

Methanemissionen: Inventuranalyse und Maßnahmenplan

Endbericht



FLÜCHTIGE METHANEMISSIONEN AUS DER GASINFRASTRUKTUR IN DER NATIONALEN TREIBHAUSGASINVENTUR: ANALYSE UND AUSBLICK

Endbericht

Marion Pinterits
Michaela Gager
Michaela Titz
Iris Buxbaum
Bradley Matthews

REPORT
REP-0794

WIEN 2021

Projektleitung Marion Pinterits

AutorInnen Marion Pinterits
Michaela Gager
Michaela Titz
Iris Buxbaum
Bradley Matthews

Lektorat Ira Mollay

Satz/Layout Thomas Lössl

Umschlagfoto © wrangler – Fotolia.com

Publikationen Weitere Informationen zu Umweltbundesamt-Publikationen unter:
<https://www.umweltbundesamt.at/>

Impressum

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien/Österreich

Diese Publikation erscheint ausschließlich in elektronischer Form auf <https://www.umweltbundesamt.at/>.

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2021

Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-99004-618-0

INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	5
SUMMARY	7
1 EINLEITUNG	8
2 NATIONALE UND INTERNATIONALE BERECHNUNGSMETHODEN	11
2.1 Nationale Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Österreich	11
2.1.1 Emissionsfaktoren der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Österreich.....	13
2.1.2 Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Österreich.....	14
2.2 International verwendete Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen	15
2.2.1 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Deutschland.....	15
2.2.2 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Slowakei.....	17
2.2.3 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Slowenien.....	17
2.2.4 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Tschechien.....	18
2.3 Vergleich österreichischer Emissionsfaktoren im internationalen Kontext	18
2.3.1 Erdgasproduktion.....	18
2.3.2 Transmission und Lager.....	19
2.3.3 Erdgasverteilung.....	20
2.3.4 Vergleich mit unabhängigen Schätzungen österreichischer flüchtiger Methanemission.....	22
2.3.5 Zusätzliche Informationen zur österreichischen Erdöl- und Erdgasproduktion.....	23
3 ÜBERSICHT ÜBER MESSVERFAHREN	26
3.1 Optische Gasetektion (OGI)	26
3.2 Differential Absorption Lidar (DIAL)	26
3.3 Solar Occultation Flux (SOF)	27
3.4 Tracer-Korrelation	27
3.5 Inverse Ausbreitungsrechnung (RDM)	28
3.6 Projekt MEMO²	28

4	AUSTAUSCH MIT VERTRETER:INNEN DER ERDÖL- UND ERDGASINDUSTRIE.....	30
5	AUSBLICK.....	31
6	LITERATURVERZEICHNIS.....	32

ZUSAMMENFASSUNG

Das Projekt hat gezeigt, dass im Rahmen der Österreichischen Luftschadstoff-Inventur (OLI) alle flüchtigen Methanemissionen des Öl- und Gassektors in Österreich den relevanten, internationalen Berichtspflichten konform berechnet werden und alle wesentlichen Quellen nach den IPCC GL 2006 abgedeckt sind.

- mangelnde Vergleichbarkeit*** Der Vergleich von Berechnungsmethoden mit anderen Ländern ist – durch die teils sehr unterschiedlichen Methodiken und länderspezifischen Gegebenheiten – nur bedingt möglich. So wird in Österreich z.B. die Erdöl-, Erdölgas- und Erdgasproduktion gemeinsam gemeldet, was in den Vergleichsländern nicht der Fall ist, wodurch die Emissionsfaktoren nicht vergleichbar sind. Es kann jedoch festgehalten werden, dass sich in jenen Unterkategorien, in denen ein Vergleich möglich war (Erdgaslager, Transmission), die österreichische Methodik zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen nicht wesentlich von der in den Vergleichsländern angewandten Methodik unterscheidet. Auch die verwendeten Emissionsfaktoren bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung.
- veraltete Emissionsfaktoren*** Für die Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Erdöl-, Erdgas- und Erdölgasproduktion sowie der Erdgastransmission, -speicherung und -verteilung in Österreich werden im Berechnungsmodell aktuell veraltete Emissionsfaktoren herangezogen. Die Verwendung neuerer Emissionsfaktoren zur Abschätzung dieser Quellen würde eine realitätsnähere Einschätzung der tatsächlich entstehenden flüchtigen Methanemissionen ermöglichen.
- Umgang mit erwarteten Berichtspflichten*** Bei der Aktualisierung sollten die Anforderungen neu einzuführender Berichtspflichten (EU Methan Strategie und damit zusammenhängendes methan accounting and reporting, EK 2020) an die Betreiber sowie die zu erwartenden Berichtsformate der aktuellen EU-Methanstrategie berücksichtigt werden. Es wäre erstrebenswert auf internationaler Ebene das methan accounting and reporting im Rahmen der EU Methan Strategie mit den Berichtspflichten der Treibhausgas-Emissionen zu harmonisieren.
- Diskrepanzen OLI, GAINS, EDGAR*** Bottom-up-Berechnungsmodelle wie GAINS und EDGAR schätzen die flüchtigen Methanemissionen höher ein als die von der OLI berichteten flüchtigen Methanemissionen. Ein Grund dafür ist die Annahme von Venting im GAINS-Modell, die aber in Österreich nicht in dieser Form stattfinden. Zur Abklärung der höheren Abschätzung flüchtiger Methanemissionen im EDGAR-Modell bedarf es noch eines detaillierteren Austausches mit den für die Modellierung Verantwortlichen.
- Messverfahren zur Bestimmung von VOC*** Messverfahren zur Bestimmung der Emissionen von VOC aus diffusen Quellen sind in der ÖNORM EN 17628 beschrieben. Die Verfahren ergänzen einander und müssen in Abhängigkeit vom Messziel ausgewählt werden. Während mit optischen Gasdetektionskameras Emissionsquellen gut lokalisiert werden können, sind für die Quantifizierung von flüchtigen Emissionen zusätzliche Messmethoden in Verbindung mit meteorologischen Daten (Windmessungen) erforderlich.

Durch den fachlichen Austausch mit Vertreter:innen der Industrie kann eine zukünftige fachliche Zusammenarbeit die Qualität des OLI-Berechnungsmodells absichern und Unsicherheiten in der Berechnung auf beiden Seiten minimieren.

SUMMARY

The project has shown that within the framework of the Austrian emissions inventory (OLI) all fugitive methane emissions from the oil and gas sector in Austria are calculated in conformity with the relevant international reporting obligations and that emissions are estimated for the the major sources according to the 2006 IPCC Guidelines.

A comparison of calculation methods with other countries was conducted, though this can only be interpreted to a limited extent due to the different methodologies and country-specific circumstances. In Austria, for example, petroleum, petroleum gas and natural gas production are reported together, which is not the case in the comparison countries, which means that the emission factors are not comparable. However, it can be stated that in those subcategories where a comparison was possible (natural gas storage, transmission), the Austrian methodology for calculating fugitive methane emissions does not differ significantly from the methodology used in the comparison countries. The emission factors used are also of a similar order of magnitude.

For the calculation of fugitive methane emissions from crude oil, natural gas and petroleum gas production as well as natural gas transmission, storage and distribution in Austria, the calculation model currently uses outdated emission factors. The use of newer emission factors to estimate these sources would enable a more realistic estimate of the fugitive methane emissions of recent years.

The update should take into account the requirements of newly introduced reporting obligations (EU Methane Strategy and related methane accounting and reporting, EC 2020) for operators as well as the expected reporting formats of the current EU Methane Strategy. It would be desirable to harmonise methane accounting and reporting within the framework of the EU Methane Strategy with the reporting obligations for greenhouse gas emissions at the international level.

Independent bottom-up calculation models such as GAINS and EDGAR estimate fugitive methane emissions for Austria to be higher than the fugitive methane emissions reported in the OLI. One reason is the assumption of venting in the GAINS model, which, however, does not take place in this form in Austria. To clarify the higher estimate of fugitive methane emissions in the EDGAR model, a more detailed exchange with those responsible for the modelling is still needed.

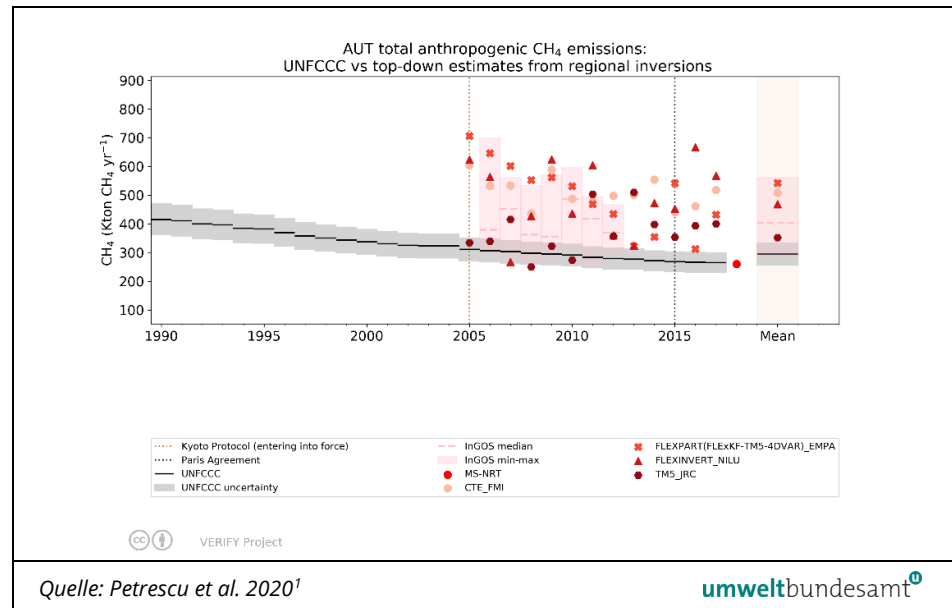
Measurement methods for determining emissions of VOCs from diffuse sources are described in ÖNORM EN 17628. The methods complement each other and must be selected depending on the measurement objective. While emission sources can be well localised with optical gas detection cameras, additional measurement methods in combination with meteorological data (wind measurements) are required for the quantification of fugitive emissions.

Through technical exchange with industry representatives, future technical cooperation can ensure the quality of the OLI calculation model and minimise uncertainties in the calculations at both the industrial facility and national levels.

1 EINLEITUNG

- Wirkung** Methan ist ein hoch klimaschädliches Gas. Im Jahr 2019 trugen Methanemissionen zu der gesamten Treibhausgasbilanz Österreichs (ohne LULUCF) 8 % bei (Umweltbundesamt 2021). Darüber hinaus spielt Methan auf der globalen Skala eine wesentliche Rolle bei der Bildung von bodennahem Ozon und beeinflusst die Immissionstrends auf der Nordhemisphäre und in Europa.
- Inventurschätzung** Abgesehen von der *Good Practice* (Ipcc 2006) für Emissionsinventuren, das nationale Inventursystem kontinuierlich zu überprüfen und zu verbessern, gibt es Hinweise, dass besonders Methanemissionen einer gründlichen Überprüfung der Inventurmethode unterzogen werden sollen. Die Inventurschätzungen für Methanemissionen sind wesentlich unsicherer als jene für Kohlendioxid (für die österreichischen Methanemissionen 2019 wurde eine Unsicherheit von +/-23,3 % berechnet).
- Bei der Förderung (aktive und bereits stillgelegte Bohrlöcher), Verarbeitung und Lagerung wie auch beim Transport von Erdgas, Erdöl und Erdölgas entweicht Methan in die Atmosphäre. Diese Emissionen werden in der nationalen Treibhausgasinventur im CRF-Sektor 1.B.2 abgeschätzt.
- Menge systematisch unterschätzt** Wissenschaftliche Studien deuten darauf hin, dass fossile Methanquellen auf der globalen Skala systematisch unterschätzt werden. In Arbeiten von Forschungsgruppen (publiziert im Fachjournal *Nature*) wurden langzeitige Trends in der Isotopensignatur von Methan in Eisbohrkernen und in der Atmosphäre analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die globalen Methanemissionen fossilen Ursprungs aktuell um 20-60 % (Schwietzke, S. et al.) beziehungsweise 25-40 % (Hmiel et al. 2020) unterschätzt werden. Ob diese sektorale Unterschätzung generell weltweit besteht oder nur von akuten, regionalen Unterschätzungen in den nationalen Inventuren geprägt wird, lässt sich aus den beiden Studien jedoch nicht ableiten.
- Inversschätzungen über Inventuren** Zudem deuten die Ergebnisse aus dem aktuellen VERIFY-Projekt darauf hin, dass Methanemissionen der EU und Österreichs eventuell unterschätzt sind. Im Rahmen des Projektes VERIFY wurden mittels unterschiedlicher regionaler Inversmodellierungsverfahren die Methanemissionen der EU und der EU Mitgliedsstaaten berechnet, ausgehend von atmosphärischen remote und in situ Methanmessungen (Petrescu et al.). Trotz der großen Bandbreite an Schätzungen aus dem Ensemble lieferten die Inversschätzungen tendenziell deutlich höhere Methanemission als die an die UNFCCC berichteten Inventuren (Abbildung 1-1).

Abbildung 1-1:
In der österreichischen Treibhausgasinventur berichtete Methanemissionen (schwarze Linie mit Unsicherheiten in grau) im Vergleich zu Schätzungen verschiedener regionaler Inversmodellierungsverfahren.



flüchtige Emissionen entdeckt

In Bezug auf die eventuelle Unterschätzung von Methanquellen hat jüngst die Umweltschutzorganisation Greenpeace (Greenpeace 2020) auf flüchtige Methanemissionen an österreichischen Öl- und Gas-Standorten (lokal ermittelt mittels optischer Gasetektion) aufmerksam gemacht.

Ziel der Studie

Im diesem Kontext führt die vorliegende Studie *Flüchtige Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in der nationalen Treibhausgasinventur: Analyse und Ausblick* eine erste Überprüfung der Inventurberechnungen von flüchtigen Methanemissionen aus der österreichischen Öl- und Gas-Industrie durch. Im Zuge der vorliegenden Arbeit sollen verfügbare nationale und internationale Daten und Grundlagen zur Thematik betrachtet werden und es soll erörtert werden, welche Methoden zur Abschätzung der CH₄-Emissionen in der österreichischen Treibhausgasinventur im Bereich Diffuse Emissionen der Gasinfrastruktur angewandt werden und wo und wie diese verbessert werden können bzw. sollen.

Analyse der nationalen Berechnung

In einem ersten Arbeitsschritt wird die derzeitige nationale Berechnung für flüchtige Methanemissionen aus Förderung, Lagerung, Nutzung und Transport von Erdgas in Österreich analysiert und ein Kontext zu vergleichbaren Ländern hergestellt, auch um Verbesserungspotenzial zu identifizieren.

Evaluierung Datenlage und Messverfahren

Im Anschluss daran wird die aktuelle Datenlage anhand von aktuellen Studien, den Ergebnissen internationaler Projekte für diesen Bereich sowie Messtechniken zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen der Gasinfrastruktur evaluiert. Weiters wird eine Analyse der potenziell großen, flüchtigen Methanquellen innerhalb der österreichischen Gasinfrastruktur auf Basis der sektoralen Aufteilung flüchtiger Methanemissionen in der Österreichischen Treibhausgasinven-

¹ <https://doi.org/10.5194/essd-2020-367>

tur durchgeführt. Ebenso werden Messverfahren zur quellnahen und quellfernen Messung der Konzentration von Methan in der Außenluft und ihre Anwendbarkeit auf die verschiedenen Fragestellungen behandelt.

2 NATIONALE UND INTERNATIONALE BERECHNUNGSMETHODEN

Einschätzung der Genauigkeit der Berechnungsmethodik

Eine Analyse der gegenwärtigen nationalen und internationalen Berechnungsmethoden der Methanemissionen aus Förderung, Lagerung, Nutzung und Transport von Erdgas soll eine Einschätzung der Genauigkeit der Methodik berichteter flüchtiger Methanemissionen in Österreich ermöglichen. Der internationale Vergleich zeigt erstes Verbesserungspotenzial und mögliche neue Datenquellen auf, die für die Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der österreichischen Gasinfrastruktur genutzt werden können. Zusätzlich zu diesem Ländervergleich werden diese spezifischen sub-sektoralen CH₄-Emissionen aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI) mit jeweiligen Angaben aus verfügbaren unabhängigen Emissionsdatensätzen verglichen (nach Verfügbarkeit z. B. aus den GAINS-, EDGAR- und CAMS-Modellen).

2.1 Nationale Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Österreich

In der österreichischen Treibhausgasinventur werden Methanemissionen der Gasinfrastruktur aus folgenden Quellen berichtet (Umweltbundesamt 2021):

*Tabelle 2-1:
Übersicht berichteter Methanemissionen aus der Erdgasinfrastruktur in Österreich.*

Ipcc-Kategorie	Status
	CH ₄
1.B.2.b Erdgas	
1 Exploration	inkludiert in 1.B.2.b.2 (Erdgasproduktion)
2 Produktion	✓
3 Verarbeitung	keine Methanemissionen aus dieser Quelle
4 Transmission und Speicherung	✓
5 Verteilung	✓
6 Andere	keine anderen Methanemissionsquellen in Österreich
1.B.2.c Entlüftung / Abfackelung	inkludiert in berichteten Methanemissionen der Erdölraffinerie

Die Einteilung der Kategorien in der OLI folgt dabei den Ipcc 2006 Guidelines (Ipcc 2006), wie in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

*Tabelle 2-2:
Übersicht der Kategorien
flüchtiger Methanemissi-
onen aus der Gasinfra-
struktur.*

Ipcc-Code	Kategorie	Beschreibung
1.B.2.b.1	Exploration	Flüchtige Emissionen (ausgenommen Entlüftung und Abfackelung) von Gasbohrungen, Gestänge-tests und Fertigstellung von Bohrlöchern.
1.B.2.b.2	Produktion	Flüchtige Emissionen (ausgenommen Entlüftung und Abfackelung) vom Gasbohrlochkopf bis zum Einlass von Gasaufbereitungsanlagen oder, wenn keine Verarbeitung erforderlich ist, zu den Verbindungspunkten an Gasübertragungssystemen. Dies schließt diffuse Emissionen im Zusammenhang mit der Wartung von Bohrlöchern, der Sammlung und Verarbeitung von Gas und den damit verbundenen Aktivitäten zur Entsorgung von Abwasser und Sauer gas ein.
1.B.2.b.3	Verarbeitung	Flüchtige Emissionen (ausgenommen Entlüftung und Abfackelung) aus Gasaufbereitungsanlagen.
1.B.2.b.4	Transmission und Speicher	Flüchtige Emissionen von Systemen, die zum Transport von verarbeitetem Erdgas zum Markt verwendet werden (d. h. zu industriellen Verbrauchern und Erdgasverteilungssystemen). Flüchtige Emissionen aus Erdgasspeichersystemen sollten ebenfalls in dieser Kategorie inkludiert werden. <i>Emissionen aus Förderanlagen von Flüssiggas in Gasfernleitungsnetzen sollten in der Erdgasaufbereitung berichtet werden (Sektor 1.B.2.b.3). Flüchtige Emissionen im Zusammenhang mit der Übertragung von Erdgaskondensaten sollten unter Kategorie 1.B.2.a.3 berichtet werden.</i>
1.B.2.b.5	Verteilung	Flüchtige Emissionen (ausgenommen Entlüftung und Abfackelung) aus der Verteilung von Erdgas an Endverbraucher.
1.B.2.b.6	Andere	Flüchtige Emissionen aus Erdgassystemen (ausgenommen Entlüftung und Abfackelung) werden in den oben genannten Kategorien nicht anderweitig berücksichtigt. Dies kann Emissionen aus Bohrlöchausbrüchen und Rohrleitungsbrüchen oder Ausgrabungen umfassen.
1.B.2.c.1.ii	Entlüftung	Emissionen aus der Entlüftung von Erdgas- und Abgas- / Dampfströmen in Gasanlagen.
1.B.2.c.2.ii	Abfackelung	Emissionen aus der Abfackelung von Erdgas- und Abgas- / Dampfströmen in Gasanlagen.

Methoden der Ipcc 2006 Guidelines

Die Ipcc 2006 Guidelines unterscheiden folgende drei Stufen der Emissionsberechnung:²

Tier 1: Dies ist die einfachste Methode, um Emissionen einer bestimmten Kategorie zu berechnen; dabei werden Standardemissionsfaktoren mit Aktivitätsdaten multipliziert, um den Wert zu ermitteln.

² https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_1_Ch1_Introduction.pdf

Tier 2: Generell wird zur Berechnung der Emissionen der jeweiligen Kategorie dieselbe Methode wie in Tier 1 verwendet, jedoch werden statt Standardemissionsfaktoren länderspezifische Emissionsfaktoren und spezifischere Aktivitätsdaten für die Berechnung verwendet.

Tier 3: Bei dieser Methode werden länder- oder anlagenspezifische Emissionsfaktoren sowie spezifische Aktivitätsdaten verwendet, um die Emissionen einer bestimmten Kategorie zu bestimmen.

2.1.1 Emissionsfaktoren der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Österreich

Tabelle 2-3 gibt einen Überblick der verwendeten Emissionsfaktoren zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Österreich.

*Tabelle 2-3:
Verwendete Emissionsfaktoren zur Berechnung der Methanemissionen aus der österreichischen Gasinfrastruktur.*

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
1.B.2.b.2	Öl und Gasproduktion	0.0026	t CH ₄ /t produziertes Öl und Gas	Tier 1 Emissionsfaktor 'Methods for estimating atmospheric emissions from E&P operators' 1994, Tabelle 4.2, S21 ³ Erdölgasdichte 1 t/1000m ³ Erdgasdichte 0.8 t/1000m ³
1.B.2.b.4	Transmission und Lager			
	Lager	0.21	t CH ₄ /a.1.000.000 m ³ Erdgas	Die Emissionsfaktoren wurden der Studie Life Cycle Inventory "Erdgasbereitstellung Austria – Update 2010" (Wartha C. 2011) entnommen
	Transmission	0.39	t CH ₄ /a.km	

³ INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (2011): Petroleum industry guidelines for reporting greenhouse gas emissions, 2nd Edition, OGP Report Number 446, International Association of Oil & Gas Producers.

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
1.B.2.b.5	Verteilung			
	Stahlleitungen	0.02523294	t CH ₄ /a.km	
	Kunststoffleitungen	0.01261647	t CH ₄ /a.km	
	Duktile Gussleitungen	0.700915	t CH ₄ /a.km	Die Emissionsfaktoren wurden der Studie „Life cycle inventory Austria 2000 – Review“ (Wartha, C. 2005) entnommen
	Graugussleitungen	0.89206741	t CH ₄ /a.km	
	Sonstige Leitungen	0.02523294	t CH ₄ /a.km	
	Hausanschlüsse	7.0092E-05	t CH ₄ /a.Anzahl	

Flüchtige Methanemissionen, die bei der Produktion aus Erdgas, Erdöl und Erdöl entstehen, werden mit einem Tier 1-Emissionsfaktor der International Association of Oil and Gas Producers aus dem Jahr 1996 berechnet.

Die flüchtigen Methanemissionen aus Transmission, Speicherung und Verteilung werden mit österreichspezifischen (Tier 2-) Emissionsfaktoren aus den Jahren 2005 bzw. 2010 berechnet.

2.1.2 Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Österreich

Im Jahr 2019 stammen 0,4 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Österreich aus dem Sektor der flüchtigen Emissionen, was neben den Emissionen aus dem Gasnetz auch die Emissionen aus Kohlelagerung und Erdöl miteinschließt.

Aufspaltung nicht möglich

Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur haben einen Anteil von knapp 0,3 % an den gesamten Treibhausgasemissionen in Österreich. Dabei muss beachtet werden, dass die berichteten Emissionen aus der Produktion neben flüchtigen Emissionen aus der Erdgasproduktion auch die flüchtigen Methanemissionen aus der Erdöl- sowie Erdölproduktion beinhalten. Erdöl, Erdöl und Erdgas werden in Österreich gemeinsam produziert, daher ist eine Aufspaltung in die einzelnen Komponenten nicht möglich. Der derzeit angewandte Emissionsfaktor zur Ermittlung der Methanemissionen berücksichtigt nicht nur die Methanemissionen der Erdgasproduktion, sondern auch jene der Erdöl- sowie Erdölproduktion.

Abbildung 2-1:
Prozentueller Anteil von
Produktion, Transmis-
sion und Lager sowie der
Verteilung von Erdgas zu
den Methanemissionen
der österreichischen
Gasinfrastruktur 2019.

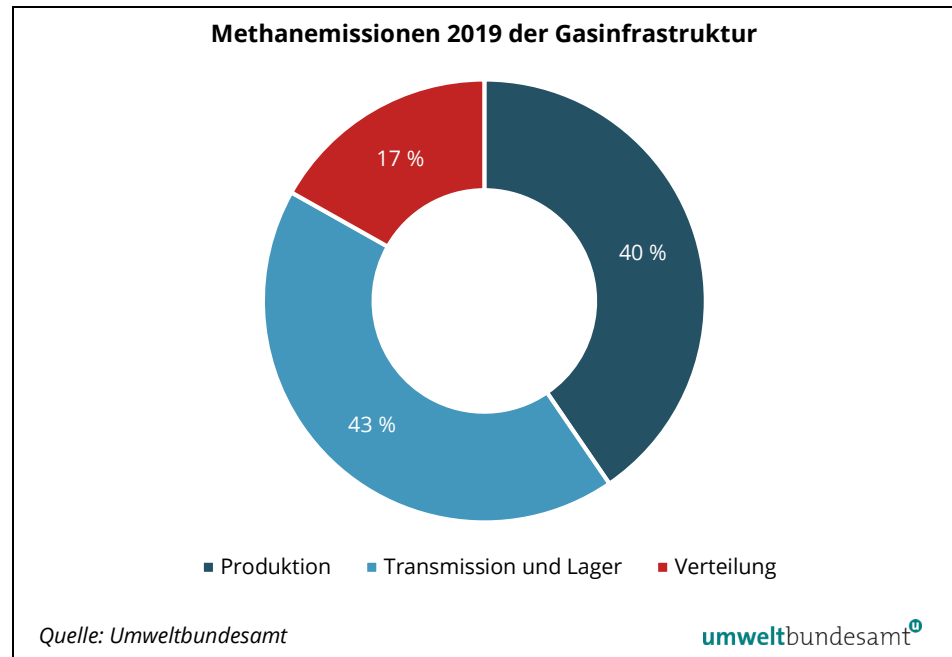


Abbildung 2-1 zeigt die Aufteilung der berichteten Methanemissionen der Gasinfrastruktur im Jahr 2019. Insgesamt wurden in dieser Kategorie 8,8 kt Methan berichtet, davon entfallen 40 % (3,6 kt) auf die Produktion, 43 % (3,8 kt) auf Transmission und Lager (74 % davon entstehen bei Transmission, 26 % bei der Erdgaslagerung) und 17 % (1,5 kt) auf die Verteilung.

2.2 International verwendete Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen

Vergleich der Emissionen aus Transmission

Für einen internationalen Vergleich wurde erhoben, welche Länder einen ähnlich hohen Anteil an Transmissionsemissionen vorweisen, da diese Kategorie den größten Anteil (siehe Abbildung 2-1) an den Methanemissionen der Gasinfrastruktur aufweist (knapp gefolgt vom Bereich Produktion). Deutschland, Tschechien, Slowakei und Slowenien wurden als jene Länder identifiziert, die ein mit Österreich vergleichbares Transitnetz an Erdgas haben; aus diesem Grund wurden die von diesen Ländern verwendeten Emissionsfaktoren – soweit verfügbar – erhoben.

2.2.1 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Deutschland

Emissionsfaktoren Deutschland

Tabelle 2-4 gibt einen Überblick der verwendeten Emissionsfaktoren zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Deutschland (Umweltbundesamt 2020).

*Tabelle 2-4:
Verwendete Emissions-
faktoren zur Berechnung
der Methanemissionen
in der deutschen
Gasinfrastruktur.*

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Methode
1.B.2.b.1	Gasexploration	IE		
1.B.2.b.2	Gasproduktion	0,08	g/m ³	Tier 2
1.B.2.b.3	Verarbeitung	0,04	kg/1000 m ³	Tier 2
1.B.2.b.4	Transmission und Lager			
	Hochdruckfernleitung	159	kg/km	Tier 3
	Verdichter	30.229	m ³ /MW	Tier 2
	Schieberknoten	46.845	m ³ /Anzahl	Tier 2
	Gasdruckregel(mess-)anlagen	764	m ³ /Anzahl	Tier 2
	Kavernenspeicher	0,05	kg/1000 m ³	Tier 2
	Porenspeicher	0,05	kg/1000 m ³	Tier 2
1.B.2.b.5	Verteilung			
	Niederdruck aus Stahl und dukt. Guss	372	kg/km	Tier 3
	Niederdruck aus Kunststoff	51	kg/km	Tier 3
	Niederdruck aus Grauguss	445	kg/km	Tier 3
	Mitteldruck aus Stahl und duktilem Guss	207	kg/km	Tier 3
	Mitteldruck aus Kunststoff	28	kg/km	Tier 3
	Hochdruck aus Stahl und duktilem Guss	62	kg/km	Tier 3
	Hochdruck aus Kunststoff	0,3	kg/km	Tier 3
	Obertagespeicher	5	kg/1000 m ³	Tier 2
	Gasdruckregel(mess-)anlagen	256	kg/Anzahl	Tier 2
	Erdgasfahrzeuge	0,33	kg/Fahrzeug	Tier 2
1.B.2.b.6	Sonstige Leckagen			
	Anzahl und Armaturen in Haushalten und Kleinverbrauchern	2	m ³ /Anzahl	Tier 2
	Armaturen in Industrieanlagen	0,4	m ³ /1000 m ³	Tier 2

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Methode
1.B.2.c	Abfackelung und Entlüftung			
	Fackelemissionen bei der Erdgasförderung	bereits in der Kategorie Förderung enthalten		
	Fackelemissionen an Raffinerien (Normalbetrieb)	0,225	g/t	Tier 2
	Fackelemissionen an Raffinerien (Abfackelungs-Störung)	0,095	g/t	Tier 2

2.2.2 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Slowakei

Emissionsfaktoren Slowakei

Tabelle 2-5 gibt einen Überblick der verwendeten Emissionsfaktoren zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in der Slowakei (Slovak Republic 2020).

*Tabelle 2-5:
Verwendete Emissionsfaktoren zur Berechnung der Methanemissionen in der slowakischen Gasinfrastruktur.*

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Methode
1.B.2.b.2	Produktion	2,30-03	Gg/1.000.000 m ³	Tier 1
1.B.2.b.3	Verarbeitung	1,03-03		
1.B.2.b.4	Transmission	4,80-04		
1.B.2.b.5	Verteilung	1,10-03		
	Lagerung	2,50-04		
1.B.2.c.1.2	Entlüftung	7,60-07		
1.B.2.c.2.2	Abfackelung	1,20-06		

2.2.3 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Slowenien

Emissionsfaktoren Slowenien

Tabelle 2-6 gibt einen Überblick der verwendeten Emissionsfaktoren zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Slowenien (Republic of Slovenia 2020).

*Tabelle 2-6:
Verwendete Emissionsfaktoren zur Berechnung der Methanemissionen in der slowenischen Gasinfrastruktur.*

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
1.B.2.b.2	Produktion			
	Flüchtige Emissionen	1,34	g/m ³	2006 Ipcc Guidelines, Tabelle 4.2.4., Durchschnitt
	Abfackelung	0,00076	g/m ³	

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
1.B.2.b.4	Transmission			
	Flüchtige Emissionen	0,066	g/m ³	2006 Ipcc Guidelines, Tabelle 4.2.4., unterer Wert
	Abfackelung	0,044	g/m ³	
1.B.2.b.5	Verteilung	1,1	g/m ³	

Für die Erdgastransmission und -verteilung in Slowenien wurden die Standardwerte aus den Ipcc Guidelines 2006, Tabelle 4.2.4 für Industrieländer, verwendet, mit Ausnahme der Berechnung der CH₄-Emissionen aus der Erdgastransmission, für die ein Intervall von Tier 1-Emissionsfaktoren verfügbar ist. In diesen Fällen wurde die Länge der in jedem Zeitraum gebauten Übertragungsleitungen berücksichtigt (siehe Tabelle 3.3.13, NIR).

2.2.4 Berechnung der Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur – Tschechien

Emissionsfaktoren Tschechien

Tabelle 2-7 gibt einen Überblick der verwendeten Emissionsfaktoren zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Gasinfrastruktur in Tschechien (Ministry of the Environment of the Czech Republic & Czech Hydrometeorological Institute 2020).

*Tabelle 2-7:
Verwendete Emissionsfaktoren zur Berechnung der Methanemissionen in der tschechischen Gasinfrastruktur.*

Ipcc-Code	Kategorie	Emissionsfaktor	Einheit	Methode
1.B.2.b.2	Produktion	38,14	t CH ₄ /PJ	Tier 2
1.B.2.b.4	Transmission	3,92		
	Lagerung	3,97		
1.B.2.b.5	Verteilung	126,92		

2.3 Vergleich österreichischer Emissionsfaktoren im internationalen Kontext

2.3.1 Erdgasproduktion

direkter Vergleich nicht möglich

In Österreich werden in der Kategorie 1.B.2.b.2 Produktion die flüchtigen Methanemissionen aus der gemeinsamen Erdöl-, Erdgas- und Erdölgasproduktion zusammen berichtet. Diese werden in den anderen Ländern nach Erdölproduktion und Erdgasproduktion getrennt berechnet, daher ist ein internationaler Vergleich der Emissionsfaktoren für diese Kategorie nicht direkt möglich. Auch

die Ipcc 2006 Guidelines bieten für diesen Sonderfall keinen vorgegeben Tier 1-Emissionsfaktor, der einen Vergleich zulässt.

Der verwendete Emissionsfaktor für die Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus dieser Kategorie stammt aus dem Jahr 1996.

2.3.2 Transmission und Lager

2.3.2.1 Erdgaslager

Tabelle 2-8 zeigt den Vergleich der angewandten Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen aus Erdgaslagern. In den nationalen Inventurberichten von Slowenien und Tschechien sind keine Angaben zu den verwendeten Emissionsfaktoren dieser Kategorie zu finden.

Höchster Faktor in Österreich

Österreich verwendet hier den höchsten Emissionsfaktor zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen, der aus der Studie „Life Cycle Inventory Erdgasbereitstellung Austria – Update 2010“ (Wartha 2011) stammt. Deutschland berechnet die Methanemissionen dieser Quelle mit einem deutlich niedrigeren Emissionsfaktor (Umweltbundesamt 2020). Die Methodik ist – wie in Österreich – landesspezifisch und beruht auf einer Expert:inneneinschätzung, wogegen die Slowakei den allgemeinen Emissionsfaktor der Ipcc 2006 Guidelines anwendet.

*Tabelle 2-8:
Vergleich der Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen aus Erdgaslager.*

Land	Emissionsfaktor [t CH ₄ /a.1.000.000 m ³ Erdgas]	Methodik
Österreich	0,21	Tier 2
Deutschland	0,05	Tier 2
Slowakei	0,025	Tier 1; Ipcc Guidelines 2006
Slowenien	k.A.	-
Tschechien	k.A.	-

2.3.2.2 Transmission

Vergleichbarkeit herstellen

Flüchtige Methanemissionen aus der Kategorie Transmission werden in Österreich mit einem Tier 2-Emissionsfaktor einer nationalen Studie (Wartha 2011) berechnet. Um einen Vergleich der Emissionsfaktoren mit anderen Ländern zu ermöglichen, wird in Tabelle 2-9 der Österreichische Emissionsfaktor einerseits in Tonnen CH₄/1.000.000 m³ Erdgas, sowie in Tonnen CH₄/km Pipeline Länge angegeben. Der Emissionsfaktor dieser Studie schließt neben Methanverlusten aus Hochdruckleitungen auch flüchtige Methanemissionen von Verdichtern, Verschiebeknoten und Gasdruckregelanlagen mit ein. Daher ist ein Vergleich mit dem deutschen Emissionsfaktor für Transmission nur bedingt möglich, da in der deutschen Inventur flüchtiger Methanemissionen diese Komponenten einzeln berechnet werden.

mit Deutschland nicht vergleichbar Deutschland wendet zur Berechnung der Transmissionsverluste zum einen eine Tier 3-Methode an (km Pipelinelänge für Hochdruckfernleitungen), zusätzlich aber auch eine Tier 2-Methode für die Berechnung der flüchtigen Methanverluste aus Verdichtern, Schieberknoten und Gas-Druckregel(mess)anlagen. Ein Vergleich mit den in Deutschland angewendeten Emissionsfaktoren zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Transmission ist nicht möglich, da Deutschland zusätzliche Quellengruppen zur Berechnung heranzieht.

Vergleich Slowakei und Slowenien Die Slowakei und Slowenien berechnen die flüchtigen Methanemissionen dieser Quelle mit einem Tier 1-Emissionsfaktor der Ipcc 2006 Guidelines (die Slowakei wendet das obere Limit der vorgegebenen Bandbreite, Slowenien das untere Limit an). Dieser liegt höher als der in Österreich verwendete Emissionsfaktor.

Vergleich Tschechien Tschechien verwendet einen deutlich niedrigeren Emissionsfaktor, um die Methanemissionen der Transmission zu berechnen. Um einen Vergleich mit dem in Österreich angewendeten Emissionsfaktor zu ermöglichen, wurde der tschechische Emissionsfaktor mit einem Umrechnungsfaktor von 1 PJ/320.000.000 m³ Erdgas konvertiert.

Tabelle 2-9:
Vergleich der Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen aus Transmission.

Quellen- gruppe	Einheit	Emissionsfaktor				
		Österreich	Deutschland	Slowakei	Slowenien	Tschechien
Erdgas- durchsatz	t CH ₄ / 1.000.000 m ³ Erdgas	0,06		0,48	0,066	0,01225
km Pipe- linelänge	t CH ₄ /a.km	0,39	0,159			
Verdichter	m ³ /MW		30,23			
Schieber- knoten	m ³ /Anlage		46,85			
Gasdruckre- gel(mess)- anlagen	m ³ /Anlage		764,0			

2.3.3 Erdgasverteilung

Berechnungsmethodik für Österreich Österreich verwendet zur Berechnung der flüchtigen Methanemissionen aus der Erdgasverteilung einen Tier 2-Emissionsfaktor, Deutschland einen Tier 3-Emissionsfaktor, der das Material der eingesetzten Leitungsrohre berücksichtigt und die Methanemissionen dieser Quelle pro km Pipelinelänge des jeweiligen Materials berechnet (Tabelle 2-10). In Österreich stammen die verwendeten Emissionsfaktoren aus der Life Cycle Inventory "Erdgasbereitstellung Austria – Update 2010", in Deutschland wurden sie anhand von Expertenschätzungen erhoben.

Die Standard-Emissionsfaktoren der Ipcc 2006 Guidelines werden in kt CH₄/1.000.000 m³ Erdgasdurchsatz angegeben, die das jeweilige Material nicht berücksichtigen.

Materialabhängiger Emissionsfaktor

Im Österreich werden die flüchtigen Methanemissionen aus Stahl- und duktilen Gussleitungen separat berechnet. Im Gegensatz dazu gibt Deutschland einen gemeinsamen Emissionsfaktor für beide Materialien an. Um einen Vergleich zu ermöglichen, wurde ein implizierter Emissionsfaktor (IEF) für Österreich von 0,22 t CH₄/km Pipelinelänge für beide Materialien errechnet (siehe Tabelle 2-10).

In Österreich bestanden im Jahr 2019 84 % der Verteilungsrohre aus Kunststoff, die – im Vergleich zu Rohren anderer Materialien – einen sehr geringen Emissionsfaktor für flüchtige Emissionen aufweisen.

Tabelle 2-10: Vergleich der materialabhängigen Emissionsfaktoren flüchtiger Methanemissionen aus dem Verteilungsnetz in Österreich und Deutschland.

Material	Emissionsfaktor [t CH ₄ /a.km]	
	Österreich	Deutschland
Stahlleitungen	0,03	keine Angabe
Kunststoffleitungen	0,01	0,05
Duktile Gussleitungen	0,701	keine Angabe
Graugussleitungen	0,89	0,45
Sonstige Leitungen	0,025	keine Angabe
Hausanschlüsse	0,00007	keine Angabe
Niederdruck aus Stahl und duktilem Guss	0,22 (IEF)	0,37

Gegenüberstellung Emissionsfaktoren

In Tabelle 2-11 sind die Emissionsfaktoren flüchtiger Methanemissionen aus der Erdgasverteilung angeführt. Alle drei Länder berechnen ihre Methanemissionen mittels Gasdurchsatz, das Material der Rohre wird dabei nicht berücksichtigt, wodurch eine Gegenüberstellung mit den in Österreich und Deutschland verwendeten Emissionsfaktoren nicht zielführend ist. Slowenien und die Slowakei wenden dabei einen Tier 1-Ansatz mit Emissionsfaktoren der Ipcc 2006 Guidelines an, Tschechien verwendet einen Tier 2-Ansatz mit einem Emissionsfaktor einer nationalen Studie aus dem Jahr 1997.

Um einen Vergleich der angewendeten Emissionsfaktoren zu ermöglichen, wurde der tschechische Emissionsfaktor mit einem Umrechnungsfaktor von 1 PJ/320.000.000 m³ Erdgas konvertiert.

Tabelle 2-11:
Vergleich der Emissionsfaktoren für flüchtige Methanemissionen in der Slowakei, Slowenien und Tschechien.

Land	Emissionsfaktor [t CH ₄ /1.000.000 m ³ Erdgas]	Methodik
Slowakei	1,1	Tier 1; Ipcc Guidelines 2006
Slowenien	1,1	Tier 1; Ipcc Guidelines 2006
Tschechien	0,000039	Tier 2

2.3.4 Vergleich mit unabhängigen Schätzungen österreichischer flüchtiger Methanemission

Die flüchtigen Methanemissionen der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI) wurden mit entsprechenden Schätzungen aus den globalen und regionalen Emissionsdatensätzen *Emissions Database for Global Atmospheric Research* (EDGAR⁴) und *Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies* (GAINS⁵) verglichen (Tabelle 2-12). Diese Modelle berechnen Emissionen mit zum Teil unterschiedlichen Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren; Diskrepanzen müssen daher genau analysiert werden. Die zwei Datensätze unterscheiden sich jedenfalls in ihren Schätzungen von flüchtigen Methanemissionen für Österreich. Allerdings ist auch erkennbar, dass die Abschätzungen beider Modelle höher liegen als die aktuellsten berichteten flüchtigen Methanemissionen der österreichischen Treibhausgasinventur (OLI, Sektor 1B).

Untersuchung der Diskrepanzen empfehlenswert

Um die Diskrepanzen zu untersuchen, wäre ein formeller Austausch mit den ExpertInnen von Joint Research Centre (EDGAR) und IIASA (GAINS) zu empfehlen. Eine Diskussion darüber, welche Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren in EDGAR und GAINS angewendet werden (und warum), wäre hilfreich, um zu beurteilen, ob und wie die OLI-Methoden verbessert werden können.

Im Zuge dieses Projekts konnte im Austausch mit KollegInnen des Joint Research Centre und der IIASA festgestellt werden, dass GAINS bei den Berechnungen annimmt, dass ein Anteil von Erdöl in der Raffinerie doch entlüftet wird und dass die flüchtigen Emissionen bei der Ölproduktion, -verarbeitung und -transmission bzw. -speicherung leicht höher sind, als Österreich in der OLI berichtet. Im Gegensatz dazu nimmt EDGAR an, dass in Österreich keine Entlüftung oder Abfackelung stattfindet. Die Diskrepanz zwischen den berechneten Methanemissionen von Erdöl und Erdgas der OLI und den Methanemissionen, die im Zuge des EDGAR-Projekts abgeschätzt werden (siehe Tabelle 2-12), konnte innerhalb dieses Projektes nicht abgeklärt werden. Hier bedarf es weiterer fachlicher Abstimmung.

⁴ https://edgar.jrc.ec.europa.eu/dataset_ghg50

⁵ <https://iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/air/GAINS.html>

Tabelle 2-12:
Vergleich der Abschätzung flüchtiger Methanemissionen fossiler Brennstoffe gemäß GAINS, EDGAR und österreichische Luftschadstoffinventur (OLI) in kt CH₄-Emissionen/Jahr.

Quelle	Sektor	Jahr		
		2005	2010	2015
GAINS	1.B.1	0,0006	0,0006	0
GAINS	1.B.2	14,64	15,05	13,87
EDGAR	1.B.1	1,88	1,85	1,80
EDGAR	1.B.2	53,81	62,25	70,24
OLI	1.B.1	0,0054	NO,NA	NO,NA
OLI	1.B.2	11,08	11,37	10,51

Anmerkungen: Sektor 1.B.1 – Kohleabbau und Verarbeitung

Sektor 1.B.2 – Erdöl und Erdgas

NO – „not occurring“ (notation key gem. UNFCCC Reporting GL⁶)

NA – „not applicable“ (notation key gem. UNFCCC Reporting GL⁶)

2.3.5 Zusätzliche Informationen zur österreichischen Erdöl- und Erdgasproduktion

Datenquelle Montan-Handbuch

Detaillierte Statistiken auf Österreich-Ebene zu den Fördermengen sowie Anlagenspezifika (z. B. Bohrlöcher sowie Bohrlochmeter) werden auf jährlicher Basis im Montan-Handbuch (BMLRT 2021) publiziert.

In diesen österreichischen Statistiken erfolgt eine Erhebung der Fördermengen an:

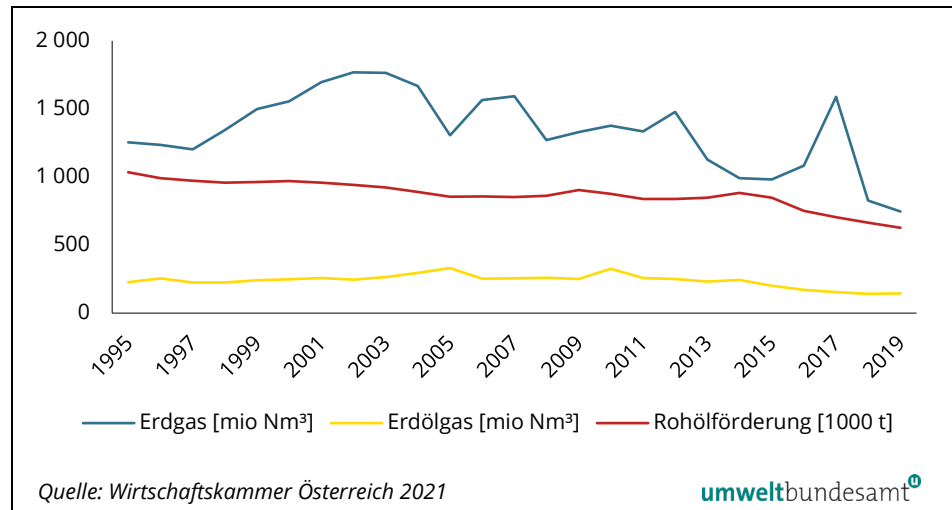
- Rohöl
- Naturgas
- Erdölgas⁷

Abbildung 2-2 zeigt die Entwicklung der Erdgas-, Erdgasöl- und Rohölförderung von 1995 bis 2019. Diese Daten werden dem jährlich publizierten Branchenbericht Mineralölindustrie des Fachverbandes Mineralölindustrie entnommen, welche ebenfalls auf den für das Montan-Handbuch erhobenen Daten basieren.

⁶ <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2013/cop19/eng/10.pdf>

⁷ Erdölgas: Erdölbegleitgas, welches im Zuge der Rohölförderung mitgefördert wird

Abbildung 2-2:
Erdgas-, Erdöl- und
Rohölförderung aus dem
Mineralölbericht.



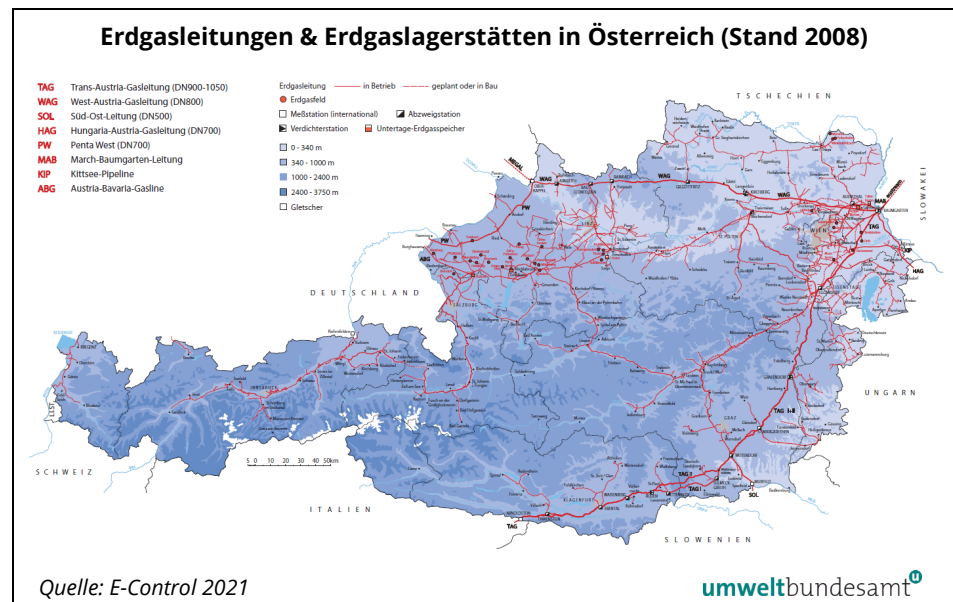
**In Ö tätige
Unternehmen**

Im Segment Erdöl- sowie Erdgasgewinnung sind in Österreich drei Unternehmen tätig:

- OMV Austria Exploration & Production
- RAG Exploration & Production GmbH
- ADX VIE GmbH⁸

Abbildung 2-3 zeigt einen Überblick über die Erdgaslagerleitungen und Erdgaslagerstätten aus dem Jahr 2008 (E-Control 2021). (Diese soll lediglich einen Überblick vermitteln; eine aktuellere Version ist leider nicht erhältlich.)

Abbildung 2-3:
Erdgaslagerleitungen
und Erdgaslagerstätten
in Österreich.



⁸ Mitte des Jahres 2019 erwarb die ADX Energy die Ölfelder Zistersdorf und Gaiselberg in Niederösterreich von der RAG Austria AG (Montan-Handbuch, 2020)

Im Rahmen des Emissionshandels werden in Österreich nur pyrogene CO₂-Emissionen entlang der Produktions- und Verteilketten berichtet. Diese Emissionen werden, sofern sie über dem Schwellenwert von 100.000.000 kg CO₂/Jahr⁹ liegen, auch im PRTR¹⁰ berichtet, oftmals in einer vom Emissionshandelsaggregat abweichenden Form.

⁹ gemäß Anhang 2 PRTR-Verordnung

¹⁰ Europäisches Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregister („Pollutant Release and Transfer Register“)

3 ÜBERSICHT ÜBER MESSVERFAHREN

verfügbare Messverfahren

In der ÖNORM EN 17628 (Entwurf vom 1. Jänner 2021) werden Messverfahren zur Bestimmung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen (VOC) aus diffusen Quellen in die Luft festgelegt. Obwohl der Normentwurf für Nichtmethan-VOC validiert worden ist, sind die Verfahren auch auf Methan anwendbar. Es werden folgende fünf sich ergänzende Verfahren beschrieben:

- Optische Gasdetektion (OGI, englisch: Optical Gas Imaging)
- Differential Absorption Lidar (DIAL)
- Solar Occultation Flux (SOF)
- Tracer-Korrelation (TC, englisch: Tracer Correlation)
- Inverse Ausbreitungsrechnung (RDM, englisch: Reverse Dispersion Modelling)

Je nach Messziel (Erkennung und Lokalisierung einer Emissionsquelle bzw. Quantifizierung der Emissionen) müssen die entsprechenden Verfahren ausgewählt werden.

3.1 Optische Gasdetektion (OGI)

Infrarotfilter

Optische Gasdetektionskameras sind Infrarot-Wärmebildkameras mit einem Spektralfilter, der empfindlich für die Infrarotabsorption von bestimmten Gasen ist. Damit werden Gase wie z. B. Methan auf dem Bildschirm sichtbar. Dieses Verfahren eignet sich v. a. zur Erkennung und genauen Lokalisierung von Emissionsquellen. Die Quantifizierung der Emissionsraten ist mit diesem Verfahren nicht möglich.¹¹

3.2 Differential Absorption Lidar (DIAL)

Laserimpulse von mobilen Plattformen

Beim DIAL-Verfahren werden zwei Laserimpulse mit unterschiedlichen Wellenlängen im Infrarot- und UV-Spektralbereich ausgesandt. Die Wahl der Wellenlängen ist vom Zielgas, dessen Konzentration gemessen werden soll, abhängig. Während die sogenannte On-Wellenlänge vom Gas absorbiert werden soll, soll die sogenannte Off-Wellenlänge nicht oder möglichst wenig vom Zielgas absorbiert werden. Das Konzentrationsprofil des Gases entlang der Laserscanlinie wird durch den Vergleich der On- und Off-Rückstreusignale berechnet.

¹¹ Diese Messmethode wurde von Greenpeace im Rahmen der Messkampagne 2020 herangezogen.

Das DIAL-Messsystem wird auf einer mobilen Plattform verwendet (z. B. Fahrzeug, Flugzeug) und ermöglicht die Erkennung und Lokalisierung von Emissionsquellen in spezifischen Bereichen eines Industriestandorts. In Kombination mit der Erhebung von Winddaten können zudem die Emissionsraten quantifiziert werden. Gemäß dem Entwurf der ÖNORM EN 17628 kann mit diesem Verfahren die räumliche Konzentration von VOCs über einen Bereich von 500 m bis 800 m mit einer räumlichen Auflösung von 10 m bestimmt werden.

3.3 Solar Occultation Flux (SOF)

Infrarot-Intensitätsspektren der Sonne

Die SOF-Methode basiert auf der Messung von Infrarot-Intensitätsspektren der Sonne auf einer mobilen Plattform bzw. einem Fahrzeug. Dazu wird ein mobiles FTIR-Spektrometer¹² mit einem Sonnenfolger verwendet, sodass die Sonne immer als Strahlungsquelle erfasst wird. Üblicherweise wird die Emissionsquelle mit dem Messfahrzeug umfahren, um ein integriertes Konzentrationsprofil der Zielgase aufzunehmen. In Kombination mit Windmessungen können so die Emissionsraten der Quelle(n) ermittelt werden.

Das SOF-Verfahren sowie weitere passive FTIR-Verfahren zur Messung von Gasen sind ausführlich in der VDI 4211:2018¹³ beschrieben.

3.4 Tracer-Korrelation

Vergleich von Tracer- und Quellgas

Das Verfahren der Tracer-Korrelation beruht auf der kontrollierten Freisetzung eines Tracergases wie z. B. Distickstoffmonoxid (N_2O) oder Ethin (C_2H_2) mit einer bekannten Rate. Mit einem mobilen Messsystem werden in Windrichtung sowohl die Konzentration des Tracergases als auch des Quellgases gleichzeitig gemessen. Unter der Annahme, dass das Tracergas und das Gas aus der Emissionsquelle die gleichen Ausbreitungseigenschaften in der Atmosphäre haben, kann die Emissionsrate des Quellgases aus der Freisetzungsrate des Tracergases und den gemessenen Konzentrationen beider Gase in der Emissionsfahne berechnet werden. Das Verfahren eignet sich daher zur Quantifizierung von Emissionen aus bekannten oder vermuteten Quellen, ist jedoch durch die vorherrschende Windrichtung eingeschränkt.

¹² Fourier-Transformations-Infrarot (FTIR)-Spektrometer

¹³ VDI 4211:2018: Fernmessverfahren. Messungen in der Atmosphäre nach dem Passiv-FTIR-Prinzip. Messen gasförmiger Emissionen und Immissionen. Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf.

3.5 Inverse Ausbreitungsrechnung (RDM)

Das Verfahren der inversen Ausbreitungsrechnung wird im Detail in der ÖNORM EN 15445¹⁴ für die Quantifizierung diffuser Fein- und Grobstaubquellen in Industrieanlagen oder -flächen beschrieben. Das RDM-Verfahren kann jedoch auch für die Quantifizierung anderer Schadstoffe wie Methan oder VOCs adaptiert werden.

Auf Basis Immissionskonzentration

Auf Basis der gemessenen Immissionskonzentrationen der Emissionsquelle sowie meteorologischer Daten wird mit Hilfe von Modellrechnungen auf die Emissionsrate der Quelle(n) geschlossen. Entsprechend dem verwendeten Immissionsmessverfahren (z. B. FID¹⁵ oder PID¹⁶ für VOC, FTIR-Spektrometer für u. a. Methan) können so für unterschiedliche Zielgase die Emissionsraten quantifiziert werden.

3.6 Projekt MEMO²

Im Rahmen des Horizon2020-Projektes MEMO² (MEthane goes MOBILE – MEAsurements and MOdelling)¹⁷ beschäftigen sich 20 Forschungsgruppen aus sieben Ländern mit der Ermittlung von Methanquellen und der Quantifizierung der Methanemissionen aus diesen Quellen mittels mobiler Analysegeräte.

dreidimensionale Methan-Bestimmung

Dazu haben Forschende der Eidgenössischen Materialprüfungs- und Versuchsanstalt für Industrie, Bauwesen und Gewerbe (Empa)¹⁸ ein Spektrometer (Quantenkaskaden-Laser) zur Messung von Methankonzentrationen entwickelt, das auf eine Drohne montiert werden kann und die Bestimmung der dreidimensionalen Verteilung von Methan in der Umgebung einer Quelle ermöglicht. In Kombination mit Windmessungen können so auch die Emissionen einer Quelle berechnet werden (Morales, R. et al. 2020). Ein Vorteil der Drohne ist zudem, dass sie Messungen an vom Boden aus schwer zugänglichen Emissionsquellen erlaubt.

Messkampagne in Rumänien

2019 fand im Rahmen von MEMO² eine umfangreiche Messkampagne zur Ermittlung der Methanemissionen aus dem Öl- und Gassektor in Rumänien statt (ROMEO – ROmanian Methane Emissions from Oil & gas; Röckmann, T. et al.

¹⁴ ÖNORM EN 15445:2008-04-01: Fugitive und diffuse Emissionen von allgemeinem Interesse für Industriebereiche – Qualitative Abschätzung fugitiver Emissionsquellstärken aus Immissionsmessungen mit der RDM (Reverse Dispersion Modelling)-Methode. Austrian Standards Institute, Wien.

¹⁵ Flammenionisationsdetektor

¹⁶ Photoionisationsdetektor

¹⁷ <https://h2020-memo2.eu/>

¹⁸ <https://www.empa.ch/>

2020). Es wurden Methanmessungen mit folgenden Messverfahren durchgeführt:

- Lokalisierung von Lecks mittels OGI bei Anlagen
- Fahnenkartierung mittels Drohnen und Fahrzeugen, zum Teil mit TC im Bereich von Industriestandorten
- Messungen mittels Flugzeugen in neun Regionen in Rumänien

Die Ergebnisse sollen auf der Projektwebseite¹⁹ veröffentlicht werden.

¹⁹ <http://romeo-memo2.wikidot.com/>

4 AUSTAUSCH MIT VERTRETER:INNEN DER ERDÖL- UND ERDGASINDUSTRIE

Teilnehmende Am 21.05.2021 fand ein fachlicher Austausch zu den Berechnungen der flüchtigen Methanemissionen aus Erdöl und Erdgas mit Vertreter:innen von OMV, RAG, dem Fachverband Mineralöl, dem Fachverband Gas und Wärme, der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) sowie des Umweltbundesamtes statt.

Die bisherigen Ergebnisse dieses Projekts wurden präsentiert und offene Fragen mit den Teilnehmer:innen diskutiert.

Folgende Punkte konnten dabei geklärt werden:

**identische
Berechnungsmethoden**

- Die im Rahmen der OLI erhobenen Meldungen der Industrie zu flüchtigen Methanemissionen aus dem Öl- und Gassektors sind vollständig; die bei Industrie und OLI angewendeten Berechnungsmethoden sind identisch.

**Erdöl-, Erdgas- und
Erdölgasproduktion**

- Der aus dem Jahr 1994 stammende Emissionsfaktor (International Association of oil & gas producers 2011) zur Ermittlung flüchtiger Methanemissionen der Erdöl-, Erdgas- und Erdölgasproduktion soll durch aktuellere Emissionsfaktoren ersetzt werden, um die tatsächlichen Methanemissionen dieser Quelle realitätsnah abzubilden.

**Transmission und
Speicherung**

- Die aus dem Jahr 2005 stammenden Emissionsfaktoren zur Ermittlung flüchtiger Methanemissionen der Erdgastransmission, -speicherung und -verteilung (Wartha 2005) sollen aktualisiert werden, um die tatsächlich entstehenden flüchtigen Methanemissionen dieser Quellen realitätsnah abzubilden.

Venting und Flaring

- Venting und Flaring findet in Österreich nur in prozesssicherheitstechnischen Notfällen, im Rahmen von außerplanmäßigen oder gesetzlich vorgeschriebenen Anlagenabstellungen für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie bei von Herstellern geforderten An- und Abfahrvorgangsweisen von bestimmten Turbinen statt. Allfällige Methanemissionen daraus sind bereits durch die IPCC Emissionsfaktoren für Methanemissionen berücksichtigt.

neue Berichtspflichten

- Zukünftige Anforderungen an die Betreiber durch neu einzuführende Berichtspflichten (EU Methan Strategie und damit zusammenhängendes methane accounting and reporting; EK 2020): Hinsichtlich möglicher zukünftiger Berichtsformate sollten zumindest auch die zu erwartenden Berichtsformate der aktuellen EU-Methanstrategie berücksichtigt werden.

**Aufteilung der
Emissionen**

- Eine Aufteilung der Emissionen im Rahmen der OLI-Meldung in Öl- und Gasproduktion ist aus Sicht von RAG mittelfristig möglich.

5 AUSBLICK

Unterschätzung fossiler Methanquellen

Wie in der Einleitung beschrieben, deuten wissenschaftliche Studien darauf hin, dass fossile Methanquellen auf der globalen Skala systematisch unterschätzt werden. Aktuelle Studien zeigen, dass die globalen Methanemissionen fossilen Ursprungs aktuell um 20-60 % (Schwietzke, S. et al. 2016) beziehungsweise 25-40 % (Hmiel et al (2020)) unterschätzt werden.

Um zu realitätsnahen Einschätzungen auch der Lebenszyklusemissionen von mit Erdgas betriebenen Anwendungen zu kommen, ist es aus klimapolitischer Sicht notwendig, diesen Diskrepanzen rasch und umfassend nachzugehen.

Maßnahmen zur Erhöhung der Genauigkeit

Um die Qualität und Genauigkeit der Berechnung flüchtiger Methanemissionen des Öl- und Erdgassektors zu steigern, werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Update der Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen aus der Erdgastransmission, -speicherung und -verteilung mit Unterstützung der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) bei der Erhebung.
- Verwendung aktualisierter Emissionsfaktoren zur Berechnung flüchtiger Methanemissionen aus der Erdöl-, Erdgas- und Erdölgasproduktion sowie Validierung und Verifizierung mittels der von OMV und RAG erhobenen und berechneten Detaildaten.
- Analyse der Methodik gemäß *2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 2020) und ihrer Anwendbarkeit auf das Berechnungsmodell der OLI zur Abschätzung flüchtiger Methanemissionen sowie Analyse der neu hinzukommenden Quellen und benötigter Daten.
- Fachlicher Austausch mit Kolleg:innen der EDGAR- und GAINS-Projekte zur Bereinigung der Diskrepanzen der jeweiligen Berechnungsmodelle mit dem Berechnungsmodell der OLI.
- Fachlicher Austausch mit Vertreter:innen der Erdöl- und Erdgasindustrie zur weiteren Verbesserung, Qualitätssicherung und Abstimmung bei der Berechnung flüchtiger Methanemissionen.
- Aufgrund der hohen Klimarelevanz dieser Emissionen wird empfohlen, die Bedeutung möglicher unterschätzter Upstream-Emissionen aus Förderstätten außerhalb Österreichs für die österreichische Gasversorgung genauer zu erheben. Hierfür ist ein LCA-Ansatz erforderlich, da diese Emissionen klimawirksam sind, jedoch – bedingt durch den territorialen Ansatz – nicht in der Systematik der nationalen Inventuren abgebildet sind.

6 LITERATURVERZEICHNIS

- BMLRT – Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus
Österreichisches Montan-Handbuch 2020. Wien. Österreichisches Montan-Handbuch 2020 (bmlrt.gv.at)
- E-Control (2021): Erdgasleitungen & Erdgaslagerstätten in Österreich (<https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>, abgerufen am 28.06.2021)
- EK – Europäische Kommission (2020): COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on an EU strategy to reduce methane emissions. COM(2020) 663 final.
(https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf)
- Greenpeace (2020): Klimaschädliche und gesundheitsgefährdende Methan-Leaks erstmalig in Österreich dokumentiert. <https://energie.greenpeace.at/blog-methan-leaks/>
- Hmiel et al. (2020): Preindustrial 14CH_4 indicates greater anthropogenic fossil CH_4 emissions; Nature 578, 409-412 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41586-020-1991-8>
- International Association of Oil & Gas Producers (2011): Petroleum industry guidelines for reporting greenhouse gas emissions, 2nd Edition, OGP Report Number 446, International Association of Oil & Gas Producers.
- Ippcc – Intergovernmental Panel on Climate Change (2006): 2006 Ippcc Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. Eggleston, H.S.; Buendia, L.; Miwa, K.; Ngara, T. & Tanabe, K. (Eds.). IGES, Hayama. Geneva, Switzerland.
- Ippcc – Intergovernmental Panel on Climate Change (2020): 2019 Refinement to the 2006 Ippcc Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
<https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ippcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>
- Ministry of the Environment of the Czech Republic & Czech Hydrometeorological Institute (2020): National Greenhouse Gas Inventory Report of the Czech Republic. Submission under UNFCCC and the Kyoto Protocol. Reported inventories 1990–2018. Ministry of the Environment of the Czech Republic, Czech Hydrometeorological Institute, Prague, April 2020.
- Morales, R. P.; Ravelid, J.; Brennan, K. P.; Tuzson, B.; Emmenegger, L. & Brunner, D. (2020): Estimating local methane sources from drone-based laser spectrometer measurements by mass-balance method, EGU General Assembly 2020, Online, 4–8 May 2020, EGU2020-14778,
<https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-14778>.

- ÖNORM EN 15445:2008-04-01: Fugitive und diffuse Emissionen von allgemeinem Interesse für Industriebereiche – Qualitative Abschätzung fugitiver Emissionsquellstärken aus Immissionsmessungen mit der RDM (Reverse Dispersion Modelling)-Methode. Austrian Standards Institute, Wien.
- ÖNORM EN 17628:2021-01-01 (ENTWURF): Fugitive und diffuse Emissionen von allgemeinem Interesse für Industriebereiche – Verfahren zur Bestimmung diffuser Emissionen von flüchtigen organischen Verbindungen in die Atmosphäre. Austrian Standards International, Wien.
- Petrescu et al. (2020): The consolidated European synthesis of CH₄ and N₂O emissions for EU27 and UK: 1990–2018; Earth System Science Data (Preprint). <https://doi.org/10.5194/essd-2020-367>
- Republic of Slovenia (2020): Slovenia's National Inventory Report 2020. GHG emissions inventories 1986–2018. Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Republic of Slovenia, Ministry of the Environment and Spatial Planning, Slovenian Environment Agency, Ljubljana, April 2020.
- Röckmann, T. and the The ROMEO team (2020): ROMEO – Romanian Methane Emissions from Oil and Gas , EGU General Assembly 2020, Online, 4–8 May 2020, EGU2020-18801, <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-18801>.
- Schwietzke, S. et al. (2016): Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. Nature 538, 88-91 (216). <https://doi.org/10.1038/nature19797>
- Slovak Republic: National Inventory Report 2020. Submission under the UNFCCC and under the Kyoto Protocol. Slovak Hydrometeorological Institute, Ministry of Environment of the Slovak Republic, Bratislava, April 15, 2020.
- VDI 4211:2018: Fernmessverfahren. Messungen in der Atmosphäre nach dem Passiv-FTIR-Prinzip. Messen gasförmiger Emissionen und Immissionen. Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf.
- Wirtschaftskammer Österreich (2021): Branchenreport Mineralöl 2019. (<https://www.wko.at/branchen/industrie/mineraloelindustrie/branchenreport-mineraloelindustrie-2019.pdf>)
- Umweltbundesamt (2020): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2018, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto Protokoll 2020. Umweltbundesamt, UNFCCC Umweltbundesamt Submission 15.4.2020.
- Umweltbundesamt (2021): Anderl, M.; Friedrich, A.; Gangl, M.; Haider, S.; Köther, T.; Kriech, M.; Kuschel, V.; Lampert, C.; Mandl, N.; Matthews, B.; Pazdernik, K.; Pinterits, M.; Poupa, S.; Purzner, M.; Schieder, W.; Schmid, C.; Schmidt, G.; Schodl, B.; Schwaiger, E.; Schwarzl, B.; Titz, M.; Weiss, P.; Wieser, M. & Zechmeister, A.: Austria's National Inventory Report 2021 – Submission under the United Nations Framework Convention of Climate Change and the Kyoto Protocol. Reports, Bd. REP-0761. Umweltbundesamt, Wien.

Wartha, C. (2005): Life Cycle Inventory Austria 2000 – Review,
Fachhochschulstudiengänge Burgenland GmbH, Pinkafeld 2005.

Wartha, C. (2011): Life Cycle Inventory „Erdgasbereitstellung Austria – Update 2010“,
Fachhochschulstudiengänge Burgenland GmbH, Pinkafeld 2011.

Umweltbundesamt GmbH

Spittelauer Lände 5
1090 Wien/Österreich

Tel.: +43-(0)1-313 04

Fax: +43-(0)1-313 04/5400

office@umweltbundesamt.at

www.umweltbundesamt.at

Methan ist ein klimaschädliches Gas, das unter anderem bei der Förderung, Verarbeitung, Lagerung sowie dem Transport von Erdgas, Erdöl und Erdölgas in die Atmosphäre entweicht. Diffuse Methan-Emissionen aus der Gasinfrastruktur werden in der österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI) entsprechend internationaler Richtlinien abgeschätzt und jährlich an EU und UNFCCC berichtet. Im Rahmen dieser Studie wurde der Ansatz zur Ermittlung der Methanemissionen aus der IPCC Kategorie 1.B.2.b (Erdgas) in der OLI mit Vertreter:innen der Industrie diskutiert und mit den Daten verschiedener internationaler Ansätze (Berechnungsmethoden anderer Länder) und Projekte (EDGAR, IIASA) verglichen. Dadurch konnte eine Einschätzung der Genauigkeit der nationalen Methodik ermöglicht und Verbesserungspotenzial identifiziert werden.