollen soweit möglich aus der Industrie kommen und dementsprechend nicht nur repräsentative Technologien umfassen, sondern alle im Einsatz befindlichen Technologien.
- d) **Genauigkeit:** Es wird eine hohe Genauigkeit der Daten und Berechnungen angestrebt. Dieses Ziel kann erreicht werden, indem die geforderte Vollständigkeit, Repräsentativität, Konsistenz und Reproduzierbarkeit erfüllt wird (siehe nachfolgende Punkte). Weiterhin sollen die genau definierten Systemgrenzen für eine hohe Genauigkeit sorgen.
- e) **Vollständigkeit:** Eine vollständige Betrachtung der Lebenswegabschnitte wird angestrebt, welche jedoch Einschränkungen enthält (siehe Kapitel 2.2.7.2). Für alle betrachteten Jahre, Lieferländer und Lebenswegabschnitte soll die Datenbasis vollständig sein. Wenn dies nicht der Fall ist, sind Annahmen zu treffen und zu spezifizieren.
- f) **Repräsentativität:** Es wird eine hohe Repräsentativität angestrebt. Die verwendeten Daten werden, soweit möglich, mit Daten anderer Quellen auf ihre Repräsentativität hin untersucht. Des Weiteren soll die Repräsentativität gewährleistet werden, indem die Entwicklung des CF über drei Jahre hinweg ermittelt und analysiert wird.
- g) **Konsistenz:** Die Ermittlung des CF für die einzelnen Länder soll unter Anwendung einer einheitlichen Methode erfolgen.
- h) **Reproduzierbarkeit:** Die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse durch einen Dritten soll gewährleistet sein. Aus diesem Grund soll die Ermittlung der Ergebnisse so transparent dargestellt werden, dass sie für Dritte nachvollziehbar sind. Dies wird ermöglicht, indem die Ermittlung des CF detailliert beschrieben wird. Einschränkungen dieser Forderung können sich aus der Vertraulichkeit einiger Datensätze ergeben. Die meisten Daten liegen jedoch frei verfügbar vor.
- i) **Datenquellen:** Die verwendeten Datenquellen sollen im Wesentlichen Primärdaten aus der Industrie, Nationale Energiebilanzen und Nationale Inventarberichte (NIR), welche als Berichterstattung für die Klimarahmenkonvention der vereinten Nationen erstellt werden, sein. Nur dort wo keine anderen Daten zur Verfügung stehen, sollen Daten aus dem GHGenius-Modell bzw. der EXERGIA-Studie genutzt werden.

¹¹ Siehe hierzu auch 2.2.7.2. Datenverfügbarkeit.

- j) **Unsicherheit der Information** Bei der Abschätzung von THG-Emissionen können, aufgrund des modellhaften Charakters der Abschätzung, generell Unsicherheiten entstehen. Emissionen werden häufig nicht direkt gemessen, sondern durch Berechnungsgleichungen modelliert, wodurch sich der Realität nur angenähert werden kann. Des Weiteren sind nicht immer vollständige Inventare aller Quellen für THG-Emissionen vorhanden.

2.2.7 Annahmen und Einschränkungen

2.2.7.1 Annahmen

Alle für die Berechnung des Carbon Footprints getroffenen Annahmen werden an der jeweils relevanten Stelle erläutert.

2.2.7.2 Einschränkungen

Fokus auf ein einzelnes Umweltthema:

Die Studie berücksichtigt den Klimawandel als einzige Wirkungskategorie. Weitere Umweltauswirkungen werden nicht bewertet.

Eingeschränkte Betrachtung der Lebenswegabschnitte:

Erdgastransport bis zur Grenze und innerhalb von Zentral-EU

In dieser Arbeit werden keine Daten dazu erhoben, welche THG-Emissionen bei der Herstellung der Transportleitungen entstehen. Das GHGenius-Modell berücksichtigt diesen Aspekt auf Basis der Daten einer niederländischen Studie (vgl. [13]). Dies wird aber in der EXERGIA-Studie nicht weiter ausgeführt. Es ist anzunehmen, dass die Emissionen im Hinblick auf das Endergebnis für den CF nicht von signifikanter Relevanz sind, was durch die lange Lebensdauer von Rohrleitungen begründet wird. Auch die Herstellung von Verdichtern bzw. anderen Anlagen im Gasnetz wird nicht betrachtet.

Gasverteilung innerhalb Zentral-EU

In Analogie zur EXERGIA-Studie wird der Energiebedarf für GDR(M)A im Verteilnetz innerhalb dieser Studie nicht berücksichtigt, da er als vernachlässigbar im Hinblick auf das Endergebnis angesehen wird.

Datenverfügbarkeit

Die Studie soll auf den aktuellen verfügbaren Daten aufbauen. Da die Nationalen Inventarberichte (NIR), welche als Berichterstattung für die Klimarahmenkonvention der vereinten Nationen dienen, für das Jahr 2015 erst 2017 veröffentlicht werden und auch einige weitere wichtige Datenquellen bislang lediglich über Daten bis zum Jahr 2014 verfügen, wird für alle Berechnungen 2014 als das aktuelle Jahr festgelegt.

2.2.8 Art der Kritischen Prüfung

Eine kritische Prüfung dieser Studie war aufgrund zeitlicher Beschränkungen nicht Bestandteil dieses Projekts, kann aber im Anschluss durchgeführt werden.

3. Sachbilanz

3.1 Datenerhebung

3.1.1 Allgemeine Hinweise

Zur Erhebung von Daten wurde ein Fragebogen in Form einer Excel-Tabelle erstellt, welche an die Betreiberfirmen gesendet wurde. Das Datenblatt war mit allen für GHGenius notwendigen Eingangsdaten zu befüllen. Da nicht alle Betreiber Daten im benötigten Format bereitstellen konnten, wurden teilweise alternative Datenquellen genutzt und entsprechend aufbereitet. Nähere Angaben dazu befinden sich in den Abschnitten 3.1.2 bis 3.1.5.

Die folgenden Unternehmen und Verbände unterstützen das Projekt durch Befüllung des Datenblatts oder Bereitstellung von Daten in anderen Formaten, bei der Findung der richtigen Kontaktpersonen und alternativen Datenquellen und durch ihr Expertenwissen:

- Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)
- E.ON
- ExxonMobil
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) and the German TSO
- Gassco
- Gasunie
- Gazprom
- International Association of Oil & Gas Producers (IOGP)
- Naftogaz
- Norwegian Oil and Gas Association (NOROG)
- OMV
- Shell
- Statoil
- Uniper
- Wingas
- Wintershall

Die getrennte Betrachtung der Öl- und Gasproduktion ist herausfordernd, da viele Daten zum Energiebedarf bzw. zu Emissionen nicht differenziert, sondern zusammengefasst für Öl und Gas vorliegen. Um dennoch Daten für die Gasproduktion zu erhalten, wird, wo nötig, eine Allokation nach Energieinhalt vorgenommen (siehe Abschnitt 2.2.4).

Teilweise werden die Originaldaten umgerechnet, da sie in den Datenquellen in anderen Einheiten vorliegen, als es für das Modell GHGenius erforderlich ist. Zur Umrechnung der länderspezifischen Daten werden länderspezifische Gaskennwerte (z.B. Brennwert, Gasdichte) genutzt, welche in Anlage 2 spezifiziert sind.

Die Datenerhebung wird im Abschnitt 3.1.2 am Beispiel von Deutschland ausführlich erläutert, um die grundsätzliche Vorgehensweise darzustellen. Bei den Niederlanden, Norwegen und Russland (Abschnitte 3.1.3 bis 3.1.5) wird lediglich auf Unterschiede bei den Datenquellen bzw. der Vorgehensweise näher eingegangen.

3.1.2 Deutschland

3.1.2.1 Produktion

Daten für die Erdgasproduktion in Deutschland konnten aus den nationalen Energiebilanzen von 2012 bis 2014 [14] entnommen werden. Diese enthalten Angaben zu der Inlandsgewinnung von Erdgas, den Fackelverlusten und dem Energieverbrauch bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung. Da die vorliegende Studie nur Erdgas betrachtet, musste eine Annahme getroffen werden, um den Anteil des Energieverbrauchs der Energieträger an der Erdgasgewinnung zu bestimmen. Dies wurde erreicht, indem die produzierten Mengen Erdgas, Erdöl und Flüssiggas für die jeweiligen Jahre ermittelt und ihr energetischer Anteil an der Gesamtproduktion bestimmt wurde. Dieser energetische Anteil wurde auf die aggregierten Werte für die Öl- und Gasproduktion angewendet, um den Anteil zu bestimmen, welcher der Erdgasproduktion zugeordnet werden kann (=Allokation nach Energieinhalt, vgl. Abschnitt 2.2.4).

Die Angaben für den Verbrauch von Diesel, Erdgas und Fackelgas (in PJ) zur Erdgasproduktion basierten auf dem Heizwert und wurden auf den Brennwert umgerechnet. Für Diesel wurde das Verhältnis 1,07¹² und für Erdgas das Verhältnis 1,108¹³ verwendet. Um die Vergleichbarkeit mit der Exergia-Studie herzustellen, mussten die Angaben von der in der Quelle verwendeten Einheit Petajoule (PJ) in die in der EXERGIA-Studie verwendete Einheit Kilojoule pro Tonne (kJ/t) umgerechnet werden. Dafür wurde die Erdgasproduktion für die Jahre 2012 bis 2014 anhand der jährlichen Energiebilanzen ermittelt und von der ursprünglich angegebenen Einheit (MJ) in Tonnen umgerechnet. Die Fackelverluste werden, analog zur EXERGIA-Studie, dem Erdgasverbrauch hinzugerechnet und nicht einzeln ausgewiesen.

$$\text{Spezifischer Energiebedarf Gasproduktion} = \frac{\text{Energiebedarf Gasproduktion}}{\text{Produktionsmenge}} \cdot \text{Produktionsanteil} \quad (3.1)$$

Energiebedarf Gasproduktion [kJ/t]

Energieverbrauch [kJ]

Produktionsmenge [t]

Produktionsanteil [-]

Die spezifischen Methanemissionen der Gasproduktion wurden den Jahresberichten des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) [15] entnommen. Die Daten sind in den Berichten in tCH₄/tErdgas angegeben und wurden mit Hilfe der Dichten von Erdgas und Methan zunächst in m³ und anschließend in eine Prozentangabe umgerechnet. Ein Überblick über alle Eingangsdaten für den Bereich Produktion ist in Tabelle 2 gegeben.

¹² Der Wert wurde dem GHGenius Modell entnommen.

¹³ Die AG Energiebilanzen gibt zur Umrechnung von Werten auf Heizwert-Basis auf Brennwert-Basis ein Verhältnis von 0,90238 an [67]. Dies entspricht bei Multiplikation statt Division einem Wert von 1,108 (1/0,90238).

Tabelle 2: Eingangsdaten Produktion - Deutschland

Deutschland	Gasproduktion									
	Erdöl	Diesel	Reststoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasverlust
	[kJ _{verbraucht} /t _{produziert}]									
2012	0	582	0	840.702	0	220.418	0	0	1.061.702	0,0225
2013	0	500	0	945.830	0	205.766	0	0	1.152.096	0,0216
2014	0	2.293	0	1.120.379	0	251.229	0	0	1.373.901	0,0189

Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [14], [15]

Laut BVEG sind die Methanemissionen in Deutschland, aufgrund der gestiegenen Umweltstandards, der umweltverträglichen Verfahren und der technischen Integrität der Anlagen, über den Betrachtungszeitraum gesunken. Seit vielen Jahren wird in innovative Technik investiert. Eine weitere Begründung für die guten Emissionswerte, liegt in der Vermeidung des Abfackelns bei der Erdöl- und Erdgasproduktion. Auf diese Weise erreichen die deutschen Fackelmengen einen Wert von nur 0,1 % der Erdgasgesamtproduktion [15].

3.1.2.2 Aufbereitung

Für den Energiebedarf der Gasaufbereitung werden ebenfalls Daten des BVEG genutzt (Tabelle 3). Angegeben ist die Menge an Erdgas (in kWh), die pro 1.000 m³ aufzubereitendem Erdgas benötigt wird.

Tabelle 3: Spezifischer Energiebedarf der Gasaufbereitung

Jahr	Spezifischer Energiebedarf der Gasaufbereitung [kWh _{Erdgas} /1000m ³ _{Erdgas}]
2012	197*
2013	197
2014	164

* Für 2012 wurde die Angabe aus dem Jahr 2013 genutzt, da keine Angabe zur Verfügung stand.

Quelle: BVEG [16]

Bei der Gasaufbereitung entstehen mehrere Produkte (aufbereitetes Erdgas sowie elementarer Schwefel¹⁴), sodass auch hier ein Allokationsverfahren zum Einsatz kommt. Nach Empfehlung des BVEG sollten 1/6 des Energiebedarfes der Gasaufbereitung der Schwefelproduktion zugerechnet werden und 5/6 dem aufbereiteten Erdgas [16]. Dadurch ergeben sich die Werte nach Tabelle 4. Weiterhin zeigt die Tabelle die Daten in der für GHGenius erforderlichen Einheit kJ/t.

¹⁴ Bei der Sauer gasaufbereitung wird H₂S abgetrennt und in elementarem Schwefel umgewandelt, welcher anschließend verkauft wird.

Tabelle 4: Spezifischer Energiebedarf der Gasaufbereitung – mit Allokation eines Teils des Energiebedarfs zur Schwefelproduktion

Jahr	Spezifischer Energieverbrauch der Gasaufbereitung [kWh/1000m ³ Erdgas]	Spezifischer Energieverbrauch der Gasaufbereitung [kJ _{verbraucht} /t _{produziert}]
2012	164*	788.000
2013	164	788.000
2014	137	656.000

* Für 2012 wurde die Angabe aus dem Jahr 2013 genutzt, da keine Angabe zur Verfügung stand.

Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [16]

Für den Strombedarf der Erdgasaufbereitung wird die Angabe von 30.000 kJ/t Erdgas aus der EXERGIA-Studie übernommen, da sie bislang weder verifiziert noch korrigiert werden konnte.

Der Gasverlust der Gasaufbereitung wird mit Hilfe von Daten des NIR 2016 ermittelt [17]. Im NIR sind die Methanemissionen als Absolutwert in Gg angegeben. Mithilfe der Dichte von CH₄ erfolgt eine Umrechnung in m³. Die spezifischen Methanemissionen, bzw. der Gasverlust in Prozent, werden mittels der produzierten Menge Erdgas berechnet, welche bereits in Abschnitt 3.1.2.1 verwendet wurde. Gleichung 3.2 zeigt den Zusammenhang. Die produzierte Menge Erdgas wurde über den Brennwert von Erdgas ebenfalls in m³ umgerechnet.

$$\text{Spezifische Methanemissionen} = \frac{\text{Methanemissionen}}{\text{Produktionsmenge}} \quad (3.2)$$

$$\frac{\text{Spezifische Methanemissionen [\%]}}{\text{Methanemissionen [m}^3\text{CH}_4\text{]}} \\ \text{Produktionsmenge [m}^3\text{NG]}$$

Ein Überblick über die Eingangsdaten der Aufbereitung ist in Tabelle 5 gegeben.

Tabelle 5: Eingangsdaten Aufbereitung - Deutschland

Deutschland	Gasaufbereitung									
	Erdöl	Diesel	Reststoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasverlust
	[kJ _{verbraucht} /t _{produziert}]									[%]
2012 DBI	0	0	0	788.000	0	30.000	0	0	818.000	0,016
2013 DBI	0	0	0	788.000	0	30.000	0	0	818.000	0,016
2014 DBI	0	0	0	656.000	0	30.000	0	0	686.000	0,016

Quelle: [1] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [16], [18]

Weiterhin sind für den Bereich Gasaufbereitung diffuse CO₂-Emissionen relevant. Dabei handelt es sich um CO₂-Emissionen, welche besonders bei der Sauergasaufbereitung anfallen. Laut BVEG resultierten aus der Sauergasaufbereitung im Jahr 2012 CO₂-Emissionen in Höhe von

0,3597 t_{CO₂}/t_{Sauergas} [16] was einem Gasverlust von 5,81 %¹⁵ der insgesamt in Deutschland produzierten Menge an Erdgas entspricht. Jedoch sollten nach Empfehlung des BVEG nur 5/6 der Emissionen der Sauergasaufbereitung dem Produkt Erdgas zugerechnet werden¹⁶, damit ergeben sich die Werte nach Tabelle 6.

Tabelle 6: Diffuse CO₂-Emissionen bei der Gasaufbereitung - Deutschland

Deutschland	CO ₂ -Emissionen [%]
2012	4,84
2013	5,56
2014	4,41

Quelle: Eigene Berechnung DBI basierend auf [15]

3.1.2.3 Transport, Speicherung und Verteilung

Für den Bereich Gastransport wurden Daten bei den deutschen Fernnetzbetreibern (FNB) abgefragt. Daten wurden von allen FNB zur Verfügung gestellt. In dieser Studie sind jeweils gewichtete Mittelwerte dargestellt.

Der Energiebedarf für den Gastransport wird, analog zur EXERGIA-Studie, in $J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$ angegeben. Die FNB lieferten Daten für den absoluten Energiebedarf beim Gastransport. Diese wurden mit Hilfe der ebenfalls bereitgestellten transportierten Gasmenge und einer durchschnittlichen Transportdistanz in Höhe von 300 km¹⁷ in einen spezifischen Bedarf umgerechnet.

$$\text{spezifischer Energiebedarf Gastransport} = \frac{\text{absoluter Energiebedarf Gastransport}}{\text{transportierte Gasmenge} \cdot \text{Transportdistanz}} \quad (3.3)$$

$$\frac{\text{spezifischer Energiebedarf Gastransport} [J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}]}{\text{absoluter Energiebedarf Gastransport} [J]} = \frac{\text{transportierte Gasmenge} [J]}{\text{Transportdistanz} [\text{km}]}$$

Weiterhin wurden von den FNB Daten zu den Methanemissionen beim Gastransport zur Verfügung gestellt. Diese wurden wiederum mit Hilfe der transportierten Gasmenge in einen Anteil umgerechnet (Gleichung 3.4).

$$\text{Spezifische Methanemissionen Gastransport} = \frac{\text{absolute Methanemissionen Gastransport}}{\text{transportierte Gasmenge}} \quad (3.4)$$

$$\frac{\text{Spezifische Methanemissionen Gastransport} [-]}{\text{absolute Methanemissionen Gastransport} [J]} = \text{transportierte Gasmenge} [J]$$

Die von den FNB angegebenen Methanemissionen umfassen nur geplante Ausblasungen bei Reparatur- und Wartungsarbeiten, jedoch nicht die Leckagen von Rohrleitungen, deren Einrichtungen und den Verdichtern. Die Daten in Tabelle 7 enthalten daher einen Aufschlag von 30 %. Dieser Wert wurde als Analogieschluss zu den russischen Daten für den Gastransport gewählt, welche separat für geplante Ausblasungen und Leckagen vorlagen. Das Vorgehen erfolgte in Abstimmung mit den FNB und wird von ihnen als konservativ eingeschätzt.

¹⁵ Berechnung in Anlage 4.

¹⁶ Erläuterung siehe Abschnitt 3.1.2.1

¹⁷ Die Angabe bezieht sich auf die mittlere Transportdistanz von der Übernahme des Gases am Entry-Point bis in ein Verteilnetz. Die Vorgehensweise sowie der Wert sind der EXERGIA-Studie entnommen [1 S. 190].

$$\text{Aufschlag} = (\text{Emissionen}_{\text{Transportleitungen}} + \text{Emissionen}_{\text{Verdichter}}) \cdot 0,3 \quad (3.5)$$

$$\text{Flüchtige Emissionen} = \text{Emissionen}_{\text{Transportleitungen}} + \text{Emissionen}_{\text{Verdichter}} + \text{Aufschlag} \quad (3.6)$$

Die FNB stellten auch Daten zur Menge an elektrischer Energie bereit, die im jeweiligen Jahr für den Antrieb der Verdichter benötigt wurde. Damit wurde der Anteil der Gastransportenergie bestimmt, welcher elektrisch aufgewandt wird.

Die für die Gasverteilung nötigen Eingangsdaten wurden dem deutschen NIR von 2016 für die Jahre 2012 bis 2014 entnommen [17]. Die Umrechnung der Daten erfolgte analog der Gasaufbereitung (vgl. Abschnitt 3.1.2.2). Der zugrunde gelegte Erdgasverbrauch wird aus den jährlichen Energiebilanzen für Deutschland [14] entnommen.

$$\text{Spezifische Methanemissionen Gasverteilung} = \frac{\text{absolute Methanemissionen Gasverteilung}}{\text{Gasverbrauch}} \quad (3.7)$$

Spezifische Methanemissionen Gasverteilung [-]
absolute Methanemissionen Gasverteilung [m³CH₄]
Gasverbrauch [m³NG]

Die Eingangsdaten für den Erdgastransport und die -verteilung sind in Tabelle 7 gegeben.

Tabelle 7: Eingangsdaten Transport & Verteilung - Deutschland

Deutschland	Verteilung	Transport			
	Verlustrate	Energiebedarf Gas-transport	Distanz	Anteil elektr. Energie Gastransport	Verlustrate
	[-]	[J _{konsumiert} /J _{transportiert} ·km]	[km]	[%]	[-]
2012 DBI	0,00143	0,000010	300	1,91	0,000095
2013 DBI	0,00137	0,000010	300	2,19	0,000054
2014 DBI	0,00156	0,000009	300	1,22	0,000058

Quelle: [1] und eigene Berechnung DBI basierend auf [14], [17], [19], [20]

3.1.3 Niederlande

Die Eingangsdaten zur Berechnung des CF, welche für die Niederlande relevant sind, werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben. Tabellarische Übersichten befinden sich in Anlage 5 bis Anlage 7. Alle nötigen Angaben zur Umrechnung enthält Anlage 2.

3.1.3.1 Produktion

Angaben zur niederländischen Erdgasproduktion und zum Energiebedarf für die Produktion konnten für die Jahre 2012 bis 2014, aus den nationalen Energiebilanzen [21] entnommen werden.

Aus dem NIR der Niederlande von 2016 [22] konnten die CH₄-Emissionen für die Jahre 2012 bis 2014 entnommen werden. Die Daten liegen in aggregierter Form für die Öl- und Gasproduktion vor und wurden daher ebenfalls einer Allokation nach Energieinhalt unterzogen. Des Weiteren wurden aus den absoluten Angaben eine Prozentzahl mit Hilfe der produzierten Gasmenge errechnet (Gleichung 3.8).

$$\text{Spezifische Methanemissionen Gasproduktion} = \frac{\text{Methanemissionen Gasproduktion}}{\text{Produktionsmenge}} \cdot \text{Produktionsanteil} \quad (3.8)$$

$$\frac{\text{Spezifische Methanemissionen Gasproduktion [\%]}}{\text{ethanemissionen Gasproduktion [m}^3\text{]}} \cdot \frac{\text{Produktionsmenge Erdgas [m}^3\text{]}}{\text{Produktionsanteil Erdgas [\%]}}$$

Die Berechnungen für die niederländische Gasproduktion erfolgen auf die gleiche Weise wie am Beispiel Deutschland erläutert.

3.1.3.2 Aufbereitung

Die niederländische Gasindustrie gibt Werte für den elektrischen Energiebedarf des Gastransports in den Niederlanden für die Jahre 2012 bis 2014 an [23]. Diese Werte enthalten auch einen Anteil für die Herstellung von Stickstoff, der zur Konditionierung von Erdgas benötigt wird und sollten daher der Gasaufbereitung zugeordnet werden. Das Vorgehen wird in Abschnitt 3.1.3.3 erläutert.

Die absoluten Werte wurden mit Hilfe der produzierten Gasmenge aus der Energiebilanz (vgl. Abschnitt 3.1.3.1) auf die erforderliche Einheit umgerechnet.

Der Gasverlust der Gasaufbereitung wird mit Null angenommen, da die Verluste im NIR nicht separat aufgeschlüsselt und somit in den Produktionsverlusten enthalten sind.

Die diffusen CO₂-Emissionen entstammen dem NIR 2016 [22] und wurden, ähnlich wie die Methanemissionen der Produktion, mit Hilfe der produzierten Gasmenge in eine Prozentangabe umgerechnet (Gleichung 3.9).

$$\text{Spezifische CO}_2\text{ – Emissionen Gasaufbereitung} = \frac{\text{CO}_2\text{ – Emissionen Gasaufbereitung}}{\text{Produktionsmenge}} \cdot \text{Produktionsanteil} \quad (3.9)$$

$$\frac{\text{Spezifische CO}_2\text{ – Emissionen Gasaufbereitung [\%]}}{\text{CO}_2\text{ – Emissionen Gasaufbereitung [m}^3\text{]}} \cdot \frac{\text{Produktionsmenge Erdgas [m}^3\text{]}}{\text{Produktionsanteil Erdgas [\%]}}$$

3.1.3.3 Transport, Speicherung und Verteilung

Die Informationen zum Energiebedarf des Gastransports konnten den Jahresberichten der niederländischen Gasindustrie entnommen werden [24 S. 27, 55] [25 S. 26, 33] [26 S. 17, 31]. Der Energiebedarf für den Gastransport ergibt sich aus einem Anteil Gasverbrauch und einem Anteil Verbrauch von Elektrizität. Diese sind in den Jahresberichten der niederländischen Gasindustrie einzeln ausgewiesen. Diese Werte der niederländischen Gasindustrie enthalten auch den Bedarf an Energie zur Herstellung von Stickstoff, für die Verflüssigung und die Speicherung von Erdgas sowie die Energie, die zur Bewirtschaftung von Gebäuden nötig ist. Die jeweiligen Anteile sind nicht öffentlich verfügbar. Im Rahmen der Recherchen zu dieser Studie wurde aber der Anteil des Gastransports für das Jahr 2015 in Erfahrung gebracht. Nach Betreiberaussage wurden 230.000 MWh_{el} für die Verdichtung von Erdgas beim Gastransport benötigt und der Wert wird auch für 2013 und 2014 als repräsentativ angesehen [27]. Dieser Anteil der elektrischen Energie wurde daher für alle Betrachtungsjahre dem Gastransport zugerechnet, der Rest der Gasaufbereitung. Jedoch zählt die Verflüssigung von Erdgas nicht in die Systemgrenzen dieser Studie und ebenso ist fraglich welcher Anteil der Energie zum Betrieb der Gebäude dem Produkt Erdgas zugeschrieben werden sollte. Die Be-

wertung dieser Aspekte hätte allerdings den zeitlichen und inhaltlichen Rahmen der Studie überschritten. Daher wurde ein konservativer Ansatz gewählt, der den gesamten Energiebedarf einbezieht.

Der Energiebedarf für den Gastransport pro Kilometer ergibt sich aus der durchschnittlichen Transportdistanz von 150 km (analog EXERGIA) und dem Verhältnis von Energiebedarf zu transportierter Gasmenge (Gleichung 3.3).

Die Jahresberichte der niederländischen Gasindustrie enthalten auch Daten zu Methanemissionen. Diese werden mit Hilfe der transportierten Menge Gas in eine Prozentangabe umgewandelt. Dabei wird die bereits bei Deutschland beschriebene Gleichung 3.4 verwendet.

Die Methanemissionen der Gasverteilung werden dem NIR 2016 entnommen, die Umrechnung erfolgt nach Gleichung 3.7.

3.1.4 Norwegen

Die Eingangsdaten zur Berechnung des CF, welche für Norwegen relevant sind, werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben. Tabellarische Übersichten befinden sich in Anlage 8 bis Anlage 10. Alle nötigen Angaben zur Umrechnung enthält Anlage 2.

3.1.4.1 Produktion

Daten für den Energiebedarf der Erdgasproduktion stammen aus den norwegischen nationalen Energiebilanzen [28]. Die Berechnungen erfolgen auf die gleiche Weise wie bereits am Beispiel Deutschlands beschrieben.

Die Methanemissionen für die Jahre 2012 -2013 werden dem norwegischen NIR von 2016 [29] entnommen und analog der Vorgehensweise in der EXERGIA-Studie zur Hälfte der Gasproduktion und zur Hälfte der Gasaufbereitung zugerechnet. Für 2014 wird der in [30 S. 1] veröffentlichte Wert verwendet, dem eine aktualisierte Berechnungsmethode zugrunde liegt.

Auch bei Norwegen liegen die gesamten Emissionsdaten in aggregierter Form für die Öl- und Gasproduktion vor und es wird eine Allokation nach Energieinhalt vorgenommen.

3.1.4.2 Aufbereitung und Transport bis zur Grenze von Zentral-EU

Die für Norwegen verfügbaren Datenquellen sind nur sehr schwierig nach Gastransport und Gasaufbereitung zu differenzieren, da die für den Gastransport nötige Verdichtung bereits auf den Aufbereitungsanlagen vorgenommen wird. Des Weiteren existieren keine Werte für die Gasaufbereitung insgesamt, sondern nur für einzelne Aufbereitungsanlagen, die neben Erdgas noch weitere Produkte (beispielsweise Kondensate) herstellen. Von der norwegischen Gasindustrie wurden für diese Studie zwar Daten zum Gastransport zur Verfügung gestellt, diese können allerdings nicht verwendet werden, ohne den Bereich Gasaufbereitung entsprechend anzupassen. Dies ließ sich im zeitlichen Rahmen dieser Studie nicht realisieren, sodass beschlossen wurde, für alle betrachteten Jahre die

Werte der EXERGIA-Studie für 2012 [1 S. 216]¹⁸ sowohl für den Energiebedarf des Gastransports als auch für die Gasaufbereitung anzunehmen. Die von der norwegischen Gasindustrie angegebenen Daten sollen aber für Nachfolgeprojekten bereitgestellt werden.

Die Ermittlung des Gasverlusts bei der Gasaufbereitung wurde bereits bei der Gasproduktion (Abschnitt 3.1.4.1) beschrieben. Für den Gastransport sind die Methanemissionen ebenfalls in den Emissionen der Gasproduktion enthalten, wobei anzunehmen ist, dass auf den Gastransportleitungen der Exportkorridore nach Europa kaum Verluste entstehen, da die Leitungen, wie bereits erwähnt, unter Wasser verlaufen und keine Zwischenverdichterstationen besitzen.

Die Daten zur Gasaufbereitung enthalten ebenso wie die Daten zur Gasproduktion eine Allokation nach Energieinhalt, da sie lediglich in aggregierter Form vorlagen.

Die diffusen CO₂-Emissionen werden dem NIR 2016 [29] entnommen und nach Gleichung 3.9 ermittelt.

3.1.5 Russland

Die Eingangsdaten zur Berechnung des CF, welche für Russland relevant sind, befinden sich in tabellarischen Übersichten in Anlage 11 bis Anlage 13. Die Informationen zur Methodik der Umrechnung sind in Anlage 2 enthalten.

Es werden drei verschiedene Exportkorridore betrachtet:

1. Der „ukrainische Korridor“ bzw. „Russland 1“, bestehend aus den Pipelines „Urengoy – Uzhgorod“, „Elets – Kremenchug – Krivoy Rog“ und „Progress“ (GIS Sudzha)
2. Der „weißrussische Korridor“ bzw. „Russland 2“ bestehend aus der Pipeline „Yamal – Europa“ (GIS Kondratki)
3. Der „nördliche Korridor“, bzw. „Russland 3“, welcher den Gastransport innerhalb des Korridors Bovanenkovo bis Greifswald, einschließlich der „Nord-Stream“, repräsentiert.

Aus den Werten für die drei Korridore werden, unter Berücksichtigung der Verteilung der Exportmengen, jeweils gewichtete Mittelwerte gebildet und als „Russland 4“ dargestellt.

Es liegen Daten für alle betrachteten Jahre vor.

3.1.5.1 Produktion und Aufbereitung

Der Energieverbrauch der russischen Gasproduktion ist im Bericht „State report on energy-saving and on improvement of energy efficiency in the Russian Federation in 2015“ [31] des russischen Energieministeriums für die Jahre 2013 - 2015 öffentlich verfügbar. Von den russischen Betreibern werden im Rahmen dieses Projektes zusätzliche Erklärungen und Daten zur Verfügung gestellt, die dazu dienen, den Energieverbrauch der Gasproduktion auf die drei Exportkorridore umzulegen. Damit konnte nach Gleichung 3.1 der spezifische Energiebedarf der Gasproduktion bestimmt werden, wobei eine Umrechnung der Primärdaten mit den Werten in Anlage 2 vorgenommen wurde. Die

¹⁸ Die Exergia-Studie führt einen Wert von 0,00001 J/J·km [1 S. 216] auf, nach Aussage der Bearbeiter wurde allerdings zur Berechnung des Energiebedarfs der Gasaufbereitung ein Wert von 0,000015 J/J·km angenommen [71]. Die Werte für die Gasaufbereitung sind daher nur im Zusammenhang mit dem Wert von 0,000015 J/J·km gültig, daher wurde dieser Wert auch in der vorliegenden Studie zu Grunde gelegt. Die vorhandenen Vergleichsdaten weisen eine ähnliche Größenordnung auf (siehe Abschnitt 3.2.3).

Primärdaten sind in Anlage 14 dargestellt, die abgepackelten Gasmengen werden als Energieverbrauch berechnet, analog dem Vorgehen für die anderen Erdgasproduzenten.

Der Energiebedarf und die Gasverluste der Gasaufbereitung werden für Russland mit Null angenommen, da sie bereits in der Gasproduktion enthalten sind.

Da Methan in Russland als Schadstoff eingestuft wird (siehe Liste der Schadstoffe unter staatlicher Kontrolle, Nr. 33 [32]), müssen die Unternehmen Methanemissionen erfassen und an staatliche Behörden melden. Die Methanemissionen werden dabei mit Hilfe des Datenblatts „№ 2-TP (air)“ abgeschätzt (vgl. [33]). Die ausgefüllten Datenblätter müssen an den „Russian Federal State Statistic Service“ gesendet werden. Auf diese Weise wird eine Basis geschaffen, um vom verantwortlichen Betreiber eine Umweltsteuer zu verlangen. Die ausgefüllten Datenblätter und die ermittelte Steuer werden wiederum vom „Russian Federal Supervisory Natural Resources Management Service“ (vgl. [34]) in regelmäßigen Inspektionen und Audits geprüft. Auf der Website des „Russian Federal State Statistics Service“ werden die Kohlewasserstoffemissionen verschiedener Sektoren veröffentlicht (vgl. [35]). Obwohl Daten zu den Methanemissionen der russischen Gasindustrie auf dieser Seite verfügbar sind, war die Unterstützung der russischen Betreiber notwendig, um die Daten für diese Studie in der erforderlichen Granularität zu erhalten. Sie wurden von den russischen Gasnetzbetreibern auf Basis der Emissionsmengen ermittelt, welche von ihnen an den „Russian Federal State Statistics Service“ gemeldet wurden. Die gesammelten mit Hilfe des Fragebogens (Abschnitt 3.1.1) gesammelten Daten befinden sich in Anlage 14, die Eingangsdaten, die mit Hilfe des Fragebogens für GHGenius bestimmt wurden, in Anlage 11.

Die diffusen CO₂-Emissionen werden aus Daten des nationalen Inventarreports [36] bestimmt. Das Vorgehen wurde bereits in Abschnitt 3.1.3.2 erläutert.

Alle für die russische Gasproduktion und –aufbereitung relevanten Eingangsdaten für GHGenius sind in Anlage 11 und Anlage 12 zusammengestellt.

3.1.5.2 Transport bis zur Grenze von Zentral-EU

Daten für den spezifischen Energieverbrauch des Gastransports sind ebenfalls im Bericht „State report on energy-saving and on improvement of energy efficiency in the Russian Federation in 2015“ [31] verfügbar. Auch hier wurden von Seiten der russischen Netzbetreiber zusätzliche Informationen und Daten bereitgestellt, die die Allokation der Werte auf die drei betrachteten Exportkorridore zulässt. Die Originaldaten sind in Anlage 14 dargestellt. Diese Daten mussten von der originalen Einheit [$\text{m}^3/(10^6\text{m}^3\cdot\text{km})$] in die in GHGenius verwendete Einheit [$\text{J}_{\text{konsumiert}}/(\text{J}_{\text{transportiert}}\cdot\text{km})$] umgerechnet werden (Anlage 13). Sie wurden unter anderem durch öffentlich verfügbare Daten validiert, welche vom russischen Energieministerium bereitgestellt werden (siehe Abschnitt 3.2.4).

Die Daten über Methanemissionen des Gastransports wurden analog der Daten für die Gasproduktion (Abschnitt 3.1.5.1) bestimmt und befinden sich in Anlage 14.

Mit Hilfe der Gleichung 3.4 und der gesamten exportierten Gasmenge der jeweiligen Jahre wurden die Angaben zu den Methanemissionen in Prozentwerte umgewandelt. Die exportierte Gasmenge wird von verschiedenen Gasmessstationen gemessen, welche in den Exportkorridoren liegen, die in dieser Studie betrachtet werden (Tabelle 8).

Tabelle 8: Gasmenge welche nach Europa transportiert wird

Messstation	Transportierte Gasmenge [10 ⁹ m ³ /a]			Korreliert in dieser Studie mit:
	2012	2013	2014	
Sudzha	62,98	62,41	42,92	Ukrainischer Korridor (Russland 1)
Konrakti	29,02	34,69	34,64	Weißrussischer Korridor (Russland 2)
Portovaya	11,86	23,77	35,55	Nördlicher Korridor (Russland 3)

Quelle: [37]

Zur Abschätzung des Carbon Footprints des russischen Gases in Zentral-EU sind auch die Verluste in Weißrussland bzw. der Ukraine (die außerhalb von Zentral-EU liegen) zu berücksichtigen. Die Daten zu Weißrussland sind bereits in [37] enthalten. Da für die Ermittlung der THG-Emissionen des Erdgastransports durch die Ukraine keine spezifischen Daten vorhanden waren¹⁹, wurden die Emissionen mit der Hilfe von russischen Daten abgeschätzt. Es wurde die Annahme getroffen, dass der Energiebedarf für den Gastransport und die Verlustrate des Gastransports der Ukraine mit denen von Russland vergleichbar sind. Aus diesem Grund wurden die Werte des spezifischen Energiebedarfs in Russland (Anlage 13) angenommen.

Die Gasverluste wurden mit Hilfe einer Kennziffer, welche aus den russischen Daten entwickelt wurde, berechnet²⁰.

Die Längen der drei Exportkorridore wurden ebenfalls von den russischen Netzbetreibern bereitgestellt und sind in Anlage 14 dargestellt. Da der ukrainische Korridor die Länge der Transportleitungen in der Ukraine nicht enthielt, wird innerhalb der Berechnungen eine Distanz von 1.160 km [38] zu diesem Korridor addiert.

Um den CF des Systems „Erdgas verteilt in Deutschland“ zu bestimmen, ist es nötig, die Pipeline-Distanzen von Russland anzupassen und um die Länder zu verlängern, die innerhalb Zentral-EU, aber vor der deutschen Grenze liegen. Die Längen der Transportleitungen in diesen Ländern wurden im Internet recherchiert, bzw. mit Hilfe der Pipelinekarte des VGE [39] bestimmt:

- Polen: 684 km [40]
- Slowakei: 410 km [39]
- Tschechien: 350 km [39]

3.1.6 Erdgas-Versorgungsstruktur

Um das in der Region Zentral-EU verbrauchte Erdgas seinen jeweiligen Erzeugern und damit seinem inkludierten CF zuzuordnen wurden die Herkunftsanteile am gesamt konsumierten Erdgas berechnet. Datengrundlage dafür bilden Daten der International Energy Agency (IEA), welche aus der Annual Gas Statistics Datenbank der IEA/OECD²¹ zusammengestellt sind.

¹⁹ Die ukrainischen Gasnetzbetreiber haben auf Nachfrage Daten übermittelt, jedoch waren diese Daten sehr aggregiert und konnten deshalb nicht als Eingangsdaten für diese Studie verwendet werden. Sie wurden allerdings als Vergleichsdaten genutzt und sind in Abschnitt 3.2.4 aufgeführt.

²⁰ Berechnung siehe Anlage 16.

²¹ Organization for Economic Cooperation and Development.

Für die Jahre 2013 bis 2014 sind Daten dem aktuellen Bericht der IEA entnommen [9]. Die Daten für das Jahr 2012 wurden aus der OECD Library [41] heruntergeladen.

Für die Berechnung der Versorgungsstruktur wird für jedes Land der betrachteten Region ein Aufkommen (Importe + Eigenproduktion) berechnet. An diesem Aufkommen werden die Anteile der Herkunftsländer des Erdgases, also die Anteile im Gasmix eines Landes, bestimmt. Dieser Gasmix wird mit dem Gesamtjahreserdgasverbrauch des Landes multipliziert. Die absoluten Verbrauchsanteile werden nun über alle Länder der Region Zentral-EU addiert und damit die Anteile der Herkunftsländer am Gasmix in der Region Zentral-EU berechnet.

Die Berechnung der Anteile des russischen Erdgases der verschiedenen Routen für die Region „Germany“ erfolgt anhand der Anteile der Gashandelsströme an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland für die Jahre 2012 bis 2014. Die Gasströme wurden der IEA Datenbank „Gas Trade Flows in Europe“ [42] entnommen.

Die so ermittelten und den Ursprungsländern zugeordneten Erdgasverbräuche der Länder der Region Zentral-EU sind in Anlage 16 dargestellt.

Die Berechnung der Anteile der einzelnen Länder der Region am gesamten Zentral-EU Erdgasverbrauch erfolgt ebenfalls mit den Daten der IEA [9 S. II.8-II.9]. Ein Überblick über die Eingangsdaten für diesen Parameter befinden sich in Anlage 18.

3.2 Datenvalidierung/ Einschätzung der Datenqualität

Zur Validierung der in Abschnitt 3.1 erhobenen Daten für die einzelnen Länder, werden diese nachfolgend mit anderen Datenquellen verglichen und anschließend bewertet. Auch die Eingangsdaten der EXERGIA-Studie werden vergleichend gegenübergestellt, um Unterschiede herauszuarbeiten. Sofern die gleichen Datenquellen wie in der EXERGIA-Studie verwendet wurden, gilt generell, dass geringe Abweichungen durch abweichende Umrechnungen zu Stande kommen können. In dieser Studie wurden zur Umrechnung die länderspezifischen Angaben nach Anlage 2 genutzt. In der EXERGIA-Studie ist nicht näher spezifiziert, welche Heiz-/Brennwerte, Dichten, etc. zur Umrechnung jeweils genutzt wurden.

Die zur Ermittlung des CF von Erdgas verwendeten Werte, welche bereits in Abschnitt 3.1 vorgestellt wurden, sind in den Tabellen jeweils fett gekennzeichnet.

3.2.1 Deutschland

3.2.1.1 Produktion

Tabelle 9 zeigt die Vergleichsdaten für die Gasproduktion in Deutschland. Die Daten für den Energiebedarf der Gasproduktion sind nahezu die gleichen Daten wie in der EXERGIA-Studie. Die geringen Unterschiede kommen durch die bereits beschriebene abweichende Umrechnung zustande.

Größere Abweichungen ergeben sich beim Gasverlust der Gasproduktion. Eine Ursache hierfür ist die, dass der Gasverlust in der EXERGIA-Studie nicht bezogen auf die Produktion, sondern auf die konsumierte Menge an Erdgas bestimmt wird. In dieser Studie wird allerdings der Bezug zur Produktion hergestellt.

Zudem wurden in der EXERGIA-Studie die Daten des NIR verwendet. Unter Verwendung dieser Daten ergeben sich, bei Bezug zur Gasproduktion, ähnliche Werte wie mit den Daten des BVEG.

Tabelle 9: Vergleichsdaten Produktion - Deutschland

Deutschland	Gasproduktion									
	Erdöl	Diesel	Reststoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasverlust
	[kJ _{verbraucht} /t _{produziert}]									[%]
2012 GHGenius	0	596	0	880.055	0	227.756	0	0	1.108.407	0,3400
2012 EXERGIA	0	596	0	880.055	0	227.756	0	0	1.108.407	0,0030
2012 DBI	0	582	0	840.702	0	220.418	0	0	1.061.702	0,0225
2013 DBI	0	500	0	945.830	0	205.766	0	0	1.152.096	0,0216
2014 DBI	0	2.293	0	1.120.379	0	251.229	0	0	1.373.901	0,0189

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [14], [15]

3.2.1.2 Aufbereitung

In Tabelle 10 und Tabelle 11 sind die für die Berechnung erforderlichen Eingangswerte aus weiteren Quellen zusammengestellt. Leichte Abweichungen ergeben sich zunächst beim Energiebedarf der Gasaufbereitung. Dieser wurde in der EXERGIA-Studie lediglich geschätzt. Für diese Studie wurden für den Bedarf an Erdgas Angaben des BVEG verwendet. Für den Bedarf an Strom lagen vom BVEG keine Daten vor, weshalb der Wert der EXERGIA-Studie übernommen wurde.

Der Gasverlust der Gasaufbereitung wurde mit Daten des NIR 2016 bestimmt. Für die EXERGIA-Studie wurde der NIR des Jahres 2014 genutzt. Dieser unterscheidet noch nicht zwischen Gasproduktion und Gasaufbereitung, weshalb der Gasverlust der Gasaufbereitung in der EXERGIA-Studie noch mit Null angegeben wird. Das in der EXERGIA-Studie ausgewiesene Ergebnis für den CF von Erdgas basiert in dem Bereich allerdings auf einem Wert von 0,2 %. Hierbei handelt es sich vermutlich um einen Tippfehler.

Tabelle 10: Vergleichsdaten Aufbereitung - Deutschland

Deutschland	Gasaufbereitung									
	Erdöl	Diesel	Reststoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasverlust
	[kJ _{verbraucht} /t _{produziert}]									[%]
2012 GHGenius	0	0	0	1.000.000	0	30.000	0	0	1.030.000	0,200
2012 EXERGIA	0	0	0	1.000.000	0	30.000	0	0	1.000.000	0,000
2012 DBI	0	0	0	788.000	0	30.000	0	0	818.000	0,016
2013 DBI	0	0	0	788.000	0	30.000	0	0	818.000	0,016
2014 DBI	0	0	0	656.000	0	30.000	0	0	686.000	0,016

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnung DBI basierend auf [15] und [17]

Zur Berechnung der diffusen CO₂-Emissionen (CO₂-vented-Emissions) wird in der EXERGIA-Studie eine Angabe aus dem deutschen NIR von 2014 für das Jahr 2012 genutzt. Zur Bestimmung der CO₂-Emissionen der Sauer gasaufbereitung wird dort ein Emissionsfaktor von 0,23 tCO₂/1000m³Erdgas [44 S. 266] aus Österreich verwendet, da die Sauer gasaufbereitungsanlagen in Deutschland mit den österreichischen Anlagen vergleichbar sind.

Die Umrechnung des vom BVEG angegebenen Wertes von 0,3597 tCO₂/tSauer gas ergibt (nach Abzug des Anteils für die Schwefelproduktion in Höhe von 1/6) einen Emissionsfaktor von 0,24 tCO₂/Tsd.m³Sauer gas, welcher mit dem Wert vergleichbar ist, welcher innerhalb des deutschen NIR verwendet wird. Dementsprechend ist der für 2012 verwendete Eingangswert für die Berechnungen in dieser Studie vergleichbar mit denen der EXERGIA-Studie.

Tabelle 11: Vergleichsdaten diffuse CO₂-Emissionen der Gasaufbereitung - Deutschland

Deutschland	Diffuse CO ₂ -Emissionen
	[%]
2012 GHGenius	5,30
2012 EXERGIA	5,30
2012 DBI (Quelle: BVEG)	4,84
2013 DBI (Quelle: BVEG)	5,56
2014 DBI (Quelle: BVEG)	4,41

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnung DBI basierend auf [18]

3.2.1.3 Transport, Speicherung und Verteilung

Tabelle 12 zeigt die Vergleichsdaten für den Gastransport und die Verteilung in Deutschland.

Die Eingangsdaten für den Energiebedarf des Gastransports sind sehr ähnlich beim Vergleich der von DBI berechneten Daten auf Basis des NIR mit den EXERGIA-Werten, jedoch sehr unterschiedlich verglichen zu den FNB-Daten. Hauptursache hierfür ist, dass in EXERGIA und auch bei den auf dem NIR basierenden Daten jeweils die in Deutschland konsumierte Gasmenge als Bezug genutzt wurde. Aus den Daten der FNB ist allerdings die transportierte Gasmenge bekannt, welche erheblich höher ist, als die konsumierte Menge, da Deutschland ein bedeutendes Transitland ist. In der EXERGIA-Studie wurde bereits angemerkt, dass der Bezug zum Gasverbrauch zu einem zu hohen Wert führen könnte, da die transportierte Menge höher sein könnte (vgl. [1 S. 190]).

Die Daten zum Gasverlust beim Gastransport sind in der EXERGIA-Studie ebenfalls erheblich höher als die Daten auf Basis der FNB. Dies liegt zum einen daran, dass diese Daten ebenfalls auf die konsumierte Menge an Erdgas und nicht auf die transportierte Menge bezogen sind. Zum anderen geben die FNB erheblich geringere Gasverluste an, als im NIR ausgewiesen sind. Die FNB-Daten enthielten zwar nur Daten zu den geplanten Ausblasungen, jedoch stellen diese den Hauptanteil der Gasverluste dar, wie Daten aus anderen Quellen vermuten lassen (vgl. Abschnitt 3.1.2.3). Zudem wurden die Daten um einen eher konservativen Zuschlag von 30 % erhöht, weshalb davon ausgegangen wird, dass sie repräsentativer als die NIR-Daten sind.

Die Validierung der gelieferten FNB-Daten ergab des Weiteren, dass weder Methanemissionen noch der Energiebedarf für die Speicherung von Erdgas in Untergrundgasspeichern enthalten sind, da für die Speicherung von Erdgas in Untergrundspeichern in der Regel nicht die FNB, sondern Speicherbetreiber zuständig sind. Die FNB-Daten decken somit die in Abschnitt 2.2.3 definierten Systemgrenzen für den Bereich Speicherung nicht ab. Aufgrund der geringen Relevanz des Lebenswegabschnitts „Speicherung“ im Hinblick auf das Endergebnis für den CF von Erdgas, welches in Deutschland bzw. Zentral-EU verteilt wird²² und der zeitlichen Restriktionen für den Bericht, wurde auf die Erhebung weiterer Daten verzichtet.

²² Der norwegische Verband der Öl- und Gasindustrie gibt in seinem Umweltbericht von 2015 beispielsweise an, dass die bei der Gasspeicherung entstehenden Methanemissionen einen Anteil von 1 % an den gesamten Methanemissionen der Öl- und Gasindustrie haben [69 S. 35]. Eine Beispielrechnung zur Überprüfung der Relevanz der Speicherung hinsichtlich des Ergebnisses für den CF von Erdgas ist in Anlage 3 gegeben.

Daten für den Bedarf an elektrischer Energie beim Gastransport liegen im NIR nicht vor, weshalb in der EXERGIA-Studie null Prozent angenommen wurden. Mit Hilfe der Daten der FNB konnte diese Datenlücke allerdings gefüllt werden.

Im Bereich der Gasverteilung wurde in der EXERGIA-Studie wiederum der NIR von 2014 genutzt, für diese Studie allerdings der NIR 2016. Im NIR 2016 erfolgten einige methodische Wechsel. Unter anderem werden für die Gasverteilung aktuellere Emissionsfaktoren genutzt, welche auf neu gewonnenen Erkenntnissen zur Schadenshäufigkeit an Rohrleitungen basieren. Daher sind die Werte für das Jahr 2012 auf Basis des NIR 2016 erheblich niedriger als die auf Basis des NIR 2014.

Anzumerken ist, dass die Angaben zu den Methanemissionen der Gasverteilung im deutschen NIR auch Erdgastankstellen enthalten, welche von der Betrachtung in dieser Studie ausgeschlossen sind. Eine Separation der Daten wäre allerdings sehr zeitaufwendig gewesen und der Einfluss auf das Endergebnis wird als gering eingeschätzt.

Tabelle 12: Datenvalidierung Transport & Verteilung - Deutschland

Deutschland	Verteilung	Transport			
	Verlustrate	Energiebedarf Gas-transport	Distanz	Anteil elektr. Energie Gastransport	Verlustrate
	[-]	[$J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$]	[km]	[%]	[-]
2012 GHGenius	0,00378	0,000025	300	0	0,000254
2012 EXERGIA	0,00378	0,000025	300	0	0,000254
2012 DBI (NIR 2014)	0,00299	0,000023	300	0	0,000257
2012 DBI (NIR 2016)	0,00143	0,000023	300	0	0,001209
2013 DBI (NIR 2016)	0,00137	0,000026	300	0	0,001172
2014 DBI (NIR 2016)	0,00156	0,000024	300	0	0,001349
2012 DBI	0,00143	0,000010	300	1,91	0,000095
2013 DBI	0,00137	0,000010	300	2,19	0,000054
2014 DBI	0,00156	0,000009	300	1,22	0,000058

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnung DBI basierend auf [14], [17], [19]

3.2.2 Niederlande

Tabellarische Übersichten zu den für die Berechnung erforderlichen Eingangs- und Vergleichswerten aus weiteren Quellen befinden sich in Anlage 5 bis Anlage 7.

Zur Beurteilung der Datenqualität wurde vergleichend der NIR 2014 für das Jahr 2012 herangezogen. Die Werte für das Jahr 2012 des NIR 2014 und des NIR 2016 unterscheiden sich nicht bzw. nur in sehr geringem Maße.

Geringe Unterschiede ergeben sich beim Energiebedarf der Gasproduktion, da die Daten der Energiebilanz seit der EXERGIA-Studie überarbeitet wurden.

Des Weiteren unterscheidet sich der Gasverlust der Gasproduktion in der EXERGIA-Studie vom in GHGenius enthaltenen Wert um eine Zehnerpotenz. Die Größenordnung der Vergleichsdaten lässt vermuten, dass der Wert im Bericht korrekt ist und im Modell ein Tippfehler vorliegt. Auf Nachfrage bei (S&T)²-Consultants wurde bestätigt, dass die Eingangsdaten im Modell an dieser Stelle nicht korrekt waren und in späteren Versionen von GHGenius geändert wurden.

Erhebliche Abweichungen bestehen beim Energiebedarf des Gastransports. Sowohl die EXERGIA- als auch die DBI-Werte basieren auf Daten der niederländischen Gasindustrie. Eine Ausnahme wurde bei der transportierten Gasmenge gemacht, hier nutzt EXERGIA einen Wert aus dem NIR. Für die vorliegende Studie wurden niederländische Industriedaten. Des Weiteren fand in der EXERGIA-Studie noch keine Unterteilung der Industrie-Daten nach Gastransport und Gasaufbereitung statt. Dies wurde in den DBI-Daten durchgeführt, was auch die unterschiedlichen Daten der Gasaufbereitung erklärt.

Größere Unterschiede zeigen sich auch im Bereich Gasverteilung. Laut NIR 2016 [22 S. 116, 118] gab es neue Messungen an den Erdgas-Pipelines, welche im Ergebnis niedrigere Emissionsfaktoren zeigten. Folglich sind die im NIR 2016 ausgewiesenen Methanemissionen geringer, da die niedrigeren Emissionsfaktoren angesetzt werden konnten.

3.2.3 Norwegen

Die für Norwegen relevanten Vergleichsdaten befinden sich als tabellarische Übersichten in Anlage 8 bis Anlage 10.

Aufgrund der Verwendung der gleichen Datenquellen ergeben sich bei Norwegen größtenteils ähnliche oder sogar dieselben Eingangsdaten²³ wie in der EXERGIA-Studie. Eine Änderung hinsichtlich des Gastransportes wird allerdings in den Berechnungen vorgenommen. Die in EXERGIA berechneten Ergebnisse für den CF von Erdgas beinhalten für den Energiebedarf beim Gastransport von Norwegen einen Wert von $3,0 \cdot 10^{-5} \text{ J}_{\text{konsumiert}}/\text{J}_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$. Im Bericht wird allerdings ein Wert von $1,0 \cdot 10^{-5} \text{ J}_{\text{konsumiert}}/\text{J}_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$ angegeben [1 S. 216].

Auf Nachfrage wurde erläutert, dass keine Werte für den Energiebedarf des Gastransports vorlagen und daher ein Wert von $1,5 \cdot 10^{-5} \text{ J}_{\text{konsumiert}}/\text{J}_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$ angenommen und vom aggregierten Energiebedarf für Gastransport und Gasaufbereitung abgezogen wurde. Demnach sind die ausgewiesenen Daten der Gasaufbereitung nur passend für den Wert von $1,5 \cdot 10^{-5} \text{ J}_{\text{konsumiert}}/\text{J}_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$.

Die von den norwegischen Transportnetzbetreibern bereitgestellten Daten lassen vermuten, dass dieser Wert zu hoch angesetzt ist. Des Weiteren wurden von NOROG Daten aus der EEH Datenbank (vgl. [45]) bereitgestellt, welche zumindest zu einer Transportleitung, der Norpipe, Angaben enthält. Da keine Angaben zur transportierten Gasmenge zur Verfügung standen, wurde die Design-Kapazität (32 Mio. m³/d) [46] der Leitung und eine Länge von 443 km [46] zu Grunde gelegt, was zu einem spezifischen Energiebedarf von $1,05 \cdot 10^{-5} \text{ J}_{\text{konsumiert}}/\text{J}_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}^{24}$ führt. Der Wert könnte allerdings zu niedrig sein, da die tatsächliche Auslastung der Leitung wahrscheinlich niedriger war als die Design-Kapazität.

Aufgrund der komplexen Ausgangslage war es im kurzen Zeitrahmen des Projekts nicht möglich neue Daten für den Energiebedarf der Gasaufbereitung zu erheben, weshalb die Daten der EXERGIA-Studie für die Berechnungen beibehalten wurden. Diese sind, wie oben beschrieben, nur mit einem Wert von $1,5 \cdot 10^{-5} \text{ J}_{\text{konsumiert}}/\text{J}_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$ gültig, welcher allerdings zu hoch sein könnte, wie sich aus anderen Daten schließen lässt. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die Daten für die Emissionen der norwegischen Erdöl- und Erdgasproduktion werden im NIR auf Basis von Emissionsfaktoren aus dem Jahr 1992 berechnet. Für das Bilanzjahr 2014 wurde der neu

²³ Erläuterung für Verwendung der gleichen Eingangsdaten in Abschnitt 3.1.4

²⁴ Angegeben sind ein Dieserverbrauch von 91,72 t und ein Erdgasverbrauch von 53.983.948,26 m³ für das Jahr 2012. Zur Umrechnung wurde ein Brennwert von 42,7 MJ/kg für Diesel und von 40 MJ/m³ für Erdgas genutzt [45], [61].

berechnete Emissionsfaktor für Methan-Ausblasungen für die Erdgas- und Erdölproduktion, veröffentlicht in [30 S. 1], angewendet. Der ermittelte Wert wird als belastbarer angesehen, als der im NIR 2016 verwendete Wert, da die Methode laut [47] unzureichend ist und die vordefinierten Quellen nicht alle emittierenden Quellen beinhalten und ungenau sind. Die Emissionen wurden teils mit einer neu entwickelten Methode und teils mit bereits veröffentlichten modernen Methoden berechnet. Die neu berechneten Emissionen basieren auf einer vollständigeren Liste von potenziellen Emissionsquellen sowie genaueren und aktuelleren Quantifizierungsmethoden.

3.2.4 Russland

Die für Russland relevanten Vergleichsdaten befinden sich als tabellarische Übersichten in Anlage 11 bis Anlage 13.

Ein grundsätzlicher Unterschied zwischen den Daten der EXERGIA-Studie für Russland und den in dieser Studie verwendeten Daten besteht darin, dass in EXERGIA nur ein russisches Datenset generiert wurde, da die verwendete Datengrundlage (der NIR), nicht nach den bestehenden Exportkorridoren differenziert werden konnte. Da die russischen Exportkorridore in ihrer Infrastruktur sehr unterschiedlich sind, wurden in dieser Studie drei verschiedene Transportrouten betrachtet um die Realität besser abzubilden. Um die Vergleichbarkeit zu den Daten der EXERGIA-Studie zu erleichtern, wurde für jeden Eingangswert noch ein viertes Datenset erstellt, welches einen gewichteten Mittelwert der übrigen drei Datensets darstellt.

Russische Gasproduktion – Energiebedarf

Das russische Energieministerium veröffentlicht Daten zum spezifischen Verbrauch von Brennstoffen und Energieressourcen in seinem „State report of power saving and improving energy efficiency in Russian Federation“ (siehe [31]). Dieser Bericht beinhaltet Informationen zum spezifischen Energieverbrauch der Gasproduktion (Tabelle 13).

Tabelle 13: Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in Tonne Kohleäquivalent/ (10⁶m³·km)

Indikator	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen		
Einheit	Tonne Kohleäquivalent / (10 ⁶ m ³ ·km)		
Sektor	Öl und Gas		
Jahr	2013	2014	2015
Wert	0,0176	0,0176	0,0177

Quelle: [31 S. 123]

Die Werte aus Tabelle 13 können in die Einheit m³/(10⁶m³km) umgerechnet²⁵ werden, sodass sie vergleichbar mit den anderen Ergebnissen der Studie sind (Tabelle 14).

²⁵ Die Zahlen werden anhand folgender Umrechnungsfaktoren aus [70] umgerechnet: 1 kg Kohle entspricht 29,3 MJ und 1 t Öl entspricht 41,868 GJ. 1 t Öl-Äquivalent entspricht demzufolge 1,42894 t Kohle-Äquivalent. 1 GJ entspricht 26,8 m³ Erdgas laut [70].

Tabelle 14: Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in kJ/t

Indikator	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen		
Einheit	kJ/t Erdgas		
Sektor	Öl und Gas		
Jahr	2013	2014	2015
Wert	706.411	706.411	710.425

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [31 S. 123]

Die Werte in Tabelle 14 sind vergleichbar mit den Eingangswerten die für GHGenius in dieser Studie genutzt werden.

Russischer Gastransport - Energiebedarf

Signifikante Unterschiede ergeben sich für den Energiebedarf beim Erdgastransport außerhalb von Zentral-EU. In der EXERGIA-Studie wird ein vergleichsweise hoher Wert von $4,5 \cdot 10^{-5}$ J/(J·km) angewendet. Dieser wird unter anderem durch ein höheres Verdichtungsverhältnis (1,45) begründet. Dieses Verdichtungsverhältnis war in der Vergangenheit zutreffend, liegt aber laut aktuellen Daten bei 1,3 – 1,36 [48]. Das Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) verwendet für den Energiebedarf beim Gastransport einen Wert von $3,0 \cdot 10^{-5}$ J/(J·km). Dieser Wert basiert laut ifeu auf Messungen des Wuppertal-Instituts von 2003 [5]. Da die Betreiber kontinuierlich Energieeinsparmaßnahmen durchführen (vgl. [49] und Abbildung 4), erscheinen die in dieser Studie verwendeten Werte im Bereich von $2,05 \cdot 10^{-5}$ J/(J·km) (Nördlicher Korridor 2014) bis $3,03 \cdot 10^{-5}$ J/(J·km) (Ukrainischer und Weißrussischer Korridor 2012) daher repräsentativ. Weiterhin hat das russische Energieministerium Daten zum ‚spezifischen Bedarf von Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen‘ in ihrem ‚Sachstandsbericht zu Energieeinsparungen und Energieeffizienzverbesserungen der russischen Föderation‘ veröffentlicht (vgl. [31]). In diesem Bericht werden Daten zum Transport von Gas, Erdöl und Mineralölerzeugnissen angegeben (Tabelle 15). Diese Zahlen beinhalten jedoch auch den Pipeline-Transport von Erdgas innerhalb von Russland, nicht nur auf den Export-Trassen.

Tabelle 15: Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in Tonne Kohleäquivalent/ (10^6 m³·km)

Indikator	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen		
Einheit	Tonne Kohleäquivalent / (10^6 m ³ ·km)		
Sektor	Transport von Gas, Erdöl und Mineralölerzeugnissen		
Jahr	2013	2014	2015
Wert	0,0303	0,0268	0,0264

Quelle: [31 S. 123]

Die Werte aus Tabelle 15 können in die Einheit $\text{m}^3/(\text{10}^6\text{m}^3\cdot\text{km})$ umgerechnet²⁶ werden, sodass sie vergleichbar mit den anderen Ergebnissen der Studie sind (Tabelle 16).

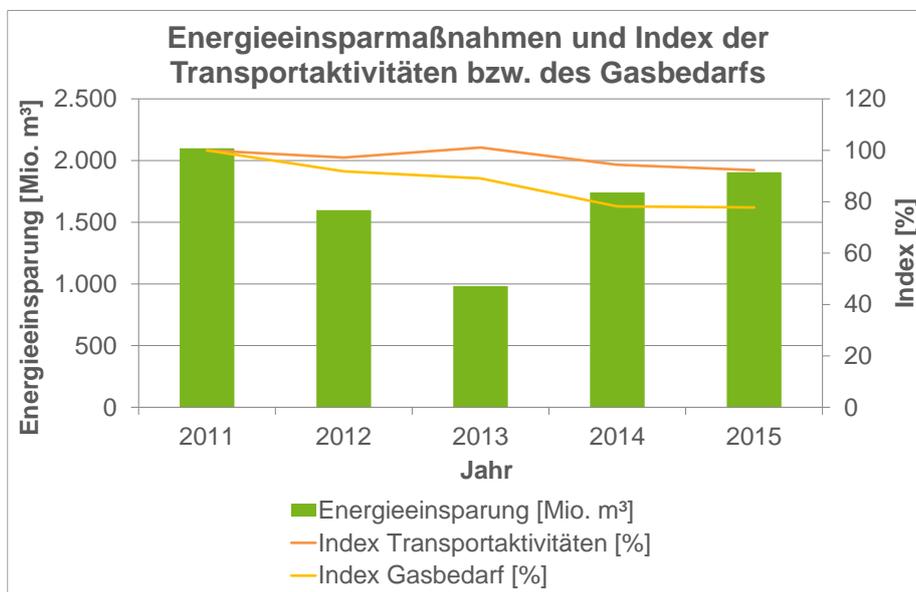
Tabelle 16: Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen in $\text{m}^3/(\text{10}^6\text{m}^3\cdot\text{km})$ und $\text{J}/(\text{J}\cdot\text{km})$

Indikator	Spezifischer Bedarf an Brennstoffen und Energieressourcen für die Produktion von Waren und Dienstleistungen – Sektor Transport von Gas, Erdöl und Mineralölerzeugnissen	
	$\text{m}^3/(\text{10}^6\text{m}^3\cdot\text{km})$	$\text{J}/(\text{J}\cdot\text{km})$
2013	23,79	0,0000238
2014	21,04	0,0000210
2015	20,73	0,0000207

Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [31 S. 123]

Sowohl die öffentlich verfügbaren Daten, wie auch die in dieser Studie verwendeten Eingangsdaten zeigen eine deutliche Senkung des Transportenergiebedarfs vom Jahr 2013 auf das Jahr 2014. Eine Erklärung dafür liegt in der Verringerung des transportierten Gasvolumens. Dies führt zu einer Effizienzverbesserung (geringere Verluste durch reduzierte Rohrreibung).

Abbildung 4: Energieeinsparmaßnahmen der russischen Gasbetreiber



Quelle: Eigene Darstellung DBI basierend auf [49] und [50]

²⁶ Die Zahlen werden anhand folgender Umrechnungsfaktoren aus [70] umgerechnet: 1 kg Kohle entspricht 29,3 MJ und 1 t Öl entspricht 41,868 GJ. 1 t Öl-Äquivalent entspricht demzufolge 1,42894 t Kohle-Äquivalent. 1 GJ entspricht 26,8 m³ Erdgas laut [70].

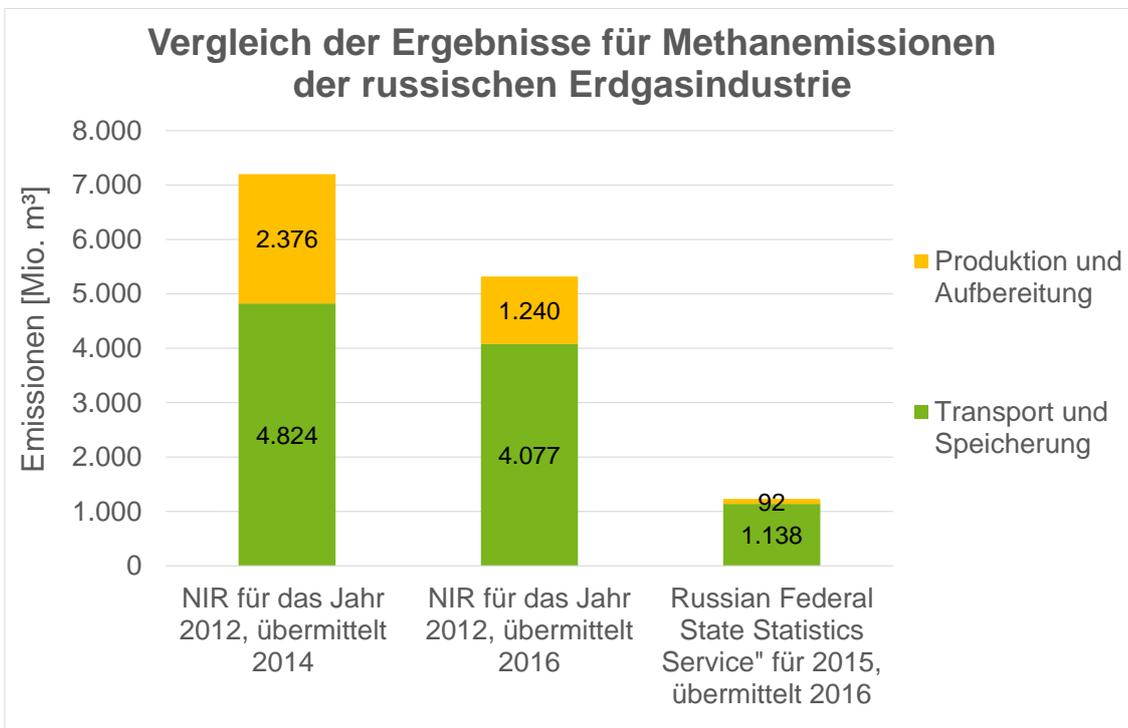
Gasproduktion und Gastransport in Russland – Methanemissionen

Die EXERGIA-Studie nutzt den russischen NIR zur Bestimmung von Methanemissionen bei Gasproduktion und Gasverlust. Zur Erstellung dieses Berichts werden aktuell aber keine tatsächlichen Daten, sondern Standardwerte der IPCC für Entwicklungsländer verwendet.

Auf der Website des „Russian Federal State Statistics Service“ werden die Kohlenwasserstoffemissionen verschiedener Sektoren veröffentlicht, welche im Fall des Gastransports und der Gasproduktion vor allem Methanemissionen sind. Sie betragen im Jahr 2015 1.138 kt für den Sektor „Pipelinetransport von Gas und den Produkten seiner Aufbereitung“ und 92 kt für den Sektor „Produktion von Erdgas und Gaskondensaten“ [35]. Obwohl das Basisjahr nicht dasselbe ist, können diese Zahlen jenen gegenübergestellt werden, welche im russischen NIR von 2014 bzw. 2016 ausgewiesen sind, um die generellen Unterschiede darzustellen (Abbildung 5).

Im NIR der 2016 übermittelt wurde, sind die Emissionen signifikant geringer als im NIR der 2014 übermittelt wurde, obwohl beide für das Jahr 2012 berichten. Dies liegt an methodischen Änderungen bei der Abschätzung der Emissionen und zeigt, dass die Emissionen in der EXERGIA-Studie zu hoch angenommen wurden. Der NIR 2016 enthält außerdem die Aussage, dass weitere Verbesserungen im Sektor Erdgas geplant sind, um die Emissionsfaktoren zu erneuern [51 S. 90]. Die Werte des „Russian Federal State Statistics Service“ sind signifikant geringer als die Werte beider NIR.

Abbildung 5: Vergleich der Informationen von verschiedenen Quellen bezüglich Methanemissionen der russischen Gasindustrie



Quelle: Eigene Darstellung DBI basierend auf [35], [52] und [53]

Mit den Angaben des NIR 2014 kann nach Gleichung 3.2 für die diffusen Methanemissionen bei der Gasproduktion in Russland ein Wert von 0,56 %²⁷ ermittelt werden [52]. Mit den Angaben des NIR 2016 würde der Anteil dagegen nur 0,29 % betragen [53] und mit den Angaben des Russian Federal State Statistics Service 0,02 % [35], sofern immer dieselbe transportierte Gasmenge aus dem NIR 2014 als Bezugsbasis verwendet wird. Dieser letzte Wert liegt im Bereich der Werte, die innerhalb der vorliegenden Studie als Eingangsdaten verwendet wurden.

Der gleiche Ansatz wurde für die Methanemissionen des Gastransports verwendet: Mit den Angaben des NIR 2014 kann nach Gleichung 3.4 für die diffusen Methanemissionen beim Gastransport in Russland ein Wert von 0,97 %²⁸ ermittelt werden [52]. Mit den Angaben des NIR 2016 würde der Anteil dagegen nur 0,82 % betragen [53] und mit den Angaben des Russian Federal State Statistics Service 0,23 % [35], sofern immer dieselbe transportierte Gasmenge aus dem NIR 2014 als Bezugsbasis verwendet wird.

Die Angabe von 0,23 % ist vergleichbar mit den Werten, die in der vorliegenden Studie genutzt wurden. Wie bereits in der Exergia-Studie erläutert wurde, beziehen die Werte des NIR und auch die des Russian Federal State Statistics Service allerdings nur den Gastransport in Russland ein, nicht die Exporte über die russischen Grenzen hinaus [1 S. 211].

Ukrainischer Gastransport - Methanemissionen

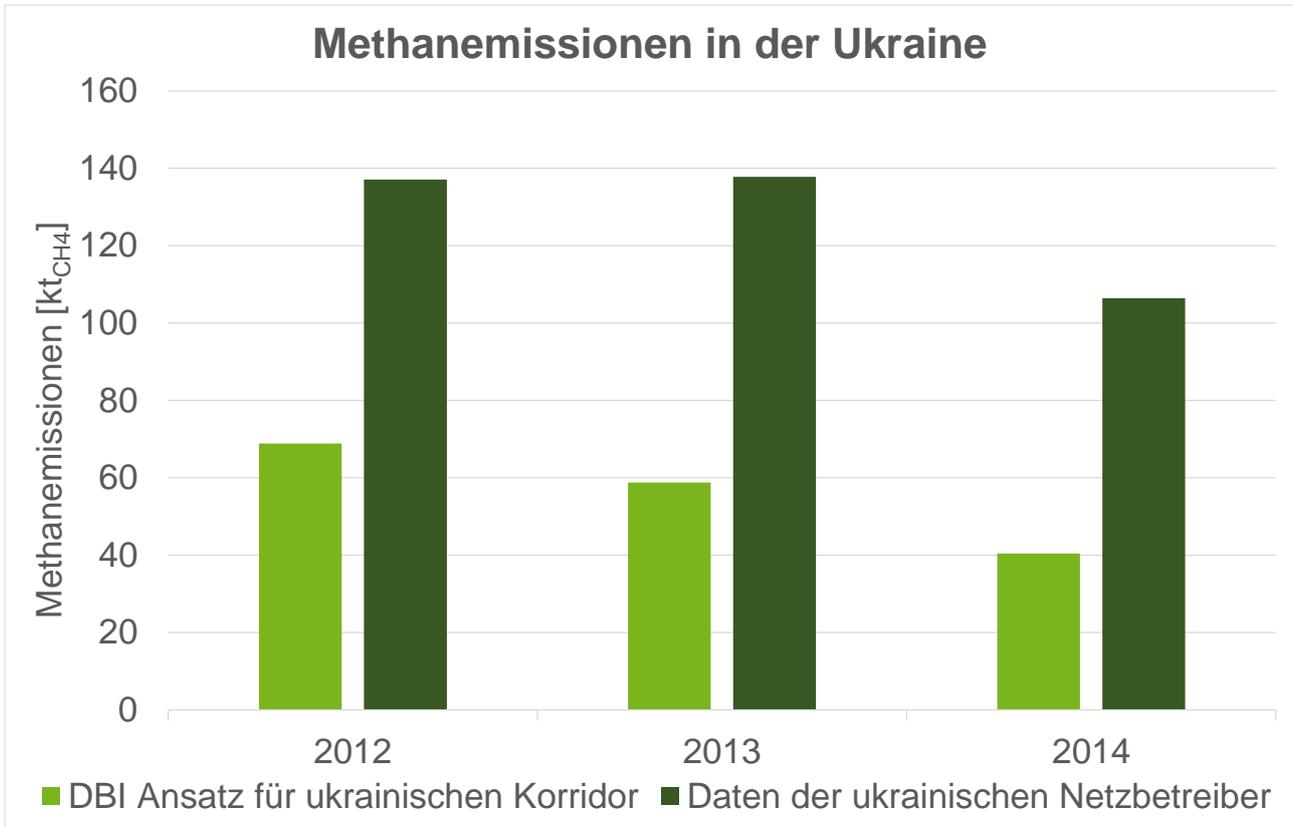
Wie bereits in Abschnitt 3.1.5.2 erwähnt, wurde für den Gastransport in der Ukraine eine Kennzahl aus den russischen Daten ermittelt. Das Ergebnis wird mit Informationen verglichen, welche von ukrainischen Netzbetreibern vorliegen, jedoch aufgrund des hohen Aggregationsgrades nicht als Eingangsdaten für GHGenius genutzt werden können (Abbildung 6)²⁹. Die Daten der Betreiber sind höher als die der vorliegenden Studie, da sie auch ukrainische Transportleitungen und Speicher beinhalten, welche für Gas eingesetzt werden, welches in der Ukraine verbraucht wird bzw. welches durch die Ukraine in Länder außerhalb Zentral-EU (z.B. Rumänien) transportiert wird. In der vorliegenden Studie wird jedoch nur ein Teil (ukrainischer Korridor – Russland 1) betrachtet. Des Weiteren ist nicht klar, welche Quellen für Methanemissionen innerhalb der Betreiberdaten abgebildet sind und wie genau sie abgeschätzt wurden. Die Größenordnung ist jedoch stimmig und der generelle Trend (sinkende Gesamtemissionen zwischen 2012 und 2014) ist auch bei den Betreiberdaten erkennbar.

²⁷ In der Exergia-Studie ist ein Wert von 0,5 % [1 S. 211] angegeben, die leichte Abweichung kommt dadurch zu Stande, dass in der Exergia-Studie ein anderer Wert für die Dichte von Erdgas verwendet wurde, welche zur Umrechnung nötig ist.

²⁸ In der Exergia-Studie ist ein Wert von 1,02 % [1 S. 211] angegeben, die leichte Abweichung kommt dadurch zu Stande, dass in der Exergia-Studie ein anderer Wert für die Dichte von Erdgas verwendet wurde, welche zur Umrechnung nötig ist.

²⁹ Tabellarische Auflistung siehe Anlage 16, Tabelle 29

Abbildung 6: Vergleich der Methanemissionen für den ukrainischen Korridor mit Daten ukrainischer Netzbetreiber



Quelle: Eigene Darstellung DBI basierend auf [54]

3.2.5 Erdgas-Versorgungsstruktur

Die IEA eine internationale Organisation der OECD-Länder mit langjähriger Erfahrung auf dem Gebiet von Energiestatistiken. Die verwendeten Datensätze werden daher als belastbar angesehen und sind untereinander plausibel, da die Energiebilanzen (Import + Produktion = Verbrauch + Export) bis auf geringe statistische Abweichungen ausgeglichen sind.

Bei den Daten der IEA handelt es sich jedoch um kaufmännische Daten, d.h. die nach Deutschland importierten Mengen werden von Deutschland gekauft, aber nicht notwendigerweise auch in Deutschland verbraucht. Die verwendete Methode behandelt die inländisch produzierten Erdgas-mengen in der gleichen Art und Weise wie importierte Gasmengen. Dies entspricht nicht notwendigerweise der Realität, allerdings ist mit der verfügbaren Datenlage keine andere Auswertung möglich.

3.3 Ergebnisse für die THG-Emissionen von Erdgas

Nachfolgend werden in einem ersten Schritt die THG-Emissionen präsentiert, welche mit Hilfe des Modells GHGenius (vgl. Abschnitt 2.2.5.1) und den in Abschnitt 3.1 beschriebenen Eingangsdaten ermittelt wurden. Dabei erfolgt eine Unterscheidung der in Abschnitt 2.2.3 eingeführten Systeme

„Erdgas verteilt in Zentral-EU“ und „Erdgas verteilt in Deutschland“. Im Kapitel 4.2 erfolgt die Darstellung der Ergebnisse als Carbon Footprint, das heißt die THG-Emissionen werden als CO₂-Äquivalente ausgedrückt, um ihre Klimawirksamkeit auszudrücken.

3.3.1 Erdgas verteilt in Zentral-EU

Die Emissionen von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, werden nachfolgend zunächst anhand der realen Versorgungsstruktur ausgewiesen, d.h. alle für Zentral-EU relevanten Versorger werden in die Betrachtung einbezogen. Anschließend werden die Erdgas-Emissionen ausgewählter Erzeugerländer betrachtet.

3.3.1.1 Alle Erdgasproduzenten

Auf Grundlage der in Abschnitt 3.2.4 vorgestellten Erdgasversorgungsstruktur von Zentral-EU sowie den in Abschnitt 3.1 vorgestellten Eingangsdaten ergeben sich die folgenden Resultate für die THG-Mengen von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird (Tabelle 17).

Tabelle 17: THG-Emissionen von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird

	2012				2013				2014			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO
	[g/GJ]											
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	149,0	64,4	0,0	0,1	145,0	63,0	0,0	0,1	141,6	66,8	0,0	0,0
Gasaufbereitung	249,1	2,9	0,0	0,2	214,8	2,8	0,0	0,2	200,5	2,4	0,0	0,2
Gastransport ³⁰	3.717,0	43,9	0,0	1,5	3.566,0	43,6	0,0	1,4	2.896,3	38,5	0,0	1,1
Gasproduktion	1.153,7	24,3	0,1	1,8	1.192,2	23,9	0,1	1,8	1.203,9	23,5	0,1	1,8
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	259,0	0,0	0,0	0,0	210,0	0,0	0,0	0,0	188,4	0,0	0,0	0,0
Total	5.527,8	135,5	0,1	3,5	5.328,0	133,3	0,1	3,5	4.630,7	131,3	0,1	3,2

Quelle: Eigene Berechnung DBI

³⁰ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU (im Fall von Norwegen und Russland) oder in ein anderes Land in Zentral-EU (betrifft Deutschland und Niederlande, da das Produktionsland in Zentral-EU liegt).

3.3.1.2 Spezifische Erdgasproduzenten

Um den CF zu bestimmen, der für ein spezifisches Erzeugerland gültig ist, wird in GHGenius die Erdgasversorgungsstruktur von Zentral-EU derart modifiziert, dass das betrachtete Land als einziger Versorger der Region angenommen wird. Die Tabelle 18 zeigt die Ergebnisse für die THG-Mengen von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt, aber in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland produziert wird, beispielhaft für das Jahr 2014. Die Ergebnisse für die restlichen Jahre befinden sich in den Überblickstabellen der Anlage 19 bis Anlage 22.

Tabelle 18: THG-Mengen über den Produktlebensweg von Erdgas, welches in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland produziert wird – Beispiel für das Jahr 2014

2014	Deutschland				Niederlande				Norwegen				Russland (gewichteter Mittelwert)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO
	[g/GJ]															
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	134,7	66,8	0,0	0,0	127,3	66,8	0,0	0,0	131,3	66,8	0,0	0,0	146,2	66,8	0,0	0,0
Gasaufbereitung	819,5	6,1	0,0	0,6	24,2	0,0	0,0	0,0	269,3	1,7	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Gastransport ³¹	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	6,0	0,0	0,0	1.576,4	1,9	0,0	0,6	11.791	69,2	0,1	4,5
Gasproduktion	2.005,2	18,1	0,1	2,5	924,0	11,0	0,0	1,2	1.438,1	15,4	0,1	2,6	856,5	11,7	0,0	1,4
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	2.172,3	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0
Total	5.131,8	90,9	0,1	3,2	1.077,5	83,8	0,0	1,3	3.431,8	85,9	0,2	3,4	12.797	147,7	0,1	6,0

Quelle: Eigene Berechnung DBI

³¹ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU (im Fall von Norwegen und Russland) oder in ein anderes Land in Zentral-EU (betrifft Deutschland und Niederlande, da das Produktionsland in Zentral-EU liegt).

3.3.2 Erdgas verteilt in Deutschland

Zur Abschätzung des CF von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird, wird in GHGenius ebenfalls die Region Zentral-EU ausgewählt. Als Basis dienen also alle Eingangsdaten und Einstellungen, welche zur Ermittlung der Ergebnisse in 3.3.1 genutzt wurden. Es müssen allerdings einige Anpassungen im Modell GHGenius vorgenommen werden:

1. Die Erdgasversorgungsstruktur von Zentral-EU wird durch diejenige von Deutschland ersetzt (siehe Anlage 17)
2. Der Strommix von Zentral-EU wird durch denjenigen von Deutschland ersetzt (siehe Anlage 23)
3. Die Effizienz der Stromerzeugung von Zentral-EU wird durch diejenige von Deutschland ersetzt (siehe Anlage 24)
4. Deutschland wird als einziger Konsument von Erdgas in Zentral-EU festgelegt
5. Die Transportdistanzen müssen angepasst werden, damit nicht die Distanz bis zur Außengrenze von Zentral-EU, sondern bis zur Außengrenze von Deutschland gültig ist (siehe Anlage 15)

Nach Durchführung der Anpassungen ergeben sich folgenden THG-Mengen für Erdgas verteilt in Deutschland (Tabelle 19).

Tabelle 19: THG-Emissionen von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird

	2012				2013				2014			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO
	[g/GJ]											
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	85,9	29,3	0,0	0,0	87,0	27,3	0,0	0,0	74,8	31,0	0,0	0,0
Gasaufbereitung	219,3	3,2	0,0	0,2	193,7	3,2	0,0	0,2	159,6	2,3	0,0	0,1
Gastransport ³²	3.466,2	37,8	0,0	1,3	3.457,6	42,4	0,0	1,3	2.858,7	35,7	0,0	1,1
Gasproduktion	1.140,4	20,5	0,1	1,8	1.171,4	21,5	0,1	1,8	1.164,5	18,8	0,1	1,8
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	364,5	0,0	0,0	0,0	366,5	0,0	0,0	0,0	249,8	0,0	0,0	0,0
Total	5.276,3	90,8	0,1	3,3	5.276,2	94,4	0,1	3,3	4.507,4	87,8	0,1	3,0

Quelle: Eigene Berechnung DBI

³² Gastransport in ein anderes Land in Zentral-EU.

4. Wirkungsabschätzung

In der Wirkungsabschätzung werden die potentiellen Auswirkungen jedes THG auf die Klimaänderung beurteilt. Dies geschieht durch Umrechnung der ermittelten THG-Emissionen in CO₂-Äquivalente, wodurch der Carbon Footprint dargestellt wird. [7 S. 62]

4.1 Treibhauspotenzial

Für die Berechnung der CO₂-äquivalenten Menge von Treibhausgasen wird ein Faktor für das relative Treibhauspotenzial (GWP – engl. global warming potential) auf die Treibhausgas-Emissionen angewendet. In dieser Studie werden, wie in der DIN CEN ISO TS 14067 [7 S. 62] gefordert, die Treibhauspotenziale über einen Zeithorizont von 100 Jahren nach Freisetzung (GWP₁₀₀-Werte) eingesetzt.

Infolge des fortschreitenden Wissenstands zum Einfluss der verschiedenen Treibhausgase auf die zu erwartende Erderwärmung änderten sich diese Werte in der Vergangenheit mehrfach. Die für diese Studie verwendeten GWP sind dem vierten Sachstandsbericht (AR4) des Weltklimarats (IPCC – engl. Intergovernmental Panel on Climate Change) entnommen [55 S. 212]. Dieser Sachstandsbericht wurde zum einen als Quelle für die verwendeten Treibhauspotenziale gewählt, da er seit der UN-Klimakonferenz in Warschau 2013 (COP-19) als Quelle für die nationale Treibhausinventar-Berichtserstattung verbindlich festgelegt ist [56 S. 2]. Ein weiterer Grund liegt in der Vergleichbarkeit des berechneten CF mit der EXERGIA-Studie, in welcher ebenfalls die GWP des vierten Sachstandsberichts gewählt wurden.

Die neuesten GWP₁₀₀ sind allerdings im fünften Sachstandsbericht (AR5) des IPCC veröffentlicht. Beispielsweise beträgt der GWP₁₀₀ für Methan demnach nun 34 gegenüber 25 im vierten Sachstandsbericht, einschließlich der Rückkopplungsmechanismen des Klimas auf den Kohlenstoffkreislauf (CCFB – engl. climate carbon feedback) [57 S. 714]. Um diesen aktualisierten Wissensstand zu berücksichtigen, wird in dieser Studie eine Sensitivitätsanalyse mit den aktuellsten GWP₁₀₀ aus dem fünften Sachstandsbericht des IPCC durchgeführt.

Die im GHGenius-Modell eingetragenen und für die Studie verwendeten GWP-Werte sind in Tabelle 20 dargestellt.

Den indirekten Treibhausgasen Kohlenmonoxid (CO) und flüchtigen organische Verbindungen (VOC) wird im GHGenius-Modell ihrem Kohlenstoffanteil entsprechend ebenfalls ein Äquivalenzfaktor zugeordnet (Tabelle 21). Es wird angenommen, dass diese Gase nach ihrer Emission vollständig zu CO₂ oxidieren. Dieses Vorgehen erfolgt in Anlehnung an den Leitfaden des Weltklimarates [58 S. 7.6].

Tabelle 20: Übersicht über die in der Studie angewendeten relativen Treibhauspotenziale (GWP)

	2007 (100 Jahre)	2013 with ccfb (100 Jahre)
Quelle	AR4 [55 S. 212]	AR5 [57 S. 714; 731]
CO₂	1	1
CH₄	25	34
N₂O	298	298
CFC-12	10.900	10.200
HFC-134a	1.430	1.550
SF6	22.800	23.500

Quelle: [55], [57]

Tabelle 21: Übersicht über die angewendeten Äquivalenzfaktoren für indirekte Treibhausgase

	Äquivalenzfaktoren
CO	1,57
VOC	2,99

Quelle: [43]

4.2 Umrechnung der Ergebnisse in CO₂-Äquivalente

Das Modell GHGenius nimmt automatisch eine Umrechnung der ausgewiesenen Emissionen in CO₂-Äquivalente vor. Dementsprechend ist die Vorgehensweise zur Ermittlung der Ergebnisse analog der in Abschnitt 3.3 beschriebenen. Die Ergebnisse werden in diesem Abschnitt jedoch nicht als absolute THG-Mengen, sondern als CO₂-Äquivalente ausgewiesen. Dazu werden die in Abschnitt 4.1 beschriebenen Treibhauspotenziale zur Umrechnung angewendet.

4.2.1 Erdgas verteilt in Zentral-EU

Zunächst wird das System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ betrachtet. Ergebnisse wurden wiederum für die „reale Erdgasversorgungsstruktur“, d.h. unter Einbeziehung aller für die Region relevanten Gasproduzenten, sowie für spezifische Erzeugerländer ermittelt.

4.2.1.1 Alle Erdgasproduzenten

Unter Einbeziehung aller für Zentral-EU relevanten Versorger und Verbraucher ergeben sich die Ergebnisse nach Tabelle 22 für den Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird.

Tabelle 22: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird

	2012	2013	2014
	[gCO ₂ e/GJ]		
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	1.760	1.720	1.813
Gasaufbereitung	323	287	262
Gastransport ³³	4.822	4.667	3.867
Gasproduktion	1.781	1.813	1.813
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	235	247	184
Total	8.922	8.734	7.939

Quelle: Eigene Berechnung DBI

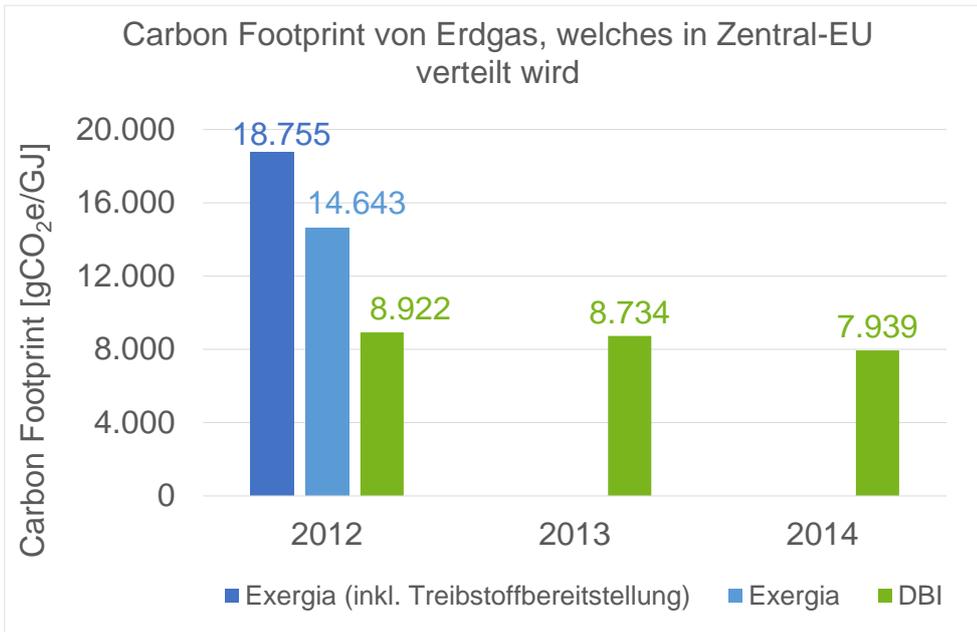
Die in CO₂-Äquivalente umgerechneten Ergebnisse lassen sich vergleichend den Ergebnissen der EXERGIA-Studie gegenüberstellen. Dazu muss jedoch zunächst die Treibstoffbereitstellung (engl. dispensing) aus den EXERGIA-Ergebnissen exkludiert werden³⁴. Abbildung 7 zeigt das Ergebnis von EXERGIA im Vergleich zu den Ergebnissen zu denen die vorliegende Studie für den CF von Erdgas kommt, welches in Zentral-EU verteilt wird. Überdies werden auch die Resultate von EXERGIA bezüglich des CF von Erdgas welches in Zentral-EU an der Tankstelle entnommen wird, im Vergleich zum Ergebnis von EXERGIA ohne den Lebenswegabschnitt „Treibstoffbereitstellung“ dargestellt.

Der Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, liegt, unter Verwendung der aktualisierten Eingangsdaten bei 8.922 gCO₂e/GJ im Jahr 2012 (vgl. EXERGIA: 14.643 gCO₂e/GJ) und von 7.939 gCO₂e/GJ im Jahr 2014, wobei lediglich die Eingangsdaten für Pipelinegas aus Deutschland, den Niederlanden, Norwegen und Russland aktualisiert und die übrigen Daten so beibehalten wurden, wie sie in GHGenius in der Version der EXERGIA-Studie enthalten waren.

³³ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU (im Fall von Norwegen und Russland) oder in ein anderes Land in Zentral-EU (betrifft Deutschland und Niederlande, da das Produktionsland in Zentral-EU liegt).

³⁴ Der Ausschluss der Treibstoffbereitstellung wird in Abschnitt 2.2.3.1 begründet.

Abbildung 7: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird [gCO₂e/GJ]



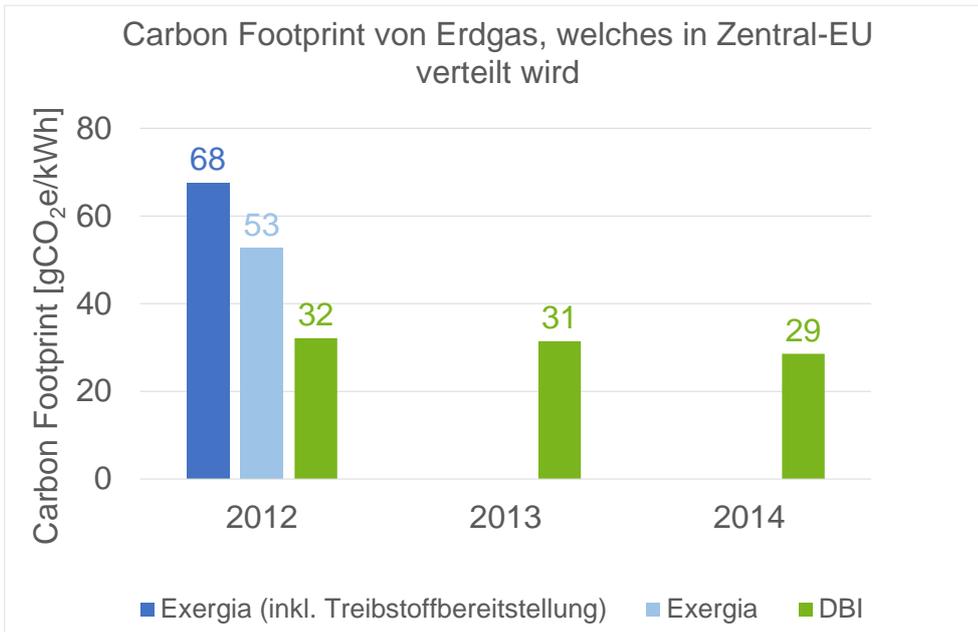
Quelle: Eigene Darstellung DBI

Die Unterschiede zwischen den Ergebnissen der vorliegenden Studie und der Exergia-Studie ergeben sich durch die aktualisierten Eingangsdaten, welche im Einzelnen im Abschnitt 3.2 diskutiert werden.

Die größte Reduktion des Ergebnisses kommt durch aktualisierte Daten für den Gastransport bis zur Grenze von Zentral-EU zu Stande. Aber auch im Bereich Transport, Speicherung und Verteilung innerhalb von Zentral-EU ergeben sich deutlich geringere Werte, was z.B. an neuen Messungen und entsprechenden Aktualisierungen des NIR im Gasverteilnetz der Niederlande lag, die nun deutlich geringere Methanemissionen aufzeigen als bisherige Studien. Für ausgewählte Anwendungen von Erdgas (z.B. die Produktion von Strom in Gaskraftwerken) ist es von Vorteil, den CF in einer anderen Einheit auszuweisen. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse der Abbildung 7 in gCO₂e/kWh³⁵.

³⁵ Die Ergebnisse wurden ermittelt, indem die Angaben aus Abbildung 7 durch 277,778 dividiert wurden (=Umrechnung von GJ in kWh).

Abbildung 8: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird [gCO₂e/kWh]



Quelle: Eigene Darstellung DBI

4.2.1.2 Spezifische Erdgasproduzenten

Der CF, der für ein spezifisches Erzeugerland gültig ist, wird analog der Vorgehensweise in Abschnitt 3.3.1.2 bestimmt. Tabelle 23 zeigt die Ergebnisse beispielhaft für das Jahr 2014. Eine detaillierte Auflistung der Ergebnisse für alle Jahre enthält die Anlage 25 für Erdgas produziert in Deutschland, die Anlage 26 für Erdgas produziert in den Niederlanden, die Anlage 27 für Erdgas produziert in Norwegen und die Anlage 28 für Erdgas, welches in Russland produziert wurde.

Tabelle 23: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, aufgeschlüsselt nach Produktionsland (Beispiel für 2014)

	2014			
	Deutschland	Niederlande	Norwegen	Russland
	[gCO ₂ e/GJ]			
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	1.805	1.797	1.801	1.810
Gasaufbereitung	977	26	315	0
Gastransport ³⁶	0	151	1.629	9.247
Gasproduktion	2.483	1.210	1.867	1.179
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	2.172	1	17	2
Total	7.437	3.185	5.629	12.239

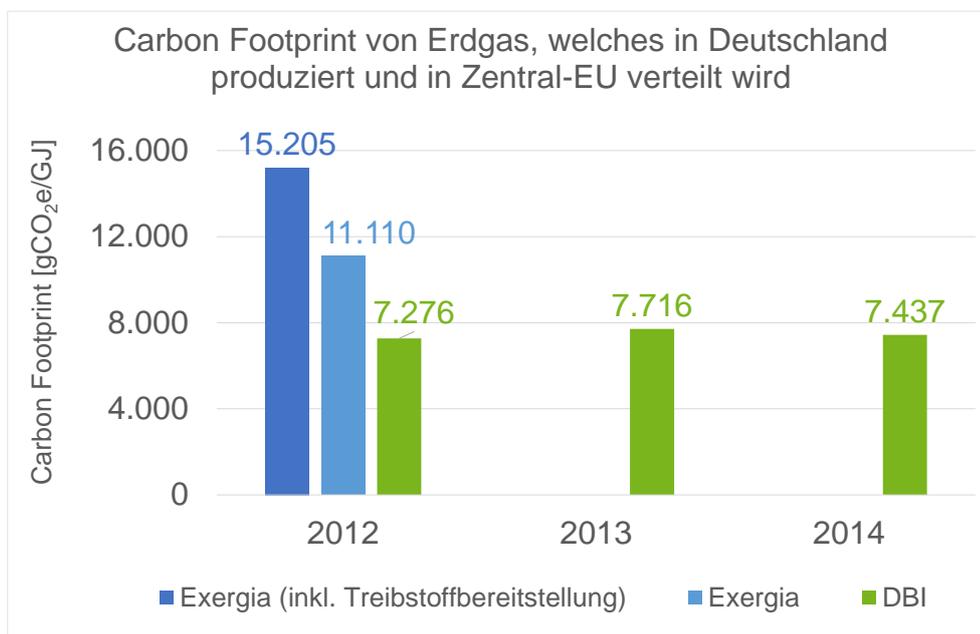
Quelle: Eigene Berechnung DBI

³⁶ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU (im Fall von Norwegen und Russland) oder in ein anderes Land in Zentral-EU (betrifft Deutschland und Niederlande, da das Produktionsland in Zentral-EU liegt).

Die Ergebnisse lassen sich wiederum denen der EXERGIA-Studie gegenüberstellen. Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse für Erdgas, welches in Deutschland produziert wird und in Zentral-EU verteilt wird. Damit sind für die Bereiche Gasproduktion und Gasaufbereitung lediglich die Eingangsdaten für Deutschland relevant. Für Gastransport, -speicherung und Verteilung wird das Ergebnis aber von den Daten aller in Zentral-EU liegenden Länder beeinflusst.

Unterschiede im Vergleich zur EXERGIA-Studie resultieren hauptsächlich aus aktualisierten Eingangsdaten für den Gasverlust bei Gasproduktion und Gasaufbereitung in Deutschland sowie beim Energiebedarf des Gastransports innerhalb Deutschlands und den Gasverlusten von Gastransport und Gasverteilung innerhalb Deutschlands (vgl. Abschnitt 3.2.1.3 und Anlage 25).

Abbildung 9: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird

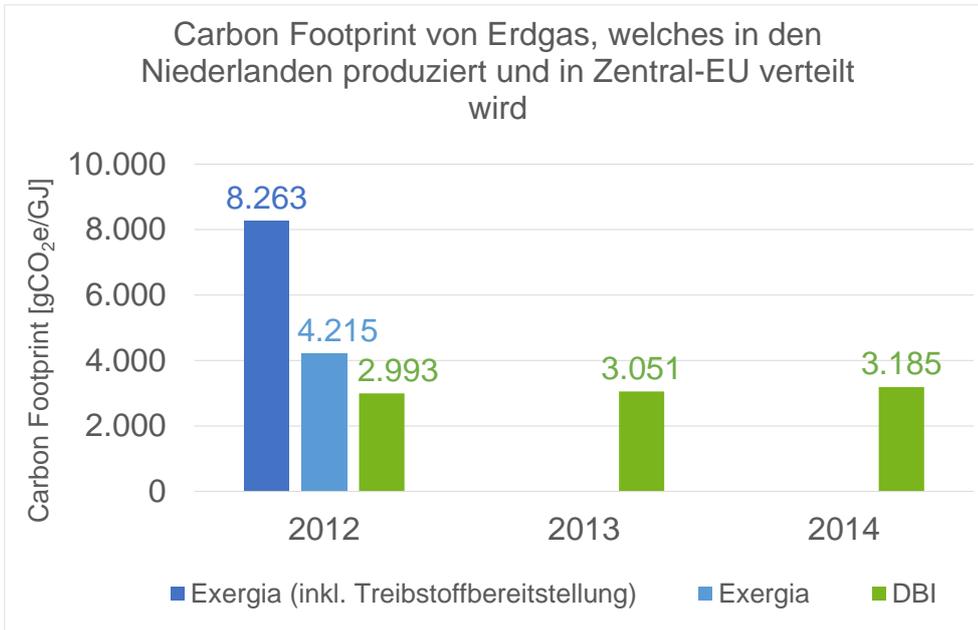


Quelle: Eigene Darstellung DBI

Abbildung 10 stellt die Resultate für Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird, dar. Folglich sind hier für die Bereiche Gasproduktion und Gasaufbereitung lediglich die Eingangsdaten für die Niederlande relevant. Für Gastransport, -speicherung und Verteilung wird das Ergebnis aber von den Daten aller in Zentral-EU liegenden Länder beeinflusst.

Verglichen mit der EXERGIA-Studie resultieren die maßgeblichen Unterschiede aus dem Bereich „Transport innerhalb EU, Speicherung und Verteilung“ (vgl. Abschnitt 3.2.2 und Anlage 26).

Abbildung 10: Carbon Footprint von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird

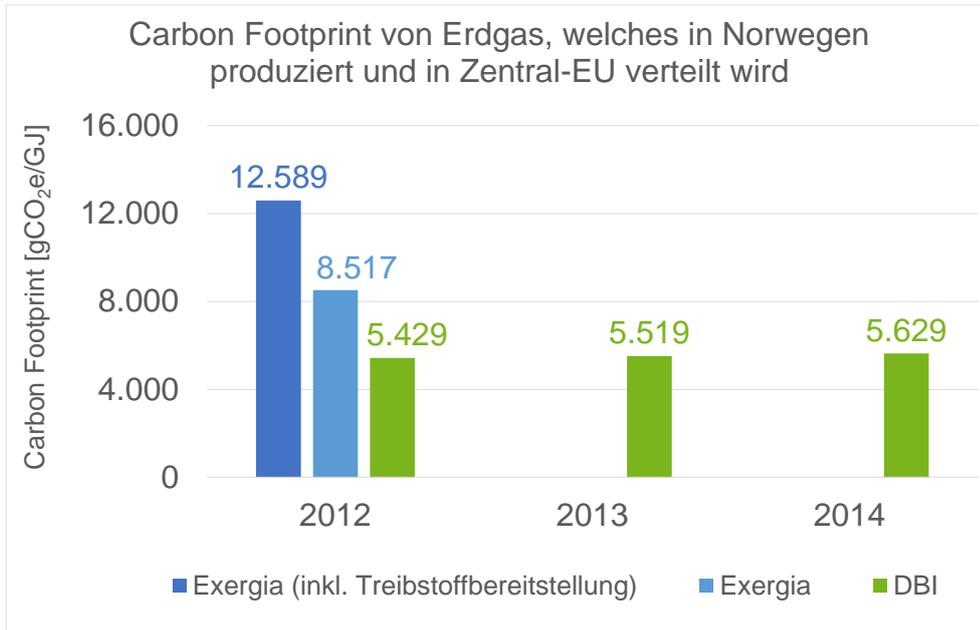


Quelle: Eigene Darstellung DBI

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse für Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird, abgebildet. Dementsprechend sind für die Bereiche Gasproduktion und -aufbereitung nur die Eingangsdaten für Norwegen von Bedeutung. Für die anderen Bereiche wird das Ergebnis aber von den Daten aller in Zentral-EU liegenden Länder beeinflusst.

Die wesentlichen Unterschiede zur EXERGIA-Studie ergeben sich im Fall von Norwegen in den Bereichen „Transport bis zu EU-Außengrenze“ und „Entfernung von CO₂ und H₂S (Gasaufbereitung)“ (vgl. Abschnitt 3.2.3 und Anlage 27). Weitere Differenzen zur EXERGIA-Studie ergeben sich bei „Transport innerhalb EU, Speicherung und Verteilung“, jedoch ist dies nicht auf Aktualisierung der norwegischen, sondern der niederländischen und der deutschen Daten zurückzuführen.

Abbildung 11: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird

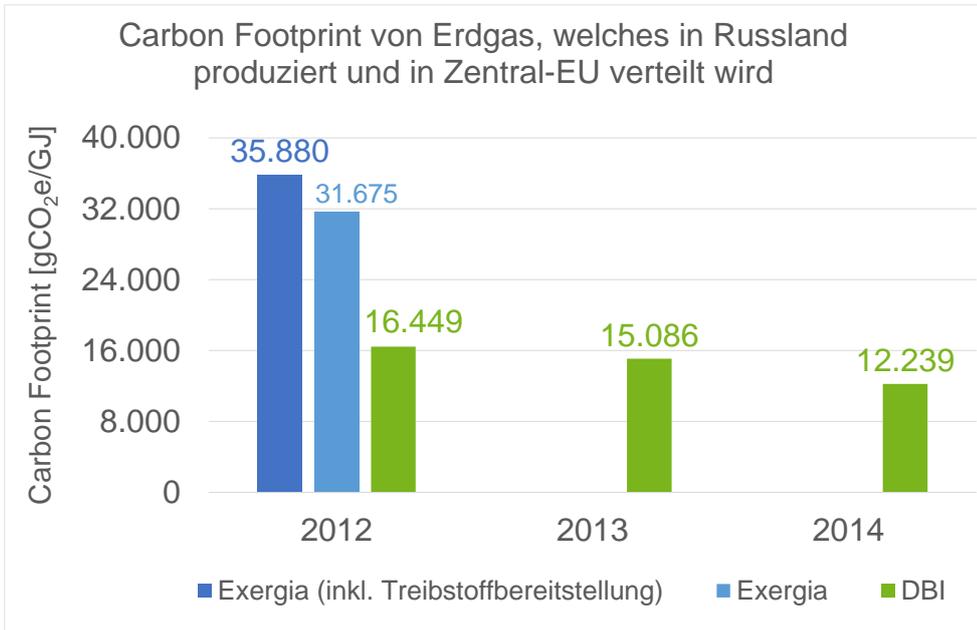


Quelle: Eigene Darstellung DBI

Abbildung 12 zeigt die Resultate für Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird. Für die Bereiche Gasproduktion und Gasaufbereitung sind folglich die Eingangsdaten für Russland relevant. Das Ergebnis für die anderen Bereiche wird jedoch von den Daten aller Länder in Zentral-EU beeinflusst.

Bedeutende Unterschiede zur EXERGIA-Studie ergeben sich hinsichtlich des Transports zur EU-Außengrenze (vgl. Abschnitt 3.2.4 und Anlage 28). Weitere Differenzen bestehen bei der Gasproduktion und der Gasaufbereitung. Der gesunkene Carbon Footprint für den „Transport innerhalb EU, Speicherung und Verteilung“ ergibt sich durch Aktualisierung der Eingangsdaten bei Deutschland und den Niederlanden.

Abbildung 12: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird



Quelle: Eigene Darstellung DBI

4.2.2 Erdgas verteilt in Deutschland

Mit der in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Vorgehensweise lässt sich auch der CF von Erdgas verteilt in Deutschland bestimmen. Tabelle 24 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 24: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird (mit angepassten Längen)

System Deutschland	2012	2013	2014
	[CO ₂ e/GJ]		
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	818	771	851
Gasaufbereitung	300	276	219
Gastransport ³⁷	4.905	4.988	4.074
Gasproduktion	1.675	1.731	1.655
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	364	366	250
Total	8.064	8.132	7.050

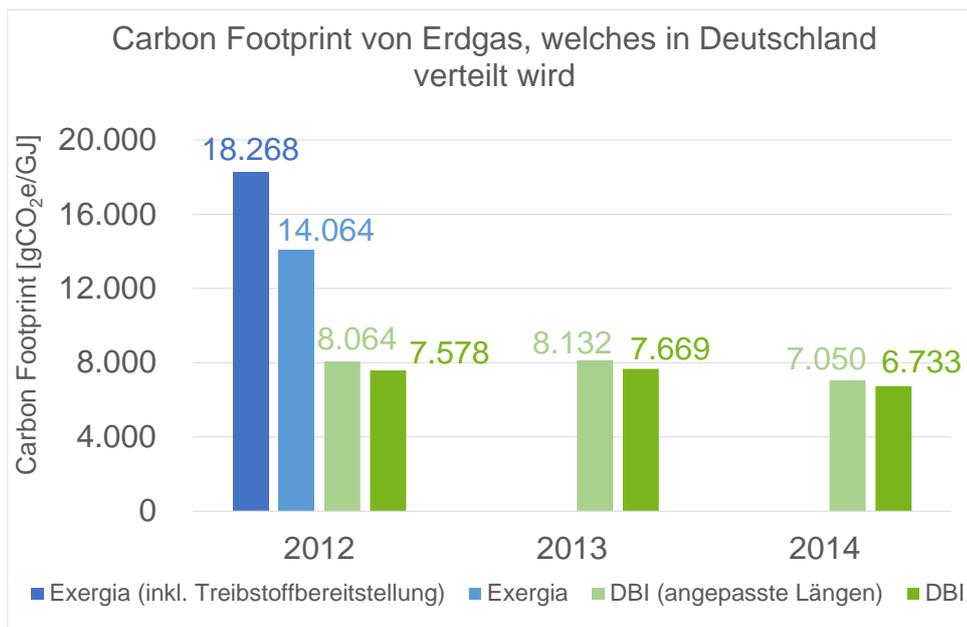
Quelle: Eigene Berechnungen DBI

Im Vergleich zu EXERGIA stellen sich die Ergebnisse wie folgt dar (Abbildung 13). In der EXERGIA-Studie wurde die in Abschnitt 3.3.2 in Punkt 5. geforderte Anpassung der Transportdistanzen zur Darstellung des Systems „Erdgas verteilt in Deutschland“ nicht vorgenommen, sodass lediglich die

³⁷ Gastransport ein anderes Land in Zentral-EU.

Transportdistanzen bis zur Außengrenze von Zentral-EU betrachtet wurden. Vergleichsweise wurde daher ein Wert ohne angepasste Transportdistanzen berechnet und in Abbildung 13 dargestellt (dunkelgrüne Säule). Der Wert mit den angepassten Transportdistanzen (hellgrüne Säule) wird allerdings als belastbarer angesehen, da dieser die realen Verhältnisse besser abbildet. Für das System „Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird“, ergibt sich mit den aktualisierten Daten ein Carbon Footprint von 8.064 gCO₂e/GJ im Jahr 2012 (vgl. EXERGIA: 14.064 gCO₂e/GJ) und von 7.050 gCO₂e/GJ im Jahr 2014.

Abbildung 13: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird (mit angepassten Längen)



Quelle: Eigene Darstellung DBI

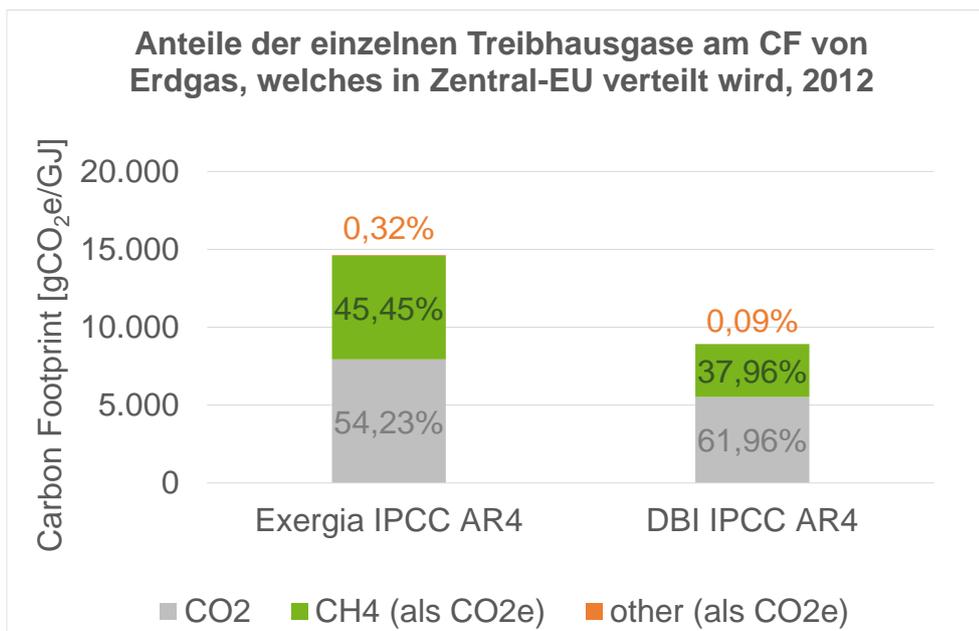
5. Interpretation und Auswertung

5.1 Identifikation signifikanter Parameter

5.1.1 Anteil der verschiedenen Treibhausgase am Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird

Die Auflistung der THG-Emissionen von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird (Abschnitt 3.3.1) zeigt, dass vorrangig CO₂-Emissionen in den einzelnen Lebenswegabschnitten entstehen. Die CH₄-Emissionen gewinnen aber dadurch an Bedeutung, dass sie ein 25-fach höheres Treibhauspotenzial [55 S. 212] besitzen als CO₂. Dennoch ist der Anteil, den Methan zum gesamten CF beiträgt, geringer als derjenige von CO₂. Wie in Abbildung 14 verdeutlicht wird, trägt Methan rund 38 % zum gesamten CF des in Zentral-EU verteilten Erdgases bei. Dagegen hat CO₂ einen Anteil von rund 62 %.

Abbildung 14: Anteil der verschiedenen THG am gesamten Carbon Footprint



Quelle: Eigene Darstellung DBI

5.1.2 Einfluss der aktualisierten Daten auf den gesamten Carbon Footprint im Vergleich zu den Ergebnissen der EXERGIA-Studie

Im den folgenden Abschnitten wird beispielhaft für das Jahr 2012 gezeigt, wie sich die Aktualisierung einzelner Daten auf das Ergebnis für den CF auswirkt, um zu identifizieren, welche Parameter das Endergebnis am meisten beeinflussen. Dargestellt wird stets Erdgas, welches für Zentral-EU produziert und in Zentral-EU verteilt wird. Das heißt dass die Daten aller Versorger (vgl. Anlage 17) und aller Verbraucher (Anlage 18) von Zentral-EU in die Berechnung eingehen.

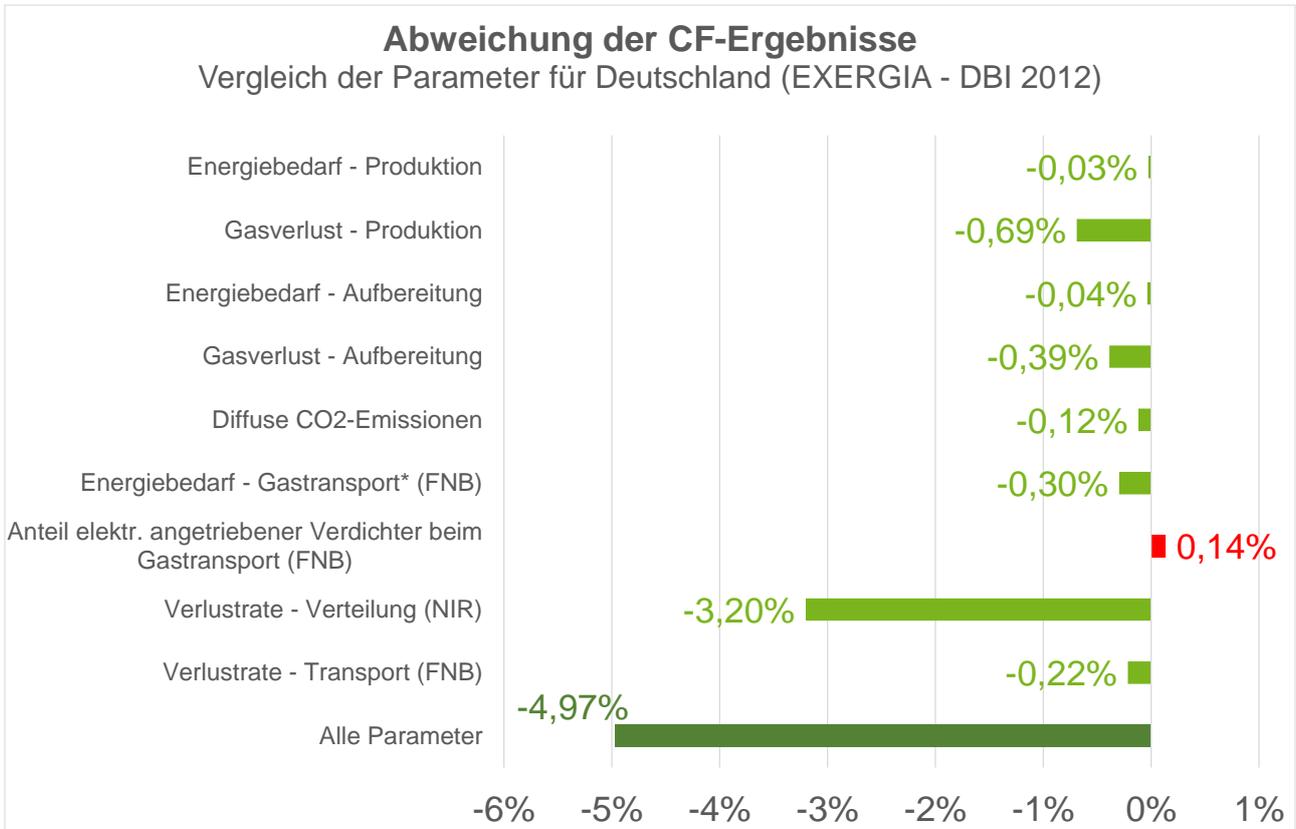
Für alle Darstellungen gilt: bei grünen Balken führt die Aktualisierung des einzelnen Parameters zu einem geringeren Gesamtergebnis als in der EXERGIA-Studie bei roten Balken zu einem höheren. Grau dargestellte Prozentzahlen bedeuten, dass sich keine Abweichung ergeben hat.

Die Gesamtabweichung, die durch alle Parameter herbeigeführt wird, entspricht in den einzelnen Darstellungen zwar in etwa, aber nicht unbedingt exakt der Summe der einzelnen Parameter, da sich die Änderung einiger Parameter auch auf andere Bereiche (z.B. die Stromerzeugung aus Gas) im GHGenius-Modell auswirkt und somit gewisse Wechselwirkungen auftreten.

5.1.2.1 Deutschland

Es folgt eine Analyse des Einflusses verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wurde. Die Gesamtabweichung des CF der vorliegenden Untersuchung im Vergleich zum Ergebnis der EXERGIA-Studie beträgt -4,97 %. Den größten Einfluss hat der Parameter „Verlustrate - Verteilung“, welcher auf Daten des NIR basiert (Abbildung 15). Der NIR wurde auch in der EXERGIA-Studie als Datenquelle genutzt, jedoch gab es im Jahr 2015 einige methodische Änderungen im NIR, die sich auch auf das Jahr 2012 auswirken (z.B. werden basierend auf neuen Erkenntnissen neue Emissionsfaktoren für das Gasverteilnetz genutzt).

Abbildung 15: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird



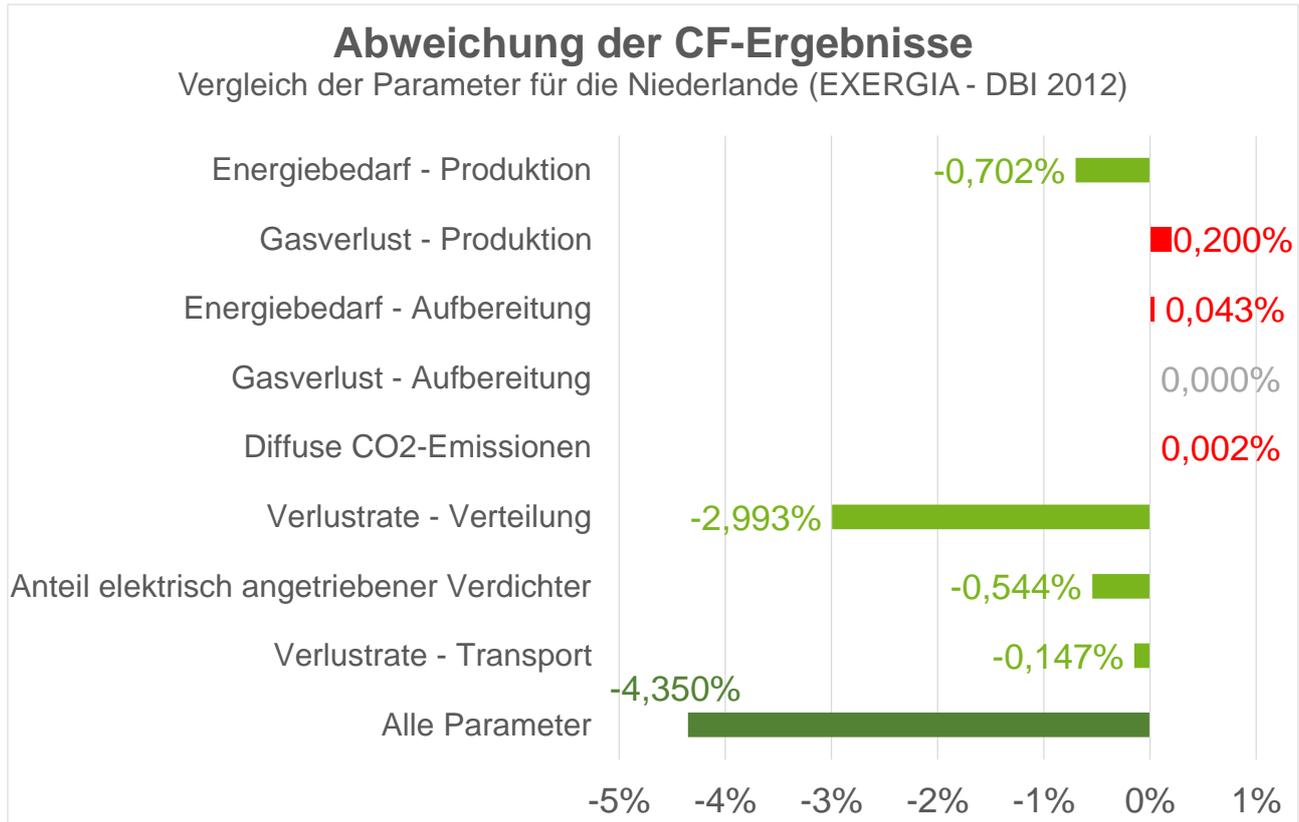
*außerhalb des Landes

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

5.1.2.2 Niederlande

Die Parameter aus denen sich der CF von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wurde, zusammensetzt, erreichen eine Gesamtabweichung von -4,35 %. Der ausschlaggebende Parameter ist dabei die „Verlustrate - Verteilung“, welche zu einer Verringerung des CF, gegenüber den Ergebnissen der EXERGIA-Studie, von knapp 3 % führt (Abbildung 16).

Abbildung 16: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird

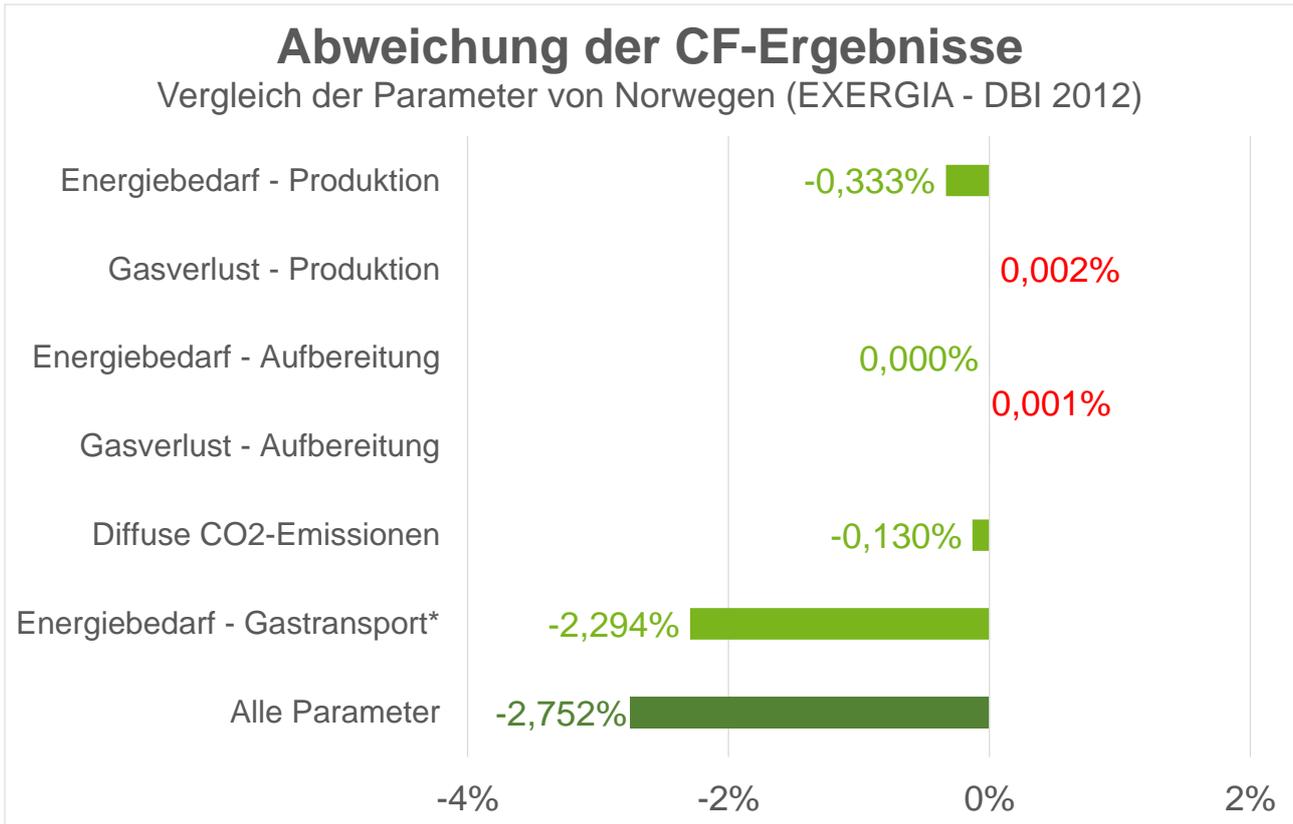


Quelle: Eigene Berechnungen DBI

5.1.2.3 Norwegen

Die Parameter des CF von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wurde, erreichen eine Gesamtabweichung von -2,75 %. Der ausschlaggebende Parameter ist der „Energiebedarf - Gastransport außerhalb von Zentral-EU“, welcher zu einer Verringerung des CF gegenüber den Ergebnissen der EXERGIA-Studie von 2,3 % führt (Abbildung 17).

Abbildung 17: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird



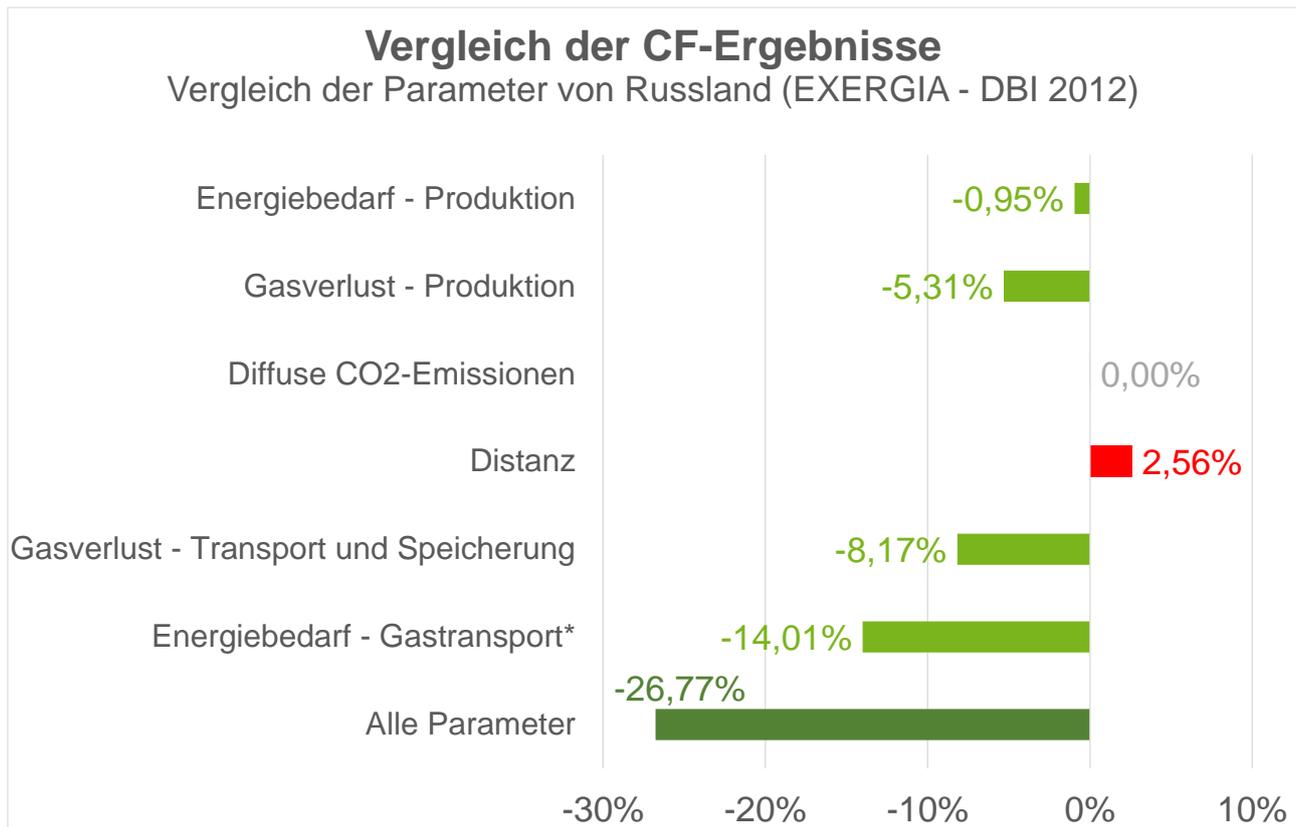
*außerhalb des Landes

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

5.1.2.4 Russland

Die Gesamtabweichung der verschiedenen Parameter mit Einfluss auf den CF von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wurde, beträgt -26,7 %. Sie wird durch mehrere Parameter verursacht, aber hauptsächlich tragen die Parameter „Energiebedarf - Gastransport außerhalb von Zentral-EU“ und „Gasverlust - Transport und Speicherung“ dazu bei (Abbildung 18).

Abbildung 18: Einfluss verschiedener Parameter auf den CF von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird



*außerhalb des Landes

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

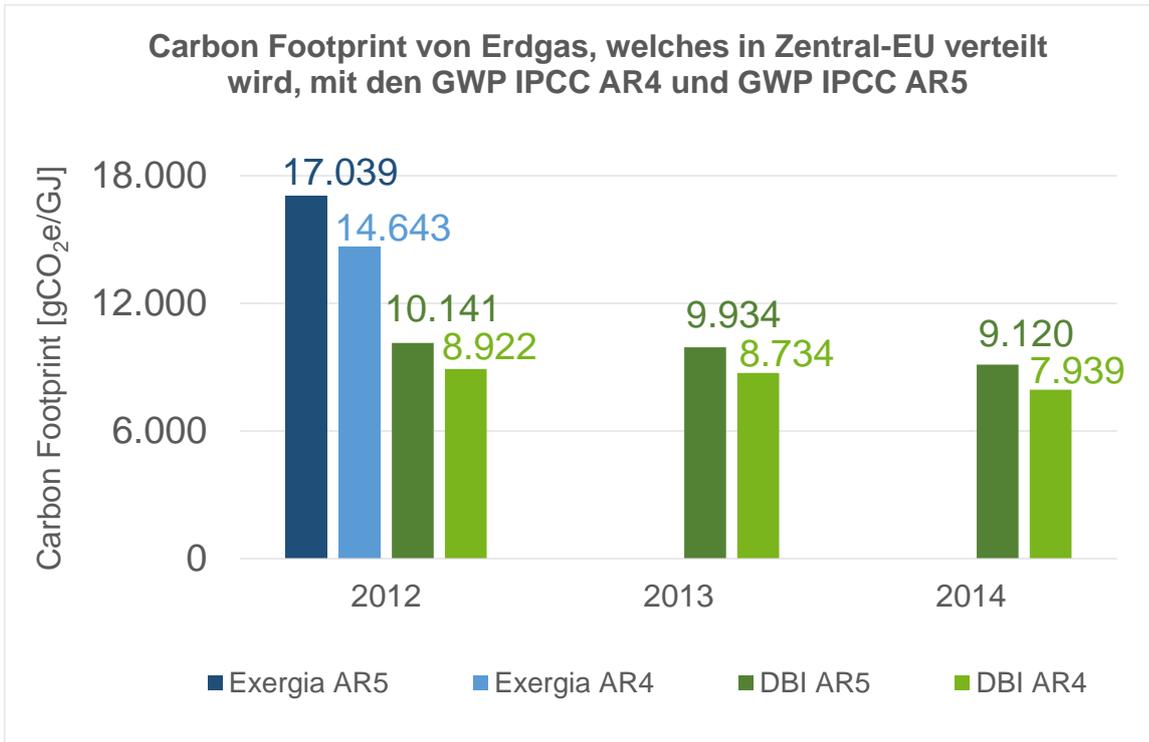
5.1.3 Einfluss des GWP den gesamten Carbon Footprint

Um den Einfluss verschiedener GWP-Werte auf die Ergebnisse des CF von Erdgas zu analysieren, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse mit den aktuellsten GWP_{100} aus dem fünften Sachstandsbericht des IPCC (AR5)³⁸ [57] sind nachfolgend in Abbildung 19 zusammengefasst.

Werden GWP-Werte des IPCC AR5 angesetzt, steigt der Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, im Jahr 2012 um ca. 14 % (von 8.922 auf 10.141 gCO₂e/GJ) im Vergleich zu dem CF, welcher sich bei Nutzung der GWP-Werte des IPCC AR4 [55] ergibt.

³⁸ z.B. 34 für CH₄

Abbildung 19: Analyse des Einflusses verschiedener GWP₁₀₀-Werte des IPCC AR5 auf den CF von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird



Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [57]

5.2 Abschließende Beurteilung der verwendeten Daten

Aktualität und Vollständigkeit

Die Jahre 2012 bis 2014 konnten detailliert betrachtet werden, da erfolgreich ausreichend Daten recherchiert werden konnten. Für das Jahr 2015 waren noch nicht alle erforderlichen Informationen verfügbar, da die Erfassung, Aggregation, Prüfung und Veröffentlichung der Daten teilweise noch nicht abgeschlossen ist. Das Jahr 2015 wurde daher von der Betrachtung ausgeschlossen.

Genauigkeit

Es konnte insgesamt eine hohe Genauigkeit der Daten und Berechnungen erreicht werden, allerdings mussten oft Allokationen vorgenommen werden, da viele Daten (insbesondere bei der Gasproduktion) nur in aggregierter Form verfügbar waren.

Repräsentativität

Um zu überprüfen, ob die Daten repräsentativ sind, wurden die verwendeten Daten mit Daten anderer Quellen verglichen und ihre Verwendbarkeit bewertet. Zur Erhöhung der Repräsentativität wurde außerdem nicht nur ein Stichjahr, sondern drei aufeinanderfolgende Jahre betrachtet.

Die Erstellung der Studie erfolgte unter dem Gesichtspunkt der Reproduzierbarkeit durch Dritte. Aus diesem Grund wurde versucht, die Ergebnisse so transparent und nachvollziehbar wie möglich darzustellen. Die zur Ermittlung des CF notwendigen Eingangsdaten wurden im Kapitel 3.1 ausführlich beschrieben. Außerdem wurden die Quellen der zugrunde liegenden Rohdaten aufgeführt. Hieraus ergibt sich aber auch eine Einschränkung der geforderten Reproduzierbarkeit, da die von den FNB übergebenen Datensätze vertraulich behandelt werden mussten und folglich noch nicht veröffentlicht zugänglich sind. Der Großteil der Datenbasis ist jedoch frei verfügbar im Internet.

Unsicherheit

Die Unsicherheit der Informationen sollte so gering wie möglich gehalten werden. Allerdings sind besonders im Bereich der diffusen Methanemissionen Unsicherheiten unvermeidbar, da es sehr viele Elemente gibt, die Emissionen verursachen und nicht an jedem Element einzeln Messungen durchgeführt werden können. Oft werden zur Emissionsabschätzung nur Gleichungen genutzt, mit denen sich der Realität angenähert werden kann.

Konsistenz

Zur Berechnung des CF wurde stets das Modell GHGenius 4.03 verwendet. Alle Berechnungen wurden damit konsistent durchgeführt.

In Tabelle 25 wird zusammenfassend eine Beurteilung der Datenqualität, aufgeschlüsselt nach den betrachteten Ländern und den jeweils untersuchten Lebenswegabschnitten, gegeben. Wichtige Erkenntnisse aus der Datenvalidierung (Abschnitt 3.2) sind dabei noch einmal hervorgehoben. Generell ist festzustellen, dass das Ziel der Studie (Abschnitt 2.1) erfüllt werden konnte, die Datenbasis aber an einigen Stellen noch verbessert werden könnte, da beispielsweise häufig mit Allokationen gearbeitet werden musste und teilweise Annahmen getroffen werden mussten.

Tabelle 25: Zusammenfassung Beurteilung der Datenqualität

Sektor	Land	Bemerkung zur Datenqualität
Produktion	Deutschland	Es wurden aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der nationalen Energiebilanzen und des BVEG verwendet.
	Niederlande	Es wurden aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der nationalen Energiebilanzen und des NIR verwendet.
	Norwegen	Die verwendeten Daten wurden aus den nationalen Energiebilanzen und dem NIR entnommen. Für die Methanemissionen im Jahr 2014 wurde jedoch ein Wert aus [30] genutzt, welcher auf einer aktualisierten Berechnungsmethode für Emissionsfaktoren beruht und folglich belastbarer und genauer ist.
	Russland	Es wurden aktuelle, vollständige und repräsentative Industriedaten, die auch für die Berichterstattung an Behörden ([31], [35]) verwendet werden, genutzt.
Aufbereitung	Deutschland	Die Angaben für den Strombedarf wurden aus der EXERGIA-Studie übernommen, da keine anderen Daten zur Verfügung standen. Der Gasbedarf und die diffusen CO ₂ -Emissionen wurden auf Basis von BVEG-Daten ermittelt und sind daher aktuell und repräsentativ. Die diffusen Methanemissionen wurden dem NIR entnommen.
	Niederlande	Es wurden aktuelle und vollständige Industriedaten verwendet, welche jedoch aggregiert für Transport, Speicherung und Aufbereitung vorlagen und nur teilweise aufgeschlüsselt werden konnten. Die Datenbasis enthält auch Angaben (bspw. den Energiebedarf zur Verflüssigung von Erdgas), welche nicht zu den Produktsystemgrenzen zählen. Jedoch wird davon ausgegangen, dass das Endergebnis dadurch nicht signifikant beeinflusst wird.
	Norwegen	Die Daten der Exergia-Studie wurden beibehalten, da die öffentlich verfügbaren Daten nicht im zeitlichen Rahmen der Studie aufbereitet werden konnten. Hier sollte die Datenbasis verbessert werden.
	Russland	Der Energiebedarf und der Gasverlust sind in den Daten zur Produktion enthalten. Somit werden aktuelle, vollständige und repräsentative Industriedaten, die auch für die Berichterstattung an Behörden ([31], [35]) verwendet werden, genutzt. Die diffusen CO ₂ -Emissionen wurden dem NIR entnommen, da keine Industriedaten vorlagen. Sie haben einen marginalen Einfluss auf das Endergebnis.

Sektor	Land	Bemerkung zur Datenqualität
Transport und Speicherung	Deutschland	<p>Es wurden repräsentative und aktuelle Industriedaten verwendet. Die Angaben zu den Methanemissionen des Gastransports sind nicht vollumfänglich, da nur Angaben zu geplanten Ausblasungen enthalten sind. Zur Berücksichtigung weiterer Gasverluste (Leckagen) wurde ein aus Sicht der Betreiber konservativer Zuschlag erhoben.</p> <p>Die Speicherung in UGS ist nicht vollständig abgedeckt. Vergleichsdaten zeigen aber, dass diese das Endergebnis nicht signifikant beeinflussen.</p> <p>Die Datenbasis sollte durch neue Messungen von Leckagen und durch Erhebung der Daten von Speicherbetreibern verbessert werden.</p>
	Niederlande	<p>Es wurden aktuelle, vollständige und repräsentative Industriedaten verwendet.</p>
	Norwegen	<p>Die Daten der Exergia-Studie wurden beibehalten, da bereitgestellte Industriedaten nicht im zeitlichen Rahmen der Studie aufbereitet werden konnten. Hier sollte die Datenbasis verbessert werden.</p>
	Russland	<p>Für den Gastransport in Russland und Weißrussland wurden aktuelle, vollständige und repräsentative Industriedaten, die auch für die Berichterstattung an Behörden ([31], [35]) verwendet werden, genutzt.</p> <p>Für den Gastransport in der Ukraine waren keine ausreichend detaillierten Daten verfügbar, daher wurde eine Kennzahl aus den russischen Daten entwickelt. Das Vorgehen wird für die Erfüllung des Ziels der Studie als ausreichend angesehen, zukünftig sollte die Datenbasis hier jedoch verbessert werden.</p>
Verteilung	Deutschland	<p>Nutzung aktueller Angaben zu Methanemissionen aus dem NIR, welcher auf aktuellen Erkenntnissen basiert. Die Daten des NIR enthalten allerdings zusätzlich die Methanemissionen von Erdgastankstellen, da diese in Deutschland zum Verteilnetz gehören. Der Einfluss auf das Endergebnis wird als marginal eingeschätzt, zukünftig sollte die Datenbasis hier jedoch verbessert werden.</p>
	Niederlande	<p>Nutzung aktueller Angaben zu Methanemissionen aus dem NIR, welcher auf aktuellen Erkenntnissen basiert.</p>
	Norwegen	<p>Keine Betrachtung in dieser Studie, da außerhalb der Systemgrenzen</p>
	Russland	<p>Keine Betrachtung in dieser Studie, da außerhalb der Systemgrenzen</p>

6. Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel der vorliegenden Studie war die Ermittlung des Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU, bzw. in Deutschland verteilt wird. Betrachtet wurden dabei ausschließlich die Vorkettenemissionen, welche bei Produktion, Aufbereitung, Transport, Speicherung und Verteilung von Erdgas verursacht werden. Von hoher Bedeutung für die Untersuchung war die Verwendung aktuell bestverfügbarer Daten und die Erreichung einer hohen Transparenz der durchgeführten Berechnungen.

Anlass zur Durchführung der Studie gab eine im Auftrag der europäischen Kommission durch das Beratungsunternehmen EXERGIA durchgeführte Studie mit dem Titel „Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas“, welche nachfolgend als EXERGIA-Studie bezeichnet wird. Die EXERGIA-Studie kommt zu dem Schluss, dass die Vorkettenemissionen von Erdgas bislang deutlich unterschätzt wurden. Eine erste Analyse der EXERGIA-Studie ergab allerdings, dass die Studie an einigen Stellen auf veraltete Daten zurückgreift. Es war anzunehmen, dass durch die Verwendung aktualisierter Daten deutlich bessere Ergebnisse für den Carbon Footprint ermittelt werden können. Daher sollten im Rahmen dieser Studie aktuelle, bestverfügbare Daten recherchiert, geprüft, validiert und verwendet werden. Des Weiteren ist die EXERGIA-Studie in Teilbereichen nicht ausreichend transparent, wodurch die Nachvollziehbarkeit nicht vollständig gegeben ist. Die Autoren der vorliegenden Studie waren bestrebt alle Eingangsdaten und Berechnungen ausreichend transparent und nachvollziehbar zu beschreiben, um es Dritten zu ermöglichen, die Ergebnisse zu überprüfen. Weiterhin wurden Teile der Gasinfrastruktur differenzierter als in der Exergia-Studie betrachtet, um eine genauere Abbildung der realen Infrastruktur und ihres Betriebs zu ermöglichen.

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit denen der EXERGIA-Studie zu gewährleisten, wurde zur Ermittlung des Carbon Footprint das Modell GHGenius 4.03 genutzt, also dieselbe Version, die auch für die EXERGIA-Studie zum Einsatz kam. Eine Überprüfung und Bewertung des Modells selbst, war dabei nicht Gegenstand der Untersuchung. Zudem wurden die in EXERGIA definierten Systemgrenzen beibehalten.

Insgesamt konnten, durch die Verwendung aktuell bestverfügbarer Eingangsdaten, deutlich geringere Ergebnisse als in der EXERGIA-Studie ermittelt werden. Der Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, errechnet sich zu 8.922 gCO₂e/GJ bezogen auf das Jahr 2012 (vgl. EXERGIA: 14.643 gCO₂e/GJ) und zu 7.939 gCO₂e/GJ bezogen auf das Jahr 2014, wobei lediglich die Eingangsdaten für Pipelinegas aus Deutschland, den Niederlanden, Norwegen und Russland angepasst und die übrigen Daten beibehalten wurden, wie sie in GHGenius in der Version der EXERGIA-Studie enthalten waren. Es ist zu erwarten, dass das Ergebnis für den Carbon Footprint durch Aktualisierung weiterer Eingangsdaten noch weiter sinken wird.

Die größte Reduktion des Ergebnisses ergab sich durch Verwendung aktuell bestverfügbarer Daten für den Gastransport bis zur Grenze von Zentral-EU. Aber auch im Bereich Transport, Speicherung und Verteilung innerhalb von Zentral-EU konnten deutliche Verbesserungen erzielt werden, was z.B. an neuen Messungen und entsprechenden Aktualisierungen des NIR im Gasverteilnetz der Niederlande lag, die nun deutlich geringere Methanemissionen aufzeigen als bisherige Studien.

Aufgrund der Kürze der Zeit wurden in dieser Studie nur die Daten neu recherchiert, bei denen die größten Auswirkungen auf das Endergebnis zu erwarten waren. Einige Eingangsdaten, wie beispielsweise für den Bereich LNG, wurden unverändert übernommen, wie sie im Modell GHGenius enthalten waren. Ebenso fand keine Anpassung des Strommixes der einzelnen Länder und der durch die Stromerzeugung entstehenden Treibhausgasemissionen statt. Es ist aber zu erwarten,

dass sich, durch Anpassung all dieser Daten, eine weitere Reduzierung des Ergebnisses für den Carbon Footprint ergibt.

Der im Projekt, aus Gründen der Relevanz, nicht berücksichtigte Teil der Kraftstoffbereitstellung³⁹ wird in einem separaten Vorhaben detailliert adressiert, das Europa insgesamt betrachtet. Zu diesem Vorhaben, koordiniert durch die NGVA, besteht eine Kooperation innerhalb der die Daten der vorliegenden Studie übergeben und weiter verwendet werden. Es wird erwartet, dass im Rahmen der NGVA-Studie weitere Datenverbesserungen realisiert werden, die zu einem erneuten Absinken des berechneten CF führen.

Es wird geschlussfolgert, dass die öffentliche Verfügbarkeit sowie eine gute Zugänglichkeit von aktuellen und belastbaren Daten einen sehr hohen Einfluss auf Studienergebnisse haben. Die Datenverfügbarkeit kann sich auch direkt auf Entscheidungen auf europäischer Ebene auswirken, da nicht immer gewährleistet werden kann, dass die Branche in Arbeiten zur Abschätzung des CF eingebunden wird, wie am Beispiel der EXERGIA-Studie deutlich wurde.

Es wird daher empfohlen:

- kurzfristig über die Ergebnisse dieser Studie wirksam zu informieren, mit dem Ziel, die bei der EU-Kommission vorliegenden Ergebnisse der EXERGIA-Studie zu relativieren und eine generelle Aktualisierung der Bewertung des CF für das Produkt Erdgas (unter Berücksichtigung der Erkenntnisse der vorliegenden Studie und der in Bearbeitung befindlichen NGVA-Studie erwarteten) gemeinsam mit der Branche zu initiieren.
- mittelfristig und langfristig die Datenbasis der für den CF relevanten Eingangsgrößen hinsichtlich ihrer Erfassung, Aufbereitung und Bereitstellung zu verbessern. Hierzu ist es erforderlich, dass der gegenwärtige Kurs der zunehmenden „Kommunikationspraxis“ der Branche beibehalten wird. Dies ist auch wichtig, um die von der Branche durchgeführten Maßnahmen (z.B. Einsatz neuer Technologien und Rohrleitungswerkstoffe) und deren sehr wirksame Emissionsreduzierung von ca. 8 % der insgesamt produzierten Erdgasmenge (Mitte der 1980er) auf ca. 2 % (frühe 2010er) [59 S. 91] darstellen und quantifizieren zu können.

Diese Maßnahmen werden für die kurzfristige Reaktion auf die aktuelle Situation als auch die strategische Positionierung der Branche als essenziell angesehen.

³⁹ Der Bereich der Treibstoffbereitstellung wurde nicht betrachtet, da nur ca. 0,4 % des in Europa verwendeten Erdgases³⁹ im Transportsektor genutzt werden [11].

Literaturverzeichnis

- [1]. **EXERGIA S.A., Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory E3MLab, COWI A/S.** *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas - Final Report.* Brussels : European Commission DG ENER, 2015.
- [2]. **Edwards, R., Larivé, J.-F., Rickeard, D., Weindorf, W.** *Well-to-tank report version 4.0 JEC Well-to-Wheels Analysis.* Luxembourg : European Union, 2013.
- [3]. **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).** *Stellungnahme zur EU-Studie über Treibhausgasemissionen der Vorkette fossiler Energieträger einschließlich der Gasversorgung.* Berlin : s.n., 2015.
- [4]. **DNV GL Oil & Gas.** *Review of report on "Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas".* Loughborough : s.n., 2016.
- [5]. **Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu).** *Treibhausgas-Emissionen von Erdgas - Kritische Prüfung der Exergia-Studie - Im Auftrag der WINGAS GmbH, Kassel.* Heidelberg : s.n., 2015.
- [6]. **DIN.** *Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006.* Berlin : s.n., 2009.
- [7]. **DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.** *Treibhausgase- Carbon Footprint von Produkten - Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung und Kommunikation (ISO/TS 14067:2013); Deutsche und Englische Fassung CEN ISO/TS 14067:2014.* Berlin : s.n., September 2014.
- [8]. **Energy Information Administration (EIA).** *Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market.* [Online] 2006. [Cited: 18 Oktober 2016.]
http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2006/ngprocess/ngprocess.pdf.
- [9]. **International Energy Agency.** *Natural Gas information.* Paris Cedex : IEA/OECD, 2016.
- [10]. **Bailey, Samuel.** *Map of the major existing and proposed russian natural gas transportation pipelines to europe.* [Online] 15 November 2009. [Cited: 16 September 2016.]
https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Major_russian_gas_pipelines_to_europe.png.
- [11]. **Eurogas.** *Eurogas Statistical Report 2015.* [Online] 2016. [Cited: 21.09.2016.]
<http://www.eurogas.org/uploads/2016/flipbook/statistical-report-2015/mobile/index.html#p=6>.
- [12]. **Buchert, Matthias, et al.** *Ökobilanz zum "Recycling von Lithium-Ionen-Batterien" (LithoRec).* Freiburg : Öko-Institut e.V., 2011.
- [13]. **Willigers, J., Van Wee, B.** *ENVIRONMENTAL IMPACT OF UNDERGROUND FREIGHT TRANSPORT.* Utrecht, Delft : s.n., 2003.
- [14]. **AGEB.** *AG Energiebilanzen.* [Online] 11 August 2016. [Cited: 16 August 2016.] <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2013.html>.
- [15]. **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG).** *Jahresbericht.* Hannover : s.n., 2014/2015.
- [16]. —. *Answer to Questions to German Gas Production.* [e-mail] Hannover, Leipzig : s.n., 22.08.2016.

- [17]. **Federal Environment Agency (UBA)**. CRF for the years 2012, 2013, 2014 submitted 2016 (NIR 2016). [Online] 15 Januar 2016. [Cited: 16 Juni 2016.] http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envvpj0sg/index_html?&page=2.
- [18]. **Federal Environment Agency Germany**. *National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2014*. s.l. : Umweltbundesamt, 2016.
- [19]. **Federal Environment Agency (UBA)**. CRF submitted 2014 (NIR 2014). [Online] 3 Januar 2014. [Cited: 16 Juni 2016.] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/germany-2014-v1.1_noxml.zip.
- [20]. **Fernnetzbetreiber**. Answer to questionnaire for gas transport prepared by DBI. 2016.
- [21]. **Statistics Netherlands**. StatLine. [Online] 6 Juli 2016. [Cited: 16 August 2016.] <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLEN&PA=83140ENG&D1=a&D2=0%2c11-34&D3=17-20&LA=EN&HDR=G1%2cG2&STB=T&VW=T>.
- [22]. **National Institute for Public Health and the Environment (RIVM)**. *Greenhouse gas emissions in the Netherlands 1990-2014; National Inventory Report 2016*. Bilthoven, The Netherlands : National Institute for Public Health and the Environment, 2016.
- [23]. **N.V. Nederlandse Gasunie**. Report 2013 - Safety Environment and Supply Chain Responsibility. [Online] 2013. [Cited: 15 September 2016.] <https://report2013.gasunie.nl/en/results/safety-environment-and-supply-chain-responsibility/environment>.
- [24]. —. *Integrated Annual Report 2013*. Groningen : N.V. Nederlandse Gasunie, 2013.
- [25]. —. *Facilitating, connecting & greenifying - Annual report 2014*. Groningen : N.V. Nederlandse Gasunie, 2014.
- [26]. —. *Annual report 2015*. Groningen : N.V. Nederlandse Gasunie, 2015.
- [27]. **Gasunie**. *Answer to questionnaire for gas transport in the Netherlands prepared by DBI*. [e-mail] 2016.
- [28]. Statistics Norway. [Online] 19 April 2016. [Cited: 16 August 2016.] <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/define.asp?SubjectCode=&ProductId=&MainTable=EngiregnUtvOmf&contents=&PLanguage=1&Tabstrip=SELECT&Qid=0&nvl=&SessID=&feil=An+error+has+occured%2C+please+try+again&CMSSubjectArea=&KortNavnWeb=&StatVariant=>.
- [29]. **Norwegian Environment Agency, Statistics Norway, Norwegian Institute of Bioeconomy Research**. *Greenhouse Gas Emissions 1990-2014, National Inventory Report*. Oslo : The Norwegian Environment Agency, 2016.
- [30]. **Husdal, Geir, et al.** *Cold venting and fugitive emissions from Norwegian offshore oil and gas activities*. s.l. : Norwegian Environment Agency, 2016.
- [31]. **Ministry of Energy of Russian Federation**. State Report of power saving and improving energy efficiency in Russian Federation 2015. [Online] 2016. [Cited: 15 11. 2016.] <http://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/5197/66062>.
- [32]. **System GARANT**. Pollutants, which are subject to measures of state regulation in the field of environmental protection. [Online] 2015. [Cited: 10 11. 2016.] <http://base.garant.ru/71126758/>.

- [33]. **Russian Federal State Statistic Service.** Form 2-TP (air). For information on air quality. [Online] [Cited: 08 12. 2016.] http://bryansk.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/bryansk/ru/reporting/e-statements/templates/6f0f41004e77a49d8dedadcdf892b611.
- [34]. **Ministry of natural resources and environment of the Russian federation.** The Federal Supervisory Natural Resources Management Service. [Online] [Cited: 08 12. 2016.] <https://www.mnr.gov.ru/english/fsnrms.php>.
- [35]. **Russian Federation Federal State Statistics Service.** Бюллетени об охране окружающей среды (электронные версии) (Bulletins Environmental Protection (electronic version)). [Online] Сведения об охране атмосферного воздуха 2015 год (размещено 22.04.2016) (Information on air quality in 2015 (available 22.4.2016)), 2016. [Cited: 10 11. 2016.] http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/5e901c0042cb5cc99b49bf307f2fa3f8.
- [36]. **Russian Federation.** *CRF for the years 2012, 2013, 2014 submitted 2016 (NIR 2016).* Moscow : s.n., 2016.
- [37]. **Gazprom.** Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI. 2016.
- [38]. **Ukrtransgaz.** Modernisation and Reconstruction of Urengoy-Pomary-Uzhgorod Gas Pipeline. [Online] [Cited: 19 08 2016.] https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/3398175/0633975ADD357B9CE053C92FA8C06338.PDF.
- [39]. **VGE Verlag GmbH.** European Gas Pipeline System. Essen : s.n., 2009.
- [40]. **Europolgaz.** [Online] [Cited: 20. 08 2016.] <http://www.europolgaz.com.pl/10-przetargi/24-zapraszamy-do-zapoznania-sie-z-informacjami-na-temat-przetargow>.
- [41]. **IEA Natural Gas Information Statistics.** *World - Natural Gas imports by origin.*
- [42]. **IEA.** [Online] 2016. [Cited: 7 September 2016.] <https://www.iea.org/gtf/>.
- [43]. **(S&T)² Consultants for Natural Resources Canada.** GHGenius 4.03. Ontario, Canada : s.n., 2007.
- [44]. **Federal Environment Agency Germany.** *National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2012.* s.l. : Umweltbundesamt, 2014.
- [45]. **EPIM E&P Information Management Assoc.** EEH - A service for gathering and analyzing environmental discharge data. [Online] [Cited: 13 07. 2016.] <https://epim.no/eeh/>.
- [46]. **Gassco.** Norpipe. [Online] [Cited: 02 09. 2016.] <https://www.gassco.no/en/our-activities/pipelines-and-platforms/norpipe/>.
- [47]. **Add Novatech AS.** *Screening study - Direct Emissions of CH₄ and nmVOC – Status and mitigation opportunities.* s.l. : Norwegian Oil and Gas, 2013.
- [48]. **Romanov, K. (Gazprom).** Gas industry and climate policy. Presentation held on Project Kick-off June 22. 2016. p. 11.
- [49]. **Gazprom.** Energy saving. [Online] [Cited: 21 10. 2016.] <http://www.gazprom.com/nature/energy-conservation/>.
- [50]. —. Excel-Spreadsheet "Динамика ТЭР и ТТР за период 2007-2014 гг.". 2016.

- [51]. **Russian Federation.** *National inventory report - anthropogenic emissions by sources and removals by sinks 1990-2014.* Moscow : s.n., 2016.
- [52]. —. CRF for the year 2012 submitted 2014 (NIR 2014). [Online] 27 May 2014. [Cited: 4 November 2016.]
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php.
- [53]. **Russian Federatrion.** CRF for the year 2012 submitted 2016 (NIR 2016). [Online] 27 June 2016. [Cited: 4 November 2016.]
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php.
- [54]. **Naftogaz.** Air Emissions (kt) by Naftogaz Group Enterprises. 2016.
- [55]. **IPCC.** *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment; Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., et al.].* Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA : Cambridge University Press, 2007.
- [56]. **UNFCCC.** *Report of the Conference of the Parties on its nineteenth session, held in Warsaw from 11 to 23 November 2013. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its nineteenth session. Decision 24/CP.19.* 2014.
- [57]. **IPCC.** *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., et al. (eds.)].* Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA : Cambridge University Press, 2013.
- [58]. —. *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 1 General Guidance and Reporting.* 2006.
- [59]. **Schwietzke, Stefan, et al.** Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. *NATURE.* 6 October 2016, pp. 88-91.
- [60]. **N.V. Nederlandse Gasunie.** *Physical properties of natural gases.* Groningen : s.n., 1988.
- [61]. **Norwegian Oil and Gas Association.** *Answer to questionnaire for gas transport and gas production in Norway prepared by DBI.* [e-mail] 14 07. 2016.
- [62]. **eon Ruhrgas.** GasCalc 2 (Version 2.03c). 2008.
- [63]. **Cerbe, Günter, et al.** *Grundlagen der Gastechnik - Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung.* s.l. : Carl Hanser Verlag München Wien, 1992.
- [64]. **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG).** *Jahresbericht 2013 - Zahlen und Fakten.* Hannover : s.n., 2014.
- [65]. **Norwegian Environment Agency, Statistics Norway, Norwegian Forest and Landscape Institute.** *Greenhouse Gas Emissions 1990-2012, National Inventory Report.* Oslo : The Norwegian Environment Agency, 2014.
- [66]. **Joint Research Centre.** Biofuels & Bioenergy: Well-to-Wheels analysis JEC . [Online] [Cited: 04 04. 2016.] <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/leaflets/biofuels-bioenergy-well-wheels-analysis-jec?search>.
- [67]. **AG Energiebilanzen.** *Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2014.* 2015.

- [68]. **Picard, D., Ahmed, A.F.M., Gjerald, E., Nordrum, S., Yesserkepova, I.** *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Fugitive Emissions*. 2006.
- [69]. **Norwegian Oil and Gas Association (Norsk olje & gass).** *Environmental Report - Environmental Work by the Oil and Gas Industry - Facts and Development Trends*. 2015.
- [70]. **Wikipedia.** Условное топливо. [Online] [Cited: 30 11 2016.]
https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%81%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D1%82%D0%BE%D0%BF%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%BE.
- [71]. **O`Connor, D. (S&T)2-Consultants.** *Questions to the Exergja-Study*. [e-mail] 01 09. 2016.

Anhang

Anlage 1:	Erklärung der Bezeichnungen, welche in GHGenius genutzt wurden	69
Anlage 2:	Übersicht über verwendete Gaskennwerte.....	70
Anlage 3:	Beispielrechnung zur Überprüfung der Relevanz der Speicherung von Erdgas beim deutschen Gastransport	71
Anlage 4:	Berechnung der diffusen CO ₂ -Emissionen der Gasaufbereitung in Deutschland	72
Anlage 5:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gasproduktion - Niederlande.....	73
Anlage 6:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gasaufbereitung – Niederlande.....	74
Anlage 7:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gastransport – Niederlande	75
Anlage 8:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gasproduktion – Norwegen.....	76
Anlage 9:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gasaufbereitung – Norwegen.....	77
Anlage 10:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gastransport – Norwegen	78
Anlage 11:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gasproduktion – Russland	79
Anlage 12:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gasaufbereitung – Russland	80
Anlage 13:	Eingangs- und Vergleichsdaten Gastransport – Russland.....	81
Anlage 14:	Von russischen Gasbetreibern im Fragebogen übermittelte Primärdaten	82
Anlage 15:	Angepasste Länge der russischen Korridore.....	83
Anlage 16:	Ermittlung und Validierung der THG-Emissionen beim Gastransport in der Ukraine	84
Anlage 17:	Erdgasversorgungsstruktur in Zentral-EU und in Deutschland 2012 – 2014 in Mio.m ³	86
Anlage 18:	Anteile des Erdgasverbrauchs der Länder der Region Zentral-EU am Gesamterdgasverbrauch.....	89
Anlage 19:	THG-Emissionen von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	90
Anlage 20:	THG-Emissionen von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	91
Anlage 21:	THG-Emissionen von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	92
Anlage 22:	THG-Emissionen von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	93
Anlage 23:	Strommix von Zentral-EU und von Deutschland.....	94
Anlage 24:	Effizienz der Stromerzeugung von Zentral-EU und von Deutschland	94
Anlage 25:	Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	95
Anlage 26:	Carbon Footprint von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	96
Anlage 27:	Carbon Footprint von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird.....	97

Anlage 28: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird 98

Anlage 1: Erklärung der Bezeichnungen, welche in GHGenius genutzt wurden

Bezeichnung in GHGenius	Bezeichnung in der vorliegenden Studie
Fuel distribution and storage	Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb eines Landes in Zentral-EU.
Fuel production	Gasaufbereitung
Feedstock transmission	Gastransport bis zur Grenze von Zentral-EU (im Fall von Russland und Norwegen) oder in ein anderes Land in Zentral-EU (im Fall von Deutschland und den Niederlanden, da das Produktionsland in Zentral-EU liegt).
Feedstock recovery	Gasproduktion
CO ₂ , H ₂ S removed from NG	Entfernung von CO ₂ , H ₂ S (Teilschritt der Gasaufbereitung, welcher in GHGenius separat betrachtet wird).

Anlage 2: Übersicht über verwendete Gaskennwerte

		Deutschland	Niederlande	Norwegen	Russland
Heizwert	[MJ/m ³]	33,85	31,66	36,23	36,10
Brennwert	[MJ/m ³]	37,51	35,09	40,00	40,04
Dichte von Erdgas	[kg/m ³]	0,75 ⁴⁰	0,83	0,84	0,73
Dichte CO ₂	[kg/m ³]	1,98	1,98	1,98	1,98
Dichte CH ₄	[kg/m ³]	0,72	0,72	0,72	0,72

Quelle: Deutschland [20], Niederlande [60 S. 31], Norwegen [61], Russland [62], Dichte von CO₂ und CH₄ [63 S. 38, 54]

⁴⁰ Der BVEG verwendet eine Dichte von 0,8 kg/m³ für Erdgas. Daher wurden die BVEG-Daten mit Hilfe dieser Dichte umgerechnet.

Anlage 3: Beispielrechnung zur Überprüfung der Relevanz der Speicherung von Erdgas beim deutschen Gastransport

Beispielhaft wird für das Jahr 2012 bewertet, wie sich eine Erhöhung der Methanverluste sowie des Energiebedarfs für den deutschen Gastransport auf das Endergebnis für den Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentral-EU bzw. Erdgas verteilt in Deutschland auswirken würde.

Bei einer Steigerung der beiden Parameter um jeweils 10 %, würden sich die Eingangsdaten nach Tabelle 26 ergeben.

Tabelle 26: Beispielrechnung Relevanz der Speicherung von Erdgas hinsichtlich des Ergebnisses für den CF von Erdgas

Deutschland	Transport			
	Energiebedarf Gastransport	Distanz	Anteil elektr. Energie Gastransport	Verlustrate
	[$J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$]	[km]	[%]	[-]
2012	0,000011	300	1,91	0,0001045

Quelle: [1] und eigene Berechnung DBI basierend auf [20]

Bei Verwendung der Eingangsdaten aus Tabelle 26 erhöht sich das Ergebnis für den Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentral-EU für 2012 von 8.922 gCO₂e/GJ auf 8.926 gCO₂e/GJ. Das Ergebnis für den Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland erhöht sich für 2012 von 8.064 gCO₂e/GJ auf 8.076 gCO₂e/GJ. Damit liegt die Änderung in beiden Fällen unter 0,15 % und ist vernachlässigbar.

Anlage 4: Berechnung der diffusen CO₂-Emissionen der Gasaufbereitung in Deutschland

Laut BVEG resultierten aus der Sauer gasaufbereitung im Jahr 2012 CO₂-Emissionen in Höhe von 0,3597 t_{CO2}/t_{Sauer gas} [64 S. 71]. Der BVEG verwendet für Erdgas nach eigener Aussage eine Dichte von 0,8 kg/m³. Die Dichte von CO₂ beträgt 1,98 kg/m³. Der Wert von 0,3597 t_{CO2}/t_{Sauer gas} entspricht also 0,1453 m³_{CO2}/m³_{Sauer gas} oder 14,53 %. Da nur ca. 40 % des produzierten deutschen Erdgases Sauer gas sind [44 S. 265], ergibt sich für die diffusen CO₂-Emissionen ein Anteil von 5,81 % (=14,53·0,4) bezogen auf die insgesamt produzierte Menge an Erdgas in Deutschland. Auf die gleiche Weise wurde bei den anderen Jahren verfahren.

Tabelle 27: Umrechnung der BVEG Daten zu den Emissionen der Sauer gasaufbereitung in die für GHGenius notwendigen Eingangsdaten

	CO₂-Emissionen der Sauer gasaufbereitung laut BVEG [t_{CO2}/t_{Sauer gas}]	Diffuse CO₂-Emissionen Erd gasaufbereitung DBI [%]
2012	0,3597	4,84
2013	0,4125	5,56
2014	0,3272	4,41

Quelle: Eigene Berechnung DBI basierend auf [15]

Anlage 5: Eingangs- und Vergleichsdaten Gasproduktion - Niederlande

	Gasproduktion									
Niederlande	Erdöl	Diesel	Rest- stoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasver- lust
	[kJ _{konsumiert} /t _{produziert}]									[%]
2012 GHGenius	599	3.592	0	655.414	0	127.093	0	0	786.698	0,003
2012 EXERGIA	599	3.592	0	655.414	0	127.093	0	0	786.698	0,030
2012 DBI	3.284	0	0	487.312	0	101.180	0	0	591.776	0,026
2013 DBI	3.056	0	0	492.179	0	139.812	0	0	635.048	0,021
2014 DBI	3.284	0	0	514.217	0	133.475	0	0	650.976	0,026

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [21], [22]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 6: Eingangs- und Vergleichsdaten Gasaufbereitung – Niederlande

	Gasaufbereitung										Diffuse CO ₂ -Emissionen	
Niederlande	Erdöl	Diesel	Reststoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasverlust		
	[kJ _{konsumiert} /t _{produziert}]										[%]	[%]
2012 GHGenius	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0,0020	
2012 EXERGIA	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0,0020	
2012 DBI	0	0	0	1	0	8.681	0	0	8.682	0	0,0016	
2013 DBI	0	0	0	1	0	11.178	0	0	11.179	0	0,0013	
2014 DBI	0	0	0	1	0	13.124	0	0	13.125	0	0,0017	

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [23]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 7: Eingangs- und Vergleichsdaten Gastransport – Niederlande

	Gasverteilung	Gastransport			
Niederlande	Verlustrate	Energiebedarf Gastransport	Distanz	Anteil elektr. Energie Gastransport	Verlustrate
	[-]	$[J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}]$	[km]	[%]	[-]
2012 GHGenius	0,004300	0,0000270	150	25,0	0,000280
2012 EXERGIA	0,000430	0,0000270	150	10,6	0,000280
2012 DBI (NIR 2014)	0,000407	-	-	-	-
2012 DBI	0,000194	0,0000072	150	10,6	0,000088
2013 DBI	0,000188	0,0000074	150	10,6	0,000114
2014 DBI	0,000213	0,0000060	150	10,6	0,000114

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [22], [24], [25], [26]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 8: Eingangs- und Vergleichsdaten Gasproduktion – Norwegen

Norwegen	Gasproduktion									
	Erdöl	Diesel	Rest- stoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizi- tät	Benzin	Koks	Total	Gasver- lust
	[KJ _{konsumiert} /t _{produziert}]									[%]
2012 GHGenius	0	116.801	0	1.133.244	0	153.755	0	0	1.403.800	0,0050
2012 EXERGIA	0	116.801	0	1.133.244	0	153.755	0	0	1.403.800	0,0050
2012 DBI	0	105.677	0	1.014.021	0	126.197	0	0	1.245.895	0,0053
2013 DBI	0	129.722	0	1.059.905	0	127.009	0	0	1.316.636	0,0061
2014 DBI	0	110.458	0	1.104.218	0	137.642	0	0	1.352.318	0,0080
2014 DBI (NIR 2016)	0	110.458	0	1.104.218	0	137.642	0	0	1.352.318	0,0048

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [28], [29], [65], [30]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 9: Eingangs- und Vergleichsdaten Gasaufbereitung – Norwegen

	Gasaufbereitung										Diffuse CO ₂ -Emissionen	
Norwegen	Erdöl	Diesel	Reststoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizität	Benzin	Koks	Total	Gasverlust		
	[kJ _{konsumiert} /t _{produziert}]										[%]	[%]
2012 GHGenius	0	97	0	157.198	0	51.242	0	0	208.537	0,0050	0,230	
2012 EXERGIA	0	97	0	157.187	0	51.242	0	0	208.526	0,0050	0,230	
2012 DBI (NIR 2014)	0	97	0	157.187	0	51.242	0	0	208.526	0,0053	0,031	
2012 DBI	0	97	0	157.187	0	51.242	0	0	208.526	0,0053	0,029	
2013 DBI	0	97	0	157.187	0	51.242	0	0	208.526	0,0061	0,025	
2014 DBI	0	97	0	157.187	0	51.242	0	0	208.526	0,0080	0,034	
2014 DBI (NIR 2016)	0	97	0	157.187	0	51.242	0	0	208.526	0,0048	0,034	

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [29], [30]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 10: Eingangs- und Vergleichsdaten Gastransport – Norwegen

	Gastransport			
Norwegen	Energiebedarf Gastransport	Distanz	Anteil elektr. Energie Gastransport	Verlustrate
	[km nach Zentral-EU]	[%]	$[J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}]$	
2012 GHGenius	1.400	0	0,000030	0
2012 EXERGIA	1.400	0	0,000010	0
2012 DBI	1.400	0	0,000015	0
2013 DBI	1.400	0	0,000015	0
2014 DBI	1.400	0	0,000015	0

Quelle: [1] und [43]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 11: Eingangs- und Vergleichsdaten Gasproduktion – Russland

Russland		Gasproduktion									
		Erdöl	Diesel	Rest- stoffe	Erdgas	Kohle	Elektrizi- tät	Benzin	Koks	Total	Gasver- lust
		[kJ _{konsumiert} /t _{produziert}]									[%]
	2012 GHGenius	0	0	0	1.012.300	0	12.229	0	0	1.024.529	0,500
	2012 EXERGIA	0	0	0	1.012.300	0	12.229	0	0	1.024.529	0,500
2012 DBI	Russland 1 (Ukraine)	0	0	0	722.502	0	12.483	0	0	734.985	0,016
	Russland 2 (Weißrussland)	0	0	0	807.865	0	13.950	0	0	821.815	0,017
	Russland 3 (Nördlicher Korridor)	0	0	0	767.584	0	13.269	0	0	780.853	0,017
	Russland 4 (gewichtet)	0	0	0	751.502	0	12.983	0	0	764.485	0,016
2013 DBI	Russland 1	0	0	0	798.406	0	13.733	0	0	812.140	0,015
	Russland 2	0	0	0	812.453	0	13.978	0	0	826.431	0,015
	Russland 3	0	0	0	770.797	0	13.263	0	0	784.060	0,014
	Russland 4	0	0	0	797.007	0	13.711	0	0	810.718	0,015
2014 DBI	Russland 1	0	0	0	764.558	0	15.042	0	0	779.600	0,016
	Russland 2	0	0	0	770.779	0	15.165	0	0	785.944	0,016
	Russland 3	0	0	0	748.008	0	14.715	0	0	762.722	0,015
	Russland 4	0	0	0	761.261	0	14.977	0	0	776.238	0,016

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [37]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 12: Eingangs- und Vergleichsdaten Gasaufbereitung – Russland

Russland		Gasaufbereitung										Diffuse CO ₂ -Emissionen	
		Erdöl	Die- sel	Rest- stoffe	Erdgas	Kohle	Elekt- rizität	Benzin	Koks	Total	Gas- verlust		
		[kJ _{konsumiert} /t _{produziert}]										[%]	[%]
	2012 GHGenius	0	0	0	135.700	0	3.653	0	0	139.353	0	0,006	
	2012 EXERGIA	0	0	0	135.700	0	3.653	0	0	139.353	0	0,006	
2012 DBI	Russland 1 (Ukraine)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,006	
	Russland 2 (Weißrussland)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,006	
	Russland 3 (Nördlicher Korridor)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,006	
	Russland 4 (gewichtet)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,006	
2013 DBI	Russland 1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
	Russland 2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
	Russland 3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
	Russland 4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
2014 DBI	Russland 1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
	Russland 2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
	Russland 3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	
	Russland 4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,005	

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [37]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 13: Eingangs- und Vergleichsdaten Gastransport – Russland

Russland		Gastransport				Angebotsstruktur	
		Distanz	Energiebedarf Gas-transport	Pipelinelänge nach Deutschland	Verlust-rate	Exportiertes Gas	Anteil
		[km nach Zentral-EU]	[$J_{\text{konsumiert}}/J_{\text{transportiert}} \cdot \text{km}$]	[km]	[%]	[$10^9 \text{ m}^3/\text{a}$]	[-]
	2012 GHGenius	4.200	0,0000450	-	1,00	-	-
	2012 EXERGIA	4.200	0,0000450	-	1,00	-	-
2012 DBI	Russland 1 (Ukraine)	4.725	0,0000303	5.485	0,45	62,98	0,606
	Russland 2 (Weißrussland)	4.236	0,0000303	4.920	0,36	29,02	0,279
	Russland 3 (Nördlicher Korridor)	3.624	0,0000205	3.624	0,18	11,86	0,114
	Russland 4 (gewichtet)	4.463	0,0000291	-	0,37	103,86	-
2013 DBI	Russland 1	4.733	0,0000295	5.493	0,38	62,41	0,516
	Russland 2	4.243	0,0000295	4.927	0,43	34,69	0,287
	Russland 3	3.243	0,0000205	3.243	0,25	23,77	0,197
	Russland 4	4.300	0,0000277	-	0,32	120,87	-
2014 DBI	Russland 1	4.731	0,0000242	5.491	0,38	42,92	0,379
	Russland 2	4.133	0,0000242	4.817	0,38	34,64	0,306
	Russland 3	3.099	0,0000205	3.099	0,22	35,55	0,314
	Russland 4	4.035	0,0000231	-	0,26	113,12	-

Quelle: [1], [43] und eigene Berechnungen DBI basierend auf [37]

Fett formatierte Werte wurden als Eingangswerte im Modell genutzt.

Anlage 14: Von russischen Gasbetreibern im Fragebogen übermittelte Primärdaten

	Einheit	Ukrainischer Korridor (Russland 1)			Weißrussischer Korridor (Russland 2)			Nördlicher Korridor (Russland 3)		
		2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Produktion und Aufbereitung										
Produktion Rohgas pro Jahr (aufgeteilt auf Korridor)	10 ⁹ m ³ /a	63,83	63,35	43,54	29,46	35,22	35,14	12,03	24,12	36,05
Energiebedarf für die Gasproduktion/ Gasaufbereitung (Erdgas)	10 ⁶ m ³ /a	724,94	776,50	530,90	374,10	439,30	432,00	145,20	285,40	430,10
Fackelverluste	10 ⁶ m ³ /a	121,67	151,94	80,19	62,80	85,96	65,25	24,37	55,85	64,95
Energiebedarf für die Gasproduktion/ Gasaufbereitung (Elektrizität)	10 ⁶ kWh _{el} /a	162,67	177,60	133,70	83,90	100,50	108,80	32,60	65,30	108,30
Diffuse Emissionen	10 ⁶ m ³ /a	9,90	9,26	6,81	5,10	5,24	5,55	2,03	3,45	5,55
Transport										
Länge des Korridors	km	3.565	3.573	3.571	4.236	4.243	4.133	3.624	3.243	3.099
Exportierte Gasmenge	10 ⁹ m ³ /a	62,98	62,41	42,92	29,02	34,69	34,64	11,86	23,77	35,55
Technische Verluste	10 ⁶ m ³ /a	34,01	33,70	23,18	15,67	18,73	18,71	6,41	12,84	19,20
CH ₄ -Emissionen exkl. technischer Verluste	10 ⁶ m ³ /a	177,57	147,25	101,26	88,26	130,49	112,29	14,81	45,90	60,02
Gesamte CH ₄ -Emissionen	10 ⁶ m ³ /a	211,58	180,96	124,44	103,93	149,22	131,00	21,22	58,73	79,22
Anteil gesamte CH ₄ -Emissionen an Exportmenge	%	0,34	0,29	0,29	0,36	0,43	0,38	0,18	0,25	0,22
Spezifischer Energiebedarf Gastransport	m ³ /(10 ⁶ m ³ ·km)	30,25	29,46	24,23	30,25	29,46	24,23	20,50	20,50	20,50

Quelle: [37]

Anlage 15: Angepasste Länge der russischen Korridore

Korridor	Länge Pipelines 2012 [km]	Länge Pipelines 2013 [km]	Länge Pipelines 2014 [km]
Ukrainischer Korridor (Russland 1)	$3.565 + 1.160 + 410 + 350 = 5.485$	$3.573 + 1.160 + 410 + 350 = 5.493$	$3.571 + 1.160 + 410 + 350 = 5.491$
Weißrussischer Korridor (Russland 2)	$4.236 + 684 = 4.920$	$4.243 + 684 = 4.927$	$4.133 + 684 = 4.817$
Nördlicher Korridor (Russland 3)	3.624	3.243	3.099

Quelle: Eigene Berechnung DBI basierend auf [40]

Die Berechnung der Längen der Korridore basiert auf tatsächlichen Tagesdurchsätzen des exportierten Gases von der Förderstätte bis zu den Exit Points, welche für ein Jahr aggregiert wurden. Die Berechnung wurde mit einem mathematischen Model basierend auf den Netzschemata über das Gasnetz von Russland berechnet. Die Transportrouten, und damit verbunden die genutzte Länge, verändern sich über die Jahre, da Gas in unterschiedlichen Mengen aus verschiedenen Förderfeldern genutzt wird und damit verbunden sich das Dispatching, die Nominierung von Gasmengen und der Gastransport durch das Erdgasnetz verändern, was einen Einfluss auf die tatsächliche Transportdistanz hat.

Anlage 16: Ermittlung und Validierung der THG-Emissionen beim Gastransport in der Ukraine

Da zur Bestimmung der THG-Emissionen welche durch den Gastransport durch die Ukraine verursacht werden, keine für die Studie verwendbaren Daten vorlagen⁴¹, wurden die Emissionen anhand der russischen Daten abgeschätzt. Es wurde angenommen, dass der Energiebedarf für den Gastransport und die Verluste beim Gastransport mit denen in Russland vergleichbar sind. Daher wurden für den spezifischen Energiebedarf des Gastransports die Werte angenommen, die bereits in Anlage 14 präsentiert wurden. Die Gasverluste wurden mit Hilfe einer Kennzahl bestimmt, die aus den russischen Daten ermittelt wurde. Dazu wurden die absoluten Verluste des ukrainischen Korridors (1) durch die Länge des Korridors (2) geteilt und eine Kennzahl für die Verluste pro km Pipeline (3) bestimmt. Diese Kennzahl wurde wiederum mit der Länge der Transportleitungen in der Ukraine (4) multipliziert, um den absoluten Verlust beim Gastransport in der Ukraine (5) zu ermitteln. Um diesen Verlust wurde anschließend der Verlustwert für den russischen Gastransport erhöht, um einen Gesamtverlust für den Korridor (6) zu bestimmen. Dieser wurde anschließend durch die exportierte Gasmenge (7) geteilt, um den Anteil der Verluste an der exportierten Gasmenge (8) zu ermitteln.

Tabelle 28: Ermittlung der THG-Emissionen beim Gastransport in der Ukraine

Position	Beschreibung	Einheit	Ukrainischer Korridor (Russland 1)			Source
			2012	2013	2014	
(1)	Gesamte CH ₄ -Emissionen	10 ⁶ m ³ /a	211,58	180,96	124,44	[37]
(2)	Länge des Korridors	km	3.565	3.573	3.571	[37]
(3)	Relative Verluste pro km Pipeline	m ³ /km·a	59.350	50.645	34.848	DBI
(4)	Länge ukrainischer Teil des Korridors	km	1.160	1.160	1.160	[38]
(5)	Absoluter Verlust ukrainischer Teil	10 ⁶ m ³ /a	68,85	58,75	40,42	DBI
(6)	Gesamtverlust Russland nach Zentral-EU	10 ⁶ m ³ /a	280,43	239,70	164,87	DBI
(7)	Exportierte Gasmenge	10 ⁹ m ³ /a	62,98	62,41	42,92	[37]
(8)	Anteil an Exportmenge	%	0,45	0,38	0,38	DBI

⁴¹ Es wurden zwar Daten von den ukrainischen Netzbetreibern bereitgestellt, diese waren allerdings auf einem sehr hohen Aggregationslevel und konnten daher nicht als Eingangsdaten für die Berechnung genutzt werden, sondern nur für die Validierung des DBI-Ansatzes.

Tabelle 29: Validierung der Daten für den ukrainischen Korridor

	Einheit	Jahr			Quelle
		2012	2013	2014	
Methanemissionen des ukrainischen Korridors (Russland 1)	10 ⁶ m ³ /a	68,85	58,75	40,42	[DBI]
Methanemissionen des ukrainischen Korridors (Russland 1) ⁴²	kt/a	51	43	30	[DBI]
Methanemissionen von PJSC Uktransgaz	kt/a	137,1	137,8	106,4	[54]

⁴² Umrechnung der Daten oberhalb mit einer Dichte von 0,735 kg/m³, welche typisch für russisches H-Gas ist (siehe Anlage 2).

Anlage 17: Erdgasversorgungsstruktur in Zentral-EU und in Deutschland 2012 – 2014 in Mio.m³

Tabelle 30: Erdgasversorgungsstruktur in Zentral-EU and Germany 2012 – 2014 in Mio.m³

Konsumierende Länder ↓	Produzierende Länder ↓												
	Deutschland	Dänemark	Niederlande	Polen	Norwegen	Norwegen LNG	UK	Russland	Katar LNG	Ungarn	Sonstige	Sonstige LNG	Total
Jahr: 2012													
Belgien	909	0	6.795	0	6.072	0	2.042	0	2.038	0	0	0	17.855
Tschechien	0	0	0	0	3	0	0	7.468	0	0	263	0	7.734
Deutschland	11.060	0	21.930	0	20.688	0	0	27.575	0	0	4.508	0	85.761
Anteil in Deutschland	12,9%	0%	25,6%	0%	24,1%	0%	0%	32,2%	0%	0%	5,3%	0%	100%
Estland	0	0	0	0	0	0	0	657	0	0	0	0	657
Lettland	0	0	0	0	0	0	0	1.716	0	0	0	0	1.716
Litauen	0	0	0	0	0	0	0	3.263	0	0	0	0	3.263
Luxemburg	0	0	14	0	627	0	0	290	0	0	279	0	1.210
Ungarn	0	0	0	0	0	0	0	7.797	0	2.175	159	0	10.130
Niederlande	251	561	34.370	0	6.805	326	1.878	1.257	0	0	0	109	45.558
Österreich	0	0	0	0	1.107	0	0	5.001	0	0	2.818	0	8.926
Polen	1.840	0	0	6.158	0	0	0	9.528	0	0	571	0	18.097
Slowakei	0	0	0	150	0	0	0	4.801	0	0	0	0	4.951
Total	14.060	561	63.109	6.308	35.302	326	3.920	69.353	2.038	2.175	8.598	109	205.858
Anteil in Zentral-EU	6,8%	0,3%	30,7%	3,1%	17,1%	0,2%	1,9%	33,7%	1,0%	1,1%	4,2%	0,1%	100%
Jahr: 2013													
Belgien	1.223	0	8.174	0	6.087	0	1.070	0	1.459	0	0	7	18.020
Tschechien	0	0	0	0	4	0	0	8.217	0	0	245	0	8.466
Deutschland	9.745	0	24.699	0	16.154	0	0	31.881	0	0	5.241	0	87.720
Anteil in Deutschland	11,1%	0%	28,2%	0%	18,4%	0%	0%	36,3%	0%	0%	6,0%	0%	100%
Estland	0	0	0	0	0	0	0	678	0	0	0	0	678
Lettland	0	0	0	0	0	0	0	1.698	0	0	0	0	1.698

Konsumierende Länder ↓	Produzierende Länder ↓												
	Deutschland	Dänemark	Niederlande	Polen	Norwegen	Norwegen LNG	UK	Russland	Katar LNG	Ungarn	Sonstige	Sonstige LNG	Total
Litauen	0	0	0	0	0	0	0	2.661	0	0	0	0	2.661
Luxemburg	0	0	0	0	622	0	0	245	0	0	106	1	974
Ungarn	0	0	0	0	0	0	0	7.150	0	1.804	377	0	9.331
Niederlande	349	571	35.085	0	6.270	303	1.647	1.747	0	0	0	101	46.074
Österreich	0	0	0	0	1.055	0	0	4.768	0	0	2.771	0	8.594
Polen	2.213	0	0	6.057	0	0	0	9.390	0	0	570	0	18.229
Slowakei	0	0	0	0	0	0	0	5.323	0	0	187	0	5.510
Total	13.530	571	67.958	6.057	30.192	303	2.717	73.757	1.459	1.804	9.497	109	207.955
Anteil in Zentral-EU	6,5%	0,3%	32,7%	2,9%	14,5%	0,1%	1,3%	35,5%	0,7%	0,9%	4,6%	0,1%	100%
Jahr: 2014													
Belgien	336	0	7.485	0	5.178	0	1.565	0	1.217	0	0	3	15.784
Tschechien	0	0	0	0	699	0	0	6.550	0	0	259	0	7.508
Deutschland	7.549	0	22.363	0	16.582	0	0	29.656	0	0	3.062	0	79.212
Anteil in Deutschland	9,5%	0%	28,2%	0%	20,9%	0%	0%	37,4%	0%	0%	3,9%	0%	100%
Estland	0	0	0	0	0	0	0	530	0	0	0	0	530
Lettland	0	0	0	0	0	0	0	947	0	0	0	0	947
Litauen	0	0	0	0	66	0	0	2.614	0	0	0	0	2.680
Luxemburg	0	0	0	0	622	0	0	245	0	0	106	1	974
Ungarn	0	0	0	0	0	0	0	6.879	0	1.504	362	0	8.745
Niederlande	5.20	246	28.426	0	6.468	381	1.486	2.603	0	0	0	127	40.258
Österreich	0	0	0	0	971	0	0	4.390	0	0	2.484	0	7.845
Polen	2.332	0	1	6.006	85	0	0	8.826	0	0	409	0	17.658
Slowakei	0	0	0	0	0	0	0	4.757	0	0	100	0	4.857
Total	10.737	246	58.276	6.006	30.672	381	3.051	67.995	1.217	1.504	6.782	131	186.998
Anteil in Zentral-EU	5,7%	0,1%	31,2%	3,2%	16,4%	0,2%	1,6%	36,4%	0,7%	0,8%	3,6%	0,1%	100%

Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [9], [41]

Tabelle 31: Anteil der russischen Erdgasexporte nach Zentral-EU bzw. Deutschland 2012-2014

	Anteil an den russischen Gasexporten nach Zentral-EU	Anteil an der Versorgung von Zentral-EU	Anteil an der Versorgung von Deutschland
Jahr: 2012			
Russland 1 (ukrainischer Korridor)	0,606	0,204	0,129
Russland 2 (weißrussischer Korridor)	0,279	0,094	0,132
Russland 3 (Nördlicher Korridor)	0,114	0,038	0,060
Summe	1,000	0,337	0,322
Jahr: 2013			
Russland 1 (ukrainischer Korridor)	0,516	0,183	0,123
Russland 2 (weißrussischer Korridor)	0,287	0,102	0,133
Russland 3 (Nördlicher Korridor)	0,197	0,070	0,107
Summe	1,000	0,355	0,363
Jahr: 2014			
Russland 1 (ukrainischer Korridor)	0,379	0,138	0,088
Russland 2 (weißrussischer Korridor)	0,306	0,111	0,132
Russland 3 (Nördlicher Korridor)	0,314	0,114	0,154
Summe	1,000	0,364	0,374

Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [9], [37], [41], [42]

Anlage 18: Anteile des Erdgasverbrauchs der Länder der Region Zentral-EU am Gesamterdgasverbrauch

	EXERGIA	DBI 2012	DBI 2013	DBI 2014
Belgien	0,086	0,086	0,087	0,084
Tschechien	0,040	0,041	0,041	0,040
Deutschland	0,414	0,415	0,422	0,424
Estland	0,003	0,003	0,003	0,003
Lettland	0,007	0,007	0,007	0,007
Litauen	0,016	0,016	0,013	0,014
Luxemburg	0,006	0,006	0,005	0,005
Ungarn	0,049	0,049	0,045	0,047
Niederlande	0,222	0,220	0,222	0,215
Österreich	0,044	0,043	0,041	0,042
Polen	0,087	0,088	0,088	0,094
Slowakei	0,026	0,026	0,027	0,024
Zentral-EU	1,000	1,000	1,000	1,000

Quelle: Eigene Berechnungen DBI basierend auf [9], [41], [42]

Anlage 19: THG-Emissionen von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Deutschland	2012				2013				2014			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³
	[g/GJ]											
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	137,9	64,4	0,0	0,0	137,8	62,9	0,0	0,0	134,7	66,8	0,0	0,0
Gasaufbereitung	972,2	6,7	0,0	0,8	979,1	6,8	0,0	0,8	819,5	6,1	0,0	0,6
Gastransport ⁴⁴	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gasproduktion	1.597,9	15,1	0,1	1,9	1.685,7	16,1	0,1	2,1	2.005,2	18,1	0,1	2,5
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	2.388,1	0,0	0,0	0,0	2.738,6	0,0	0,0	0,0	2.172,3	0,0	0,0	0,0
Total	5.096,1	86,1	0,1	2,7	5.541,2	85,9	0,1	2,9	5.131,8	90,9	0,1	3,2

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁴³ CO ist kein direktes Treibhausgas, gilt aber als s.g. „precursor“ und wird daher in GHGenius in die Berechnung des Carbon Footprint einbezogen. Es wird angenommen, dass CO in der Atmosphäre vollständig zu CO₂ oxidiert. Für Details, siehe Abschnitt 4.1

⁴⁴ Gastransport in ein anderes Land in Zentral-EU.

Anlage 20: THG-Emissionen von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird

	2012				2013				2014			
Niederlande	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³
	[g/GJ]											
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	130,1	64,3	0,0	0,0	129,5	62,9	0,0	0,0	127,3	66,8	0,0	0,0
Gasaufbereitung	16,0	0,0	0,0	0,0	20,6	0,0	0,0	0,0	24,2	0,0	0,0	0,0
Gastransport ⁴⁵	1,1	6,0	0,0	0,0	1,1	6,0	0,0	0,0	1,1	6,0	0,0	0,0
Gasproduktion	811,7	10,5	0,0	1,1	916,1	9,9	0,0	1,2	924,0	11,0	0,0	1,2
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	0,8	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0
Total	959,8	80,9	0,0	1,2	1.068,0	78,8	0,0	1,2	1.077,5	83,8	0,0	1,3

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁴⁵ Gastransport in ein anderes Land in Zentral-EU.

Anlage 21: THG-Emissionen von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Norwegen	2012				2013				2014			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³
	[g/GJ]											
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	134,2	64,4	0,0	0,0	133,5	62,9	0,0	0,0	131,3	66,8	0,0	0,0
Gasaufbereitung	268,9	1,8	0,0	0,2	269,3	1,9	0,0	0,2	269,3	1,7	0,0	0,2
Gastransport ⁴⁶	1.574,8	1,9	0,0	0,6	1.577,7	2,0	0,0	0,6	1.576,4	1,9	0,0	0,6
Gasproduktion	1.328,5	14,3	0,1	2,4	1.422,7	15,1	0,1	2,6	1.438,1	15,4	0,1	2,6
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	14,5	0,0	0,0	0,0	12,4	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,0	0,0
Total	3.320,9	82,4	0,1	3,2	3.415,5	82,0	0,2	3,4	3.431,8	85,9	0,2	3,4

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁴⁶ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU.

Anlage 22: THG-Emissionen von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Russland (gewichtet)	2012				2013				2014			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ⁴³
	[g/GJ]											
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	148,3	64,4	0,0	0,0	150,0	63,0	0,0	0,0	146,2	66,8	0,0	0,0
Gasaufbereitung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gastransport ⁴⁷	10.891,7	104,3	0,1	4,2	12.456,8	77,0	0,1	4,8	11.791,9	69,2	0,1	4,5
Gasproduktion	874,3	12,1	0,0	1,4	878,1	11,7	0,0	1,4	856,5	11,7	0,0	1,4
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	3,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0
Total	11.917,4	180,9	0,1	5,7	13.487,3	151,7	0,1	6,3	12.797,0	147,7	0,1	6,0

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁴⁷ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU.

Anlage 23: Strommix von Zentral-EU und von Deutschland

	Steinkohle	Öl	„Gaskessel“ ⁴⁸	Gasturbine	Atomkraft	Wind	Andere Kohle	Biomasse	Wasserkraft
Zentral-EU	0,39	0,02	0,18	0,00	0,17	0,08	0,03	0,06	0,08
Deutschland	0,37	0,012	0,123	0,00	0,158	0,122	0,029	0,071	0,044

Quelle: [43]

Anlage 24: Effizienz der Stromerzeugung von Zentral-EU und von Deutschland

	Steinkohle	Öl	„Gaskessel“ ⁴⁸	Gasturbine	Atomkraft	Wind	Andere Kohle	Biomasse	Wasserkraft
Zentral-EU	0,39	0,69	0,54	0,45	0,35	1,00	0,39	0,37	1,00
Deutschland	0,398	0,772	0,562	0,450	0,350	1,00	0,398	0,421	1,00

Quelle: [43]

⁴⁸ Das ist die Bezeichnung in GHGenius, welche ursprünglich für den Dampfkraftprozess stand. Da mit öffentlichen Daten nicht immer eine Unterscheidung von Dampf-, Gaskraft- oder Gas- und Dampfkraftprozessen möglich ist, repräsentiert diese Spalte verschiedenste Technologien zur Stromproduktion aus Erdgas und die Spalte „Gasturbine“ wird nicht befüllt.

Anlage 25: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Deutschland	EXERGIA*	EXERGIA	DBI		
	2012	2012	2012	2013	2014
[gCO _{2e} /GJ]					
Treibstoffbereitstellung	4.095	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	2.791	2.791	1.747	1.712	1.805
Gasaufbereitung	2.229	2.229	1.145	1.154	977
Gastransport ⁴⁹	0	0	0	0	0
Gasproduktion	3.478	3.478	1.995	2.111	2.483
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	2.613	2.613	2.388	2.739	2.172
Total [gCO_{2e}/GJ]	15.205	11.110	7.276	7.716	7.437

*Mit Treibstoffbereitstellung.

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁴⁹ Gastransport in ein anderes Land in Zentral-EU.

Anlage 26: Carbon Footprint von Erdgas, welches in den Niederlanden produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Niederlande	EXERGIA*	EXERGIA	DBI		
	2012	2012	2012	2013	2014
[gCO ₂ e/GJ]					
Treibstoffbereitstellung	4.053	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	2.769	2.769	1.739	1.703	1.797
Gasaufbereitung	0	0	17	22	26
Gastransport ⁵⁰	151	151	151	151	151
Gasproduktion	1.294	1.294	1.086	1.175	1.210
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	1	1	1	1	1
Total [CO₂e/GJ]	8.263	4.215	2.993	3.051	3.185

*Mit Treibstoffbereitstellung.

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁵⁰ Gastransport in ein anderes Land in Zentral-EU.

Anlage 27: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Norwegen	EXERGIA*	EXERGIA	DBI		
	2012	2012	2012	2013	2014
	[gCO ₂ e/GJ]				
Treibstoffbereitstellung	4.071	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	2.781	2.781	1.743	1.707	1.801
Gasaufbereitung	318	318	317	320	315
Gastransport ⁵¹	3.374	3.374	1.628	1.632	1.629
Gasproduktion	1.930	1.930	1.726	1.847	1.867
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	113	113	14	12	17
Total [gCO₂e/GJ]	12.589	8.517	5.429	5.519	5.629

*Mit Treibstoffbereitstellung.

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁵¹ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU.

Anlage 28: Carbon Footprint von Erdgas, welches in Russland produziert und in Zentral-EU verteilt wird

Russland	EXERGIA*	EXERGIA	DBI		
	2012	2012	2012	2013	2014
	[gCO ₂ e/GJ]				
Treibstoffbereitstellung	4.204	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.	Nicht betrachtet.
Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	2.838	2.838	1.759	1.721	1.810
Gasaufbereitung	180	180	0	0	0
Gastransport ⁵²	25.014	25.014	13.521	12.139	9.247
Gasproduktion	3.639	3.639	1.164	1.223	1.179
Entfernung von CO ₂ , H ₂ S	3	3	3	2	2
Total [gCO₂e/GJ]	35.880	31.675	16.449	15.086	12.239

*Mit Treibstoffbereitstellung.

Quelle: Eigene Berechnungen DBI

⁵² Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU.