

CLIMATE CHANGE

02/2018

# Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland

Kurzstudie



CLIMATE CHANGE 02/2018

Umweltforschungsplan des  
Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3716 43 100 0

## **Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland**

Kurzstudie

von

Wolfgang Köppel, Charlotte Degünther  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für  
Technologie (KIT), Karlsruhe

Jakob Wachsmuth  
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

# Impressum

**Herausgeber:**

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

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

**Durchführung der Studie:**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)  
Engler-Bunte-Ring 1  
76131 Karlsruhe

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI  
Breslauer Straße 48  
76139 Karlsruhe

**Abschlussdatum:**

Januar 2018

**Redaktion:**

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien  
Katja Purr

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2018

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3716 43 100 0 finanziert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
Abbildungsverzeichnis .....	5
Tabellenverzeichnis.....	5
Abkürzungsverzeichnis.....	6
1 Einleitung/Hintergrund der Kurzstudie .....	7
2 Antworten auf spezifische Fragestellungen zu Vorkettenemissionen der deutschen Erdgasförderung .....	9
2.1 Welche Ursachen haben die spezifischen Vorkettenemissionen der Erdgasgewinnung (in Deutschland)? .....	9
2.2 Wie sind die deutschen Vorkettenemissionen im Vergleich mit anderen europäischen Gaslieferanten und Russland zu beurteilen?.....	10
2.3 Welche Einflussfaktoren tragen zu den ermittelten Ergebnissen für die spezifischen Vorkettenemissionen maßgeblich bei? .....	12
2.4 Welche Unsicherheiten in den Einflussfaktoren wirken auf das Ergebnis? .....	13
2.5 Wie stehen die hier ermittelten Emissionen der deutschen Erdgasförderung im Verhältnis zu den Emissionen des Gasverbrauchs in Deutschland? .....	14
2.6 Welche Relevanz haben die Vorkettenemissionen im Transformationspfad des Energiesystems bis 2030? .....	15
3 Schlussbemerkung.....	17
4 Quellenverzeichnis.....	18

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitliche Entwicklung der Erdgasförderung in Deutschland .....	14
---	----

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Treibhausgasemissionen über den Produktlebensweg von Erdgas im Jahr 2014 gemäß DBI-Studie .....	11
Tabelle 2: Notwendige Kompressionsleistung im Verhältnis zur Druckerhöhung .....	12

## Abkürzungsverzeichnis

<b>BMUB</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
<b>BVEG</b>	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie
<b>CF</b>	Carbon Footprint (CO <sub>2</sub> -Fußabdruck)
<b>DBI</b>	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
<b>DVGW</b>	Deutscher Verein der Gas- und Wasserwirtschaft
<b>EBI</b>	Engler-Bunte-Institut
<b>FNB</b>	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas
<b>GHD</b>	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
<b>NIR</b>	Nationale Inventarberichte
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>WtT</b>	Well-to-Tank (von der Quelle bis in den Tank)
<b>UBA</b>	Umweltbundesamt
<b>UNFCCC</b>	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

## 1 Einleitung/Hintergrund der Kurzstudie

Im Jahr 2015 veröffentlichte die Europäische Kommission neue THG-Emissionswerte, die in den Bereichen Produktion, Aufbereitung, Transport und Verteilung von Erdgas, sowie bei der Betankung von Erdgasfahrzeugen entstehen („Well-to-Tank“ (WtT)) [1]. Die zu Grunde liegende Studie des durchführenden Instituts EXERGIA weist wesentlich höhere THG-Vorkettenemissionen aus, als bisherige nationale und internationale Untersuchungen auf diesem Gebiet. Dies bedeutet, dass entweder die Datenlage sich drastisch geändert hat oder die von EXERGIA verwendeten Daten nicht konsistent mit den bisher genutzten Daten sind. Deshalb wurde auf Initiative der „Zukunft ERDGAS GmbH“ eine Überprüfung der Studie von EXERGIA (im Weiteren EXERGIA-Studie) durch die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH vorgenommen [2]. Ziel war es die dargestellten Vorkettenemissionen der Gasgewinnung in Deutschland zu bewerten und in deren Relevanz zu beurteilen. Nicht Thema der DBI-Studie war die Förderung von unkonventionellem Erdgas, wie beispielsweise Schiefergas. Die Studie des DBI zur Bestimmung des Carbon Footprints des Erdgaspfades von der Produktion bis zur Verteilung in Zentral-Europa weist THG-Emissionen (WtT) aus, die deutlich unter den Werten der EXERGIA-Studie liegen.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut in Karlsruhe und das Fraunhofer ISI im Rahmen des Forschungsprojekts „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“ (UFOPLAN 2016 – FKZ 3716 43 100) um eine Einordnung der Ergebnisse des DBI in Form einer Kurzstudie gebeten. Ziel dieser Kurzstudie ist es, die Vorkettenemissionen bei der Erdgasgewinnung in Deutschland zu betrachten und mit denen anderer europäischer Gaslieferanten und Russland vergleicht. Außerdem wird die Relevanz dieser THG-Emissionen im Gesamtkontext beurteilt. Im folgenden Kapitel werden die spezifischen Fragestellungen detailliert betrachtet. Zum besseren Verständnis wird hier vorab das methodische Vorgehen der DBI-Studie kurz skizziert und eingeordnet.

Die Qualität und die Vergleichbarkeit der DBI-Studie mit anderen Studien soll dadurch gewährleistet werden, dass sie nach den Anforderungen der DIN EN ISO 14040 [3] und der DIN CEN ISO TS 14067 [4] ausgeführt wurde, welche die Ökobilanzierung beschreiben. Für die erhobenen Daten wurden ferner innerhalb der Studie Anforderungen bezüglich Datenqualität und Transparenz formuliert, um eine hohe Qualität zu gewährleisten. Um zudem eine sehr hohe Vergleichbarkeit der Studienergebnisse mit der EXERGIA-Studie zu erreichen und eine Aussage zu der Qualität der in der EXERGIA-Studie eingesetzten Daten zu erhalten, verwendete das DBI das von EXERGIA eingesetzte Modell GHGenius 4.03 zur Berechnung der spezifischen Vorkettenemissionen. Dieses Modell wurde für den kanadischen Markt entwickelt und anschließend für den europäischen Markt weiterentwickelt. Um den Vergleich weiter zu verbessern, verwendete DBI den gleichen methodischen Ansatz. Durch diese Vorgehensweise kann geschlossen werden, dass nur die Eingangsdaten zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können.

Das DBI identifizierte die Länder Norwegen, Niederlande, Russland und Deutschland als die für Deutschland relevanten Gasproduzenten und recherchierte somit für diese die Eingangsdaten. Als Quellen für die eingehenden Daten wurden öffentlich verfügbare Daten gewählt. Die von Firmen- und Verbändebefragungen eingegangenen Daten wurden mit öffentlichen Daten geprüft, so dass „geschönte“ Ergebnisse keinen Eingang in die Studie gefunden haben. Die Quellen wurden entsprechend des wissenschaftlichen Verständnisses sorgfältig gewählt und benannt. Als eine Hauptquelle wurden die Nationalen Inventarberichte (NIR), die den vereinten Nationen zur Verfügung gestellt werden, verwendet. Diese werden jedes Jahr weiterentwickelt und wurden auf Konsistenz geprüft, indem z.B. mehrere Jahrgänge als Datenbasis miteinander verglichen wurden. Da ab 2015 kein vollständiger Datensatz mehr zur Verfügung stand, wurde nur bis einschließlich 2014 betrachtet. Dennoch mussten teilweise Daten aus einer Gesamtmenge fossiler Energieträger durch Allokationsverfahren entsprechend der DIN EN ISO 14040 [3] ermittelt werden. Diese Vorgehensweise führt zwangsläufig

zu einer Ungenauigkeit, die aber aufgrund des Einsatzes eines in der Ökobilanzierung standardisierten Vorgehens als gering eingestuft werden kann.

Bei einem Datenvergleich der EXERGIA- und der DBI-Studie ist zu erkennen, dass die DBI-Studie aktuellere Daten verwendet hat, was als Hauptursache für die geringeren THG-Emissionen anzusehen ist. Z.B. sind aktuelle Leitungslängen und Leitungsmaterialien (Grauguss mit einer höheren Verlustrate ist derweil ausgetauscht) berücksichtigt worden.

## 2 Antworten auf spezifische Fragestellungen zu Vorkettenemissionen der deutschen Erdgasförderung

### 2.1 Welche Ursachen haben die spezifischen Vorkettenemissionen der Erdgasgewinnung (in Deutschland)?

In der Studie des DBI werden THG-Emissionen von Erdgas in den Sektoren „Produktion“, „Aufbereitung“, „Transport und Speicherung“ für die Länder Deutschland, Niederlande, Norwegen und Russland erhoben. Diese Daten fließen in die betrachteten Systeme „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ und „Erdgas verteilt in Deutschland“ ein.

Bei der Produktion wird Erdgas aus den Förderquellen gewonnen und je nach Förderdruck für den Transport verdichtet. THG-Emissionen entstehen somit als diffuse Methan- und CO<sub>2</sub>-Emissionen an kleinen Undichtigkeiten an Armaturen der Förderstätten und aus dem Bedarf an Hilfsenergie für z.B. die Verdichter. Die Verdichter werden meist durch Verbrennen von Erdgas oder elektrisch angetrieben. Bei elektrisch angetriebenen Kompressoren müssen dann die THG-Emissionen der Stromproduktion berücksichtigt werden. Teilweise müssen Restgase (sogenanntes kosteneffizientes Erdgas) abgefackelt werden. Sowohl die DBI-Studie als auch die EXERGIA-Studie erfassen die dabei entstehenden THG-Werte und rechnen das abgefackelte Erdgas in den benötigten Gasbedarf zur Erdgasproduktion ein.

Die Erdgasaufbereitung besteht aus verschiedenen Prozessen z.B. Trocknung, Kondensat-Abtrennung und Entschwefelung. Ziel der Aufbereitung ist ein in ein Gasnetz einspeisefähiges Gas zu schaffen, das den jeweiligen Regelwerken entspricht. Hier sind insbesondere auf Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichte zu achten. Z.B. gilt in Deutschland das DVGW-Arbeitsblatt G 260 [5]. Die Aufbereitung weist einen energetischen Aufwand auf, so dass THG-Emissionen den Prozessschritten zugeordnet werden können. Bei der Sauer gasaufbereitung (Abtrennen von Schwefelwasserstoff aus dem Rohgas) wird zusätzlich prozessbedingt CO<sub>2</sub> emittiert.

Für den Energieaufwand beim Transport und bei der Verteilung des Erdgases werden lediglich die Fernleitungsnetze betrachtet, da die in den Verteilnetzen benötigten Energien gegenüber dem Transport- und Vorwärm aufwand vernachlässigt werden können. In den Transportnetzen wird das Gas bei hohen Drücken (Größenordnung 80 – 100 bar) transportiert. Reibungsverluste durch die Leitungswandungen verringern den Druck, sodass in regelmäßigen Abständen (100 - 150 km) Transportverdichter das Gas nachverdichten müssen. Bei Entspannung des Druckes vom Transportnetzdruck auf Verteilnetzdruck muss eventuell das Gas vorgewärmt werden, um den Joule-Thomson-Effekt bei der Entspannung auszugleichen und ein Gefrieren von eventuellen Kondensaten zu vermeiden. In den Verteilnetzen selbst wird hauptsächlich nur geringfügig Energie in den Gasdruckregelanlagen für Messung und Ventile benötigt.

Diffuse Methan-Emissionen aller Netzebenen können hier durch technisch nicht vermeidbare minimale Undichtigkeiten an Absperrarmaturen der Leitungen, an den Armaturen in den Verdichterstationen und an den Transportventilatoren entstehen. Die Leitungen selbst können als dicht angesehen werden. Zu beachten ist, dass das Regelwerk regelmäßige Dichtheitskontrollen vorschreibt. Die Regelwerke bilden den Stand der Technik ab und werden gewöhnlich innerhalb von 4 – 8 Jahren auf Aktualität und Schwächen geprüft. Daher ist davon auszugehen, dass die technischen Einrichtungen üblicherweise technisch dicht sind. Zudem zeigt sich, dass die Gasverluste als Kostenfaktor angesehen werden und die Firmen von sich aus versuchen Undichtigkeiten zu minimieren. Die europäischen Gasnetzbetreiber setzen in den letzten Jahren zunehmend auf ein strategisches Asset Management zur Gestaltung/Umsetzung einer zustandsorientierten Instandhaltung ihrer Netze. Dadurch können nicht nur betriebswirtschaftlich Kosten gesenkt, sondern der Zustand der Netze insgesamt verbessert werden (Ausfallraten sinken), was auch die diffusen Methan-Emissionen senkt.

Der Betrieb der Transportverdichter verursacht THG-Emissionen entweder durch Verbrennung von Gas oder den Einsatz von Strom mit dem jeweiligen Strommix. Zu beachten ist, dass der Gastransport in den Transportleitungen über das Jahr verhältnismäßig konstant ist. Dies führt dazu, dass die Transportverdichter immer in Betrieb sein müssen und momentan nicht nur mit regenerativem Strom betrieben werden können.

Größere Mengen an Erdgas werden freigesetzt, wenn eine Fernleitung gewartet und z.B. repariert werden muss. Dann wird das Gas in der Leitung zwischen zwei Absperrarmaturen so weit als möglich abgefackelt und der nicht abfackelbare Rest ausgeblasen, um Bereiche mit einer Explosionsgefährdung zu vermeiden.

Es kann festgehalten werden, dass alle relevanten Teile der Vorkette für die Systeme „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ und „Erdgas verteilt in Deutschland“ entsprechend der EXERGIA in der DBI-Studie berücksichtigt wurden. Methodisch passt sich die DBI-Studie dem Vorgehen der EXERGIA-Studie an und betrachtet beispielsweise die Abtrennung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S getrennt von der übrigen Gasaufbereitung. Somit ist das Vorgehen beider Studien nahezu identisch, lediglich die Datenbasis wurde vom DBI kritisch überprüft und z.T. durch aktuellere und belastbare Daten ersetzt.

## **2.2 Wie sind die deutschen Vorkettenemissionen im Vergleich mit anderen europäischen Gaslieferanten und Russland zu beurteilen?**

Für das System „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ (Definition siehe DBI-Studie) werden nationale THG-Mengen für die Länder Deutschland, Niederlande, Norwegen und Russland vom DBI neu berechnet und separat über den Produktlebensweg ausgewiesen. Die THG-Emissionen sind Grundlage für die Berechnung des Carbon Footprint (CF<sup>1</sup>), der die Klimawirkung der emittierten Treibhausgase in einer gemeinsamen Größe, dem CO<sub>2</sub>-Äquivalent, ausdrückt. Die ermittelten THG-Mengen sind in Tabelle 18 der DBI-Studie (vgl. Tabelle 1) aufgeführt.

---

<sup>1</sup> Der Carbon Footprint bezeichnet hier die Menge an freigesetzten THG-Emissionen pro bereitgestellter Menge an Erdgas. Nicht enthalten sind die bei der Verbrennung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche nach IPCC-Definition 55,9 kgCO<sub>2</sub>/GJ betragen.

Tabelle 1: Spezifische Treibhausgasemissionen über den Produktlebensweg von Erdgas im Jahr 2014 gemäß DBI-Studie

in g/GJ		Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	Gasaufbereitung	Gas-transport <sup>1)</sup>	Gasproduktion	Entfernung von CO <sub>2</sub> und H <sub>2</sub> S	Total
Deutschland	CO <sub>2</sub>	134,7	819,5	0,0	2005,2	2172,3	5131,8
	CH <sub>4</sub>	66,8	6,1	0,0	18,1	0,0	90,9
	N <sub>2</sub> O	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
	CO	0,0	0,6	0,0	2,5	0,0	3,2
Niederlande	CO <sub>2</sub>	127,3	24,2	1,1	924,0	0,8	1077,5
	CH <sub>4</sub>	66,8	0,0	6,0	11,0	0,0	83,8
	N <sub>2</sub> O	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CO	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	1,3
Norwegen	CO <sub>2</sub>	131,3	269,3	269,3	1438,1	16,8	3431,8
	CH <sub>4</sub>	66,8	1,7	1,7	15,4	0,0	85,9
	N <sub>2</sub> O	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
	CO	0,0	0,2	0,6	2,6	0,0	3,4
Russland (gewichteter Mittelwert)	CO <sub>2</sub>	146,2	0,0	11791,0	856,5	2,4	12797,0
	CH <sub>4</sub>	66,8	0,0	69,2	11,7	0,0	147,7
	N <sub>2</sub> O	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
	CO	0,0	0,0	1,5	1,4	0,0	6,0

<sup>1)</sup> 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).

Quelle: eigene Darstellung von Tabelle 18 in DBI 2016

Auffällig sind hier die relativ hohen deutschen CO<sub>2</sub>-Werte für die Entfernung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S und der übrigen Gasaufbereitung, sowie der relativ hohe Wert bei der Gasproduktion. Die übrigen THG-Mengen sind in etwa mit denen der anderen Länder vergleichbar. Die Entfernung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S liegt für Deutschland bei 2.172,3 gCO<sub>2</sub>/GJ. Für die weitere Gasaufbereitung wird eine spezifische CO<sub>2</sub>-Emission von 819,5 gCO<sub>2</sub>/GJ angegeben. Zum Vergleich: die niedrigsten Werte weisen die Niederlande mit 0,8 gCO<sub>2</sub>/GJ für die Entfernung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S und 24,2 gCO<sub>2</sub>/GJ für die übrige Gasaufbereitung aus. Tatsächlich spielt die Qualität des Roh-Erdgases eine große Rolle in der Gasaufbereitung. Diese kann aufgrund geologischer Unterschiede von Lagerstätte zu Lagerstätte stark schwanken. Im Roh-Erdgas deutscher Förderstätten finden sich große Mengen an COS und H<sub>2</sub>S, die zur Erzeugung eines einspeisefähigen Erdgases nach G 260 aus dem Rohgas abgetrennt werden müssen.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Gasproduktion liegen laut DBI-Studie bei 2.005,2 gCO<sub>2</sub>/GJ und damit deutlich höher als in den anderen untersuchten Ländern. Den niedrigsten Wert weist Russland mit 856,5 gCO<sub>2</sub>/GJ für die Gasproduktion aus. Die Produktion beinhaltet auch die Kompression auf den Druck der Transportleitungen. Gerade Lagerstätten wie die deutschen Lagerstätten, die weitestgehend erschöpft sind, weisen keinen hohen Druck mehr auf und müssen nachverdichtet werden. Die energetischen Aufwendungen der Nachverdichtung verursachen je nach Art und Herkunft des eingesetzten Energieträgers entsprechende Treibhausgasemissionen in der Vorkette. Aus Tabelle 2 ist zu erkennen, dass kein linearer Zusammenhang zwischen Kompressionsverhältnis und spezifischer Leistung an der Welle besteht, sondern dass sich die spezifische Leistung an der Welle stärker erhöht

als das Kompressionsverhältnis. Dementsprechend werden bei der Erdgasgewinnung aus Lagerstätten mit geringeren Drücken deutlich mehr Aufwendungen zur Verdichtung benötigt, welche wiederum zu höheren spezifischeren Emissionen für die Erdgasproduktion führen.

Tabelle 2: Notwendige Kompressionsleistung im Verhältnis zur Druckerhöhung

Druckerhöhung	Kompressionsverhältnis	spezifische Leistung an der Welle in W/m <sup>3</sup>
70 auf 80 bar	1,14	5
60 auf 80 bar	1,33	10
50 auf 80 bar	1,60	18
40 auf 80 bar	2,00	28

Quelle: eigene Abschätzung

Laut der DBI-Studie ist dabei zu beachten, dass in den Werten der russischen Gasproduktion auch die Daten für die Gasaufbereitung mit enthalten sind, weshalb diese in Tabelle 1 mit null erscheint. Generell ist Tabelle 1 im Gesamtkontext der DBI-Studie zu lesen. Eine weitere Detaillierung kann in den kommenden Jahren erlangt werden, da die Daten im Wesentlichen aus den NIR entnommen sind und die NIR weiter verfeinert werden. Auch ist darauf hinzuweisen, dass die Datenerhebung in den einzelnen Ländern unterschiedlich erfolgt und somit gewisse Unterschiede auftreten können. Dennoch ist aufgrund der oben beschriebenen Plausibilität davon auszugehen, dass die Größenordnungen stimmen.

### 2.3 Welche Einflussfaktoren tragen zu den ermittelten Ergebnissen für die spezifischen Vorkettenemissionen maßgeblich bei?

Die technischen Ursachen für THG-Emissionen in der Vorkette von Erdgas werden unter Frage 1 benannt. In diesem Abschnitt soll geklärt werden, welche methodischen Unterschiede und veränderten Eingangsdaten zwischen der DBI-Studie und der EXERGIA-Studie bestehen und wie sich dies auf die ermittelten Werte auswirkt.

Zunächst ist anzumerken, dass das DBI die THG-Emissionen bzw. den Carbon Footprint (CF) für die Bezugsjahre 2012, 2013 und 2014 errechnete, während die EXERGIA-Studie lediglich die Werte für das Jahr 2012 ermittelte. Dies bedeutet, dass in der DBI-Studie eine Selbstkontrolle anhand einer Zeitreihe durchgeführt wird. Auch zeigt sich, dass die Daten z.B. des NIR als eine wesentliche Datenquelle im Zeitraum zwischen den Erscheinungen der Studien aufgrund von durchgeführten Aktualisierungen verändert vorliegen. Die DBI-Studie verwendet die NIR von 2016 und die EXERGIA-Studie jene von 2014. Die Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) sind dazu verpflichtet, Inventare zu nationalen Treibhausgasemissionen zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben.

Für die Ermittlung des CF für Erdgas, das in Zentral-EU verteilt wird, wurden vom DBI gesondert die Vorkettenemissionen der Erdgasproduzenten Deutschland, Niederlande, Norwegen und Russland neu ermittelt. Andere Werte, die im Berechnungsmodell GHGenius 4.03 vorhanden waren, wurden analog zur EXERGIA-Studie weiter genutzt.

Der Vergleich der Studien ergibt für Erdgas, das in Zentral-EU verteilt wird, deutliche Unterschiede. DBI berechnet für das Jahr 2012 einen CF von 8.922 gCO<sub>2e</sub>/GJ, während die EXERGIA-Studie für das gleiche Jahr einen CF von 14.643 gCO<sub>2e</sub>/GJ ausweist (ohne Treibstoffbereitstellung). Diese Unterschiede in dem betrachteten Gebiet sind neben der neueren Datenbasis auf zwei weitere Gründe zurückzuführen:

- ▶ Größere Veränderungen im Modellansatz von Seiten des DBI ergaben sich beim Transport russischen Erdgases nach Zentral-EU. Die EXERGIA-Studie nimmt hier eine Route mit starken Vereinfachungen an. Das DBI hingegen ging von drei Transportrouten aus, was der Realität wesentlich näherkommt. Entsprechend wurden Länge, Verluste und benötigte Transportenergie differenziert betrachtet. Insbesondere der nördliche Korridor weist geringere Werte auch gegenüber der ukrainischen und der weißrussischen Route auf, so dass die CF-Werte niedriger liegen.
- ▶ Zudem aktualisierte das DBI die Zahlen für die Marktanteile der Gasproduzenten in Zentral-EU. Es wurde ein neuer Ansatz entwickelt, der das konsumierte Gas als Mischung aus Gasimporten und heimischem Gas betrachtet. Die Zahlen für das Jahr 2012 (Bezugsjahr der EXERGIA-Studie) bezog das DBI aus dem neusten Bericht der IEA [6].

Bei einer vergleichenden Betrachtung der einzelnen Länder ist zu erkennen, dass der CF für in Deutschland gefördertes Erdgas, welches in Zentral-EU verteilt wird, 2012 laut DBI bei 7.276 gCO<sub>2e</sub>/GJ liegt. Die EXERGIA-Studie weist für das gleiche Jahr einen CF von 11.110 gCO<sub>2e</sub>/GJ aus. Die Abweichungen ergeben vor allem aus der Aktualisierung der Daten für das (deutsche) Transport- und Verteilnetz. Hier wurden nicht nur Daten des NIR genutzt, sondern auch Angaben des BVEG und Daten bei den deutschen Fernnetzbetreibern (FNB) erfragt, die mit öffentlichen Daten auf Plausibilität geprüft wurden. Der CF für Gas aus den Niederlanden, das in Zentral-EU verteilt wird, liegt laut DBI im Jahr 2012 bei 2.993 gCO<sub>2e</sub>/GJ. Die EXERGIA-Studie errechnet 4.215 gCO<sub>2e</sub>/GJ. Hier weichen vor allem die Methanemissionen des Niederländischen Gasverteilnetzes in den verschiedenen NIR-Reporten voneinander ab. Das in Norwegen produzierte und in Zentral-EU verteilte Erdgas hat laut DBI einen CF von 5.429 gCO<sub>2e</sub>/GJ im Jahr 2012. Die EXERGIA-Studie weist für norwegisches Gas einen Wert von 8.517 gCO<sub>2e</sub>/GJ für 2012 aus. Diese Abweichung lässt sich vor allem durch korrigierte Werte für die Transportenergie erklären.

Der CF für Erdgas, das in Russland produziert wird, welches nach Zentral-EU transportiert und dort verteilt wird, berechnet das DBI mit 16.449 gCO<sub>2e</sub>/GJ für 2012. Die EXERGIA-Studie weist einen Wert von 31.675 gCO<sub>2e</sub>/GJ für 2012 aus. Die relativ hohen CF-Werte sind teilweise durch die langen Transportstrecken mit entsprechend hohem Bedarf an Transportenergie begründet. Bei einem Vergleich der CF-Werte für 2012 mit 2013 und 2014 zeigt sich, dass die CF-Werte von 16.449 gCO<sub>2e</sub>/GJ im Jahr 2012 auf 15.086 gCO<sub>2e</sub>/GJ im Jahr 2013 auf 12.239 gCO<sub>2e</sub>/GJ im Jahr 2014 sinken. Dies dürfte im Wesentlichen auf eine verbesserte Infrastruktur zurückzuführen sein, weil die Importe aus Russland in den Jahren 2012 bis 2014 ungefähr konstant geblieben sind [7] und somit die benötigte Transportenergie ebenfalls ungefähr konstant geblieben sein sollte.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass das DBI durch Offenlegung seiner Datenquellen und durch Hinweise zu verändertem methodischen Vorgehen plausibel erläutern kann, wie es zu den im Durchschnitt unterschiedlichen CF-Werten der einzelnen Erzeugernationen und THG-Quellen im Vergleich zur EXERGIA-Studie kommt.

## 2.4 Welche Unsicherheiten in den Einflussfaktoren wirken auf das Ergebnis?

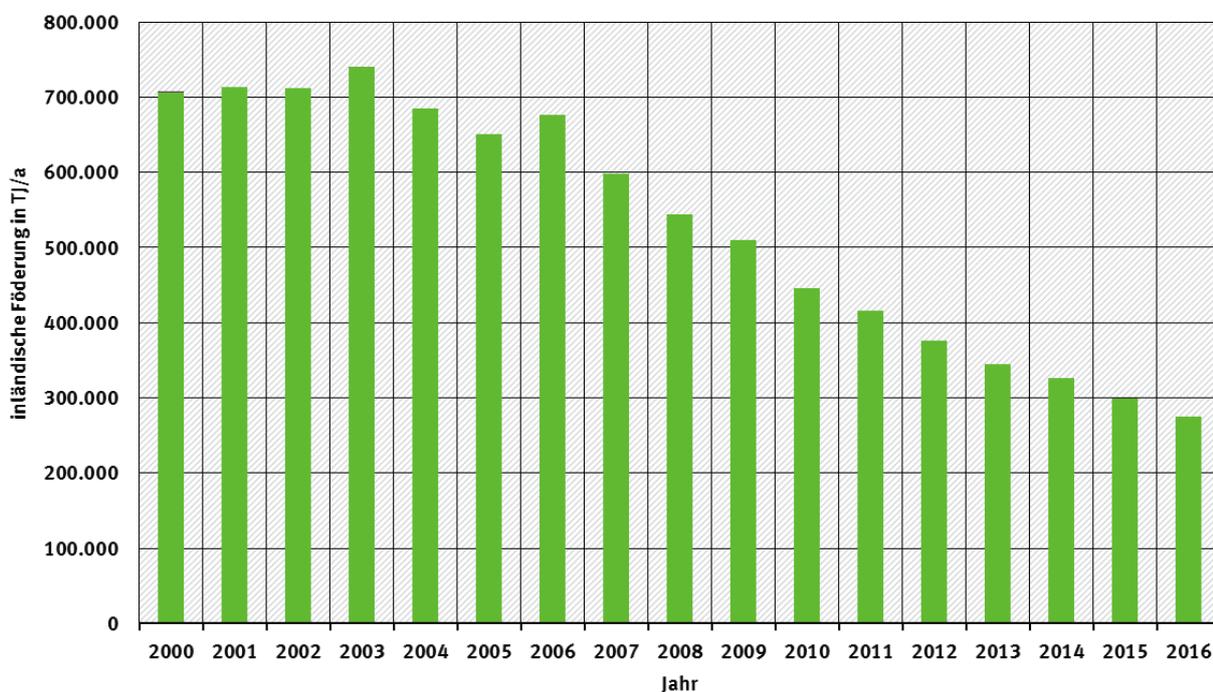
Der Validierung der Daten (Vergleich mit anderen Datenquellen) und indirekt damit auch der Qualität der erhobenen Daten (Stichwort Genauigkeit) widmet die DBI-Studie ein ausführliches Unterkapitel in der Sachbilanz. Zudem wird im Kapitel „Interpretation und Auswertung“ eine abschließende Beurteilung der verwendeten Daten vorgenommen. In ihr werden noch einmal die Datenquellen für die einzelnen Abschnitte der Vorkette/des Produktlebenswegs länderspezifisch auf ihre Qualität hin bewertet. Dabei zählen die Kriterien „Aktualität und Vollständigkeit“, „Genauigkeit“, „Repräsentativität“, „Unsicherheit“ und Konsistenz zur Qualität.

Unsicherheiten bestehen vor allem bei der Bewertung von diffusen Emissionen im Produktlebensweg von Erdgas. Für diffuse THG-Emissionen können immer nur Messungen an Einzelkomponenten vorgenommen und daraus ein Schätzwert für das ganze Netz abgeleitet werden. Allerdings können diese Unsicherheiten als gering bewertet werden, da die Anlagen technisch entsprechend den Regelwerken gewartet werden müssen und die europäischen Gasnetzbetreiber in den letzten Jahren zunehmend auf ein strategisches Asset Management zur Gestaltung/Umsetzung einer zustandsorientierten Instandhaltung ihrer Netze setzen. Dadurch können nicht nur betriebswirtschaftlich Kosten gesenkt, sondern der Zustand der Netze insgesamt verbessert werden (Ausfallraten sinken), was auch die diffusen Methan-Emissionen senkt.

## 2.5 Wie stehen die hier ermittelten Emissionen der deutschen Erdgasförderung im Verhältnis zu den Emissionen des Gasverbrauchs in Deutschland?

Die deutsche Erdgasfördermenge macht aktuell nur noch einen geringen Anteil des deutschen Erdgasverbrauches aus und wird in naher Zukunft soweit sinken, dass sie bilanziell gesehen nur noch von geringfügiger Bedeutung sein wird, da die Quellen erschöpft sind. Lag die inländische Fördermenge an Naturgasen, welche neben Erdgas auch geringe Mengen an Erdölgas und Grubengas umfasst, im Jahr 2000 laut der Energiestatistik des Bundeswirtschaftsministeriums [7] noch bei 706.644 TJ, so sank diese in den folgenden Jahren kontinuierlich. Im Jahr 2016 wurden nur noch 275.256 TJ in Deutschland gefördert (siehe Abbildung 1). Der Primärenergieverbrauch im Inland stieg in der gleichen Zeitspanne leicht von ca. 2.985.285 TJ auf ca. 3.022.000 TJ. Damit reduzierte sich der Anteil von geförderter Erdgasmenge in Deutschland am Inlandsabsatz beim Verbraucher von 24 % im Jahr 2000 auf 9 % im Jahr 2016.

Abbildung 1: Zeitliche Entwicklung der Erdgasförderung in Deutschland



Quelle: BMWi (2017)

Die verbleibenden deutschen Gasreserven gibt das BVEG [8] für das Stichtatum 31.12.2015 aus. Als sicher förderbar gelten 42 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas. Das entspricht ca. 1,58 Mio. TJ Erdgas bei einem Brennwert von 37,51 MJ/m<sup>3</sup> (siehe DBI-Studie). Werden noch die als wahrscheinlich förderbar geltenden

Mengen hinzugezählt, so ergibt sich eine Gesamtreserve von ca. 2,55 Mio. TJ Erdgas. Bei einer fiktiven Fördermenge von 2015 wären die Lagerstätten in ca. 10 Jahren erschöpft (sichere Gasreserven in 5,3 Jahren).

Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Produktlebensweges von Erdgas, das in Deutschland produziert und in Zentral-EU verteilt wird, werden in der DBI-Studie mit 5.132 gCO<sub>2</sub>/GJ angegeben. Der Emissionsfaktor für Erdgas in Deutschland laut NIR liegt bei 55.900 gCO<sub>2</sub>/GJ, was ca. 10 Prozent entspricht und wiederum mit dem in der energetischen Bewertung von Gebäuden nach DIN V18599-1 verwendeten Primärenergiefaktor 1,1 [8] korreliert. Damit ist Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen mit einem relativ niedrigen Emissionsfaktor behaftet. Für rohe Steinkohle, wie sie in Kraftwerken eingesetzt wird, gibt der NIR einen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 93.600 gCO<sub>2</sub>/GJ an. Der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von Rohbraunkohle liegt bei 110.900 gCO<sub>2</sub>/GJ und Erdölprodukte bei 70 bis 80.000 gCO<sub>2</sub>/GJ. Die in [8] verwendeten Primärenergiefaktoren liegen für Steinkohle und Erdölprodukte ebenfalls bei 1,1 und für Braunkohle bei 1,2, so dass zu Erdgas aus heimischer Förderung vergleichbaren Vorkettenemissionen auszugehen ist.

Zukünftig kann für die absoluten THG-Emissionen der Erdgasförderung in Deutschland von einer Abnahme ausgegangen werden. Zwar steigen voraussichtlich die spezifischen THG-Emissionen pro geförderter Energieeinheit aufgrund des abnehmenden Lagerstättendrucks (erläutert unter Frage 2). Aber durch die abnehmenden Fördermengen wird dies voraussichtlich unabhängig vom Antrieb der Kompressoren (entweder über Strom mit abnehmenden THG-Emissionen oder über Erdgas) überkompensiert und somit nehmen die absoluten THG-Emissionen für deutsches Erdgas ab.

## **2.6 Welche Relevanz haben die Vorkettenemissionen im Transformationspfad des Energiesystems bis 2030?**

Mit Blick auf die langfristigen Ziele des Pariser Klimaabkommens, insbesondere das Erreichen von Netto-Nullemissionen, sind langfristig alle energiebedingten THG-Emissionen zu vermeiden. Für das Jahr 2030 enthalten die für das Bundeswirtschaftsministerium und das Bundesumweltministerium erstellten Szenarien zur Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung<sup>2</sup> jedoch noch substantielle Erdgasbedarfe von ca. 1.900 bis 2.400 PJ, was einem Rückgang um ca. ein Sechstel bis ein Drittel entspricht. Während der Bedarf an Erdgas im Gebäudebereich (private Haushalte und GHD-Sektor) und in der Industrie je nach Szenario moderat bis deutlich zurückgeht, steigt dieser im Transportsektor und in der Energiewirtschaft zur Erzeugung von Strom und Wärme an.

Es ist davon auszugehen, dass die Förderung von Erdgas in Deutschland bis zum Jahr 2030 versiegt ist. Eine Betrachtung der Vorkettenemissionen der nationalen Erdgasbereitstellung für die mittel- und langfristige Rolle von Erdgas im Rahmen der Klimaschutzpolitik ist daher nicht sachdienlich.

Vielmehr sind die Vorkettenemissionen aus den Importquellen die relevanten, insbesondere aus Norwegen und Russland. Selbst mit den in der DBI-Studie für aus Russland importiertes Erdgas ermittelten Vorkettenemissionen von 12.239 – 16.449 gCO<sub>2</sub>/GJ in den Jahren 2012 bis 2014 bleibt der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von Erdgas deutlich unter dem von Stein- und Braunkohle (s.o.) und auch unterhalb dem von Erdölprodukten, weil auch die Bereitstellung von Erdölprodukten Vorkettenemissionen aufweist, welche in der DIN V18599-1 ebenfalls über einen Primärenergiefaktor von 1,1 quantifiziert werden.

In der Energiewirtschaft ist die Nutzung von Erdgas gegenüber Stein- und Braunkohle wegen der deutlich geringeren verbrennungsbedingten Emissionen auch unter Einbezug der Vorkettenemissionen vorteilhaft, insbesondere im Fall der Stromerzeugung, wo bei Kohle zusätzlich die geringeren Wirkungsgrade der Umwandlung einzurechnen sind. Wie ebenfalls oben erläutert, sind die gesamten

---

<sup>2</sup> Gemeint sind hier insbesondere die Studien „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [10] und „Klimaschutzszenario 2050“ [11].

THG-Emissionen der Erdgasnutzung auch im Vergleich zu Erdölprodukten geringer, allerdings weniger deutlich. Im Transportsektor stellt sich in Bezug auf die Energieträgerwahl in den Transformationspfaden mit Blick auf die langfristig notwendige Vermeidung aller THG-Emissionen die Frage, in welcher Form dort, wo keine vollständige Elektrifizierung möglich ist, strombasierte und/oder biogene Kraft-/Brennstoffe eingesetzt werden (flüssig, methan- oder wasserstoffbasiert).

In den Szenarien zur Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung zeigt sich grundsätzlich eine langfristige Reduktion des Gasbedarfs. Deren Auswertung im Rahmen des Projektes „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“ [12] wird ermittelt, dass durch den zusätzlichen Einsatz von Erdgas im Jahr 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen auf ca. 25 - 40 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente geschätzt werden kann.

Bei einer Berücksichtigung – abweichend vom Inlandsprinzip der internationalen THG-Berichterstattung – etwaiger zusätzlicher Vorkettenemissionen in der Größenordnung, wie sich aus der DBI-Studie für Importe aus Russland ergeben, würden sich diese THG-Emissionseinsparungen im Extremfall eines Imports ausschließlich aus Russland entsprechend der Werte aus dem Jahr 2012 um ca. 18 % reduzieren und mit den Werten aus dem Jahr 2014 um ca. 7 % reduzieren. Es ist wahrscheinlich, dass sich Vorkettenemissionen weiter reduzieren und damit dieser Rückgang der Minderung noch weiter fortsetzt, da die Infrastruktur insbesondere auch in Russland weiter verbessert wird. In der Realität ist zudem davon auszugehen, dass Erdgas weiterhin aus diversifizierten Quellen bezogen wird, was den Vorketteneffekt je nach Importmix nochmals deutlich reduziert.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass für die Beurteilung der Rolle vom Erdgas zur Erfüllung der Klimaschutzziele die Berücksichtigung der Vorkettenemissionen der konventionellen Erdgasgewinnung in Relation zu anderen fossilen Endenergieträgern und in der absoluten Höhe keinen signifikanten Einfluss haben.

### 3 Schlussbemerkung

In der hier eingehend untersuchten und eingeordneten DBI-Studie „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas“ wurden die THG-Emissionen des Produktlebensweges von konventionell gefördertem Erdgas für verschiedene europäische Länder und Russland ermittelt. Auf Grundlage dieser Werte konnte ein Carbon Footprint für die Systeme „Erdgas verteilt in Zentral-EU“ und „Erdgas verteilt in Deutschland“ ermittelt werden.

Bei der Erhebung der ins Modell eingehenden Daten wurden hohe Ansprüche an die Datenqualität gestellt, sodass diese belastbar und aktuell sind. Großer Wert wurde auch auf die Transparenz der Daten gelegt, indem die Quellen geprüft und offengelegt wurden. Auch wurden durch die Befragung relevanter Unternehmen und Vereinigungen deren wichtige Erfahrungen auf dem jeweiligen Wissensgebiet einbezogen. Die vorliegenden Werte des DBI erscheinen nach eingehender Prüfung daher plausibel und belastbar zu sein.

Insbesondere ist es als plausibel anzusehen, dass es bei der Förderung von Erdgas in Deutschland in einigen Quellbereichen zu höheren spezifischen Vorkettenemissionen kommt. Dies ist ausschließlich auf die Beschaffenheit (Gaszusammensetzung, Druck) der noch verfügbaren Erdgasquellen zurückzuführen. Weiterhin sind diese im Vergleich zu den Vorkettenemissionen, die durch den Transport aus z.B. russischen Fördergebieten anfallen, gering.

Für die mittelfristige Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 hat die heimische Förderung von Erdgas auf Grund der sich erschöpfenden Quellen nur geringe Bedeutung. Bei einer Berücksichtigung – abweichend vom Inlandsprinzip der internationalen THG-Berichterstattung – sind hier die in der DBI-Studie ermittelten überdurchschnittlichen Vorkettenemissionen von aus Russland importiertem Erdgas relevant. Diese können die THG-Einsparungen durch eine mögliche Substitution von Kohle und Erdölprodukten durch Erdgas reduzieren, ändern jedoch nicht grundsätzlich etwas an der Vorteilhaftigkeit der Substitution. Nichtsdestotrotz muss berücksichtigt werden, dass mit Blick auf das Pariser Klimaabkommen langfristig auch die THG-Emissionen aus der Nutzung von Erdgas vermieden werden müssen und diesbezüglich Pfadabhängigkeiten zu vermeiden sind.

## 4 Quellenverzeichnis

- [1] DG ENER (2015): Study On Actual GHG Data For Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas. Final Report Work Order: ENER/C2/2013-643, Juli 2015.
- [2] DBI (2016). Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas. Abschlussbericht, Dezember 2016.
- [3] DIN: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen; EN ISO 14040; 2006
- [4] DIN: Treibhausgase – Carbon Footprint von Produkten – Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung und Kommunikation; CEN ISO/TS 1407; 2014
- [5] DVGW: Gasbeschaffenheit; Arbeitsblatt G 260; 2013
- [6] IEA Natural Gas Information Statistics, World – Natural Gas imports by origin; 2016
- [7] BMWi (2017): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Abrufbar unter: [https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWi/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten\\_Formular.html?&addSearchPathId=304724](https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWi/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.html?&addSearchPathId=304724); heruntergeladen 7.12.2017
- [8] Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG). Jahresbericht. Hannover: s.n., 2014/2015.
- [9] DIN: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Beiblatt 1: Bedarfs-/Verbrauchsabgleich; DIN V 18599-1; Oktober 2016
- [10] Fraunhofer ISI et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie erstellt von Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt aufgerufen am 19.01.2018.
- [11] Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Zusammenfassung des 2. Endberichts. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf>, zuletzt aufgerufen am 19.01.2018.
- [12] Wachsmuth, J. et al. (unveröffentlicht): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors; 3. Zwischenbericht UFOPLAN 2016 – FKZ 3716 43 100 0; intern vorgelegt im November 2017.