

TEXTE

159/2022

Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung

Gegenüberstellung der bisherigen Methoden unter der Treibhausgasberichterstattung mit neuen Erkenntnissen aus Emissionsmessungen in Deutschland

von:

Christian Böttcher

Umweltbundesamt, Fachgebiet Emissionssituation (V 1.6)

Herausgeber:

Umweltbundesamt

TEXTE 159/2022

Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung

Gegenüberstellung der bisherigen Methoden unter der Treibhausgasberichterstattung mit neuen Erkenntnissen aus Emissionsmessungen in Deutschland

von

Christian Böttcher
Umweltbundesamt, Fachgebiet Emissionssituation (V 1.6)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

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

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

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

Abschlussdatum:

August 2022

Redaktion:

Fachgebiet Emissionssituation V1.6
Christian Böttcher

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Dezember 2022

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

Kurzbeschreibung: Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung

Der Europäische Green Deal, der Methane-Pledge ausgehend von der Klimakonferenz der Vereinten Nationen im November 2021, das deutsche Klimaschutzgesetz und weitere nationale und internationale Bestrebungen sollen die weltweiten Methanemissionen reduzieren. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, die Anstrengungen der Industrie und Politik auch in den nationalen Inventaren deutlich zu machen. Umfangreiche Messprogramme der Fern- und Verteilnetzbetreiber sowie weiterer Institutionen wurden seit 2019 durchgeführt.

Die dort gewonnen Erkenntnisse wurden ins deutsche Inventar aufgenommen und werden hier erläutert.

Abstract: Update on emission factors for methane for natural gas supply

The European Green Deal, the Methane Pledge based on the United Nations Climate Change Conference in November 2021, the German Climate Protection Act, and other national and international efforts intend to reduce global methane emissions. Against this background, it is necessary to reflect the efforts of industry and politics in the national inventories. Extensive measurement programs of transmission system gas operators, distribution system operators, and other institutions have been carried out since 2019.

Results obtained have been included in the German inventory and are explained in this report.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	10
Zusammenfassung.....	12
Summary.....	13
1 Einleitung.....	14
2 Betrachtungsrahmen gemäß IPCC und UNFCCC.....	15
3 Herleitung der Emissionsfaktoren für die FNB.....	17
3.1 Ausgangslage.....	17
3.2 Messprogramm.....	19
3.3 Bewertung der Ergebnisse.....	22
3.4 Ableitung neuer Emissionsfaktoren.....	24
3.4.1 Ableitung von Emissionsfaktoren aus dem Messprogramm für 2020.....	24
3.4.2 Interpolation in den Jahren 1990 und 2020.....	25
3.4.3 Gegenüberstellung der Emissionen.....	27
3.5 Künftiges Reporting.....	28
4 Herleitung der Emissionsfaktoren für die VNB.....	30
4.1 Ausgangslage.....	30
4.2 Messprogramm.....	33
4.3 Bewertung der Ergebnisse.....	33
4.4 Ableitung neuer Emissionsfaktoren.....	38
4.4.1 Ableitung von Emissionsfaktoren aus dem Messprogramm für 2020.....	38
4.4.2 Interpolation in den Jahren 1990 und 2020.....	39
4.4.3 Gegenüberstellung der Emissionen.....	41
4.5 Künftiges Reporting.....	42
5 Herleitung der Emissionsfaktoren für weitere Quellen.....	43
5.1 Explorationsbohrungen.....	43
5.2 Erdöl- und Erdgasförderung sowie Schwefelgewinnung.....	44
5.3 Erdgasuntergrundspeicher.....	44
5.4 Erdgasobertagespeicher.....	45
5.5 Erdgasfahrzeuge.....	45
5.6 Endanwenderemissionen.....	46
5.7 Altbohrlöcher.....	49

6	Ableitung von CO ₂ - und NMVOC-Splitfaktoren	50
7	Zusammenfassung und Gegenüberstellung der Submissions 2022 und 2023.....	52
8	Ausblick	55
8.1	Aufteilung nach „Venting“ und „Leaks“ gemäß CRF Tabellen	55
8.2	Flüssiggas	55
8.3	Mögliche Doppelzählungen bei Endanwendern	55
8.4	Weitere Messprogramme	55
8.5	Wertung der Messverfahren und Nutzung von Fernerkundungsdaten	55
9	Danksagung	57
10	Quellenverzeichnis	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gegenüberstellung der beiden Messverfahren mittels anlagenspezifischer Emissionen	21
Abbildung 2:	potentielle Leckagestellen im Verhältnis zum Anteil an den Emissionen.....	22
Abbildung 3:	Vergleich der IEF	24
Abbildung 4:	Gegenüberstellung der Submission 2022 und 2023	27
Abbildung 5:	Meldepflichtige Ereignisentwicklung zwischen 1991 und 2020 an allen Gasleitungen nach Werkstoffgruppen.....	30
Abbildung 6:	Histogramm der gemeldeten Methanemissionsraten an Leitungsleckagen (insg. 126)	34
Abbildung 7:	Histogramm der gemeldeten Methanemissionsraten an GDR(M)A (insg. 159)	35
Abbildung 8:	Vergleich der IEF	37
Abbildung 9:	Methanemissionen aus Explorationsbohrungen.....	43
Abbildung 10:	Emissionsentwicklung der Endanwender gemäß Submission 2022 und 2023.....	48
Abbildung 11:	Gegenüberstellung alte und neue Berichterstattung – Aufteilung der Methanemissionen für 2020	53
Abbildung 12:	Gegenüberstellung alte und neue Berichterstattung – Methanemissionen für 1990 bis 2020.....	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Untergliederung der Berichterstattungskategorie „Fugitive Emissions from Natural Gas“ gemäß UNFCCC CRF Tabellen und IPCC Guidelines 2006 sowie der Verschlagwortung im ZSE des Umweltbundesamts	15
Tabelle 2:	verwendete Emissionsfaktoren für die Berichterstattung 2022	17
Tabelle 3:	berichtete Methanemissionen für 2020 in der Berichterstattung 2022 in der Kategorie 1.B.2.b.iv „Transmission and Storage“	19
Tabelle 4:	Anzahl der Messpunkte	20
Tabelle 5:	Messungen gemäß DIN EN 15446 und HFS.....	20
Tabelle 6:	Messungen Swedegas in Schweden	22
Tabelle 7:	Neue Emissionsfaktoren für das Berichtsjahr 2020	25
Tabelle 8:	für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.iv „Transport“	26
Tabelle 9:	für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.iv „Transport“	27
Tabelle 10:	Anteil Gesamtasset der OGMP Mitglieder für 2020.....	28

Tabelle 11:	Emissionen der OGMP Mitglieder und Hochrechnung auf alle FNB	29
Tabelle 12:	verwendete Emissionsfaktoren für die Berichterstattung 2022	31
Tabelle 13:	Installierte Verdichterleistung in Deutschland nach GaWaS und Aufteilung nach VNB und FNB	32
Tabelle 14:	Vergleich der Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes mit den im ME DSO Projekt ermittelten Faktoren.....	38
Tabelle 15:	Vergleich der Leitungslängen des Umweltbundesamtes mit den im ME DSO Projekt ermittelten Werten.....	39
Tabelle 16:	für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“	39
Tabelle 17:	für die Berichterstattung 2023 abgeleiteten Aktivitätsraten für Erdgasverdichter in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“	41
Tabelle 18:	für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“	41
Tabelle 19:	für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“	42
Tabelle 20:	Aktivitäten und Methanemissionen aus dem Upstreambereich der E&P Industrie.....	44
Tabelle 21:	Emissionsfaktoren der Untergrundspeicherung von Erdgas aus Submission 2022 in kgCH ₄ /1.000 m ³	45
Tabelle 22:	Emissionsfaktoren der Erdgasfahrzeuge	46
Tabelle 23:	Endanwenderemissionen in Großbritannien	47
Tabelle 24:	Endanwenderemissionen in Deutschland	48
Tabelle 25:	Emissionsfaktoren von Altbohrlöchern gemäß IPCC Refinement 2019	49
Tabelle 26:	Erdgasbezug Deutschland 2014 und CH ₄ , CO ₂ , und NMVOC-Gehalt des Erdgases	50
Tabelle 27:	NMVOC und CO ₂ -Gehalt des Erdgases	50
Tabelle 28:	Erdgasbezug Deutschland 2021 (Anteile im Prozent) nach Bundesregierung und BPB	51
Tabelle 29:	Für die Berichterstattung 2023 verwendete Methoden für die CRF- Kategorie 1.B.2.b	52

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AR	Aktivitätsrate
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BPB	Bundeszentrale für Politische Bildung
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CRF	Common Reporting Format
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DBI	Deutsche Brennstoffinstitut
DIN EN	Deutsches Institut für Normung, EN für Europäische Norm
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
EF	Emissionsfaktor
EM	Emission
EU	Europäische Union
FNB	Ferngasnetzbetreiber
GaWaS	Gas- und Wasserstatistik
GDR(M)A	Gasdruckregel(mess)anlage
GWl	Gas-Wärme-Institut Essen
HD	Hochdruck
HFS	High-Flow-Sampling
IEF	Impliziter Emissionsfaktor
IGU	International Gas Union
IMEO	International Methane Emissions Observatory
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung der Fraunhofer Gesellschaft
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (Niedersachsen)
LDAR	leak detection and repair
MD	Mitteldruck
ME DSO	Methane-Emissions of Distribution System Operators
ME TSO	Methane-Emissions of Transmission System Operators
MOP	maximum operating pressure = Maximaldruck
NAL	Netzanschlussleitung
ND	Niederdruck
NEP	Netzentwicklungsplan
NIR	Nationaler Inventarreport
NM VOC	Non-methane volatile organic compounds - Flüchtige organische Verbindungen, die kein Methan sind,

Abkürzung	Erläuterung
OGE	Open Grid Europe (Transportnetzgesellschaft)
SUS	Schaden- und Unfallstatistik
UBA	Umweltbundesamt
UNEP	United Nations Environment Programme (Umweltprogramm der Vereinten Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VL	Versorgungsleitung
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZSE	Zentrales System Emissionen

Zusammenfassung

Deutschland ist aufgrund verschiedener internationaler Regelungen verpflichtet, jährlich Treibhausgasemissionen zu berichten. Dieser Bericht betrachtet die Methanemissionen aus der Bereitstellung von Erdgas gemäß der IPCC Kategorie 1.B.2.b. Nach umfangreichen Messprogrammen haben sich die Emissionsfaktoren in diesem Bereich erheblich verändert. Gemäß den IPCC Reporting Guidelines müssen Emissionsinventare vollständig, transparent, konsistent, vergleichbar und genau sein. Daraus resultiert die Verpflichtung die durchgeführten Änderungen aufzuzeigen und zu vergleichen. Dies ist Gegenstand dieses Berichts.

Diese Umstellung der Berichterstattungsmethodik wird erstmals unter der Berichterstattung 2023 angewendet und soll künftig eine Vergleichbarkeit mit den Berichten gemäß der EU Verordnung über die Verringerung von Methanemissionen im Energiesektor geben.

Ein Vergleich für das Jahr 2020 zeigt, dass die Emissionen nach der noch in der Submission 2022 verwendeten Methodik um 118 Kilotonnen über denen der nach der neuen Methodik in der Submission 2023 liegen. Bei den Fernleitungsnetzbetreibern liegen die neu ermittelten Emissionen um 55 Prozent unter denen der bisherigen Berechnungsmethodik, bei den Verteilnetzbetreibern sind es 77 Prozent. Ein Hauptgrund für die starke Absenkung der Emissionen liegt in der Berechnungsgrundlage. So basierten die meisten Faktoren bisher auf Messwerten aus den 1990er Jahren. Diese waren teilweise mit nur wenigen Messdaten hinterlegt oder stammten gar aus exterritorialen Gebieten. In den letzten Dekaden wurden zahlreiche Anstrengungen zur Emissionsminderung unternommen, die durch die hier aufgeführten Daten nunmehr Beachtung finden.

Summary

Germany is obliged to report greenhouse gas emissions annually due to various international regulations. This report considers methane emissions from the supply of natural gas according to IPCC Category 1.B.2.b. After extensive measurement programs, the emission factors in this area have changed significantly. According to the IPCC Reporting Guidelines, emission inventories must be complete, transparent, consistent, comparable and accurate. This results in the obligation to show and to compare the changes made. This is the subject of this report.

This switch of the reporting methodology will be used for the first time in the 2023 submission to be comparable with the reports according to the EU regulation on the reduction of methane emissions in the energy sector.

A comparison for 2020 shows that emissions based on the methodology used in the 2022 submission are 118 kilotons higher than those based on the new methodology in the 2023 submission. For the transmission system operators, the newly determined emissions are 55 percent below those of the previous calculation method, for the distribution system operators it is 77 percent. One of the main reasons for the sharp reduction in emissions is the calculation basis. So far, most of the factors have been based on measurements from the 1990s. Some of these were supported with only a few measurement data or even derived from factors abroad. In recent decades, numerous efforts have been made to reduce emissions, which are now being recognized by the data presented here.

1 Einleitung

Methan (CH₄) ist nach Kohlendioxid das zweitwichtigste Treibhausgas und ein wichtiger Vorläuferstoff für die Bildung von bodennahem Ozon. Eine Minderung der Methanemissionen trägt somit zum Klimaschutz und zum Schutz der menschlichen Gesundheit und der Ökosysteme bei (Appelhans et al., 2022).

Zunehmend gibt es nationale und internationale Bestrebungen, die Methanemissionen deutlich zu senken. Jedoch wird dabei häufig auf fehlende oder unzureichende Quantifizierungen der Methanemissionen hingewiesen. Um dieses Problem auf europäischer Ebene anzugehen, hat die Europäische Kommission am 15. Dezember 2021 (EC 2021) einen Vorschlag für ein künftiges Reporting von Methanemissionen aus dem Energiesektor vorgelegt. Als Teil der EU Methanstrategie soll nun ein aussagekräftiges Reporting gegenüber der EU aber auch gegenüber internationalen Institutionen, wie zum Beispiel UNFCCC, erfolgen und die Erreichung der Ziele zur Minderung von Methan besser überprüft werden. Darüber hinaus initiierten die USA und die EU im September 2021 den "Global Methane Pledge"¹ mit dessen Unterzeichnung sich über 100 Staaten zu einer 30-prozentigen Methanminderung bis 2030 gegenüber den Emissionen des Jahres 2020 verpflichten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) sowie der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) im Auftrag seiner Mitglieder im Verteilnetzbereich haben umfangreiche Messprogramme durchgeführt und ihre Daten dem Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt. Diese werden in die Emissionsberichterstattung 2023 einfließen. Dadurch wird es zu erheblich geringeren Emissionen in der Kategorie 1.B.2.b kommen. Dieses Hintergrundpapier dient dazu, die Beweggründe für die Verwendung der geringeren Emissionsdaten zu erläutern und die Interpolationen zwischen den bisherigen Ansätzen und den neuen Daten zu erklären.

¹ <https://www.globalmethanepledge.org>

2 Betrachtungsrahmen gemäß IPCC und UNFCCC

Deutschland ist unter der UN Klimarahmenkonvention (UNFCCC) sowie gemäß Übereinkommen von Paris dazu verpflichtet, nationale Treibhausgasemissionsinventare zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Weiterführende Anforderungen an die Berichterstattung ergeben sich aus den dazugehörigen Protokollen. Grundlegend müssen die Emissionsinventare die Qualitätskriterien Vollständigkeit, Transparenz, Konsistenz, Vergleichbarkeit und Genauigkeit erfüllen. Daraus resultiert auch die Verpflichtung zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Emissionsinventare und zur Durchführung von Verifizierungsmaßnahmen.

Grundlage für die Berechnung der Inventare bilden die IPCC Guidelines (Eggleston et al., 2006). Derzeit (Stand August 2022) müssen für die Berichterstattungen die Guidelines von 2006 angewendet werden. Deutschland hat sich freiwillig dazu verpflichtet, Aspekte aus den IPCC Refinement 2019 (Boettcher et al., 2019) für die Berichterstattung mitzuverwenden. Darunter fallen zum Beispiel Erdgasfahrzeuge und Anwenderemissionen (siehe Tabelle 1)

Zur Erfüllung der Berechnungsvorschriften setzt das Umweltbundesamt die Datenbank Zentrales System Emissionen (ZSE) ein. Hier werden Zeitreihen für Emissionsquellen und -senken berechnet. Im Wesentlichen erfolgt dies durch die vom IPCC vorgegebene Formel (Rypdal et al., 2006)(Kapitel 1.2)

$$\text{Aktivitätsrate (AR)} * \text{Emissionsfaktor (EF)} = \text{Emission (EM)}$$

In einigen wenigen Fällen kommen andere Berechnungsverfahren zum Einsatz, die im Detail im jährlich veröffentlichten Nationalen Inventarbericht (NIR) beschrieben werden.

Die UNFCCC Reporting Guidelines weichen bei der Strukturierung zwar leicht von den IPCC Guidelines (Volume 2, Kapitel 4) ab, im Wesentlichen können aber für die Kategorie „Natural Gas“ die Subkategorien folgendem Schema zugeordnet werden:

Tabelle 1: Untergliederung der Berichterstattungskategorie „Fugitive Emissions from Natural Gas“ gemäß UNFCCC CRF Tabellen und IPCC Guidelines 2006 sowie der Verschlagwortung im ZSE des Umweltbundesamts

Name nach CRF und IPCC	CRF Code (UNFCCC)	IPCC – Guidelines 2006	UBA - ZSE
Exploration	1.B.2.b.i	1.B.2.b.iii.1	Explorationsbohrungen (siehe Kapitel 5.1)
Production	1.B.2.b.ii	1.B.2.b.iii.2	Förderung von Erdgas (siehe Kapitel 5.2)
Processing	1.B.2.b.iii	1.B.2.b.iii.3	Aufbereitung von Sauerogas (siehe Kapitel 5.2)
Transmission and storage	1.B.2.b.iv	1.B.2.b.iii.4	Absperreinrichtung/Schieber (siehe Kapitel 3) Erdgasverdichterstation (siehe Kapitel 3) Kavernenspeicher (siehe Kapitel 5.3) Porenspeicher (siehe Kapitel 5.3) Gasdruckregelanlagen (siehe Kapitel 3) Rohrleitungen (siehe Kapitel 3) Molchen (siehe Kapitel 3)
Distribution	1.B.2.b.v	1.B.2.b.iii.5	Obertagespeicher (siehe Kapitel 5.4) Erdgasverdichterstation (siehe Kapitel 4) GDR(M)A (siehe Kapitel 4) Rohrleitungen (siehe Kapitel 4)

Name nach CRF und IPCC	CRF Code (UNFCCC)	IPCC – Guidelines 2006	UBA - ZSE
			Molchen (siehe Kapitel 4) Erdgasfahrzeugtankemissionen (siehe Kapitel 5.5)
Other	1.B.2.b.vi	1.B.2.b.iii.6	Endanwenderemissionen (siehe Kapitel 5.6)
Venting	1.B.2.c.i	1.B.2.b.i	Keine separate Ausweisung der Methanemissionen. Wird unter „Transmission“ bzw. „Distribution“ mitberichtet.
Flaring	1.B.2.c.ii	1.B.2.b.ii	Keine separate Ausweisung der Methanemissionen. Wird unter „Production“ bzw. „Processing“ mitberichtet.

Quelle: (Eggleston et al., 2006) und (UNFCCC 2022)

In den Tabellen und Guidelines wird generell von „Natural Gas“ gesprochen. So definiert sich gemäß IPCC Kapitel 4, die Kategorie so: *„Intentional or unintentional release of greenhouse gases may occur during the extraction, processing and delivery of fossil fuels to the point of final use. These are known as fugitive emissions.”* (Carras et al., 2006) (Kapitel 4.1) Bereits in den CRF Tabellen wurde im Tabellenblatt 1.B.2 in der Fußnote 4 ergänzend formuliert, dass auch Biogas mit in diese Kategorie fällt. Im IPCC Refinement 2019 wird die Definition um den Satz ergänzt: *„Certain fugitive emissions from biomass are included here as well, such as fugitives of biogas from natural gas systems (e.g. distribution pipelines), and fugitives during fuel transformation for charcoal.”* (Boettcher et al., 2019).

Deutschland hat für die Ermittlung der Methanemissionen bisher keine Unterscheidung zwischen biogenem und fossilem Methan vorgenommen. Dies ist aufgrund des geringen Anteils an Biomethan im Gasnetz sowie der fehlenden Anforderungen in den Guidelines auch mittelfristig nicht vorgesehen.

Für die Erstellung nationaler Emissionsinventare gilt das Territorialprinzip. Lediglich die Emissionen die auf deutschen Boden entstehen, werden berichtet. Daher werden Emissionen, die bei Vorketten im Ausland auftreten hier nicht mitberücksichtigt. Diese Informationen können in den jeweiligen Nationalen Inventarberichten bzw. -dokumenten auf der UNFCCC Seite² entnommen werden.

Andere Emissionsquellen, die im Zusammenhang mit Methanemissionen entlang der Gaskette bestehen, wie zum Beispiel die Herstellung von Biomethan in Biogasanlagen oder Methanschluß bei unvollständiger Verbrennung, sind ebenfalls nicht Gegenstand dieses Berichts, da sie gemäß IPCC Guidelines in anderen Quellgruppen zugeordnet worden.

² <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>

3 Herleitung der Emissionsfaktoren für die FNB

3.1 Ausgangslage

Die für die Berichterstattung 2022 verwendeten Emissionsfaktoren stammen vor allem aus Studien, die sich auf sehr alte oder auf solche außerhalb des deutschen Territoriums ermittelten Messdaten beziehen (Gottwald, 2012)(Kapitel 3.2) und (Schütz, 2014).

Tabelle 2: verwendete Emissionsfaktoren für die Berichterstattung 2022

Anlage	Wert	Einheit
Absperreinrichtung/Schieber	33.000	Kg/No
Erdgasverdichterstation	22.000	Kg/MW
GDR(M)A	548	Kg/No
Rohrleitung	158,9	Kg/km
Molchen	41,3	Kg/km
Poren- und Kavernenspeicher	0,03	Kg/1000m ³

Quellenangaben zu den Faktoren befinden sich im nachfolgenden Textabschnitt

Da diese Faktoren über Jahre konstant gehalten wurden, sind technologische Verbesserungen – wie zum Beispiel der Einsatz von mobilen Verdichtern - nicht abgebildet. Im Gegenteil; durch den steten Ausbau der Infrastruktur sind die Emissionen deutschlandweit in diesen Bereich rechnerisch angestiegen. Darüber hinaus sind aus statistischen Gründen zum Beispiel Elektroverdichter mit denselben Emissionsfaktoren berechnet wurden. Dabei haben diese ein erheblich geringeres Emissionsverhalten als erdgasbetriebene Verdichter.

Die Emissionsfaktoren für die Absperreinrichtungen (Schieber) und Erdgasverdichter stammen aus einer Studie des DBI 2014 (Schütz, 2014) und basieren auf Auswertungen der Wuppertal Studie 2005 (Lechtenböhmer et al. 2005). Diese hat vor allem Messungen an russischen Einrichtungen vorgenommen und ausgewertet.

Der Emissionsfaktor für die Gasdruckregel(mess)anlagen stammt aus Auswertungen der GaWaS durch des DBI 2016 (Zoellner & Große, 2015), die sich wiederum auf die Studie von (Reichert et al., 2000) bezieht. Alle gemeldeten Anlagen mit mehr als 16 bar Betriebsdruck wurden hier berücksichtigt. Der so ermittelte Faktor von 849 m³ Erdgas/Anlage*a³ liegt damit etwas unter dem der zuvor genutzten Wert aus der Fraunhofer ISI Studie von 924 m³ Erdgas/Anlage*a (Reichert et al. 2000) (Kapitel 2.4).

Für die Rohrleitungen wurde ein Emissionsfaktor aus der Fraunhofer ISI Studie von 2000 (Reichert et al., 2000) verwendet. Der Ursprung des Faktors stammt aus der Battelle-Studie von 1989 (Schneider-Fresenius et al., 1989), die wiederum auf einen internen Bericht der Ruhrgas AG von 1989 verweist. Leider ist dieser Bericht nicht mehr verfügbar. In der Battelle Studie wird aufgeführt, dass Armaturen, Flansche, Dehner, Kondensatopf-Entleerung, Ausblase- und Spülmengen sowie Leitungsschäden in den Emissionsfaktor mit eingeflossen sind. Die Ausblase- und Spülmengen stammen hierbei aus Reparaturen, Leitungsumlegungen und Einbinden neuer Netzteile zwischen zwei Schiebern. Es ist davon auszugehen, dass die Wartungs- und

³ 849 m³ Erdgas/Anlage * Dichte 0,717 Methan kg/m³ * Methangehalt im Erdgas von 90% ergibt 548 kg/Anlage

Reinigungsvorgänge durch Molchen nicht mit berücksichtigt wurden. Daher wurde das DBI vom UBA beauftragt diese abzuschätzen (siehe nachfolgende Textbox).

Molchen

Die hier beschriebene Herleitung der Emissionsfaktoren und die verwendeten Daten entstammen der Auswertung des DBI von 2019 (Große, 2019 - Unveröffentlicht).

Molche bewegen sich zu Reinigungs- und Inspektionszwecken mithilfe des Gasstroms von einer Sende- zu einer Empfangsstation. Beim Ein- und Ausschleusen entstehen Emissionen. Außerdem können die Schleusen auch Leckagen aufweisen. Die in Deutschland vorkommenden Molchschleusen sind in der Gas-Wasser-Statistik (GaWaS) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGW) enthalten. Auch wenn nicht alle Betreiber in die GaWaS melden, wird der Vollständigkeitsgrad auf über 90% geschätzt. Für die FNB liegt die Anzahl der fest installierten und temporären Schleusen für den Untersuchungszeitraum 2016-2018 bei 683 bis 689.

Zur Bewertung der Methanemissionen wird unterschieden zwischen Ausblasevorgängen durch Ein- und Ausschleusen sowie Leckagen. Die Ausblaseemissionen pro Vorgang wurden mithilfe des Betriebsdrucks der Leitung sowie dem geometrischen Volumen der Schleuse ermittelt. Hieraus ergeben sich für Molchschleusen im Transportnetz rund $660 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{Vorgang}$. Die Häufigkeit der Vorgänge pro Jahr wurde mittels Expertenbefragungen auf 0,3 Vorgänge pro Jahr und Schleuse geschätzt. Bei Multiplikation der Methanemissionen pro Vorgang mit der Häufigkeit der Vorgänge pro Jahr und der Anzahl an Schleusen ergeben sich ca. $0,01 \text{ ktCH}_4/\text{a}$.

In Ermangelung eines nationalen Wertes wurde mittels des schwedischen EF von $300 \text{ gCH}_4/(\text{Schleuse}\cdot\text{h})$ und einer Ausströmzeit von 8760 h/Jahr , ein EF von $2.628 \text{ kgCH}_4/(\text{Schleuse}\cdot\text{a})$ abgeleitet. Multipliziert mit der Anzahl fest installierter Schleusen in Deutschland ergeben sich so Eine Emissionsmenge von $1,36 \text{ ktCH}_4/\text{a}$ im Transportnetz.

Um diesen Wert in die Zeitreihen der Datenbank des UBA aufzunehmen, wurden die Emissionen durch die Leitungslänge dividiert. Gemittelt über die Jahre ergibt sich so ein Wert von $41,3 \text{ kg/km}$.

Für die Emissionsberichterstattung 2022 wurden für die CRF Kategorie 1.B.2.b.iv „Transmission and Storage“ somit folgende Emissionen berichtet:

Tabelle 3: berichtete Methanemissionen für 2020 in der Berichterstattung 2022 in der Kategorie 1.B.2.b.iv „Transmission and Storage“

Anlage	Wert	Einheit
Absperreinrichtung/Schieber	37.189.900	Kg
Erdgasverdichterstation	27.179.460	Kg
Kavernenspeicher*	452.580	Kg
Porenspeicher*	258.450	kg
Gasdruckregelanlagen	518.408	kg
Rohrleitungen	5.372.250	Kg
Molchen	1.396.785	Kg
Gesamt	72.367.833	kg

*Die Emissionen der Kavernen- und Porenspeicher sind den Speicherunternehmen und nicht den FNB zuzuordnen. Das Regelwerk des IPCC sowie die Reporting Guidelines unter UNFCCC fassen beides in den CRF Tabellen unter „Transmission and Storage“ zusammen.

3.2 Messprogramm

Im Zeitraum September bis November 2020 wurden unter dem Projekt ME -TSO (Methane Emissions - Transmission System Operator) (FNB 2021) zirka fünf Prozent der potentiellen Leckagestellen des Gesamtassets der Fernnetzbetreiber durch den Messdienstleister „The Sniffers“ mittels Bottom-Up Messungen abgeschlossen. Die gesamte Messdauer umfasste insgesamt acht Wochen.

Der von den FNB zur Verfügung gestellte Datensatz umfasst 43.144 Einzelmesswerte. Dies entspricht nach eigenen Angaben fünf Prozent aller potentiellen Leckagestellen des Gesamtassets. Diese wurden nach DIN EN 15446 ermittelt und die auffälligsten Stellen mittels High Flow Sampling (HFS) verifiziert. Für Messungen ohne Messwert wurde die Bestimmungsuntergrenze angegeben (Fischer et al., 2021).

Messmethoden

Mit der DIN EN 15446 Methode wird mittels methansensitiven Spürgeräts, welches nach einem der folgenden Prinzipien: Katalytische Oxidation, Flammionisation, Infrarotabsorption oder Photoionisation arbeitet, im Umfeld der vermuteten Leckagestelle eine Methankonzentration gemessen. Diese Konzentration wird mittels in der DIN 15446 im Anhang C angegebenen Formel

$$ER = A (SV)^B$$

Umgerechnet (DIN 2008). Dabei ist ER die Emissionsrate in kg/h, SV der Screeningwert in ppm und A und B Korrelationsparameter, die in den Tabellen C.1 und C.2 der Norm angegeben sind.

Bei der High-Flow-Sampling-Methode (HFS) wird die Leckagestelle mit einem gasundurchlässigen Gewebe umschlossen und anschließend die sich ansammelnde Atmosphäre in ein Detektionsgerät gepumpt. Dies ermöglicht die qualitative Bestimmung der Emissionsrate.

Beide Methoden sind in der Emissionsbestimmung bewährt. Das HFS ist deutlich aufwändiger und zeitintensiver, gibt aber deutlich genauere Messwerte wieder. Es bildete auch Grundlage für die Bestimmung der Korrelationsparameter in der DIN EN 15446 (Fischer et al., 2021).

Es wurden fünf Verdichterstationen gemessen, je eine von GUD, Bayernets und Gascade und zwei von OGE. Außerdem 131 Schieberstationen - (20x Bayernets, 24x Gascade, 21x Gasunie, 11x Nowega, 35x OGE, 15x Ontras, 7x Thyssengas).

Bei der Auswertung der gemessenen Punkte wurden Cluster gebildet und es zeigt sich folgendes Bild (Tabelle 4).

Tabelle 4: Anzahl der Messpunkte

Cluster	Anzahl Messpunkte	Anteil an Gesamtmessung
Kompressordichtung	7	0,02%
Flansch	17.568	40,72%
Offenes Ende	89	0,21%
Pumpendichtung	17	0,04%
Entlastungsventilauslass	1	0,00%
Schaftregelventil	730	1,69%
Ventilschaft	6.888	15,97%
Verbindung	17.844	41,36%

Für die Messmethode nur nach DIN EN 15446 ergibt sich eine Gesamtsumme der Emissionen von 96.412 kg Für die nach dem kombinierten Messverfahren, 56.686 kg (Tabelle 5). Bei dieser Methode wurde immer der Wert aus dem HFS verwendet. Nur falls keiner vorliegt, wurde der aus der DIN EN 15446 Methode verwendet.

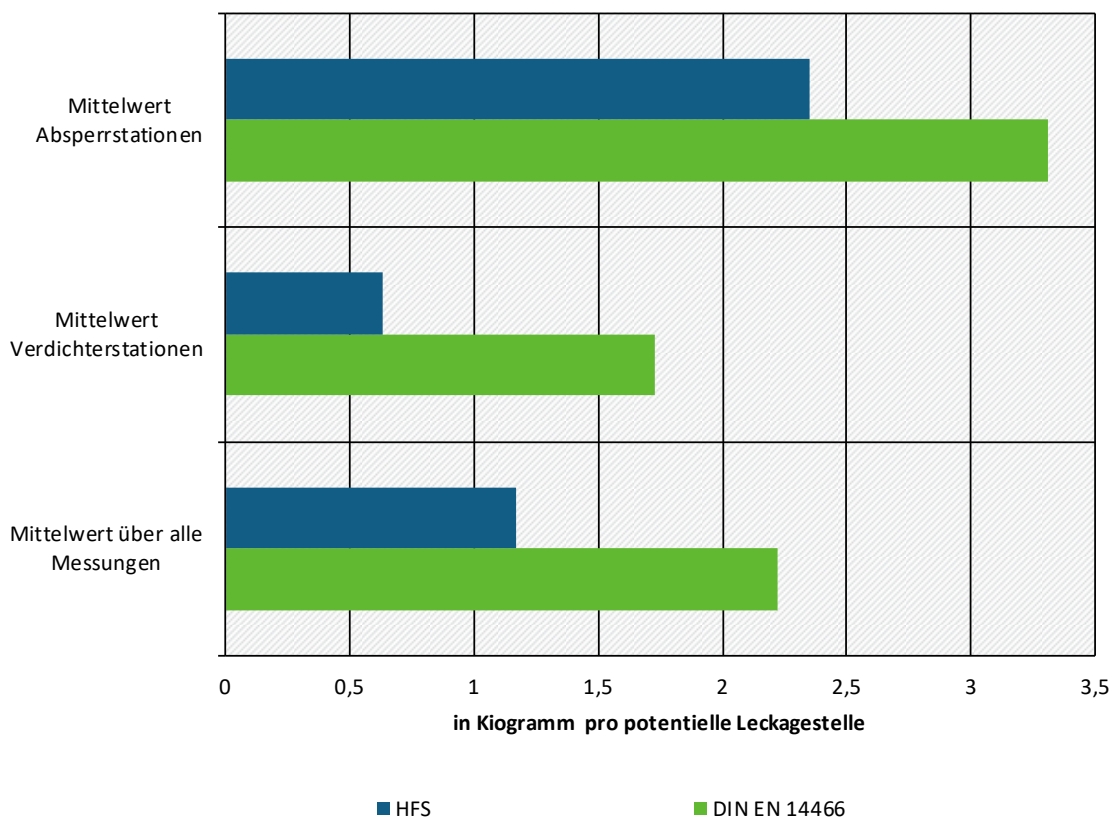
Tabelle 5: Messungen gemäß DIN EN 15446 und HFS

Cluster	Anzahl Messungen	Anteil am gemessenen Asset	Ermittelte Gesamtemissionen nur nach DIN EN 15466 (kg)	Anteil Emissionen am Gesamtasset nach DIN EN 15466 (kg)	Emissionen gemäß kombinierter Messmethode DIN EN 15446 und HFS (kg)	Anteil Emissionen am Gesamtasset nach kombinierter Methode
Kompressor-dichtung	7	0,02%	0,2	0,00%	0,2	0,0%
Flansch	17568	40,72%	9098	9,44%	4366,3	7,7%
Offenes Ende	89	0,21%	7081	7,34%	7081,0	12,5%
Pumpendichtung	17	0,04%	4	0,00%	3,6	0,0%
Entlastungsventilauslass	1	0,00%	63	0,07%	63,1	0,1%
Schaftregelventil	730	1,69%	2876	2,98%	524,3	0,9%

Cluster	Anzahl Messungen	Anteil am gemessenen Asset	Ermittelte Gesamtemissionen nur nach DIN EN 15466 (kg)	Anteil Emissionen am Gesamtasset nach DIN EN 15466 (kg)	Emissionen gemäß kombinierter Messmethode DIN EN 15446 und HFS (kg)	Anteil Emissionen am Gesamtasset nach kombinierter Methode
Ventilschaft	6888	15,97%	47851	49,63%	17210,1	30,4%
Verbindung	17844	41,36%	29439	30,53%	27437,2	48,4%
Summe	43144	100,00%	96412	100,00%	56686	100,00%

Hierbei zeigt sich, dass das genauere HFS-Verfahren zu niedrigeren Emissionswerten führt. Dies wird noch deutlicher, wenn man die Emissionen der Anlagen gegenüberstellt (Abbildung 1). Aufgrund des hohen Zeitaufwandes bei der Durchführung des HFS-Verfahrens, kann es nicht an allen Messpunkten angewendet werden. Somit stellt die kombinierte Methode der FNB konservativen Ansatz dar und ist geeignet für die Emissionsberechnung gegenüber UNFCCC.

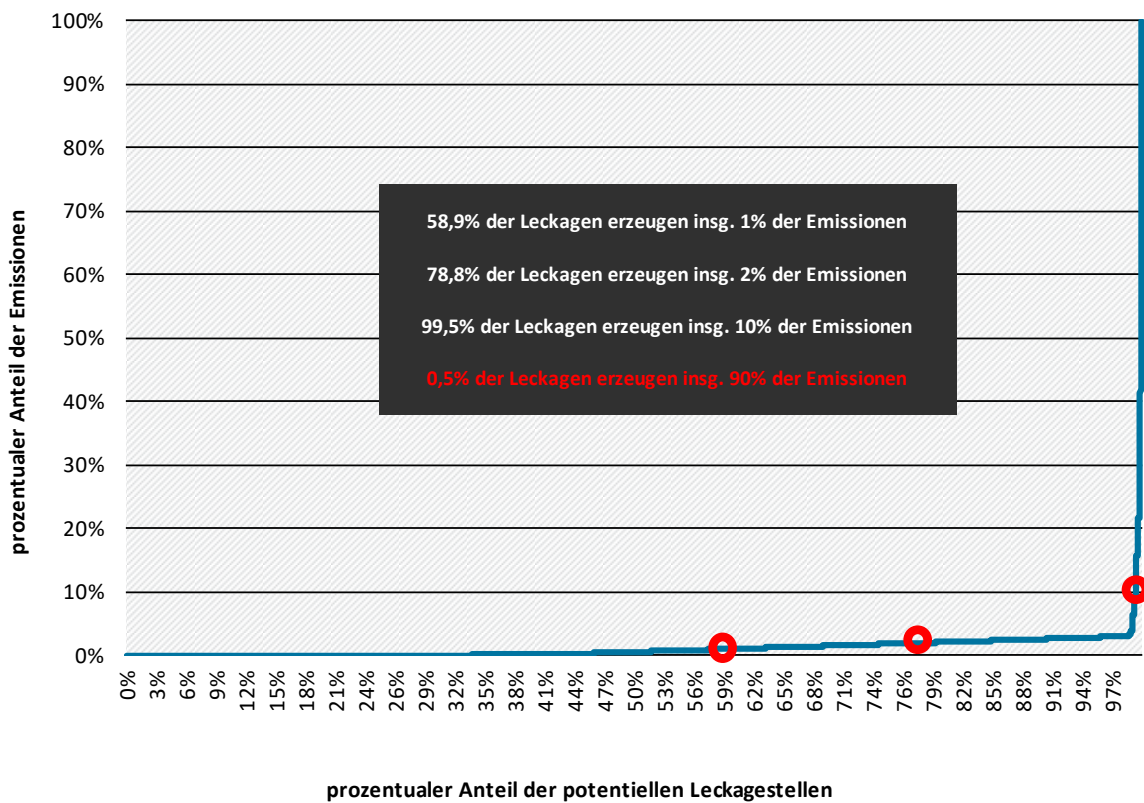
Abbildung 1: Gegenüberstellung der beiden Messverfahren mittels anlagenspezifischer Emissionen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der FNB Messdaten, Umweltbundesamt

Bei der Kumulation aller Emissionswerte zeigt sich deutlich, dass 0,5% aller Leckagen für 90% der Emissionen verantwortlich sind (Abbildung 2).

Abbildung 2: potentielle Leckagestellen im Verhältnis zum Anteil an den Emissionen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der von den FNB Übermittelten Datensatz, Umweltbundesamt

Diese Erkenntnis zeigt deutlich, dass ausgedehnte LDAR Kampagnen nicht nur für die Berichterstattung notwendig ist, sondern auch den Betreibern einen Überblick gibt, an welchen Stellen sie Schwerpunkte ihrer Suche nach Leckagen setzen müssen.

Die Daten wurden von den FNB auf ihr Gesamt-Asset angewendet und dem UBA zur Verfügung gestellt. Außerdem wurden diese an IMEO übermittelt (Kupers et al., 2021).

3.3 Bewertung der Ergebnisse

Um die Daten einordnen zu können, empfiehlt sich ähnliche Messprogramme in Nachbarländern heranzuziehen. Im schwedischen NIR (Jonsson et al. 2022) wird auf ein ähnlich umfangreiches Messprogramm von Swedegas verwiesen (Tabelle 6).

Tabelle 6: Messungen Swedegas in Schweden

Cluster	Emissionsfaktor	Einheit	Anzahl Anlagen
M/R station	797	kg/a	43
Storage	1752	kg/a	1
M/R+Compressor	1945	kg/a	1
Compressor	876	kg/a	1
Valve Station	263	kg/a	26

Cluster	Emissionsfaktor	Einheit	Anzahl Anlagen
Pig station	2628	kg/a	9
Ramification station	263	kg/a	39

Die Daten im Schwedischen NIR 2021 Tabelle 3.34 sind in g/h – diese wurden mit 8,76 multipliziert um kg/a zu ermitteln

Da nicht alle Anlagen mit den deutschen vergleichbar sind und in Deutschland noch nicht alle Anlagentypen gemessen wurden, wird gemäß IPCC Guidelines 2006 ein impliziter Emissionsfaktor ermittelt (Winiwarter et al., 2006) (Seite 6.13), um die Länder vergleichen zu können. Multipliziert man die Anlagenanzahl mit den ermittelten Emissionsfaktoren und addiert diese auf, bekommt man eine Gesamtemission von 79,6 t Methan. Dies wird ins Verhältnis zu den 620 km Leitungsnetz gesetzt und es entsteht ein IEF von 128 kg/km.

Nimmt man die Gesamtemissionen der deutschen FNB von 16,4 kt (Tabelle 11), addiert noch die Emissionen der Speicher hinzu (aus NIR 2022 (Günther & Gniffke, 2022) (Kapitel 3.3.2.2.4): 0,7 kt nach alter Berechnungsmethode) erhält man 17,1 kt Methan. Setzt man diese ins Verhältnis zum Leitungsnetz von 35.476 km erhält man einen IEF von 482 kg/km.

In den Niederlanden gibt es laut NIR 2022 (Ruysenaars et al., 2022) seit 2016 ein umfangreiches LDAR Programm, bei dem alle Verdichter regelmäßig gemessen werden. Demnach entfallen in den Niederlanden 4,6 kt Methan auf den Fernleitungsnetzbetreiber N.V. Nederlandse Gasunie. Dieser hat nach eigenen Angaben 12.000 km Leitungsnetz. Dies entspricht einen IEF von 385 kg/km (NV 2017).

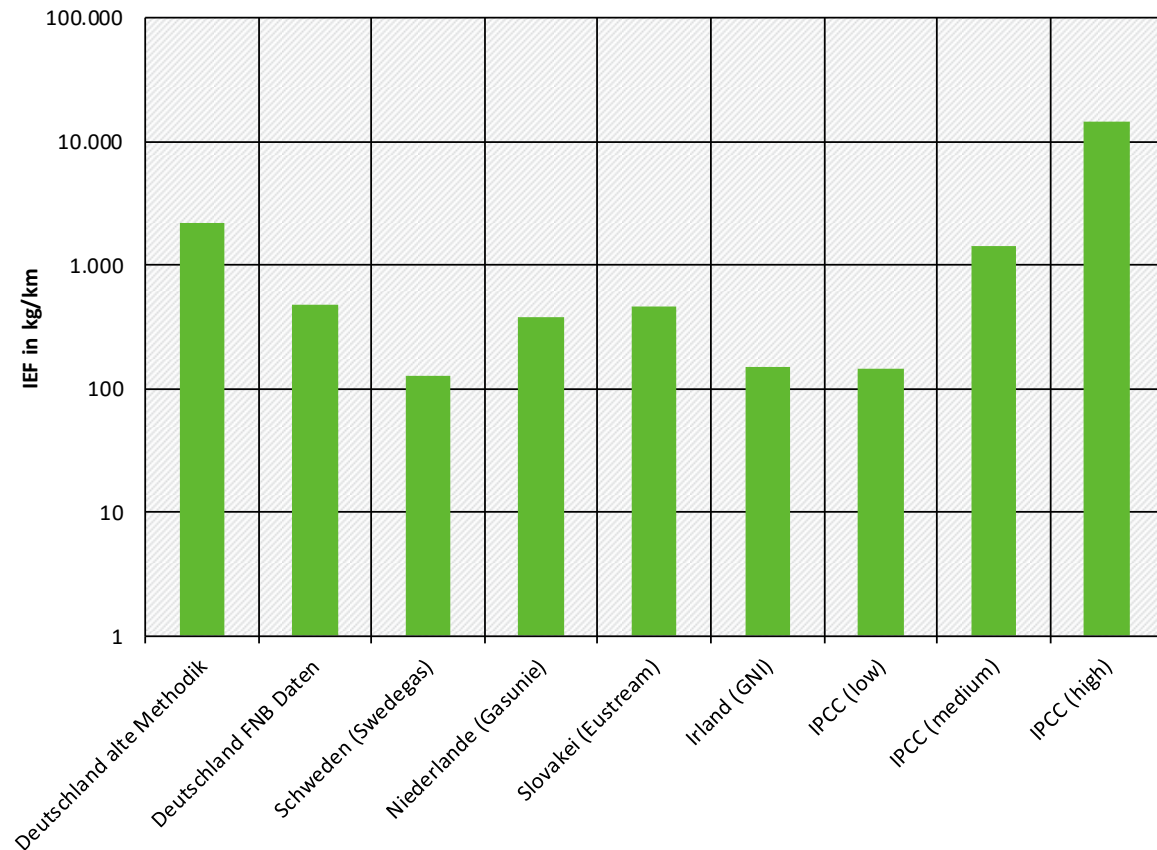
Die Slowakei berichtet im NIR 2022 (Szemesová et al. 2022)(Seite 129), dass Emissionsdaten nach dem Tier 4 Approach nach OGMP 2.0 ermittelt werden. Die Daten werden vom einzigen Betreiber Eustream mittels Messungen und Berechnungen erhoben. Nimmt man die berichteten 1,06 kt Methanemissionen aus den CRF Tabellen ins Verhältnis mit der Leitungslänge der Slowakei von 2.270 km (ENTSOG and NET4GAS 2012) erhält man einen impliziten Emissionsfaktor von 466 kg/km.

Irland berichtet ebenfalls in seinem NIR 2022 (Duffy et al., 2022) betreiberspezifische Daten von Gas Networks Ireland zu erhalten (Seite 118). Der berichtete Wert von 367,65 t im Verhältnis zur Leitungslänge von 2477 km (GNI 2019) (Tabelle 12.2) erhält man einen impliziten Emissionsfaktor von 148,4 kg/km.

Die Größenordnung zeigt, dass die Länder vergleichbar sind (siehe Abbildung 3). Der IEF für die alte deutsche Berechnungsmethode liegt bei 2212 kg/km und liegt zwischen dem mittleren und höchstem Emissionsfaktor aus den IPCC Guidelines 2006, Tabelle 4.2.8 (Boettcher et al., 2019).

Abbildung 3: Vergleich der IEF

Logarithmische Darstellung; Bezug auf das Jahr 2020



Daten des IPCC (Volume 2 , Chapter 4 – Tabelle 4.2.8) umgerechnet von m³/a in kg/a mit Dichte von 0,717 kg/m³]

Quelle: eigene Darstellung, Umweltbundesamt

3.4 Ableitung neuer Emissionsfaktoren

3.4.1 Ableitung von Emissionsfaktoren aus dem Messprogramm für 2020

Für Verdichterstationen haben die FNB eine Emission von 6.430 t ermittelt. Dividiert man diesen durch die installierte Verdichterleistung von 2068,2 MW erhält man einen Emissionsfaktor von 3.109 kg/MW.

Bei den Schieberknoten liegen die Emissionen bei 4.966 t. Die Anzahl beträgt 11.075. Somit erhält man einen Emissionsfaktor von 448 kg/No. Allerdings muss beachtet werden, dass die Definition der Schieberknoten eine andere ist, als für die bisherigen Schieberstationen. Im Kapitel 3.4.2 wird darauf näher eingegangen.

Emissionen aus den Leitungen wurden zwar im Messprogramm nicht mit betrachtet, jedoch wurde der Emissionsfaktor ab 2010 leicht gemindert. Seit 2010 kommt es zum Einsatz mobiler Verdichter. Dieser pumpt in gesperrten Abschnitten das Gas in andere Leitungssystem um, so dass die Wartungsemissionen (insb. Venting) erheblich niedriger ausfallen als zuvor. Nach eigenen Angaben der OGE (OGE 2022) können so 95% der Methanemissionen eingespart werden.

Die Emissionsfaktoren der GDR(M)A wurden konstant gehalten.

Somit ergeben sich folgende Emissionsfaktoren:

Tabelle 7: Neue Emissionsfaktoren für das Berichtsjahr 2020

Anlage	Neuer abgeleiteter Faktor	Bisher verwendeter Faktor
Leitungen	104 kg/km	159 kg/km
Molchen	41 kg/km	41 kg/km
Verdichter	3.109 kg/MW	22.000 kg/MW
Schieberknoten Schieberstation	448 kg/No	33.000 kg/No
GDR(M)A	548 kg/No	548 kg/No

Die Daten wurden in einem Gespräch zwischen den FNB und UBA (Boettcher et al., 2021) erfragt

3.4.2 Interpolation in den Jahren 1990 und 2020

Die FNB haben sich zum Ziel gesetzt, ihre Emissionen um 50% gegenüber dem Basisjahr 2015 zu reduzieren (Fischer et al. 2021). Für das Jahr 2015 wurde mittels Einzelmessungen und Hochrechnungen eine Emissionsmenge von rund 22 Millionen Kilogramm ermittelt. Dieser Wert wird für die Interpolation mitberücksichtigt.

Da für die Speicherbetreiber derzeit noch keine neueren Daten vorliegen, werden diese zunächst mit der alten Methodik fortgeführt (siehe Kapitel 5.3).

Für die GDR(M)A wurden bisher Daten aus der GaWaS zwischen den Stützjahren 1990 und 2012 interpoliert und dann fortgeschrieben. Bei der Auswertung der GaWaS durch das DBI wurde aber darauf hingewiesen (Boettcher et al., 2015), dass einige Betreiber Doppelausweisung ihrer Anlagen als GDRA sowie als GDR(M)A ausweisen. Die bisherigen Werte hatten daher eine hohe Unsicherheit. Da für 2020 nun Betreibermeldungen vorliegen, wird nun zwischen den Wert aus der GaWaS bzw. der SUS von 1990 mit 604 Anlagen und den Wert der FNB von 832 interpoliert. Der Emissionsfaktor wird wie in Tabelle 19 beschrieben, fortgeführt.

Die Leistung der Erdgasverdichter waren bisher aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) (von Ohlen, 2021b) entnommen und durch einen Splitfaktor dem Verteilnetz und dem Fernleitungsnetz zugeordnet. Dieser Faktor stammt aus Auswertungen der GaWaS von 2014 (Siehe Tabelle 13) durch das DBI (Zoellner et al., 2014 - Unveröffentlicht). Aufgrund der starken Schwankungen wurde der Wert von 0,59 für alle Jahre festgesetzt. Im Verteilnetz gab es allerdings in den frühen Jahren kaum Verdichter. Diese wurden erst in den 2000er Jahren verstärkt eingesetzt, zum Beispiel bei Erdgastankstellen und Biogaseinspeiseanlagen. So stieg beispielsweise nach Müller BBM die Zahl der Erdgastankstellen von rund 40 in 1997 auf bereits 900 in 2011 (Bender & Langer, 2012) (Kapitel 4.3). Es ist daher anzunehmen, dass es zu falschen Eintragungen in der GaWaS in dieser Zeit gekommen ist. Wie der Tabelle 13 zu entnehmen, hat sich der Faktor in den Jahren nach 2016 erheblich verändert. Man erkennt aber auch, dass die Eintragungen bei der Leistung bei den FNB stark schwanken.

Der Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020-30 der FNB weist eine Summe von 2.810 MW Verdichterleistung aus, die zum Stichtag 31.12.2019 bei den Fernnetzbetreibern installiert waren (von Ohlen, 2021a). Dieser Wert wird aber im Bericht als nicht absolut angegeben, da einige Betreiber nur Zirkaangaben angeben. Nach Auswertungen des DBI 2021 sind hier darüber hinaus Doppelzählungen enthalten, da einige Betreiber dieselben Verdichter nutzen

und angeben. Bereinigt ergibt sich nach DBI 2020 eine Leistung von 2.217 MW (Große, 2020 - Unveröffentlicht).

Dieser Wert, aber auch der des NEP 2020, weichen von den Eintragungen der GaWaS ab. Aufgrund der starken Schwankungen in der Datenbank wird nun der von den FNB direkt an das UBA gemeldete Wert von 2068,2 MW für 2020 eingesetzt und zwischen den von 1997 aus der SUS des DVGW sowie aus Auswertungen der Fraunhofer ISI (Reichert et al., 2000) interpoliert.

Der Emissionsfaktor wird bis 2000 bei dem ursprünglichen Wert gelassen und ab dann zwischen den neu ermittelten interpoliert (siehe Tabelle 19).

Die Anzahl der Schieber weicht bei den Meldungen der FNB um eine Größenordnung zu denen aus dem ZSE ab. Der ZSE Wert wird aus der Annahme berechnet, dass alle 30 km eine Schieberstation steht. Dies gilt aber nicht generell. Insbesondere im Altnetz (Baujahr vor 1970) sind es deutlich mehr. Die FNB haben in ihrer Meldung nach OGMP die Anzahl der Absperrelemente angegeben. Eine direkte Korrelation zwischen Schieberstation und Absperrelement (oder auch -armatur) gibt es zwar nicht, jedoch werden auf den Stationen neuerer Bauart sind immer ca. 5-10 Armaturen verbaut (Streckenschieber, Umgangsschieber, Ausblaseschieber, etc.) (Boettcher et al., 2022). Um eine Konsistenz zwischen bisher verwendeter Methodik und neuen Daten herzustellen, wurde der Wert der FNB von 11.075 durch 10 geteilt. Nach alter Methodik wurden 1127 errechnet. Der Unterschied beträgt weniger als 2%, so dass von einer guten Annahme ausgegangen werden kann. Der in Tabelle 7 ermittelte Emissionsfaktor muss aber nun aus Konsistenzgründen um den Faktor 10 erhöht werden.

Wenn dies nicht berücksichtigt werden würde, bedeutet dies nach den IPCC Guidelines einen Methodenbruch bei den Aktivitätsraten, da man nur für das Jahr 2020 auf eine andere Bezugsgröße greift. Da dies nicht zulässig ist, wird der angepasste Wert für die Absperreinrichtungen gewählt.

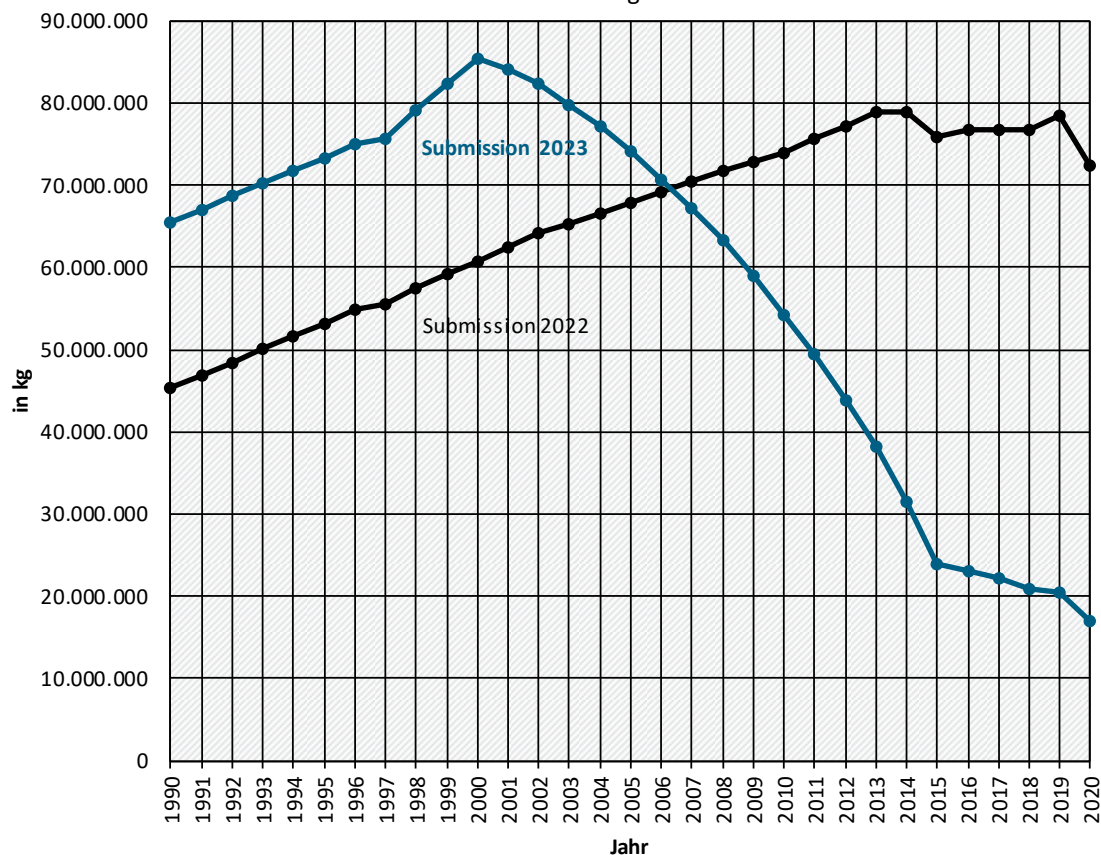
Tabelle 8: für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.iv „Transport“

Quelle	Einheit	1990	2000	2010	2020
Erdgasverdichter	kg	34.800.000	42.173.250	29.406.391	6.430.034
Speicher	kg	1.280.000	1.302.000	1.278.000	711.030
Leitungen	kg	3.606.395	5.118.805	5.641.427	3.516.136
Molchen	kg	937.663	1.330.889	1.466.771	1.396.785
GDR(M)A	kg	330.992	333.549	336.107	338.664
Absperreinrichtungen	kg	24.609.308	35.066.651	16.202.228	4.626.259
Summe - insgesamt	kg	65.564.358	85.325.144	54.330.923	17.018.907

Zur Zeit der Erstellung des Berichts (August 2022) sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch nicht in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15. April 2023 kommen.

Abbildung 4: Gegenüberstellung der Submission 2022 und 2023

Bezug auf das Jahr 2020 – Daten der Submission 2023 vorläufig, da zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht ressortabgestimmt



Quelle: eigene Darstellung, Umweltbundesamt

3.4.3 Gegenüberstellung der Emissionen

Die FNB haben für das Jahr 2020 einen Wert von 16.384.000 nach OGMP an IMEO gemeldet. Dieser wurde mehrheitlich mit dem Level 2 Ansatz ermittelt (siehe Kapitel 3.5). Um einen Übergang zwischen der zeitreihenbasierten Methode aus dem ZSE und der anlagenspezifischen Methode nach OGMP zu gewähren, muss einmalig das neue Reporting an das alte angepasst werden, um eine Interpolation auf Zeitreihenebene zu ermöglichen. Dafür wurde das letzte Berichtsjahr unter der Klimarahmenkonvention gewählt.

Tabelle 9: für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.iv „Transport“

Quellbezeichnung im ZSE	Emissionen nach bisheriger Methodik	Emissionen nach neuer Methodik	Einheit	Abweichung
Absperrereinrichtung/Schieber	37.189.900	4.626.259	Kg	-88%
Erdgasverdichterstation	27.179.460	6.430.034	Kg	-76%
Kavernenspeicher	452.580	452.580	Kg	0%
Porenspeicher	258.450	258.450	kg	0%
Gasdruckregelanlagen	518.408	338.664	kg	-35%

Quellbezeichnung im ZSE	Emissionen nach bisheriger Methodik	Emissionen nach neuer Methodik	Einheit	Abweichung
Rohrleitungen	5.372.250	5.372.250	Kg	-35%
Molchen	1.396.785	1.396.785	Kg	0%
Gesamt	72.367.833	17.018.907	kg	-76%

Zur Zeit der Erstellung des Berichts sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15. April 2023 kommen.

Die Emissionen mit den neu abgeleiteten Emissionsfaktoren unterschreiten für 2020 um knapp 0,45% die der von den FNB übermittelten Daten nach OGMP (Tabelle 10). Das hängt vor allem mit mehreren Rundungen von Aktivitätsraten zusammen. Für das von den FNB gewählte Basisjahr 2015 liegen die Emissionen rund acht Prozent über den von den FNB an IMEO übermittelten Emissionen. Hier haben vor allem die linearen Interpolationen einen maßgeblichen Einfluss. Allerdings sind die für 2015 berichteten Emissionen an IMEO ebenfalls mit höheren Unsicherheiten behaftet, da zu dem Zeitpunkt noch kein umfangreiches Messprogramm vorlag und mehrere Emissionen geschätzt wurden.

3.5 Künftiges Reporting

Die OGMP Initiative ist derzeit (Stand August 2022) noch freiwillig und nicht alle Unternehmen sind Mitglied. Für die sieben Mitglieder wurden die Asset-Daten für diese aufsummiert und ins Verhältnis zum Gesamt-Asset aller FNB gesetzt.

Tabelle 10: Anteil Gesamtasset der OGMP Mitglieder für 2020

Bezeichnung	Leitungen (km)	Verdichter (MW)	Schieberknoten	GDRM-Anlagen
Asset OGMP Mitglieder	29.108,9	2.018,2	10.713	534
Asset der FNB insgesamt	33.808,5	2.068,2	11.075	832
Anteil am Gesamt-Asset aller FNB	86,1%	97,6%	96,7%	64,2%

Die Daten wurden in einem Gespräch zwischen den FNB und UBA (Boettcher et al., 2021) erfragt

Der restliche Anteil entfällt auf die Nicht-Mitglieder. Mittels der Emissionen der einzelnen Assets können so die fehlenden Emissionen hochskaliert werden.

Für ein künftiges Reporting übersenden die FNB an das UBA ein Template mit betriebsbedingten und flüchtigen Emissionen sowie den Methanemissionen aus unvollständiger Verbrennung. Die Daten der Unternehmen, welche lediglich nach OGMP-Level 1 berichten, werden mittels der Emissionsfaktoren und der Asset-Daten auf die Emissionsquellen aufgeteilt. Insgesamt berichtet der überwiegende Teil der FNB nach dem höheren Aggregationslevel (Level 2). Diese Daten werden aggregiert für die Emissionsberichterstattung verwendet (Tabelle 11). Dem UBA liegen die Daten aber auf Betreiberebene vor, so dass Nachfragen zielgerecht gestellt werden können.

Tabelle 11: Emissionen der OGMP Mitglieder und Hochrechnung auf alle FNB

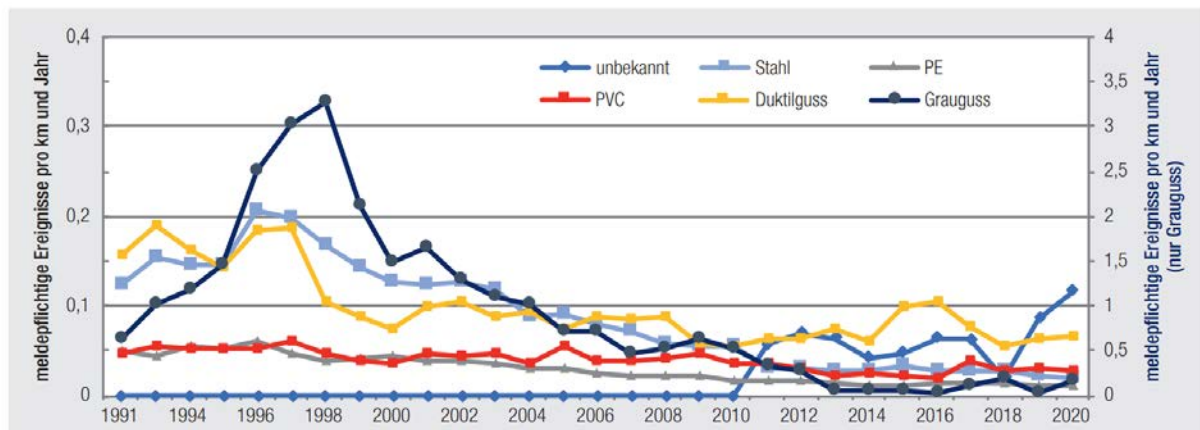
Jahr 2020	Summe der OGMP-Mitglieder	Hochskalierung auf alle FNB
Transmission grid	4.295 t	4.988 t
TSO - Reduction & regulating stations / Measurement stations /Valve stations / Consumer supply stations for metering and regulating	4.547 t	4.966 t
Compressor stations	6.274 t	6.430 t
Summe	15.117 t	16.384 t

4 Herleitung der Emissionsfaktoren für die VNB

4.1 Ausgangslage

Die für die Berichterstattung 2022 verwendeten Emissionsfaktoren für Rohrleitungen stammen vor allem aus der Fraunhofer ISI Studie von 2000 (Reichert et al. 2000)(Kapitel 2.3.2), wurden jedoch in der Studie (Gottwald, 2012) für die Jahre 2003 bis 2008 mittels nachfolgender Formel und Auswertungen der Schadensereignisse (Abbildung 5) angepasst. Die Fraunhofer ISI Studie stützt sich auf ein Messprogramm der FH Gelsenkirchen und der Ruhrgas AG aus der Mitte der 1990er Jahre. Hierbei wurden die Anzahl der Leckstellen pro Kilometer der SUS des DVGW zur Hilfe gezogen und mit einer mittleren Leckagerate von 140 l/h aus dem Messprogramm Emissionsfaktoren berechnet. Die Auswertung der SUS bis 2010 bzw. der GaWaS ab 2011 zeigt, dass vor allem in den späteren 1990er Jahren eine hohe Anzahl von Leckstellen auftrat (siehe Abbildung 5). Die Berechnungen sind somit vor allem ab den 2000er Jahren als sehr konservativ anzusehen.

Abbildung 5: Meldepflichtige Ereignisentwicklung zwischen 1991 und 2020 an allen Gasleitungen nach Werkstoffgruppen



Quelle: (Lange et al., 2021) (Seite 75).

Die Emissionsfaktoren wurden nach ISI mit folgender Formel ermittelt (Reichert et al. 2000) (Seite 8).

$$E = 8,76 * R * N * F * \frac{1}{2} (J + j)$$

Hierbei ist

E die Emission in m³/Jahr

8,76 die Umrechnung von l/h in m³/Jahr

J der Überwachungszeitraum

N die Anzahl der Lecks pro Kilometer überwachter Leitung

j der Ausbesserungszeitraum der Lecks in Jahren

F der Anteil an Methan im Erdgas

R die mittlere ausgeströmte Menge pro Leck in l/h

Die Aufteilung der Druckstufen erfolgte gemäß Ansatz des BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft - Vorgängerverband des heutigen BDEW). Demnach wurden als Niederdruckbereich Leitungen unter 100 mbar; als Mitteldruckbereich Leitungen zwischen 100 und 1000 mbar und als Hochdruck Leitungen über 1000 mbar Betriebsdruck definiert. Diese Druckstufen wurden auf Bundeslandebene den Materialtypen Guss, Stahl, Kunststoff und sonstige aufgeteilt. Außerdem wurden Hausanschlussleitungen separat ausgewiesen und eine Statistik über die Gaszählertypen ausgewiesen. Diese Daten wurden mittels Betreiberbefragung ermittelt und repräsentierten über neunzig Prozent des Bestandes (Fußnoten der Tabellen 11 bis 20 in der 117.Gasstatistik) (BDEW 1996). Nach dem Zusammenschluss zum BDEW im Jahr 2007 wurde diese Statistik nur teilweise fortgesetzt. So fiel die Aufschlüsselung nach Materialien weg. Für die Berichterstattung wurde daher der Materialschlüssel aus der GaWaS verwendet, auch wenn diese sich auf andere Druckstufen bezog.

Tabelle 12: verwendete Emissionsfaktoren für die Berichterstattung 2022

Quellbezeichnung im ZSE	Wert	Einheit
Obertagespeicher	5	Kg/1000m ³
Erdgasverdichterstation	22.000	Kg/MW
GDR(M)A	256	Kg/No
HD -Rohrleitung aus Kunststoff, übrige Materialien	0,3	kg/km
HD - Rohrleitung aus Stahl und Duktilguss	62	kg/km
MD - Rohrleitung aus Kunststoff, übrige Materialien	28	kg/km
MD - Rohrleitung aus Stahl und Duktilguss	207	kg/km
ND - Rohrleitung aus Grauguss	445	kg/km
ND - Rohrleitung aus Kunststoff, übrige Materialien	51	kg/km
ND - Rohrleitung aus Stahl und Duktilguss	372	kg/km
Molchen	0,66	Kg/km
Erdgasfahrzeugtankemissionen	0,3	Kg/No

Quellenangabe zu den aufgelisteten Emissionsfaktoren finden sich im nachfolgenden Textabschnitt

Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen wurden die Hausanschlussleitungen, so wie sie in der ISI Studie (Reichert et al. 2000) (Kapitel 2.3.3) aufgeführt sind, nicht mit berücksichtigt. Die BGW-Gasstatistik konnte die Unterteilung nach Materialien nicht wiedergeben. Darüber hinaus haben schon bereits in den 2000er Jahren die Gasversorger die Versorgungsleitungen teilweise mit zum Ortsnetz zugerechnet (interne Aktennotiz 03.01.2007). So haben laut 138. BDEW Gasstatistik im Jahr 2016 (BDEW 2018) 166 Betreiber ihre Daten inklusive Hausanschlussleitungen gemeldet. Diese Herangehensweise hat sich bei der Gegenüberstellung der Leitungslängen mit dem Monitoringbericht als plausibel (siehe Tabelle 15) erwiesen.

In Ermangelung eines repräsentativen Emissionsfaktors für die Erdgasverdichter im Verteilnetz (zBsp. bei Biogaseinspeiseanlagen und Erdgastankstellen) wurde der für der EF aus den

Fernleitungsnetz herangenommen⁴. Da die Angaben der in Deutschland eingesetzten Verdichterleistung zwischen den einzelnen Datenquellen (NEP, GaWaS, Direktmeldungen) erheblich abwichen, wurde ein auf Basis 2014 abgeleiteter Splitfaktor aus der GaWaS mit der verbauten Gesamtverdichterleistung in Deutschland auf die FNB und VNB aufgeteilt. In dem Jahr teilte sich die gesamte Verdichterleistung zu 47% auf die VNB und 53% auf die FNB auf. Nach heutigem Stand führte diese Aufteilung zu einer erheblichen Überschätzung im Verteilnetzbereich. Zu diesem Schluss kam das DBI (Große, 2020 - Unveröffentlicht), welches die nachfolgende Aufteilung erstellte:

Tabelle 13: Installierte Verdichterleistung in Deutschland nach GaWaS und Aufteilung nach VNB und FNB

Jahr	VNB in MW	VNB Anteil an Gesamtleistung in Prozent	FNB in MW	FNB Anteil an Gesamtleistung in Prozent
2013	1573	56,66	1203	43,34
2014	1636	47,15	1834	52,85
2015	1485	54,84	1223	45,16
2016	485	15,44	2656	84,56
2017	483	26,73	1324	73,27
2018	482	24,32	1500	75,68
2019	483	18,93	2069	81,07
2020	478	20,51	1853	79,49

Verdichterleistung in Deutschland nach GaWaS – Auswertungen DBI Große 2020

Warum die Aufteilung in der GaWaS bis 2015 nahezu hälftig zwischen FNB und VNB lag, konnte nicht abschließend geklärt werden. Die Jahre ab 2016 zeigen ein nahezu konstantes Bild, so dass die hier abgebildeten Werte als belastbar angesehen werden. Die Schwankungen bei den FNB sind nach persönlichen Rückfragen an OGE und Gascade (Boettcher, Lang, et al., 2022) – die zusammen mehr als 83% der verbauten Leistungen betreiben – nicht plausibel. Dies lässt den Schluss nahe, dass hier ein unvollständige Erfassungsgrad vorliegt.

Der Emissionsfaktor für Obertagespeicher wurde aus der Fraunhofer ISI Studie 2000 (Boettcher, Lang, et al., 2022)(Kapitel 2.4; Tabelle 2.6) entnommen. Derzeit ist in der Klärung, welches Arbeitsgasvolumen in Deutschland überhaupt noch im Bestand ist. In einer Untersuchung von Müller-BBM wurden 60 Millionen m³ für 2012 abgeschätzt (Bender & Langer, 2012). Das DBI kam in einer Untersuchung im Jahr 2013 auf lediglich 9 Millionen m³ (Große, 2018 - Unveröffentlicht). Für das Jahr 2020 hat das UBA auf Basis von Pressemeldungen und einzelnen Betreiberbefragungen angenommen, dass nur noch die Hälfte der Speicher von 2012 genutzt werden. Dieser Wert liegt aber auch Weiterhin deutlich über dem der Untersuchung des DBI.

Der Faktor der Erdgasfahrzeugtanks wurde in der Studie von Müller-BBM 2011 (Bender & Langer, 2012) ermittelt und auch vom IPCC 2019 als recht gut eingestuft. Der dieser auch in die IPCC Guidelines Einzug gehalten hat (Boettcher et al., 2019) (Seite 4.81), ist eine erneute Untersuchung nicht angedacht (Vergleich hierzu die Herleitung im Kapitel 5.5). Es wird allerdings derzeit geprüft, ob die Emissionen der Erdgasfahrzeuge nicht eher unter der IPCC

⁴ Hierzu wird ein Forschungsvorhaben beim DVGW noch in 2022 starten – siehe Kapitel 8.4

Kategorie „other“ anstelle von „distribution“ aufgehoben sind (siehe Tabelle 1). Die Neuallokation hat aber kleinen Einfluss auf die Emissionsmenge.

Der Emissionsfaktor für die GDR(M)A stammt analog zu den Anlagen im Transportnetz aus Auswertungen der GaWaS und zwei Studien durch des DBI (Zoellner & Große, 2015). Alle gemeldeten Anlagen mit weniger als 16 bar Betriebsdruck wurden hier berücksichtigt. Für Anlagen mit einem MOP kleiner 5 bar ergibt sich ein Wert von 225 kg Erdgas/Anlage; bei denen zwischen einem MOP von 5 bis 16 bar von 472 kg Erdgas/Anlage. Gemittelt über die Anzahl der Anlagen ergibt sich ein Wert von 396 m³ Erdgas/Anlage*a.

Der Emissionsfaktor für das Molchen erfolgt analog zur Methodik in der Textbox des Kapitels 3.1. Für die VNB liegt die Anzahl der fest installierten und temporären Schleusen für den Untersuchungszeitraum 2016-2018 bei 138 bis 140. Die Ausblaseemissionen pro Vorgang wurden mithilfe des Betriebsdrucks der Leitung sowie dem geometrischen Volumen der Schleuse ermittelt. Hieraus ergaben sich für Molchschleusen im Verteilnetz rund 340 m³CH₄/Vorgang. Bei Multiplikation der Methanemissionen pro Vorgang mit der Häufigkeit der Vorgänge pro Jahr und der Anzahl an Schleusen ergeben sich ca. 0,1 kt CH₄/a (Große, 2019 - Unveröffentlicht).

Für die Ein- und Ausschleusevorgänge wurde analog zu Kapitels 3.1 eine Emissionsmenge von 0,33 ktCH₄/a im Verteilnetz ermittelt (Große, 2019 - Unveröffentlicht). Um diesen Wert in die Zeitreihen der Datenbank des UBA aufzunehmen, wurden die Emissionen durch die Leitungslänge dividiert. Gemittelt über die Jahre ergibt sich so ein Wert von 0,66 kg/km.

4.2 Messprogramm

Das Messprogramm des DVGW umfasste 126 Messungen an erdverlegten Rohrleitungen. Dabei nahmen bundesweit 28 Verteilnetzbetreiber teil. Neben den Versorgungsleitungen wurden auch Netzanschlussleitungen aus verschiedenen Materialien (Stahl, Kunststoff, Duktulguss) verschiedener Baujahre untersucht. Darüber hinaus wurden an 159 Gas-Druckregel- und Messanlagen bei zehn Verteilnetzbetreibern in unterschiedlichen Druckstufen und diversen Baujahren gemessen. Das Messprogramm hatte darüber hinaus das Ziel, ein Messorganisationskonzept sowie -protokolle zu entwickeln um ein künftiges Messen zu standardisieren.

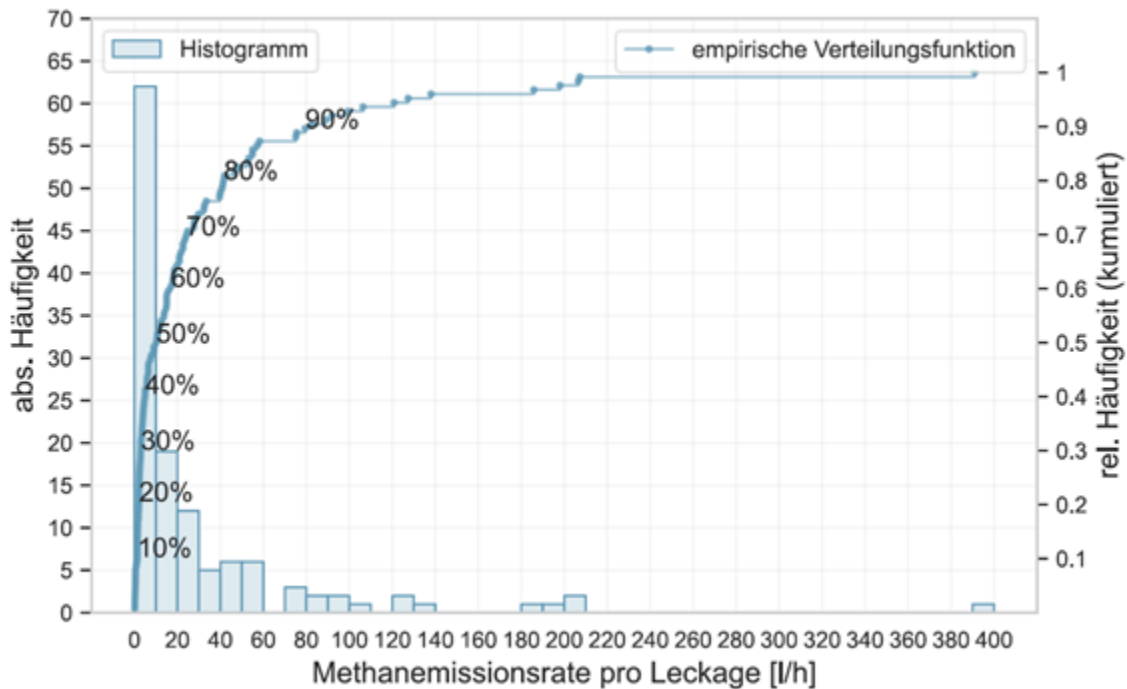
Neben den Leckagen wurden auch Permeation, Ausblasen und Störungen mitberücksichtigt, was in den vorherigen Studien nicht erfolgte.

Der DVGW hat mit dem DBI einen umfangreichen Bericht „Ermittlung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes (ME DSO)“ zu dem Messprogramm veröffentlicht (Große et al., 2022).

4.3 Bewertung der Ergebnisse

Ein Hauptaugenmerk lag auf der Bestimmung der durchschnittlichen Leckagerate. Der Faktor der Fraunhofer ISI Studie nimmt 140 l/h pro Leckage Die Messungen des DVGW zeigen einen deutlich niedrigeren Wert von 30 l/h (Abbildung 6). Während in der Fraunhofer-ISI Studie (Reichert et al., 2000)(Kapitel 2.3.1) eine Korrelation von Betriebsdruck und Material abgeleitet werden konnte, zeigten die Untersuchungen des ME -DSO Projekts keine Kreuzkorrelation (Große et al., 2022). Allerdings basiert die Fraunhofer-Studie lediglich auf 18 Messwerten für Leitungen (Reichert et al. 2000) (Seite 9), so dass die Aussage einer Korrelation nicht hinreichend fundiert ist.

Abbildung 6: Histogramm der gemeldeten Methanemissionsraten an Leitungsleckagen (insg. 126)

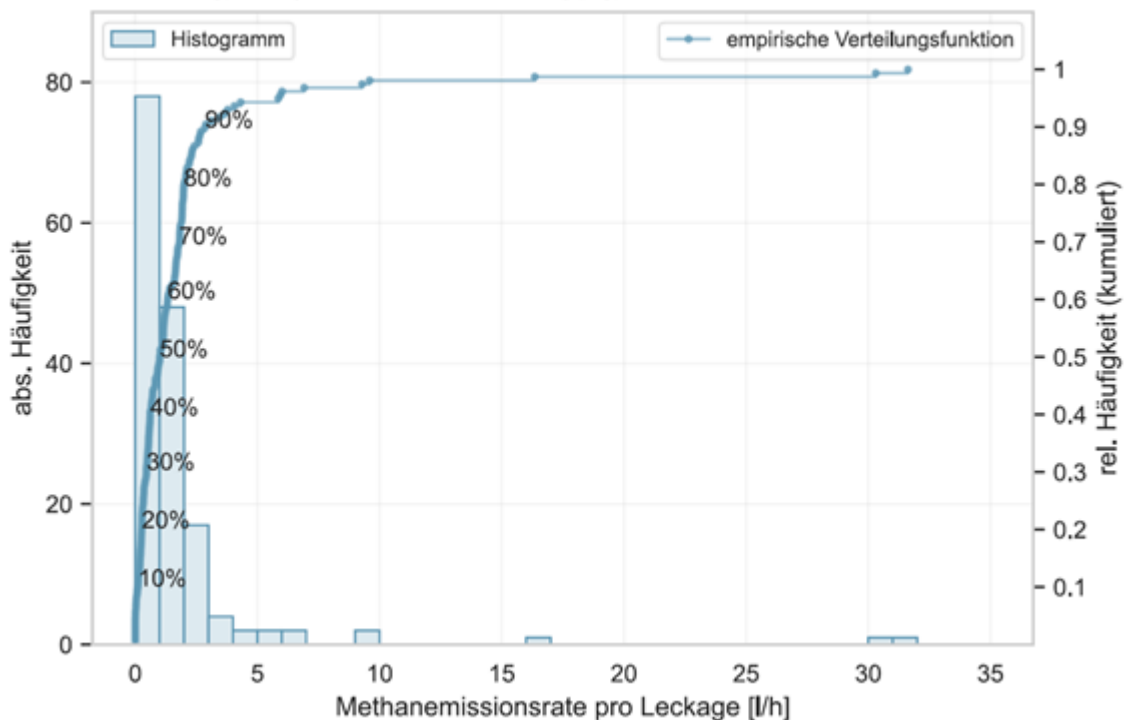


Quelle: (Große et al., 2022) (Seite 39)

Im ME DSO Bericht (Große et al., 2022) wurde zudem eine umfangreiche Unsicherheitsbetrachtung durchgeführt, die nach den für die Berichterstattung gängigen Methoden durchgeführt wurde (Tier 1 (Fehlerfortpflanzung) und 2 Approach (Monte-Carlo-Simulation)).

Neben den Leitungen wurde an 159 GDR(M)A mit insgesamt 662 Ausbläsern Messungen durchgeführt (Abbildung 7). Die mittlere Emissionsrate betrug 1,8 l/h pro Anlage und liegt deutlich unter dem Wert von rund 105 l/h (Anlagen über 16 bar) und rund 26 l/h (Anlagen unter 16 bar) – diese Werte wurden auf Basis von fünf Messungen abgeleitet. Auch hier wurden umfassende Unsicherheitsbetrachtung durchgeführt (Reichert et al. 2000) (Seite 9).

Abbildung 7: Histogramm der gemeldeten Methanemissionsraten an GDR(M)A (insg. 159)



Quelle: (Große et al., 2022) (Seite 46)

Ein Vergleich mit anderen Ländern kann auf Basis der CRF Tabellen nicht ohne Weiteres durchgeführt werden, da sich die Bezugsgrößen (Aktivitätsrate) nicht umrechnen lassen. Länder kann man nur miteinander vergleichen, wenn die Methode bzw. der Ansatz gleich sind. Daher werden hier nur Länder aufgelistet, die einen Tier 3 Ansatz ausweisen.

Frankreich berichtet im NIR 2022 (Bongrand et al., 2022) auf Seite 280 für 2020 212.780 km Leitungslänge im Verteilnetz. Laut NIR Seite 285 werden die Emissionen mittels Tier 3 Ansatz ermittelt. Die Emissionen betragen 10,87 kt Methan (Citepa, 2022). Daraus ergibt sich ein impliziter Emissionsfaktor von 51,1 kg/km.

Liechtenstein weist in den CRF Tabellen (OE 2022) 26.875 kg Methanemissionen aus, welche ebenfalls nach einen Tier 3 Ansatz ermittelt wurden. Im NIR (Schäppi et al. 2022) (Kapitel 3.3.2.2) wird auf eine Studie des Battelle Institutes von 1994 (Battelle 1994) als den Ursprung der Emissionsfaktoren verwiesen. Diese beruht aber ebenfalls aus den Ableitungen der alten deutschen Studie von 1989 (Schneider-Fresenius et al. 1989). Somit ist der implizite Emissionsfaktor von 61,1 kg/km⁵ eher vergleichbar mit dem deutschen IEF nach der alten Methodik.

Die Niederlande verweisen im NIR (Ruysenaars et al., 2022) (Kapitel 3.3.2.2.) auf eine Tier 3 Methode zur Bestimmung der Methanemissionen. In den CRF Tabellen (RIVM 2022) wird für 2020 eine Länge von 125.280 km angegeben. In Verbindung mit den berichteten 5,43 kt Methanemissionen ergibt sich ein impliziter Emissionsfaktor von 43,3 kg/km.

⁵ Leitungslänge ermittelt aus der Summe der in Tabelle 3-36 auf Seite 139 angegebenen Leitungslängen für 2019, da für 2020 offensichtlich ein Kopierfehler vorliegt (insg. 439,5 km)

Lettland berichtet ebenfalls nach der Tier 3 Methode und weist im NIR (Skrebele et al., 2022) (Kapitel 3.3.2.1 Tabelle 3.56) eine Länge von 5.337 km für 2020 aus. In den CRF Tabellen (MEPRDP 2022) werden 494.439 kg Methanemissionen ausgewiesen, was zu einem impliziten Emissionsfaktor von 92,6 kg/km führt.

Großbritannien verweist in seinem NIR (Brown et al., 2022) auf einen Tier 2 Ansatz, basierend auf der abgesetzten Menge an Erdgas. Daher kann man die Ansätze nur bedingt vergleichen. Großbritannien hat ein Leitungsnetz von 280.000 km (Dodds & McDowall, 2013) (Kapitel 2.1). In den CRF Tabellen (REE 2022) werden 127,11 kt Methan ausgewiesen. Somit ergibt sich ein IEF von 454 kg/km. Ein Grund für den sehr hohen Wert könnte das Alter des Netzes sein (Dodds & McDowall, 2013)(Kapitel 2.2). Ein Weiterer, dass auch Anwenderemissionen in diese Kategorie mit einbezogen wurden (siehe Kapitel 5.6). Es ist auffällig, dass das Verhältnis der Emissionen Transport- zu Verteilnetz 1:42 beträgt. Wahrscheinlich werden somit Leitungen, die in Deutschland unter Transportnetz fallen, in Großbritannien mit unter Verteilung berücksichtigt.

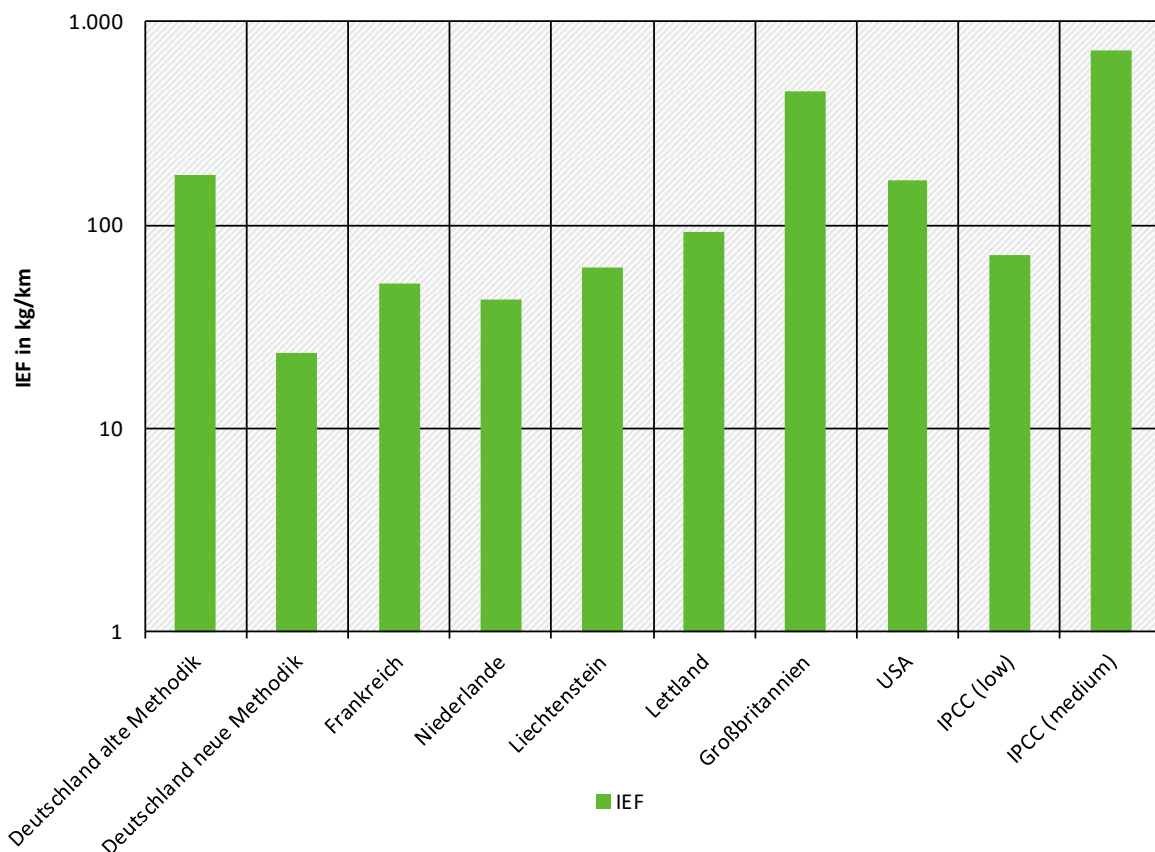
Die USA geben für die Emissionsermittlung eine landesspezifische Methode an, die ähnlich der Tier 3 Methode ist. Im NIR (Desai & Camobreco, 2022)(Seite 3-91) wird auf eine Länge des Leitungsnetzes von 1.316.800 Meilen verwiesen; somit 2.119.184 km⁶. Die Emissionen werden mit 554,29 kt Methan angegeben, was zu einem impliziten Emissionsfaktor von 261,6 kg/km führt. Allerdings sind in den Emissionen auch die sogenannten post-meter-emissions (vergleich Kapitel 5.6) enthalten. Wenn man diese mit Hilfe der Angaben in Tabelle 3-67 (Seite 3-91) abzieht, kommt man auf 347,5 kt Methan und einen IEF von 164 kg/km.

Der deutsche implizite Emissionsfaktor beträgt 23,6 kg/km⁷ und ist damit der niedrigste im Ländervergleich (Abbildung 8).

⁶ 1 US Meile = 1,609 km

⁷ Emissionen aus Tabelle 19 von 11,9 Mio. kg geteilt durch Leitungslänge Tabelle 15 503.543 km

Abbildung 8: Vergleich der IEF



Logarithmische Darstellung; Bezug auf das Jahr 2020 Daten des IPCC (Volume 2, Chapter 4 – Tabelle 4.2.8) umgerechnet von m^3/a in kg/a mit Dichte von $0,717 kg/m^3$
 Quelle: eigene Darstellung, Umweltbundesamt]

In einer Studie eines Forschungsteams der Universität Utrecht, der Technischen Universität Dänemarks und der Umweltorganisation Environmental Defense Fund (EDF) im Atmospheric Measurement Techniques Discussion (Maazallahi et al., 2022) wird die im ME DSO angewendete Absaugmethode mit der s.g. „Mobile Method“ und der „Tracer Methode“ verglichen und auf Unterschiede hingewiesen. Insbesondere bei den Sicherheitsregionen A1 und A2⁸ lagen die Werte der „Mobile Method“ nahezu doppelt so hoch, wie bei den anderen beiden Methoden. Oftmals lag es daran, dass in diesen Regionen Schächte oder Hohlräume lagen. Diese konnten sich über die Zeit mit Gas füllen und so kam die Absaugmethode an ihre Grenzen, da dieses Gas zunächst abgesaugt werden musste. In der Regel wurden diese Regionen auch nur berechnet und nicht gemessen, da die Lecks aus Sicherheitsgründen schnell behoben werden mussten. Hier wurden Ausblasvorgänge (ME DSO Bericht 6.1.2.), Geruchsmeldungen (ME DSO Bericht Kapitel 3.2.2.2.2) sowie Drittschäden (ME DSO Bericht 6.1.2.2.1) zur Ermittlung der Leckagemengen zu Hilfe gezogen. Laut Bericht wurde mit einer sehr hohen Emissionsrate gerechnet, um konservativ zu sein. Eine direkte Vergleichbarkeit in diesen Regionen lässt sich aufgrund der geringen Stichprobenanzahl jedoch nicht abschließend durchführen.

⁸ Basierend auf der Explosionsgefahr werden Gaslecks in vier Typen eingeteilt: A1, A2, B und C. Diese Klassifizierung basiert auf der Entfernung von Gaslecks zu Gebäuden sowie Hohlräumen (z. B. Schächte) und wird im DVGW Merkblatt 465-3 (Anhang A) mit Fristen zur Reparatur unterlegt. A1 bedeutet unverzügliche Reparatur, A2 binnen einer Woche (DVGW 2019).

In den B und C Bereichen lagen die „Mobile Methode“ und die Absaugmethode in einer ähnlichen Größenordnung, jedoch die Tracer Methode wies erheblich niedrigere Emissionsraten auf.

Während die „Mobile Method“ zwar eine schnelle Möglichkeit bietet, Emissionen in einer bestimmten Region zu quantifizieren, hat sie jedoch bei der direkten Leckauffindung oder bei von befahrbaren Bereichen entfernten Lecks erhebliche Unsicherheiten.

Eine Bewertung der Methoden ist an dieser Stelle nicht vorgesehen. Ob dies jedoch der Grund für den relativ niedrigen impliziten Emissionsfaktor ist (Abbildung 8), kann aufgrund der fehlenden Datenlage zu den Messwerten der einzelnen Länder nicht abschließend geklärt werden. Um eine Unterschätzung im Inventar zu vermeiden, werden die Unsicherheiten im ZSE erhöht, um den Auswertungen der Studie Rechnung zu tragen.

4.4 Ableitung neuer Emissionsfaktoren

4.4.1 Ableitung von Emissionsfaktoren aus dem Messprogramm für 2020

Das Messprogramm ME DSO des DVGW umfasste Leitungen und Gasdruckregel(mess)anlagen (GDR(M)A) (Große et al., 2022). Für die GDR(M)A wird im Bericht (Seite 62) ein Emissionsfaktor von 26 kg/Anlage aufgeführt. Dieser liegt eine Größenordnung unter dem bisherigen Faktor von 256 kg/Anlage.

Für Leitungen wurden auf Basis der Daten der GaWaS Emissionsfaktoren für Versorgungsleitungen (VL) und Netzanschlussleitungen (NAL) gebildet. Die GaWaS legt jedoch die Druckstufen anders aus, als das bisherige Verfahren des Umweltbundesamtes, welches auf der der Gasstatistik des BDEW beruht (Tabelle 16 in 140. Gasstatistik) (BDEW 2020). Während hier die Stufen Niederdruck bis 0,1 bar, Mitteldruck bis 1 bar und Hochdruck über 1 bar angewendet wurden, bildet die GaWaS vier Druckbereiche ab (kleiner 1 bar, 1 bis 5 bar, 5 bis 16 bar und ab 16 bar). Der Forschungsbericht zum Messprogramm hat auf Basis von Umrechnungen der Faktoren des UBA folgenden Vergleich angestellt:

Tabelle 14: Vergleich der Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes mit den im ME DSO Projekt ermittelten Faktoren

Kategorie	Emissionen nach ME DSO	Ermittelter EF nach ME DSO Faktor	Berechneter EF nach UBA (Submission 2022)
VL	5.000.750	14	112
NAL	1.752.752	11	112

(Große et al., 2022) Seite 62

Die Ermittlung der UBA Faktoren erfolgte durch eine Wichtung der Leitungsdruck- und -materialtypen. Dabei wurde auf die Aufschlüsselung der Druckstufen aus der GaWaS zurückgegriffen und anschließend mit dem Anteil der verbauten Materialien multipliziert. Aufgrund der fehlenden Kreuzkorrelation zwischen Material und Druckstufe sowie aufgrund der anderen Definition der Druckstufen zwischen UBA und GaWaS ist dies nur als Näherung zu betrachten. Darüber hinaus liegen dem UBA andere Aktivitätsraten zugrunde. Diese stammen aus der Statistik des BDEW während die im ME DSO Bericht verwendeten Leitungslängen aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA und BKartA 2022) entnommen wurden und mit eigenen Annahmen auf alle Netzbetreiber hochgerechnet wurde.

Tabelle 15: Vergleich der Leitungslängen des Umweltbundesamtes mit den im ME DSO Projekt ermittelten Werten

Leitungslängen in km

Datenquelle	2017	2018	2019	2020
Länge nach Monitoringbericht (nur Anteil an Netzbetreibern)	497.429	498.081	512.000	522.000
Extrapolierte Länge nach ME DSO (hochgerechnet auf alle Netzbetreiber)	512.438	517.543	526.884	536.479
Daten des UBA auf Basis der BDEW Gasstatistiken	483.456	486.991	489.100	503.543

ME DSO, Seite 25 (Große et al., 2022); Daten aus NIR 2022 Kapitel 3.3.2.2.5

Es zeigt sich auch in diesem Bereich eine Abweichung der Daten.

Da eine harmonische Berichterstattung nach UNFCCC mit der gegenüber IMEO zu angestrebt wird, wird die Berichterstattung des Umweltbundesamtes ab 2023 die Methodik aus der ME DSO Studie übernehmen.

4.4.2 Interpolation in den Jahren 1990 und 2020

Wie im Kapitel 4.4.1 erläutert, weichen die Definitionen der Druckstufen und Aktivitätsraten erheblich voneinander ab. Um aber die Erkenntnisse aus dem Messprogramm in die Emissionsberichte einfließen zu lassen, müssen die Messwerte auf das bisher verwendete Format überführt werden.

Die in der Studie ermittelten Emissionen in Höhe von 6.753.502 kg für die VL und NAL (siehe Tabelle 14) werden zunächst auf die Leitungslängen (Zeile 1) in der ZSE angewendet (Tabelle 16 – Zeile 3). Die Emissionen der VL werden mit dem Anteil an der Gesamtleitungslänge aus Zeile 2 multipliziert (Zeile 3). Die Emissionen der NAL aus dem ME DSO Bericht werden zu 45% dem ND und 55% dem MD-Bereich (errechnet aus dem Anteil der Leitungslänge beider Bereiche) und entsprechend dem Verhältnis des Materials zugewiesen (Zeile 4). Im Anschluss werden die in Zeile 3 berechneten Emissionswerte mit denen in Zeile 4 addiert (Zeile 5) und das Verhältnis zu den Gesamtemissionen von 6.753.502 kg gebildet. Nun werden diese Verhältnisse mit den bisherigen Emissionsfaktoren aus in Tabelle 12 multipliziert (Zeile 7).

Tabelle 16: für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“

Schritt	Stahl (ND)	Kunststoff (ND)	Grauguss (ND)	Stahl (MD)	Kunststoff (MD)	Stahl (HD)	Kunststoff (HD)
1 Leitungslänge im ZSE (km)	66.748	105.214	81	72.314	136.686	42.385	80.115

	Schritt	Stahl (ND)	Kunststoff (ND)	Grauguss (ND)	Stahl (MD)	Kunststoff (MD)	Stahl (HD)	Kunststoff (HD)
2	Anteil an Gesamtleitungslänge	13%	21%	0%	14%	27%	8%	16%
3	Emissionen aus ME DSO aufgeteilt auf Anteil der Versorgungs-leitungslänge (VL) in (kg)	662.883	1.044.894	804	718.160	1.357.446	420.931	795.632
4	Emissionen aus ME DSO aufgeteilt auf Anteil der Netzanschluss-leitungslänge NAL in (kg)	307.033	483.972	373	332.636	628.739	-	-
5	Summe Emissionen VL + NAL	969.916	1.525.865	1.177	1.055.797	1.986.185	420.931	795.632
6	Anteil (Zeile 5) an Gesamtemission	14%	23%	0%	16%	29%	6%	12%
7	Rechnerisch ermittelter Emissionsfaktor (kg/km) Aus Zeile6 multipliziert mit Faktoren aus Tabelle 12	53,4	11,5	0,1	32,2	8,2	3,9	0,04

Die so gewonnenen Emissionsfaktoren spiegeln aufgrund der vielen Annahmen nicht unbedingt die Realität wieder. Sie dienen lediglich dazu, die Emissionsentwicklung seit dem letzten Messprogramm nach der im UBA angewendeten Methodik zu ermitteln.

Bei den GDR(M)A wurde in der Submission 2022 angenommen, dass rein statistisch im Durchschnitt aller acht Kilometer im Leitungsnetz eine Anlage steht. Diese Annahme wurde von UBA Experten in Ermangelung geeigneter vorhandener öffentlichen Statistiken vorgenommen. Dies führt allerdings im Jahr 2020 dazu, dass im ZSE lediglich 47.827 Anlagen auf den bisherigen Emissionsfaktor angewendet wurden. Laut GaWaS sind es 51.468 Anlagen (Große et al., 2022) (Seite 62). Dieser Wert wird nun für die Neuberechnung mit den Emissionsfaktor von 26 kg/Anlage (Siehe Kapitel 4.4.1) herangezogen.

Bei der Verdichterleistung lag für die Berechnung der Emissionen in der Submission 2022 im ZSE ein Splitfaktor aus der in der GaWaS von 2014 zugrunde. Dieser spiegelt, wie bereits in Kapitel 3.4.2 erläutert, nicht die Realität wieder. Es werden für die Neuberechnung die Werte ab 2016 aus Tabelle 13 verwendet und der Mittelwert bis 2006 zur Interpolation verwendet. Mit der seit 2004 gültigen ersten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), in der die Höhe der Fördersätze angehoben wurde (BMJ 2004), stieg der Zubau der Biogasanlagen rasant an. Dies zeigt sich nach DBFZ an der Anzahl der Anlagen (DBFZ 2012). Die Jahre bis 1995 wurden auf Null gesetzt. Zwischen 1995 und 2006 wurde ein linearer Trend angesetzt, der den Zubau der Erdgastankstellen widerspiegeln soll. Laut „gib-gas.de“ (Wöber, 2022) gab es am 1. Januar 1998 insgesamt 2000 erdgasbetriebene Fahrzeuge. Diese Daten wurden vom Kraftfahrzeugbundesamt abgefragt. Auch das Internetportal gas.info hat diesen Wert

veröffentlicht. Vor diesem Zeitpunkt liegen keine Daten vor. Da man annehmen kann, dass es bis zu diesem Tag bereits Fahrzeuge gab und diese auch betankt wurden, wurde der konservative Ansatz genutzt bereits ab 1996 den linearen Trend zu starten (Tabelle 17).

Tabelle 17: für die Berichterstattung 2023 abgeleiteten Aktivitätsraten für Erdgasverdichter in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“

Bezeichnung	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Verdichterleistung in MW	0	0	220	441	485	485	478

Die Emissionen der Molchstationen werden mit dem in Tabelle 12 aufgezeigten Emissionsfaktor von 0,66 kg/km weiter ermittelt, jedoch wird bei der Leitungslänge die in der Gasstatistik angegebene Länge des Verteilnetzes abzüglich der Hausanschlussleitungen verwendet, da letztere nicht gemolcht werden.

Die Herangehensweise bei den Obertagespeichern bleibt unverändert (siehe Kapitel 5.4), ebenso die der Ermittlung der Emissionen der Erdgasfahrzeuge (Kapitel 5.5).

Somit ergibt sich für die Emissionen der Kategorie „Verteilung“ die in Tabelle 18 aufgeführte Verteilung der Emissionen. Die bisher mitberücksichtigten Emissionen der Erdgasfahrzeuge werden neu allokiert (siehe Kapitel 5.5)

Tabelle 18: für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“

Quelle	Einheit	1990	2000	2010	2020
Obertagespeicher	kg	1.278.000	340.000	306.667	150.000
Leitungen	kg	206.805.034	116.639.290	63.542.077	8.388.950
Molchen	kg	1.466.771	163.057	239.744	252.527
GDR(M)A	kg	5.174.784	7.905.792	5.805.675	1.338.168
Verdichter	kg	16.202.228	683.980	1.507.865	1.486.102
Summe - insgesamt	kg	230.926.817	125.732.119	71.402.028	11.615.747

Zur Zeit der Erstellung des Berichts (August 2022) sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch nicht in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15. April 2023 kommen.

4.4.3 Gegenüberstellung der Emissionen

Ebenso wie bei den FNB (Kapitel 3.4.3) muss, um einen Übergang zwischen der zeitreihenbasierten Methode aus dem ZSE und der anlagenspezifischen Methode gemäß ME DSO Bericht zu gewähren, einmalig eine Interpolation auf Zeitreihenebene erfolgen. Dafür wurde das letzte Berichtsjahr unter der Klimarahmenkonvention gewählt.

Tabelle 19: für die Berichterstattung 2023 ermittelten Emissionen für das Berichtsjahr 2020 in der Kategorie 1.B.2.b.v „Verteilung“

Quellenbezeichnung im ZSE	Emissionen nach bisheriger Methodik	Emissionen nach neuer Methodik	Einheit	Abweichung
Obertagespeicher	150.000	150.000	Kg	0%
Erdgasverdichter	24.102.540	1.486.102	Kg	-94%
GDR(M)A	12.243.744	1.338.168	Kg	-89%
Rohrleitungen	51.680.326	8.388.950	kg	-84%
Molchen	361.762	252.527	kg	-30%
Gesamt	88.568.614	11.615.747	kg	-87%

Zur Zeit der Erstellung des Berichts (August 2022) sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch nicht in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15.April 2023 kommen.

Laut (Große et al., 2022) (Seite 62) haben die Leitungen und die GDR(M)A im Jahr 2020 insgesamt 8.079.062 kg Methan emittiert. Mit der angepassten Methode im ZSE erhält man 9.727.118 kg. Die Abweichung beträgt somit rund 20% Prozent. Dies liegt vor allem an der zugrundeliegenden Aktivitätsrate (Leitungslänge) wie in Tabelle 15 ermittelt und den Zuschnitt der Druckstufen (vgl. Kapitel 4.4.1). So beinhalten die Leitungslängen im ZSE teilweise auch Netzanschlussleitungen, so dass es hier zu einer Doppelzählung kommt (siehe Kapitel 4.1). Ferner spielen auch Rundungen und Annahmen in Tabelle 16 nicht unwesentlich mit ein.

Es ist zu erwarten, dass die Emissionen der Erdgasverdichter trotz des geminderten Emissionsfaktors weiterhin viel zu hoch sind. Hierzu laufen beim DVGW bereits Untersuchungen (Kapitel 8.4).

4.5 Künftiges Reporting

Aufgrund der fehlenden Korrelation zwischen dem bisherigen Berechnungsansatz und den neuen Erkenntnissen aus dem Messprogramm ME DSO muss die Berechnung im UBA umgestellt werden. Die bisherigen Aktivitätsraten stammen aus einer Extrapolation der Werte aus der Gasstatistik des BDEW. Künftig wird auf die Daten der GaWaS zurückgegriffen. Diese haben eine andere Einteilung der Materialtypen und Druckstufen, passen allerdings zu den Erkenntnissen des ME DSO Programms und den dort abgeleiteten Faktoren.

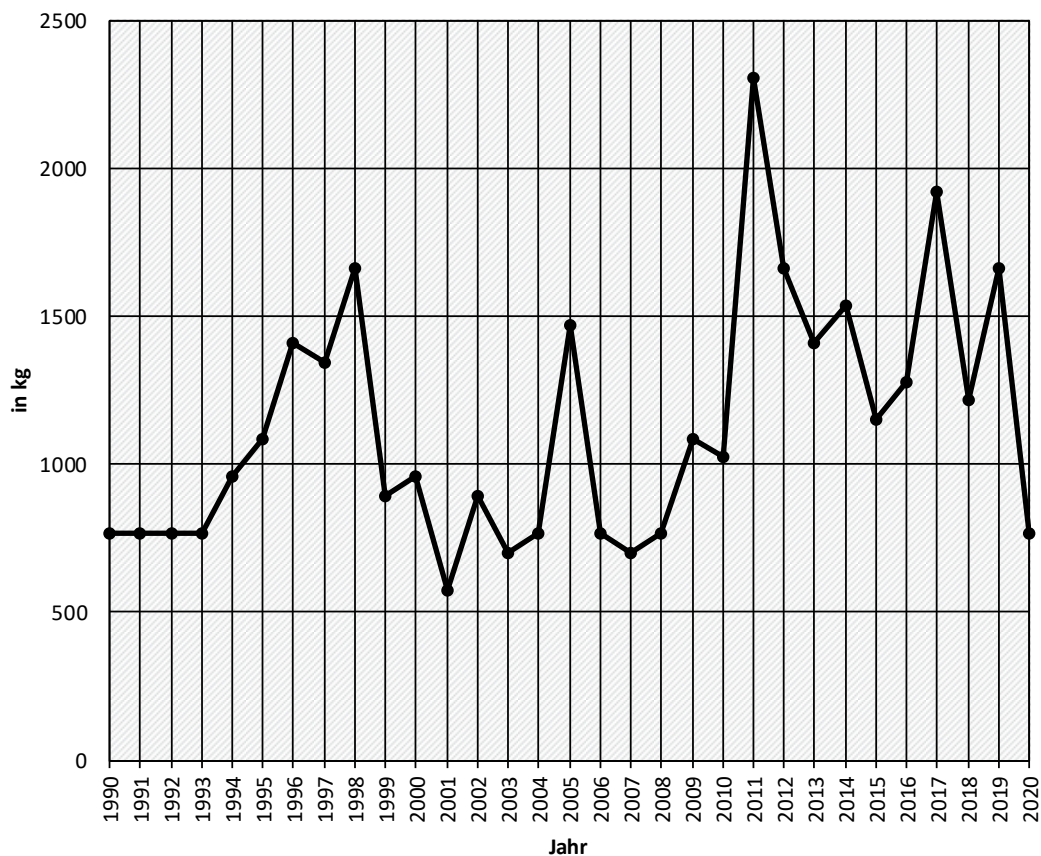
Das Reporting nach OGMP kann derzeit (Stand August 2022) noch nicht abgeschätzt werden, da nur sehr wenige Verteilnetzbetreiber Mitglied sind.

5 Herleitung der Emissionsfaktoren für weitere Quellen

5.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen sind in Deutschland keine bedeutende Quelle. Nach Aussagen des BVEG (Boettcher & Grundmeier, 2011) treten so gut wie keine diffusen Emissionen bei Bohrvorgängen auf, da an Bohrlöchern regelmäßig Messungen durchgeführt (Methansensoren in der Schutzhütte um das Bohrloch, Ultraschallmessungen, Ringraummanometer) und alte nicht mehr genutzte Bohrungen verfüllt und in der Regel mit einem Betondeckel versehen werden. Da keine Messergebnisse der einzelnen Bohrungen vorliegen, werden, um konservativ zu schätzen, die Emissionen für Bohrungen auf Grundlage des Default-Faktors nach den IPCC GPG 2000 (Hiraishi et al., 2000) für Kohlendioxid und Methan nach dem Tier 1 Ansatz berechnet. Es wurde für die konservative Schätzung die Summe der Emissionsfaktoren für „Drilling“, „Testing“ und „Servicing“ verwendet.

Abbildung 9: Methanemissionen aus Explorationsbohrungen



Quelle: aus Daten der Submission 2022 gegenüber UNFCCC (Stand 15.04.22) „Quelle: eigene Darstellung, Umweltbundesamt“.]

Aufgrund fehlender landesspezifischer Daten wurde ein externes Gutachten (Bender & Langer, 2009) in Auftrag gegeben. Es kam in seiner Quellgruppenanalyse zu dem Ergebnis, dass die Default-Faktoren für Deutschland anwendbar sind. Ein Vergleich mit anderen Ländern konnte aufgrund der geringen Vergleichsmöglichkeiten und nicht ineinander umrechenbarer Einheiten nicht durchgeführt werden.

In Anbetracht des sehr geringen Anteils der Emissionen am nationalen Gesamtwert ist es mittelfristig nicht angedacht, diesen Ansatz neu zu bewerten.

5.2 Erdöl- und Erdgasförderung sowie Schwefelgewinnung

Die Methanemissionsdaten der Erdöl- und Erdgasförderung werden in einer jährlichen Publikation vom BVEG seit 1998 veröffentlicht. Darüber hinaus werden spezifische Emissionsfaktoren auf Basis der Produktionsmenge abgeleitet (BVEG 2022) (Seite 21)

Diese Daten werden durch die Betreiber aktivitätsscharf mittels BVEG „Leitfaden - Umweltdaten“ berechnet (BVEG 2017). Diese Aktivitäten sind zum Beispiel Erdgas- und Erdölproduktion, Erdgasentschwefelung und –produktion sowie Bohr- und Windenantrieb und diffuse Emissionen.

Neben dem Jahresbericht erhält das UBA auch seit 2011 eine betreiberscharfe Übersicht, damit bei Fragen direkt auf die örtliche und betreiberspezifische Begebenheit eingegangen werden kann.

Für das Jahr 2020 hat der BVEG folgende Methanemissionen übermittelt:

Tabelle 20: Aktivitäten und Methanemissionen aus dem Upstreambereich der E&P Industrie

Jahr 2020	Menge (Aktivitätsrate)	Methanemission in Tonnen	Impliziter Emissionsfaktor
Erdgasförderung	5 155 390 671 m ³	265.000 kg	51,4 kg/10 ⁶ m ³
Schwefelgewinnung aus der Erdgasförderung	353 293 t	98.000 kg	277,4 kg/10 ³ t
Erdölförderung	1 906 681 t	85.000 kg	44,6 kg/10 ³ t

Mittelfristig wird sich die Berichterstattung hierzu nicht ändern. Eine Differenzierung nach konventioneller und unkonventioneller Förderung, wie im IPCC Refinement angedacht, ist nicht zielführend (Bertram et al., 2014).

5.3 Erdgasuntergrundspeicher

Die letzte Überprüfung der Emissionsfaktoren fand durch ein Gutachten der Müller-BBM 2012 (Bender & Langer, 2012) statt. Die ursprünglichen Faktoren wurden in der Battelle-Studie 1989 (Schneider-Fresenius et al. 1989)(Kapitel 4.3) ermittelt. Darin werden Emissionen des Untertage- und des Übertage-Bereichs unterschieden. Der Untertage-Bereich umfasst lagerungsbedingte, der Übertage-Bereich anlagenbedingte Emissionen (Pumpen, Kompressoren, Regelventile etc.).

Die Studie von Müller BMM, aber auch telefonische Nachfragen beim Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Niedersachsen (LBEG) gehen davon aus, dass durch den technischen Fortschritt das Emissionsverhalten der Speicher geringer ausfällt, als in der ursprünglichen Studie ermittelt. Eine Hauptquelle für hohe Emissionen spielen Schadensereignisse. Diese sind aber in den letzten Jahren nicht in größeren Maßstab aufgetreten.

Die im Inventar verwendeten Emissionsfaktoren liegen unter dem von Müller BBM abgeschätzten Prognosewert.

Tabelle 21: Emissionsfaktoren der Untergrundspeicherung von Erdgas aus Submission 2022 in kgCH₄/1.000 m³

Bezeichnung	Battelle (1989)	Müller BBM (ermittelt für 2012)	Müller BBM (Prognose für 2020)	UBA (Expertenschätzung)
Untergrundspeicherung insgesamt	0,05 - 0,18	0,07	0,05	0,03

Einheit in kg pro 1000 m³ mittels Dichte von 0,7171 kg/m³ und Methangehalt von Erdgas von 90%

5.4 Erdgasobertagespeicher

Die Ermittlung des Emissionsfaktors basiert auf der Studie von Müller-BBM 2012 (Bender & Langer, 2012). Darin wird angenommen, dass in Niederdruck-Gasbehältern Gas über die Ringspaltabdichtung entweicht und sich über der Glocke bzw. der Scheibe anreichert. Die dort installierten Gassensoren schlagen ab einer Konzentration von einem Prozent der unteren Explosionsgrenze (5 Vol. %) an, was einer Methankonzentration von $0,01 * 0,05 = 500$ ppm entspricht. Die Studie nimmt eine typische Umschlagrate von 0,3 pro Tag an. Bei einem 2011 installierten Gesamtvolumen von 1,5 Millionen m³ ergeben sich Methanemissionen von $500 * 10^{-6}$ (Konzentration) * $1,5 * 10^6$ (Volumen) * 0,3 (Umschläge) insgesamt rund 225 m³ Methan pro Tag. Mit einer Dichte von rund 0,72 kg/m³ ermittelt sich für das Jahr (365 Tage) eine Gesamtemission von rund 60 Tonnen CH₄.

Für Kugel- und Röhrenspeicher schätzt die Studie ein Volumen von 1,6 Millionen m³. Sie geht davon aus, dass die Druckbehälter absolut dicht sind, jedoch bei Wartung und Reinigung aller zehn Jahren es bei einem Restdruck von zwei Bar es rund 220 t CH₄/Jahr kommt. Hierbei werden Volumen, Restdruck, Methangehalt des Gases (Annahme 95%) mit den Prüfintervallen multipliziert. Die Dichte von Methan wird mit 0,72 kg/m³ angenommen.

Insgesamt lassen sich also die Methanemissionen aus der Summe der Niederdruckgasbehälter und der Kugel- und Röhrenspeicher mit 280 tCH₄/Jahr abschätzen. Bezogen auf das im Jahr 2011 installierte Arbeitsgasvolumen von insgesamt 50-60 Millionen m³ ergibt sich ein Emissionsfaktor von ca. 5 kgCH₄/1.000 m³ Arbeitsgasvolumen.

Diese Vorgehensweise zur Emissionsabschätzung wurde auch vom IPCC aufgenommen und im Refinement 2019 als Methode aufgenommen (Boettcher et al., 2019) (Kapitel 4.2).

5.5 Erdgasfahrzeuge

Die Ermittlung des Emissionsfaktors basiert auf der Studie von Müller-BBM 2012 (Bender & Langer, 2012).

Deutschland hat einen leichtzunehmenden Trend zum Kauf von Erdgasfahrzeugen. Diese werden an CNG-Tankstellen (Compressed Natural Gas, CNG) betankt. CNG-Tankstellen sind in der Regel an das öffentliche Gasnetz angeschlossen. Dort wird mittels Verdichter das Gas in Zwischenspeicher gepresst. Diese bestehen aus 28 oder 42 Druckgasflaschen zu je achtzig Liter. Der Speicherdruck beträgt maximal 300 bar. Das nutzbare Speichervolumen wird laut Studie mit 230 bzw. 350 m³.

Zur Abschätzung der Emissionen fokussiert sich die Studie auf die einzelnen potentiellen Quellen.

Tabelle 22: Emissionsfaktoren der Erdgasfahrzeuge

Bezeichnung	Emissionen pro Jahr in Tonnen
Freisetzung aus den Totvolumina beim Betankungsvorgang	6,0
Druckprüfungen der Hochdruckspeicher	1,5
Entleerung von Fahrzeugtanks zur Druckprüfung oder bei Stilllegung	23,1
Summe	30,6

Einheit in kg pro 1000 m³ mittels Dichte von 0,7171 kg/m³ und Methangehalt von Erdgas von 90%

Diese Emissionen werden ins Verhältnis zum Fahrzeugbestand 2012 gesetzt und ein Faktor von 0,33 kg/Fahrzeug im Jahr ermittelt.

Diese Vorgehensweise zur Emissionsabschätzung wurde auch vom IPCC aufgenommen und im Refinement 2019 als Methode aufgenommen (Boettcher et al., 2019) (Kapitel 4.2).

5.6 Endanwenderemissionen

Deutschland nutzte für die Berichterstattung bis 2022 die Emissionsfaktoren aus der Fraunhofer ISI Studie 2000 (Reichert et al., 2000)(Kapitel 2.4; Tabelle 2.6). Hierbei wird für die Haushaltsgeräte 2,0 m³ Erdgas /Gerät angenommen. Für die Industrie wird ein Wert von 0,00041 m³ Erdgas /m³ Verbrauch angegeben.

Den Faktor für die Industrie von 0,00041 m³ Erdgas /m³ Verbrauch umfasst die Methanemissionen der industriellen Verbraucher, ermittelt aus Bilanzierungsverlusten (Reichert et al. 2000) (Tabelle 5.4). Nach den IPCC Refinement (Boettcher et al., 2019) Tabelle 4.2.4k sind 0,4 t/10⁶m³ Gasverbrauch zu berücksichtigen (entspricht 0,00062 m³ Erdgas /m³). Allerdings hat Deutschland bereits Methanemissionen bei den industriellen Verbrauchern in Höhe von 34,20 kt unter 1.A.1 und 6,03 kt unter 1.A.2 berücksichtigt. Zusammen also 40,2 kt. Auch VERICO (Betzenbichler et al., 2016) konnte bei den Auswertungen der NIR kein Land finden, dass diese Emissionen unter 1.B.2.b ausweist. Die Primärliteratur zum ISI Bericht (Bramkamp et al., 1994) beinhaltet sämtliche Erdgasverbräuche industrieller Verbraucher und differenziert nicht nach statistischen, diffusen und verbrennungsbedingten Verlusten. Dies zeigt, dass die 12,3 kt unter 1.B.2.b.vi berichteten Emissionen bereits in 1.A. enthalten sind und es hier zu einer Doppelzählung kommt. Somit wird in der Berichterstattung 2023 diese Berechnung der Emissionsmenge nicht mehr unter 1.B.2.b.vi ausgeführt.

Laut DVGW Arbeitsblatt G 600 (Schuhmann, 2018) liegt bei Hausinstallationen eine uneingeschränkte Gebrauchsfähigkeit bei einem Leckagevolumen von 0-1 l/h vor. Wird bei der Dichtheitsprüfung ein höherer Leckagewert festgestellt, muss die Installation zeitnah instandgesetzt werden. Umgerechnet liegen somit die maximalen Emissionen zwischen 0 und 8,76 m³ Erdgas/a bzw. 6,3 kg Erdgas/a. Um konservativ zu bleiben wird für die Berichterstattung 2023 dieser Wert für 1990 angesetzt. Dafür werden die 8,76 m³ Erdgas/a noch mit 0,9 multipliziert um nur den Methananteil zu berücksichtigen. Der so ermittelte Wert von 7,9 m³ CH₄/a liegt jedoch deutlich über den bisher verwendeten von 1,8 m³ CH₄/a.

In der Fraunhofer ISI Studie (Reichert et al., 2000)(Kapitel 2.4; Tabelle 2.6) werden neben den Endgeräten auch Hausinstallationen mit 6,4 m³ Erdgas /Gerät angenommen. Addiert man die Werte für Hausinstallationen und Endgeräte unter der Prämisse, dass pro Anschluss nur ein Gerät steht, erhält man 8,4 m³ Erdgas /a. Dies ist nahe dem Wert aus dem Regelwerk des DVGW. Somit lässt sich der erhöhte Faktor von 7,9 m³ CH₄/a erklären.

Die IPCC Guidelines 2006 betrachten die Erdgaskette nur bis zum Ortsverteilnetz. Emissionen ab dem Gaszähler (sogenannte post-meter emissions) finden in den Guidelines 1996 (IPCC 1996) (Kapitel 1.8.5) Erwähnung und sind auch wieder im IPCC Refinement enthalten (Boettcher et al., 2019) (Kapitel 4.2). Der von Deutschland bisher verwendete Faktor von 2 m³/a liegt am unteren Bereich des zu erwarteten Emissionsfaktors von 2 bis 20 m³/a gemäß der IPCC Guidelines 2006 (Eggleston et al., 2006) (Tabelle 4.2.8). Dieser Faktor beruht auf Aussagen eines Papiers der Internationalen Gas Union (Beukeme, 2000). Wie dieser Wert zustande gekommen ist, lässt sich dem Bericht nicht herauslesen. Hier steht lediglich auf Seite 42, dass es sich um eine Expertenschätzung handelt.

Bisher wurde angenommen, dass die sogenannten Start-Stopp-Emissionen der Endgeräte als unvollständige Verbrennung unter 1.A.4 mitberücksichtigt wurden. Für 2020 wurden hier 2.790 t Methan ermittelt. In einer bisher unveröffentlichten Untersuchung des GWI im Auftrag des DVGW (Brandes, 2022) wurden Emissionen von Erdgasendgeräten untersucht. Hierbei zeigte sich, dass die diffusen Emissionen mit 2.019 t Methan pro Jahr, die Start-Stopp-Emissionen mit 39.064 t Methan pro Jahr auftreten. Während also die diffusen Emissionen in den bisherigen Berichterstattungsrunden überschätzt wurden, wurden die Start-Stopp-Emissionen unterschätzt.

Um eine Unterschätzung zu vermeiden, werden in der Berichterstattung 2023 auch die Start-Stopp-Emissionen aus der GWI Studie unter 1.B.2.b.vi berücksichtigt.

Es betrachten nur sehr wenige Länder die Endanwenderemissionen in ihrem Inventar. Nach VERICO (Betzenbichler et al., 2016) kann man den deutschen Ansatz nur mit Großbritannien vergleichen. Großbritannien nutzt bei der Abschätzung der Emissionen Daten von Gasarmaturen und Verlusten bei Betriebszyklen und Zündzeiten. So finden in den Emissionen folgende Quellen Berücksichtigung (Tabelle 23) (Brown et al., 2022) (Seite 237ff sowie Annex 3.1.5). Obwohl Großbritannien zusätzlich die Start-Stopp-Emissionen mitberücksichtigt, liegt deren Wert bei nur rund 2,5 kt (Tabelle 23).

Tabelle 23: Endanwenderemissionen in Großbritannien

[Daten aus NIR 2022 von Großbritannien, Annex 3]

Quelle	Emissionen pro Jahr in Kilotonnen
Domestic cooking and gas fires	0,79
Domestic boilers and water heating	0,76
Service sector (all sources)	0,93
Summe	2,49

Warum die Daten von Großbritannien deutlich niedriger, als die vom GWI und auch unter der zu erwartenden Bandbreite der IPCC Guidelines 2006 (Tabelle 4.2.8) liegen, konnte nicht abschließend geklärt werden.

Tabelle 24: Endanwenderemissionen in Deutschland

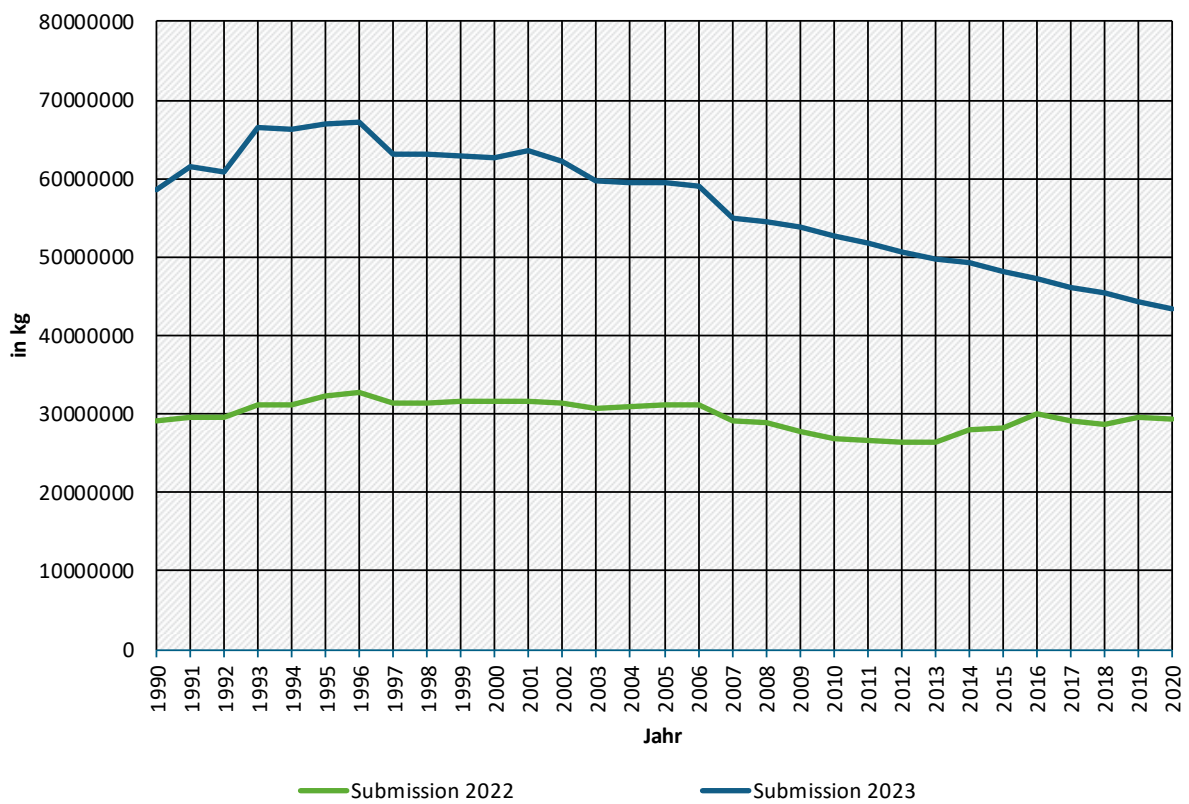
[Daten aus CRF 2022 sowie persönlicher Mitteilung Hr. Burmeister, GWI]

Quelle	Emissionen pro Jahr in Kilotonnen
Diffuse Emissionen nach bisheriger Berichterstattung (1.B.2.b.vi)	17,0
Start-Stopp-Emissionen und Methanschluß nach bisheriger Berichterstattung (1.A.4 – gaseous fuels)	2,8
Summe	19,8
Diffuse Emissionen nach GWI/DVGW Untersuchungen	2,0
Start-Stopp-Emissionen und Methanschluß nach GWI/DVGW Untersuchungen	39,1
Summe	41,1

Um eine Zeitreihe zu entwickeln, werden die 41,1 Kilotonnen Methan ins Verhältnis zu den 13,1 Millionen Gaszählern gesetzt. Daraus ergibt sich ein Emissionsfaktor von 3,1 kg_{CH₄}/Gaszähler.

Interpoliert man zwischen den für 1990 abgeschätzten Emissionsfaktor von 7,9 m³_{CH₄}/Gaszähler (=5,7 kg_{CH₄}/Gaszähler) und den Emissionsfaktor von 3,1 kg_{CH₄}/Gaszähler für 2021, erhält man folgende Emissionsentwicklung (Abbildung 10)

Abbildung 10: Emissionsentwicklung der Endanwender gemäß Submission 2022 und 2023



Quelle: aus Daten der Submission 2022 gegenüber UNFCCC (Stand 15.04.22) „Quelle: eigene Darstellung, Umweltbundesamt“.]

Es ist kurzfristig geplant, die Bezugsgröße (Balgengaszähler) auf eine verbrauchsabhängige Bezugsgröße zu ändern und mittelfristig die Anzahl der Taktungen verifizieren zu lassen. Damit soll ein realistischeres Abbild der Emissionsentwicklung erreicht werden. Auch soll es zeitnah ein Gespräch mit Großbritannien geben, um die dort verwendeten Annahmen im Hinblick auf die um eine Größenordnung (siehe Tabelle 23) niedrigeren Emissionen zu diskutieren.

Die Untersuchungen des GWI haben auch industrielle Abnehmer berücksichtigt. Deren Anteil an den in Tabelle 24 angegebenen Emissionen liegt jedoch bei 3,7%. Es wird überprüft, ob es hierbei nicht um eine Doppelzählung mit den unter 1.A.1 und 1.A.2 berücksichtigten Methanemissionen kommt.

5.7 Altbohrlöcher

Altbohrlöcher wurden bisher in der Treibhausgasberichterstattung nicht berücksichtigt und sind auch mittelfristig nicht verpflichtend zu berichten. Im IPCC Refinement (Boettcher et al., 2019) wurden erstmals Emissionsfaktoren präsentiert, die eine Emissionsmenge nach dem Tier 1 Ansatz abschätzen lassen (Tabelle 25).

Tabelle 25: Emissionsfaktoren von Altbohrlöchern gemäß IPCC Refinement 2019

Lage und Zustand des Bohrlochs	Emissionsfaktor	Einheit
Verschlossen an Land	20	g/No
Offen an Land	88.000	g/No
Alle (Verschlossen und offen) an Land	12.000	g/No
Verschlossen auf See	0,35	g/No
Offen auf See	1.800	g/No
Alle (Verschlossen und offen) auf See	240	g/No

Einheit in g pro Bohrloch – umgerechnet aus Faktoren des IPCC Refinements Kapitel 4, Volume 2 - Tabelle 4.2.4E

Nach Angaben der BGR (Boettcher & Ladage, 2016) gibt es in Deutschland ca. 40.000 stillgelegte Bohrlocher, die überwiegend im norddeutschen Tiefland liegen. Diese sind in der Regel verschlossen, da dies in Deutschland vorgeschrieben ist. Mit dem in Tabelle 25 angegebenen Faktor für verschlossene Bohrungen an Land ergibt sich eine Emissionsmenge von 800 kg. Nimmt man einen konservativen Ansatz und den Faktor für alle Bohrlocher an Land, kommt man auf 480 Tonnen. Die deutschen Gesamtemissionen an Methan lagen in 2020 bei 2.036 Kilotonnen (FEA 2022). Zwar würden die Emissionen der Albohrlocher nach beiden Ansätzen unter einem Promille liegen, dennoch hat das Umweltbundesamt Bestrebungen, diese Emissionen mittels eines Forschungsvorhabens mittelfristig genauer zu quantifizieren (soll ausgeschrieben werden im EVUPlan (Energievorhaben des Umweltbundesamtes) – Stand Frühjahr 2022).

6 Ableitung von CO₂- und NMVOC-Splitfaktoren

In dem Projekt zur Ermittlung der Erdgasqualität an verschiedenen Stellen im deutschen Erdgasnetz (Lubenau & Schuetz, 2014), wurde an 32 Standorten deutschlandweit Messungen der Gaszusammensetzung vorgenommen. Die Messstellen wurden so ausgewählt, dass alle wichtigen Importgase sowie die Eigenförderung erfasst wurden. Außerdem wurde ein in Deutschland verteiltes Gemisch analysiert. Daraus wurden ein Splitfaktor für inhärentes CO₂ abgeleitet sowie für verschiedene flüchtige organische Verbindungen (VOC = volatile organic compounds), die hier als Summe dargestellt werden.

Tabelle 26: Erdgasbezug Deutschland 2014 und CH₄, CO₂, und NMVOC-Gehalt des Erdgases

Bezug	Importanteil	CH ₄ Anteil in Prozent	CO ₂ Anteil in Prozent	NMVOC Anteil in Prozent
Dänemark	3,86	87,99	2,55	8,5
Niederlande	17,74	83,20	0,91	3,6
Norwegen	34,75	91,69	1,43	5,5
Russland	35,42	96,63	0,20	2,5
Eigenförderung	8,23	87,27	0,83	3,2

Über die Wichtung der Bezugsregionen und der Methan- bzw. NMVOC- und Kohlendioxidkonzentrationen ergibt sich ein mittlerer Methangehalt von 91,43 Prozent⁹ und ein mittlerer CO₂-Gehalt von 0,90 Prozent sowie für NMVOC ein Wert von 3,8 Prozent. Multipliziert man den Methan- und den Kohlendioxidanteil erhält man einen Splitfaktor von 0,82 Prozent, der dann an jeden Methanemissionsfaktor für den Transport, die Verteilung und die Endanwenderemissionen angewendet wird. Für NMVOC ergibt sich so ein Wert von 3,5 Prozent. Nach demselben Prinzip wurden die Splitfaktoren für die Jahre 1990 bis 2015 ermittelt (Tabelle 27).

Tabelle 27: NMVOC und CO₂-Gehalt des Erdgases

Anteil	1990	2000	2010
NMVOC-Anteil	2,57%	2,97%	3,43%
CO ₂ -Anteil	0,63%	0,75%	0,82%

Aus Datenschutzgründen weist das BAFA keine Ursprungsländer beim Erdgasimport mehr auf (BAFA 2022), so dass mit dem in Tabelle 26 ermittelten Faktoren weitergerechnet wird.

Aktuellere Quellen beziehen sich oft auf Befragungen oder Schätzungen und weichen zum Teil erheblich voneinander ab (siehe Tabelle 28). So rechnet die Bundeszentrale für Politische Bildung mit einem Anteil russischer Importe von 55% (BpB 2022), während die

⁹ Anmerkung: aufgrund des hohen Bezugsanteils an russischem und norwegischem Erdgas lag der mittlere Methananteil bei 91,43 Prozent im Jahr 2014. In den frühen Jahren war der Anteil an niederländischem Gas erheblich größer, so dass der Methananteil gemittelt auf Deutschland jahresweise nur bei knapp über 89 Prozent lag. In den vorherigen Kapiteln wurde daher vereinfacht mit einem Faktor von 90 Prozent gerechnet. In den Unsicherheiten der Emissionsberichterstattung wurde diese Schwankung mitberücksichtigt.

Bundesregierung auf Ihrer Seite Anfang 2022 von nur 38% ausgeht (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2022)].

Tabelle 28: Erdgasbezug Deutschland 2021 (Anteile im Prozent) nach Bundesregierung und BPB

Quelle	sonstige	Niederlande	Norwegen	Russland
Bundesregierung	4,6	22,4	34,8	38,2
BPB	1,6	13	31	55

In beiden Schätzungen ist jedoch der Anteil der norwegischen und russischen Importe (mit einem mittleren bzw. niedrigen CO₂-Anteil) weiterhin hoch, so dass bei der Fortschreibung des CO₂-Splitfaktors eine sehr gute Näherung erreicht wird. Beim NMVOC könnte es jedoch zu einer leichten Unterschätzung kommen, da der Wert für russisches Gas hier recht niedrig ist.

7 Zusammenfassung und Gegenüberstellung der Submissions 2022 und 2023

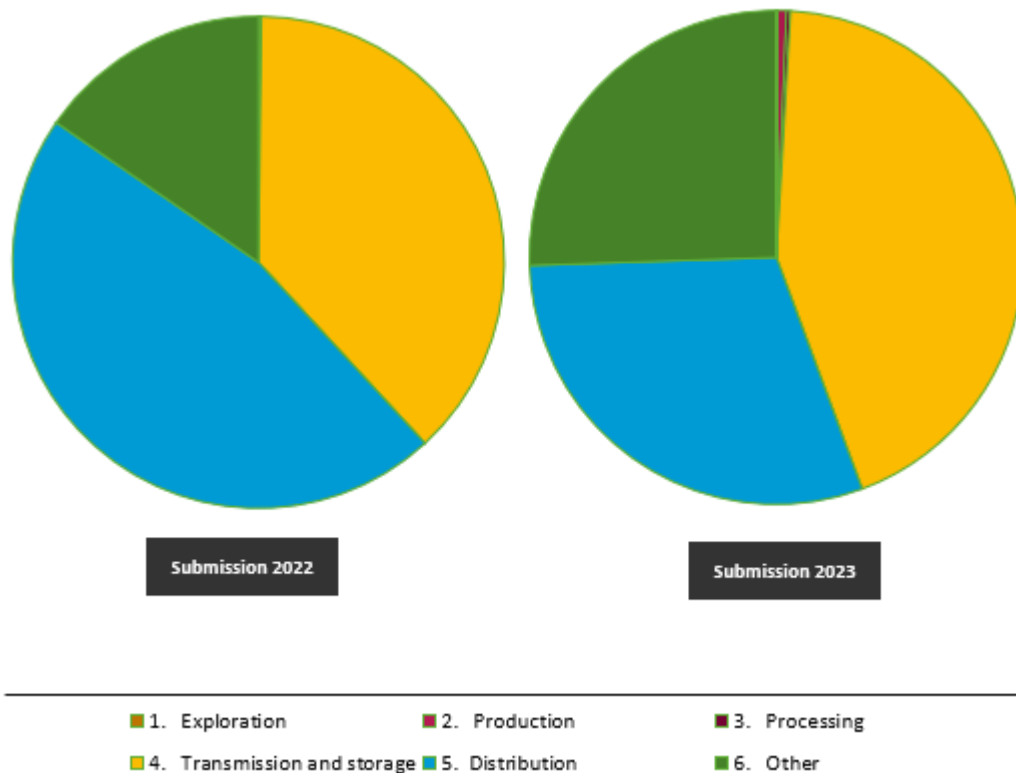
Durch die umfangreichen Messprogramme und die Neubewertung bisher verwendeter Methoden zur Emissionsberechnung wurden umfangreiche Änderungen vorgenommen. Nahezu alle Bereiche der IPCC Kategorie 1.B.2.b „Fugitive Emissions of Natural Gas“ sind betroffen (Tabelle 29). An einigen Stellen ist deutlich geworden, dass noch weitere Untersuchungen notwendig sind. Dennoch lässt sich insgesamt konstatieren, dass durch die Anpassung der zum Teil über 20 Jahre alten Emissionsfaktoren die Anstrengungen der Gasindustrie bei der Emissionsreduzierung im Inventar abgebildet werden können. Die neuen Daten dienen auch dazu, die künftigen Berichte an IMEO bewerten zu können und die Einhaltung der selbstgesteckten und politisch vorgegebenen Emissionsreduktionsziele zu prüfen. Außerdem wird das Ansinnen der Europäischen Kommission, die Emissionsinventare der Mitgliedstaaten vergleichbarer zu machen, damit Rechnung getragen.

Tabelle 29: Für die Berichterstattung 2023 verwendete Methoden für die CRF- Kategorie 1.B.2.b

Subkategorie	Änderung	Kapitel
Exploration	Fortschreibung	Kapitel 5.1
Produktion	Fortschreibung	Kapitel 5.2
Aufbereitung		Kapitel 5.2
Transport		
Absperreinrichtung/Schieber	Neue Messwerte	Kapitel 3
Erdgasverdichterstation	Neue Messwerte	Kapitel 3
Kavernenspeicher	Fortschreibung	Kapitel 5.3
Porenspeicher	Fortschreibung	Kapitel 5.3
Gasdruckregelanlagen	Neue Messwerte	Kapitel 3
Rohrleitungen	Neue Messwerte	Kapitel 3
Molchen	Fortschreibung	Kapitel 3
Verteilung		
Obertagespeicher	Fortschreibung	Kapitel 5.4
Erdgasverdichterstation	Neue Messwerte	Kapitel 4
GDR(M)A	Neue Messwerte	Kapitel 4
Rohrleitungen	Fortschreibung	Kapitel 4
Molchen	Fortschreibung	Kapitel 4
Andere		
Endanwenderemissionen	Neue Messwerte	Kapitel 5.6
Erdgasfahrzeugtankemissionen	Fortschreibung, bisher aber unter „Verteilung berichtet“	Kapitel 5.5
Altbohrlöcher	Neu – da noch keine Daten vorerst mit „not estimated“ berichtet	Kapitel 5.7

Mit denen in Tabelle 29 aufgelisteten Änderungen ergibt sich nicht nur für die Emissionshöhe, sondern auch für die Aufteilung in den Unterkategorien insgesamt ein anderes Bild für die Emissionsberichterstattung (Abbildung 11). Während insbesondere durch die Neuberechnung der Verdichterleistung im FNB Bereich für die frühen Jahre eine Erhöhung der Emissionen ersichtlich wird, fallen insgesamt die Methanemissionen seit der Jahrtausendwende in allen Bereichen deutlich.

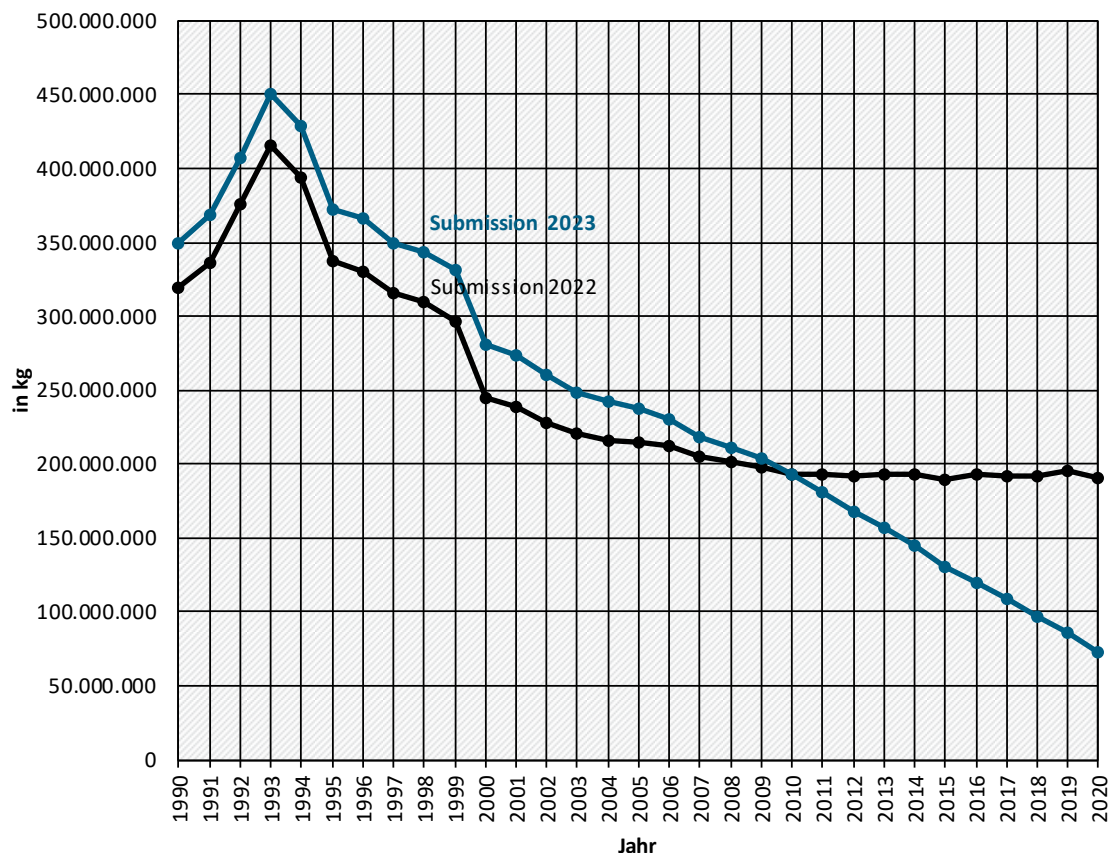
Abbildung 11: Gegenüberstellung alte und neue Berichterstattung – Aufteilung der Methanemissionen für 2020



Zur Zeit der Erstellung des Berichts sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15. April 2023 kommen.

Trotz umfangreichem Ausbau des Leitungsnetzes, konnten die Emissionen erheblich gesenkt werden (Abbildung 12). Neben dem Verbau deutlich emissionsärmerer Leitungen, spielen auch Faktoren wie ein kürzerer Überwachungszeitraum der Anlagen und die Anwendung neuer Technologien, wie zum Beispiel die mobilen Verdichter, eine große Rolle.

Abbildung 12: Gegenüberstellung alte und neue Berichterstattung – Methanemissionen für 1990 bis 2020



Zur Zeit der Erstellung des Berichts sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15. April 2023 kommen.

Für das Jahr 1990 steigen die Emissionen insgesamt um 9 Prozent. Im Berichtsjahr 2020 verminderten sich hingegen die Emissionen um 62 Prozent (Abbildung 12).

Während nach der alten Methodik die Methanmissionen der Erdgaskette (IPCC Kategorie 1.B.2.b) noch 9 Prozent am Gesamtinventar ausmachten, liegen sie nach den neuen Berechnungen bei lediglich 4 Prozent¹⁰. Auch wenn somit deutlich wird, dass in dem Bereich schon viel getan wurde, müssen die Anstrengungen auch weiter fortgeführt werden um Deutschland in eine treibhausgasneutrale Zukunft zu führen.

¹⁰ Zur Zeit der Erstellung des Berichts sind die Daten für die Berichterstattung 2023 noch in der Ressortabstimmung und auch noch nicht durch diverse Reviews geprüft und finalisiert. Es kann daher zu Abweichungen mit den offiziellen Daten aus der Berichterstattung gegenüber UNFCCC vom 15. April 2023 kommen

8 Ausblick

8.1 Aufteilung nach „Venting“ und „Leaks“ gemäß CRF Tabellen

Die CRF Tabellen, aber auch die künftigen CTF-Tabellen verlangen eine Differenzierung zwischen Ausblasevorgängen (Venting) und anderen Emissionen. Dies wurde bisher nicht durchgeführt. Auch für die Berichterstattung 2023 wird dies nicht differenziert, da dem UBA diese Aufteilung nicht komplett vorliegt. Im IPCC Refinement (Boettcher et al., 2019) werden in den Tabellen 4A.2.1-7 Aufteilungen angegeben. Eine Aufteilung mittels dieser Werte würde zwar den Anforderungen der Tabellen genügen, erhöht aber die Unsicherheiten. Daher wird auch künftig unter Venting „IE“ für „included elsewhere“ mit dem Verweis auf die Unterkategorien unter 1.B.2.b verwendet.

8.2 Flüssiggas

Derzeit befindet sich Deutschland in der Diskussion um den Bau von Flüssiggasterminals (LNG-Terminal). Aktuell (Stand August 2022) ist am Standort Wilhelmshafen ein schwimmendes LNG-Terminal im Bau, welches ab 2023 in Betrieb gehen soll (Uniper SE 2022). Auch in Brunsbüttel wird ein LNG-Terminal errichtet. Medienberichten zufolge soll es in 2023 in Betrieb gehen (NDR 2022). Den Bericht zufolge werden absehbar auch zwei weitere errichtet.

Aktuell hat Deutschland keine LNG Terminals und somit sind diese Emissionen nicht im Inventar berücksichtigt. Sobald die Terminals in Betrieb gehen, wird gemäß den im IPCC Refinement (Boettcher et al., 2019) (Tabelle 4.2.4i) angegebenen Default-Emissionsfaktoren eine Abschätzung der Emissionsmengen vorgenommen. Dort wird pro Station ein Wert von 1,66 Tonnen Methan und 14,687 Tonnen CO₂ angegeben.

Gemäß Vorschlag der EU Kommission über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor (EC 2021) (Seite 29 Kapitel 1 Punkt 2) fallen auch LNG Terminals unter die Berichterstattung gegenüber IMEO, so dass mittelfristig genauere Daten für die Berichterstattung zu erwarten sind.

8.3 Mögliche Doppelzählungen bei Endanwendern

Im Kapitel 5.6 wurden neue Abschätzungen zu den Emissionen der Endanwender aufgeführt. Diese führen zu einer deutlichen Anhebung der Emissionen in diesem Bereich (Tabelle 24). Es zeigt sich allerdings, dass es an einigen Stellen eine mögliche Doppelzählung zu anderen Bereichen, insbesondere zur stationären Feuerung (1.A.1, 1.A.2 und 1.A.4) kommt. Hier werden zeitnah Prüfungen der dort verwendeten Emissionsfaktoren durchgeführt.

8.4 Weitere Messprogramme

Der DVGW führt nach eigenen Angaben seit April 2022 ein Forschungsprojekt zu Emissionen an Verdichtern, insb. an Erdgastankstellen und Biogaseinspeiseanlagen durch. Mit Ergebnissen wird nicht vor Mitte 2023 gerechnet (Boettcher, Dietzsch, & Grosse, 2022). Sobald diese vorliegen, werden diese Werte seitens des UBA geprüft und bei positivem Bescheid für die Berichterstattung 2024 verwendet.

8.5 Wertung der Messverfahren und Nutzung von Fernerkundungsdaten

Insbesondere die Deutsche Umwelthilfe (Müller-Kraenner & Zerger, 2021) und der Environmental Defence Fund (Maazallahi et al., 2022) haben gegenüber dem UBA an der Aussagefähigkeit der Messungen der FNB und VNB Bedenken geäußert.

Das UBA kann aufgrund der föderalen Struktur Deutschlands keine eigenen Messungen vornehmen. Dies ist auch in Anbetracht der Komplexität des Sektors nicht zielführend. Vielmehr sollen Gespräche mit Messdienstleistern, Betreibern aber auch anderen Behörden, wie zum Beispiel IMEO, sowie Inventarteams anderer Länder dazu beitragen, die Messverfahren gegeneinander abzuwägen und Empfehlungen für künftige Messungen auszusprechen.

Das UBA plant mittelfristig die Auswertung von Satellitendaten zur Plausibilisierung heranzuziehen. Erste Arbeiten laufen schon seit einigen Jahren. Die an den Satelliten befindlichen Spektrometer messen jedoch nicht die Methankonzentration selbst sondern vielmehr die Lichtabsorption im elektromagnetischen Spektrum von 300-2.500 Nanometer. Durch komplexe Strahlungstransfermodellierung ist es dann möglich, auf den Anteil an Methan in der Atmosphäre zu schließen. Es gibt bereits Unternehmen, die mittels eigener Satelliten einen so hohen Auflösungsbereich erreichen, das bereits Methanemissionsdaten für kleinere Flächen der Öl- und Gasindustrie aber auch des Kohle- und Abfallsektors (hier insb. Deponien) abgeleitet werden können (Appelhans et al., 2022) (Kapitel 4.2). Inwieweit diese Erkenntnisse in Deutschland für die Inventararbeiten angewendet werden können, ist derzeit noch nicht abschätzbar.

9 Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei denen bedanken, die mich bei der Erstellung dieses Dokumentes unterstützt haben.

Insbesondere möchte ich die außerordentlich gute Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern, namentlich Dr. Bastian Lang (GASCADE) und Dr. Tobias van Almsick (OGE) hervorheben, die nicht müde wurden, meine ganzen Fragen zum Erdgastransport zu beantworten. Auch Dank an das DBI, insbesondere an Charlotte Große, für die Auswertung und Aufbereitung zahlreicher Datensätze und die Unterstützung bei der Kommunikation mit dem DVGW.

Außerdem möchte ich meinen beiden Kollegen Yaman Tarakji und Patrick Gniffke für die graphische und layout-technische Unterstützung danken.

10 Quellenverzeichnis

Appelhans, J., Boettcher, C., Keßler, K., Mielke, C., Nowack, A., Purr, K., . . . Tambke, J. (2022). *Unterschätztes Treibhausgas Methan: Quellen, Wirkungen, Minderungsoptionen*. Retrieved from Dessau-Rosslau: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/unterschaeztetes-treibhausgas-methan>

BAFA - Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2022). Energie - Erdgasstatistik Energiesstatistik. Retrieved from https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html

Battelle Institut. (1994). *Methanfreisetzung bei der Erdgasnutzung in der Schweiz und Vergleich mit anderen Emittenten*. Retrieved from Zürich:

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (1996). *Einhundertsiebzehnte 117. Gasstatistik, Berichtsjahr 1995*. Bonn: WVGW - Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2018). *Jahresdaten der Gasversorger: 138. Gasstatistik 2016 Bundesrepublik Deutschland*. Bonn: WVGW - Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020). *Jahresdaten der Gasversorger: 140. Gasstatistik 2018 Bundesrepublik Deutschland*. Bonn: WVGW - Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH.

Bender, M., & Langer, D. (2009). *Inventarverbesserung 2008 - Verbesserung und Ergänzung der aktuellen Inventardaten : IPCC-Kategorie (1996) 1.B.2. Diffuse Emissionen aus Erdöl und Erdgas ; Bericht Nr. M76 595/4* (Müller-BBM-GmbH Ed.). München.

Bender, M., & Langer, D. (2012). *Ermittlung von Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten im Bereich IPCC (1996) 1.B.2.b.iii: Diffuse Emissionen aus der Erdgasspeicherung*. Retrieved from Planegg <http://webde/gruppen/bibliothek/OnlineReports/EF000467.pdf>

Bertram, A., Boettcher, C., Iyimen-Schwarz, Z., Kirschbaum, B., Osiek, D., Purr, K., & Rechenberg, J. (2014). *Fracking zur Schiefergasförderung : eine energie- und umweltfachliche Einschätzung*. Retrieved from Dessau-Roßlau: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/position_fracking_zur_schiefergasfoerderung.pdf

Betzenbichler, W., Kolmetz, S., Randall, S., Starckx, S., & Lengyel, Z. (2016). *Erarbeitung wissenschaftlich-methodischer Grundlagen zur Umsetzung der Empfehlungen aus den internationalen Inventarüberprüfungen - Verbesserung des Qualitätsmanagements und der Verifikation der deutschen Emissionsinventare* (v. SCE Ed.). Freising.

Beukeme, K. (2000, 6.-9.06.2000). *Report of working committee 8 - environment, safety and health*. Paper presented at the 21st World gas conference.

BMJ - Bundesministerium der Justiz. (2004). *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. Köln: Bundesanzeiger Verlag Retrieved from https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl104s1918.pdf#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl104s1918.pdf%27%5D_1657525557360

BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, G., Telekommunikation, Post und Eisenbahnen,, & BKartA - Bundeskartellamt. (2022). *Monitoringbericht 2021*. Retrieved from Bonn: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?jsessionid=5318E185692FB157AA6E4572CCC92D6D?__blob=publicationFile&v=7

Boettcher, C., Dietzsch, F., & Grosse, C. (2022, 09.08.22). [Web-Konferenz: Fortführung Austausch UBA DVGW DBI].

- Boettcher, C., Garg, A., Mbuthi, P. N., Oliver, S. J., Quadrelli, R., Ann Randles, C., . . . Songli, Z. (2019). Chapter 4: fugitive emissions. In L. E. Dawidowski, O. Kolmogortseva, T. Okazaki, I. P. R. e Pinho, S. C. Smyth, & J. Witi (Eds.), *2019 Refinement to the 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, Volume 2: Energy* [Book section] (Vol. 2- Energy, pp. 164). Retrieved from https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/2_Volume2/19R_V2_4_Ch04_Fugitive_Emissions.pdf
- Boettcher, C., & Grundmeier, B. (2011, 24.Juni). [Persönlicher Austausch: Umweltdaten und emissionsverursachende Aktivitäten].
- Boettcher, C., & Ladage, S. (2016). [Anzahl stillgelegter Bohrlöcher].
- Boettcher, C., Lang, B., & van Almsick, T. (2021, 24.September). [Web-Konferenz: Austausch FNB und UBA].
- Boettcher, C., Lang, B., & van Almsick, T. (2022, 15.Juni). [Web-Konferenz: Austausch FNB und UBA].
- Boettcher, C., Schuetz, S., Dietzsch, F., & Zoellner, S. (2015, 30.September). [Web-Konferenz: Austausch zu Diskrepanzen zwischen GaWaS, NEP und ZSE].
- Bongrand, G., Andre, J.-M., Barrault, S., Bort, R., Cuniasse, B., Dossa, E., . . . Vincent, J. (2022). *Rapport National d'Inventaire pour la France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques et du Protocole de Kyoto*. Retrieved from Paris: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>
- BpB - Bundeszentrale für politische Bildung. (2022). Deutschlands Abhängigkeit von russischem Gas [Elektronischer Artikel]. Retrieved from <https://www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/507243/deutschlands-abhaengigkeit-von-russischem-gas/>
- Bramkamp, F. B., Kulle, E., Friedrich, J., & Richter, H.-G. (1994). Die energie- und gaswirtschaftliche Entwicklung im Jahre 1994. *GWF Gas + Erdgas*, 139(9), 16.
- Brandes, F. (2022). *Entwicklung der Methanemissionen in der Gasanwendung (G 201908)*. DVGW. Bonn. Retrieved from <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-megan>
- Brown, P., Cardenas, L., Choudrie, S., Del Vento, S., Karagianni, E., MacCarthy, J., . . . Wong, J. (2022). *UK greenhouse gas inventory, 1990 to 2020: Annual report for submission under the framework convention on climate change*. Retrieved from Harwell: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>
- BVEG - Bundesverband Erdgas, E. u. G. e. V. (2017). *Leitfaden Umweltdaten*. Unveröffentlichtes Werk. Hannover.
- BVEG - Bundesverband Erdgas, E. u. G. e. V. (2022). *Daten und Fakten: Jahresbericht 2021*. Retrieved from Hannover: <https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/03/BVEG-Jahresbericht-2021.pdf>
- Carras, J. N., Franklin, P. M., Hu, Y., Singh, A. K., Tailakov, O. V., Picard, D., . . . Yesserkepova, I. (2006). Chapter 4: fugitive emissions. In *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (Vol. 2- Energy, pp. 78). Hayama: IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Citepa. (2022). France - 2022 Common Reporting Format (CRF) Table (KP). In *Excel: Citepa*.
- DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. (2012). Zubau der Kapazitäten bei Biogasanlagen übertrifft 2011 die Vorjahre [Press release]. Retrieved from <https://www.dbfz.de/pressemediathek/presse/pressemitteilungen-2012/pressemitteilung-19042012>
- Desai, M., & Camobreco, V. (2022). *Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2020*. Retrieved from Saint louis: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>
- DIN - Deutsches Institut für Normung e. V. (2008). Fugitive und diffuse Emissionen von allgemeinen Interesse für Industriebereiche - Messung fugitiver Emissionen von Gasen und Dämpfen aus Lecks von

Betriebseinrichtungen und Rohrleitungen; Deutsche Fassung EN 15446:2008. In (pp. 20). Berlin: Beuth-Verlag GmbH.

Dodds, P. E., & McDowall, W. (2013). The future of the UK gas network. *Energy policy*, 60, 12. doi:10.1016/j.enpol.2013.05.030

Duffy, P., Black, K., Fahey, D., Hyde, B., Kehoe, A., Monaghan, S., . . . Ponzi, J. (2022). *Ireland's national inventory report 2022: Greenhouse gas emissions 1990-2020 reported to the united nations framework convention on climate change*. Retrieved from County Wexford: https://www.epa.ie/publications/monitoring--assessment/climate-change/air-emissions/Ireland-NIR-2022_Merge_v2..pdf

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2019). *Technischer Hinweis – Merkblatt DVGW G 465-3 (M): Leckstellen an Gasleitungen in Gasrohrnetzen – Lokalisation, Klassifikation, Umgang mit Leckstellen* (D.-D. V. d. G.-u. W. e. V. Ed.). Bonn.

Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942, COM/2021/805 final C.F.R. (2021).

Eggleston, S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., & Tanabe, K. (2006) 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. In: *Vol. 1-5*. Hayama: IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change.

ENTSOE - European Network of Transmission System Operators, & Neighbouring Transmission System Operators - NET4GAS. (2012). CEE GRIP - Annex A: Country Profiles. In (pp. 26). Praha: ENTSOG - European Network of Transmission System Operators.

FEA - Federal Environment Agency. (2022). Germany - 2022 Common Reporting Format (CRF) Table. In *Excel*: FEA - Federal Environment Agency.

Fennema, H., Hoevers, B. J., Oudejans, R., & Vermeulen, U. (2017). Environmental results. In N.-N. Gasunie (Ed.), *Gasunie in motion: Annual report 2017* (pp. 256). Groningen.

Fischer, B., Kaiser, M., Lang, B., van Almsick, T., Vetter, S., Winzer, N., & Heimlich, F. (2021). Pilotprojekt zur Erfassung flüchtiger Emissionen im Gastransportnetz. *GWF Gas + Energie*(11-12/2021), 8. Retrieved from https://thyssengas.com/files/thyssengas/content/verantwortung/111221_fb_Heimlich.pdf

FNB - Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2021, 2021). Methanemissionen. Retrieved from <https://fnb-gas.de/energiezukunft/methanemissionen/>

GNI - Gas Networks Ireland. (2019). *Systems performance: report 2019*. Retrieved from Cork: <https://www.gasnetworks.ie/docs/corporate/gas-regulation/GNI-Systems-Performance-Report-2019.pdf>

Gottwald, M.-S., Hilbich. (2012). *Verbesserung der Treibhausgasemissionsberichterstattung im Bereich "Gas, Verteilung" durch Datenerhebung und Datenbereitstellung*. Retrieved from

Große, C. (2018). *Abschlussbericht: Erhebung von Datensätzen der Transportnetzbetreiber und Qualitätsprüfung der Texte und Daten in der Quellgruppe 1.B.2.b*. Unveröffentlichtes Werk. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Große, C. (2019). *Qualitätsprüfung der Texte für den Nationalen Inventarbericht und Datenerhebung in der Quellgruppe 1.B.2.b: Abschlussbericht*. Unveröffentlichtes Werk. DBI Gas- und Umwelttechnik.

Große, C. (2020). *Qualitätsprüfung der Fachtermini des englischsprachigen Nationalen Inventarberichts und Datenerhebung und -auswertung in der Quellgruppe 1.B.2.b im Rahmen eines Sachverständigenprojektes: Abschlussbericht*. Unveröffentlichtes Werk. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Große, C., Eyßer, M., Lehmann, S., Sammueller, J., & Behnke, M. (2022). *Ermittlung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes (ME DSO): Inventur der Datenlage zur Abschätzung von Methanemissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz, Entwicklung und Durchführung eines repräsentativen Messprogramms zur Erhebung der erforderlichen Daten: Abschlussbericht*. Retrieved from Bonn:

Günther, D., & Gniffke, P. (2022). *Submission under the United Nations Framework Convention on climate change and the Kyoto Protocol 2022: National inventory report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2020*. Retrieved from Dessau-Roßlau: <http://webde/gruppen/bibliothek/Onlinebuecher/EB013570.pdf>

Hiraishi, T., Meijer, J., Pullus, T., Simmons, T., Tichy, M., Cahyono Adi, A., . . . Domingos Miguez, J. (2000). Chapter 2: Energy. In M. Gillet, M. Darras, E. Gjerald, D. Kruger, R. Lott, K. Mareckova, M. Phillips, J. Spakman, H. Shenchu, L. Dobbie, R. Falk, M. Gillenwater, R. Hoppaus, G. Reynolds, K. Rypdal, I. Hossain, D. Gomez, M. Miroslav, M. Oi, U. Rajarathnam, S. Tuhkanen, & J. Zhang (Eds.), *IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories* (pp. 95). Hayama: IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. (1996) Revised 1996 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. In.

Jonsson, M., Al-Hanbali, H., Szudy, M., Eklund, V., Ortiz, C. J., Skårman, T., . . . Kanth, M. (2022). *National Inventory Report Sweden 2022: Greenhouse gas emission inventories 1990-2020 - Submitted under the united nations framework convention on climate change and the kyoto protocol*. Retrieved from Stockholm: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>

Kupers, R., Caltagirone, M., Ferrini, G., Zavala-Araiza, D., Tullos, E., Alonso Esparza Gamez, R., . . . Schwietzke, S. (2021). *An eye on methane: International methane emissions observatory 2021 report*. Retrieved from Nairobi: https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/37283/AEM_IMEO.pdf

Lange, R., Steiner, M., & Schwigon, A. (2021). Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020. *energie | wasser-praxis*, 72(12), 12. Retrieved from <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/energie-wasser-praxis-dvgw-bestands-ereignisdatenerfassung-gas.pdf>

Lechtenboehmer, S., Dienst, C., Fishedick, M., Hanke, T., Langrock, T., Assonov, S. S., & Brenninkmeijer, C. (2005). *Treibhausgasemissionen des russischen ErdgasExportpipeline-Systems: Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland*. Retrieved from Wuppertal: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/2153/file/2153_GEPS_de.pdf

Lubenau, U., & Schuetz, S. (2014). *Messungen der Erdgasqualität an verschiedenen Stellen im Netz zur Ableitung bzw. Verifizierung von durchschnittlichen Emissionsfaktoren und Heizwerten von Erdgas*. Unveröffentlichtes Werk. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Leipzig.

Maazallahi, H., Delre, A., Schuetz, C., Fredenslund, A. M., Schwietzke, S., Denier van der Gon, H., & Röckmann, T. (2022). Intercomparison of detection and quantification methods for methane emissions from the natural gas distribution network in Hamburg, Germany. *Atmospheric Measurement Techniques Discussions*, 29. doi:10.5194/amt-2022-134

MEPRDP - Ministry of Environmental Protection and Regional Development of the Republic. (2022). Latvia - 2022 Common Reporting Format (CRF) Table In *Excel*: MEPRDP - Ministry of Environmental Protection and Regional Development of the Republic.

Müller-Kraenner, S., & Zerger, C. (2021). Deutsche Umwelthilfe enthüllt klimaschädliche Methan-Lecks an deutscher Erdgas-Infrastruktur. Retrieved from <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-enthuelltklimaschaedliche-methan-lecks-an-deutscher-erdgas-infrastruktur/>

NDR - Norddeutscher Rundfunk Anstalt des öffentlichen Rechts. (2022). Im Eiltempo zu den LNG-Terminals [Press release]. Retrieved from <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/lng-fluessiggas-lng-terminal-erdgas-gasembargo-101.html>

OE - Office of Environment. (2022). Liechtenstein - 2022 Common Reporting Format (CRF) Table. In *Excel*: OE - Office of Environment.

OGE - Open Grid Europe GmbH. (2022). Netzprodukte: Reparaturarbeiten ohne Erdgasverlust: wirtschaftlich und umweltfreundlich mit mobilem Verdichter. Retrieved from <https://oge.net/de/fuer-kunden/dienstleistungen/technische-dienstleistungen/netzprodukte/mobile-verdichter>

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. (2022). Fakten zur Regierungspolitik: Versorgungssicherheit verbessern - Gasversorgung: Abhängigkeiten verringern [Elektronischer Artikel]. Retrieved from <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/gasversorgung-abhaengigkeiten-verringern-441270?view=renderNewsletterHtml>

REE - Ricardo Energy & Environment. (2022). United Kingdom - 2022 KP Common Reporting Format (CRF) Table. In *Excel*: REE - Ricardo Energy & Environment.

Reichert, J., Schön, M., & Behnke, L. (2000). *Methanemissionen bei Gewinnung, Transport und Verwendung von Erdgas : Untersuchung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* (AG G15-46043-3/31). Retrieved from Karlsruhe: Bibliothekseintrag: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat04356a&AN=fuu.02098079&lang=de&site=eds-live>

RIVM - National Institute for Public Health and the Environment. (2022). Netherlands - 2022 Common Reporting Format (CRF) Table. In *Excel*: RIVM - National Institute for Public Health and the Environment.

Ruysenaars, P. G., van der Net, L., Coenen, P. W. H. G., Rienstra, J. D., Zijlema, P. J., Arets, E. J. M. M., . . . van der Zee, T. (2022). *Greenhouse gas emissions in the Netherlands 1990–2020 National Inventory Report 2022*. Retrieved from Bilthoven: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>

Rypdal, K., Paciornik, N., Eggleston, S., Goodwin, J., Irving, W., Penman, J., & Woodfield, M. (2006). Chapter 1: Introduction to the 2006 guidelines. In *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, Volume 1: General guidance and reporting* [Book section] (Vol. Volume 1: General guidance and reporting, pp. 12). Retrieved from https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_1_Ch1_Introduction.pdf

Schäppi, B., Weber, F., Ehrler, A., Rihm, B., Beckbüssinger, J., Jaeggi, N., . . . Eberle, H. (2022). *Liechtenstein's Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2020: National Inventory Report 2022 - Submission of 14 April 2022 under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol*. Retrieved from Vaduz: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>

Schneider-Fresenius, W., Hintz, R. A., Hoffmann-Meienbrock, U., Klöpffer, W., & Wittekind, J. (1989). *Ermittlung der Methan-Freisetzung durch Stoffverluste bei der Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland - Beitrag des Methan zum Treibhauseffekt* Retrieved from Frankfurt am Main:

Schuhmann, K.-U. (2018). Technische Regel für Gasinstallationen – Die DVGW-TRGI 2018. *Energie- und Wasser-Praxis*, 2018(9), 6. Retrieved from <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/gas/installation/trgi2018-1809schuhman.pdf>

Schütz, M.-S. u. (2014). *THG-Minderungspotenziale in der europäischen Gasinfrastruktur*. Retrieved from

Skrebele, A., Treija, S., Lupkina, L., Cakars, I., Siņics, L., Lazdāne-Mihalko, J., . . . Dansone, B. (2022). *Latvia's national inventory report: Greenhouse gas emissions in Latvia from 1990 to 2020 in common reporting formats (CRF)*. Retrieved from Riga: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>

Szemesová, J., Labovský, J., Horváth, J., Danielik, V., Tonhauzer, K., Priwitzer, T., . . . Škultéty, J. (2022). *National inventory report 2022: Submission under the UNFCCC and under the Kyoto Protocol*. Retrieved from Bratislava: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. (2022). Reporting requirements. Retrieved from <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/reporting-requirements>

Uniper SE. (2022). Bau des LNG-Terminals Wilhelmshaven kann schnell starten [Press release]. Retrieved from <https://www.uniper.energy/news/de/bau-des-lng-terminals-wilhelmshaven-kann-schnell-starten#>

von Ohlen, N. (2021a). *Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030: Umsetzungsbericht*. Retrieved from Berlin: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_umsetzungsbericht_2021_de.pdf

von Ohlen, N. (2021b). Verfahren: So erstellen wir den Plan für eine sichere und wirtschaftliche Gasversorgung [Press release]. Retrieved from <https://fnb-gas.de/netzentwicklungsplaene/>

Winiwarter, W., Mangino, J., Ajavon, A.-L. N., & McCulloch, A. (2006). Chapter 6: Quality assurance / Quality control and verification. In M. Woodfield (Ed.), *Volume 1: General Guidance and Reporting* [Book section] (Vol. 1, pp. 31). Retrieved from https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_6_Ch6_QA_QC.pdf

Wöber, B. M. (2022). Nachhaltig mobil mit BioCNG, BioLNG, CNG, LNG. Retrieved from <https://www.gibgas.de/>

Zoellner, S., & Große, C. (2015). *Vergleich der Emissionsdaten UBA und DBI*. Unveröffentlichtes Werk. UBA - Umweltbundesamt und DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Zoellner, S., Schuetz, S., & Mueller-Syring, G. (2014). *Expertise zu Neuberechnung der Emissionen*. Unveröffentlichtes Werk.