

Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-12

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

2.12 Weitere Treibhausgase außer CO₂

2.12.1 Klimagas Methan – Status Quo und Optionen zur Verminderung der Emissionen

2.12.1.1 Einführung

Methan ist eines der wichtigsten Klimagase mit einer vielfach höheren negativen Klimawirkung im Vergleich zu der von CO₂. Die Methankonzentration in der Atmosphäre nimmt wie die des CO₂ seit Beginn der Industrialisierung kontinuierlich zu. Die Anteile der wichtigsten Klimagase weltweit (dargestellt in CO₂-Äquivalenten) zeigt Abbildung 189. Methan steht dabei an zweiter Stelle.⁵⁴⁴

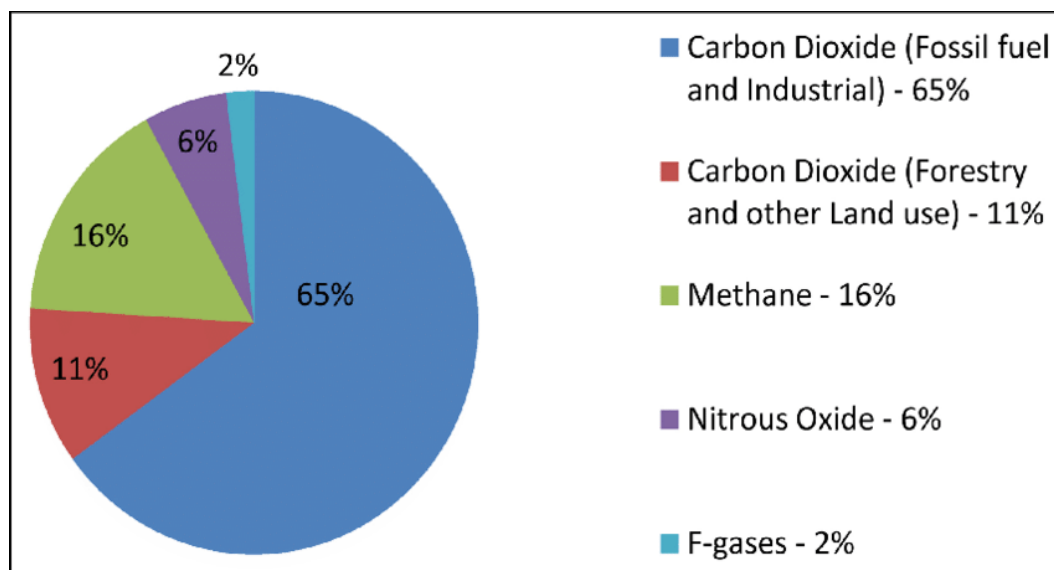


Abbildung 189: Anteile der wichtigsten Klimagase an den weltweiten Emissionen.
Quelle: IPCC Report (2014)

Methan hat in CO₂-Äquivalenten einen 16 %-igen Anteil an den weltweiten Klimagas-Emissionen. Ca. 60 % der Methanemissionen sind anthropogener Natur, neben der Landwirtschaft (25 %) entstehen sie hauptsächlich durch Förderung und Nutzung fossiler Energien (23 %). Methanemissionen entstehen sowohl aus natürlichen als auch – und zwar in größerem Umfang – aus anthropogenen Quellen.

Infolge des Ukraine-Kriegs und seiner Auswirkungen auf die Erdgas-Versorgung in Europa erhalten die Nutzung von Flüssig-Erdgas (LNG) und der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur eine besondere Bedeutung. Aus der Erzeugung, dem Transport und der Einspeisung von LNG in bestehende Erdgas-Netze entstehen zusätzliche Methan-Emissionen in beträchtlichem Ausmaß. Diese Thematik wird separat im Unterkapitel 2.6. behandelt.

⁵⁴⁴ Vgl. IPCC, (2014).

Eine Kontrolle und Absenkung der anthropogenen Methan-Emissionen hat eine hohe Hebelwirkung im Hinblick auf eine Beschränkung der Erderwärmung.

Eine große Unbekannte ist die natürliche Freisetzung von Methan aus Permafrost-Gebieten und durch den Zerfall von Methanhydraten. Methanemissionen aus diesen Quellen sind diffus, werden durch die Erderwärmung beschleunigt und lassen sich letztlich nicht unterbinden. Verlässliche Angaben über die Größe der Lagerstätten gibt es nicht.

Das im Pariser Klimavertrag vereinbarte Ziel, die Erderwärmung infolge des Klimawandels um 1,5 °C gegenüber vorindustriellen Zeiten zu begrenzen, ist nur erreichbar, wenn der derzeitige jährliche Ausstoß von Methan bis 2030 um mindestens 45 % verringert wird.⁵⁴⁵

Über 100 Länder haben auf der COP26 den Global Methane Pledge unterzeichnet und verpflichtet sich, ihre Methan-Emissionen innerhalb von zehn Jahren wenigstens um 30 % gegenüber dem Stand von 2020 zu reduzieren.

Die Initiatoren des Global Methane Pledge sprechen von einem möglichen Rückgang der Erderwärmung um mindestens 0,2 – 0,3 °C bis zum Jahr 2050, wenn das Abkommen in Bezug auf Methan global eingehalten wird.⁵⁴⁶

2.12.1.2 Methan in der Atmosphäre

Der Methangehalt der Atmosphäre ist von 730 ppb (parts per billion) im Jahr 1750 auf heute über 1.800 ppb angestiegen.⁵⁴⁷ Dies ist ein Anstieg um 150 % und wie beim Kohlenstoffdioxid (CO₂) der höchste Stand seit mindestens 800.000 Jahren, ermittelt durch Auswertung von Gaseinschlüssen in Bohrkernen.⁵⁴⁸

Der Anstieg der Methankonzentration in der Atmosphäre hat im Jahr 2021 einen Rekordwert von 1876 ppb erreicht, wobei die Zuordnung zu anthropogenen oder natürlichen Emissionsquellen nicht geklärt sind.⁵⁴⁹

Abbildung 190 zeigt die langfristige Entwicklung und eine Prognose, die mit der Erreichung des 1,5 °C-Ziels konsistent wären.⁵⁵⁰

⁵⁴⁵ Vgl. Loulerque et al., 2008.

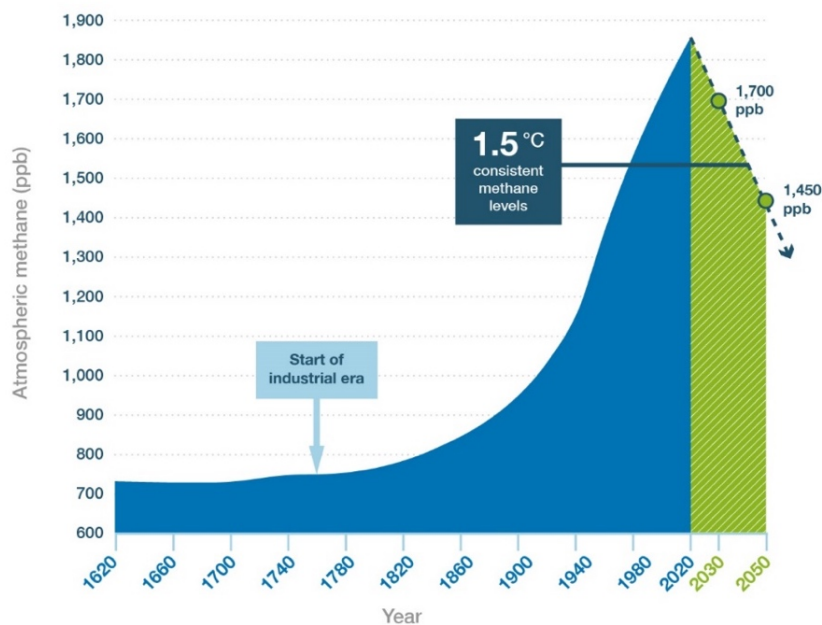
⁵⁴⁶ Vgl. COP26, (2021).

⁵⁴⁷ 1 ppb entspricht 0,72 Mikrogramm Methan pro Nm³

⁵⁴⁸ Vgl. Loulerque et al., 2008.

⁵⁴⁹ Vgl. Copernicus Climate Change Service, (2022).

⁵⁵⁰ Vgl. Dlugokencky, o. J.



Source: Ed Dlugokencky, NOAA/ESRL

CCAC. All rights reserved

Abbildung 190: Anteile von Methan in der Atmosphäre.

Quelle: Climate and Clean Air Coalition (2020)

Abbildung 191 und Abbildung 192 zeigen den Anstieg des Methangehalts der Atmosphäre in den letzten 40 Jahren auf fast 1.900 ppb und die jährlichen Veränderungen.⁵⁵¹

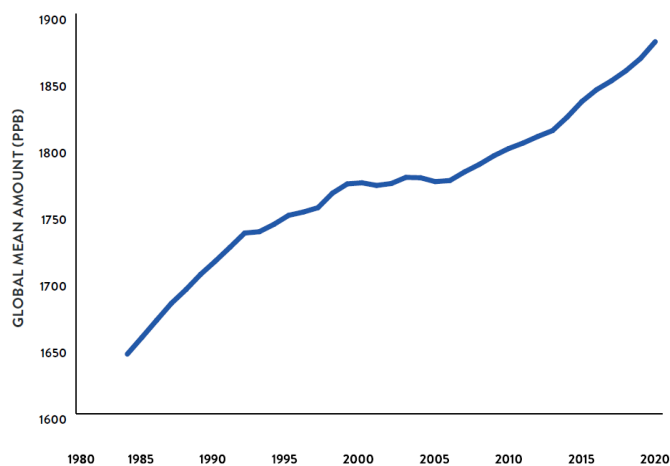


Abbildung 191: Anstieg des globalen, mittleren Methangehalts in der Atmosphäre.

Quelle: Climate and Clean Air Coalition (2020), S. 18

So soll 1992 der Ausbruch des Vulkans Pinatubo einen starken Abfall der Methankonzentration durch Ausstoß von Aerosolen und SO_x in die Stratosphäre und in der Folge eine Beschleunigung photochemischer Zerfallsprozesse verursacht haben.

⁵⁵¹ Vgl. C3S, (2021)

Für die starken Schwankungen beim Zuwachs des Methangehalts in der Atmosphäre seit dem Jahr 1980 gibt es Erklärungsversuche, die sich zum Teil widersprechen.

Nach einem ungefähren Gleichgewichtszustand zwischen Methanemissionen und -senken in den Jahren 2000 – 2005 steigt seitdem der Methangehalt wieder deutlich an.

Der Anstieg seit 2007 wird zum einen auf die fortschreitende Intensivierung der Landwirtschaft vor allem in Asien und Afrika, stärkere Emissionen aus tropischen Feuchtgebieten, aber auch auf die Ausbeutung von Schiefergas durch Fracking, vor allem in den USA, zurückgeführt.⁵⁵²

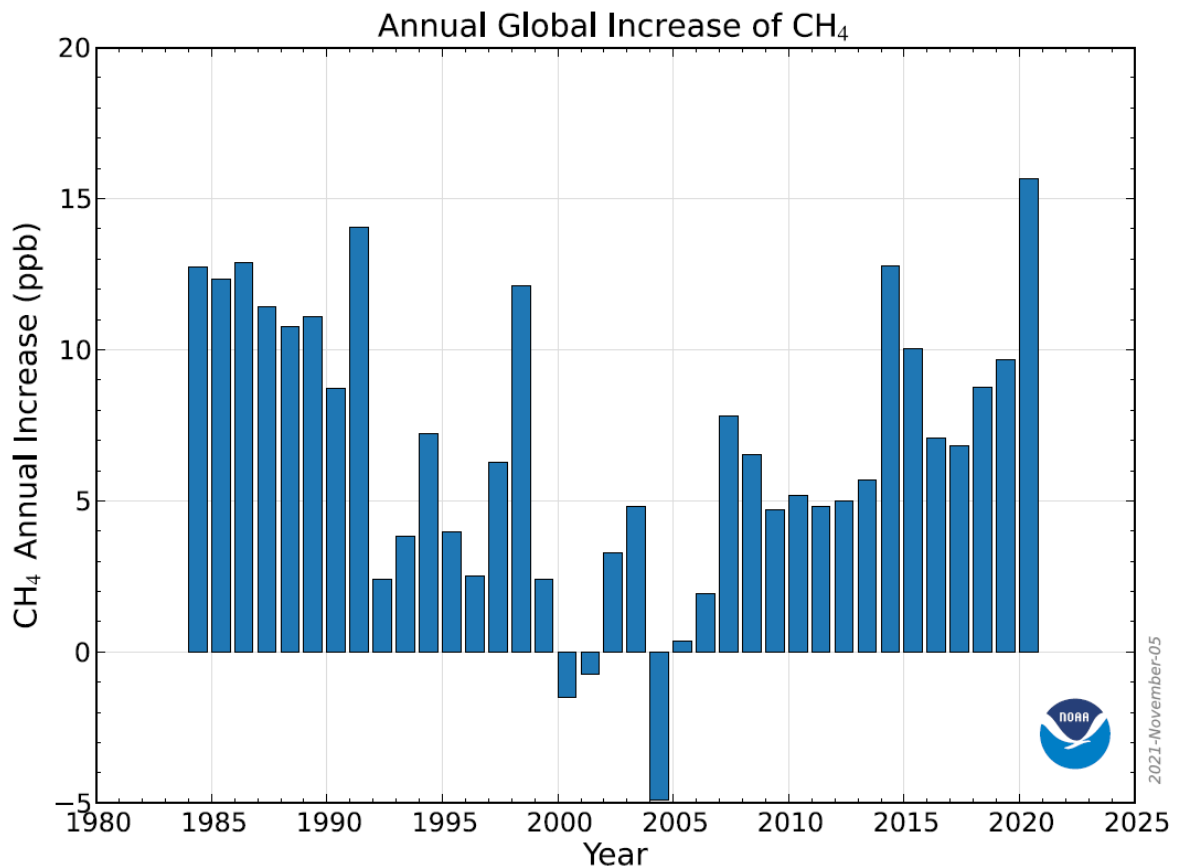


Abbildung 192: Jährliche Zunahme des Methangehalts in der Atmosphäre.

Quelle: Dlugokencky (o.J.)

Die durchschnittliche Verweilzeit von Methan in der Atmosphäre beträgt 12,4 Jahre, sie ist also wesentlich kürzer als die von CO₂ (120 Jahre). Trotzdem ist Methan als Klimagas 25 mal so schädlich wie Kohlendioxid,⁵⁵³ wobei der Faktor anfänglich deutlich höher ist und sich allmählich auf das Niveau von ca. 25 einstellt. Die Environmental Protection Agency rechnet mit einem Faktor im Bereich 84 – 87 in den ersten 20 Jahren.

⁵⁵² Vgl. Howarth, (2019).

⁵⁵³ Vgl. Daten und Fakten Erdgas, 2. Version, März 2020, DVGW Bonn. [methanemissionen-erdgas-zahlen-fakten-dvgw.pdf](https://www.dvgw.de/medien/veroeffentlichungen/daten-und-fakten-erdgas)

2.12.1.3 Methan-Emissionen

Zirka 40 % der weltweiten Methan-Emissionen gehen auf natürliche Quellen wie Feuchtgebiete, Seen, aber auch auftauende Permafrost-Gebiete zurück, 60 % aus anthropogenen Quellen, z.B. aus der Förderung von Kohle, Öl und Gas, Deponien, vor allem aber auch aus der Landwirtschaft.

Die Gesamtemission wird auf ca. 600 Mt (Jahr 2017) geschätzt, davon ca. 370 Mt aus anthropogenen Quellen und ca. 230 Mt aus natürlichen Quellen.⁵⁵⁴

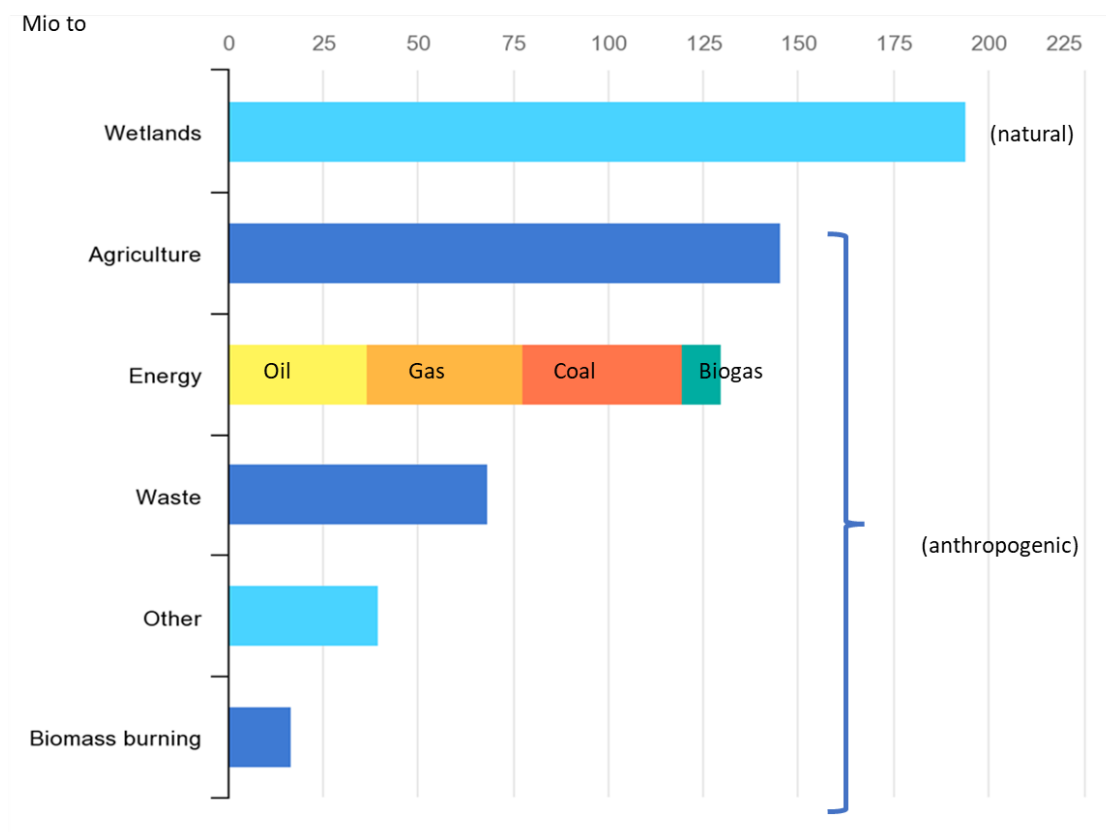


Abbildung 193: CO₂-Emissionen in Mt aus verschiedenen Quellen.
Quelle: IEA (2020)

Die Verteilung der Emissionsquellen zeigt Abbildung 193 auf Basis einer von der IEA angenommenen, etwas geringeren Gesamtemission von 570 Mt für (2020).⁵⁵⁵

Einer etwas anderen Kategorisierung folgend entstehen die Methanemissionen zu⁵⁵⁶

- 30 % aus der Viehhaltung und Verarbeitung von Gülle,
- 22 % bei Produktion und Verwendung von Gas und Öl,
- 18 % aus der Abfallverwertung und aus Deponien,

⁵⁵⁴ Vgl. Jackson, (2020)

⁵⁵⁵ Vgl. IEA, (2020)

⁵⁵⁶ Vgl. Climate and Clean Air Coalition, (2021)

- 11 % aus Kohleabbau, Gichtgas,
- 8 % aus Reisanbau,
- 8 % aus der Verbrennung von Biomasse und Biotreibstoffen,
- und diversen kleineren Quellen.

Geographisch und aus den jeweiligen Emissionsquellen verteilen sich die Methanemissionen im Jahr 2020 nach einer UNEP-Erhebung wie in Abbildung 194 dargestellt:⁵⁵⁷

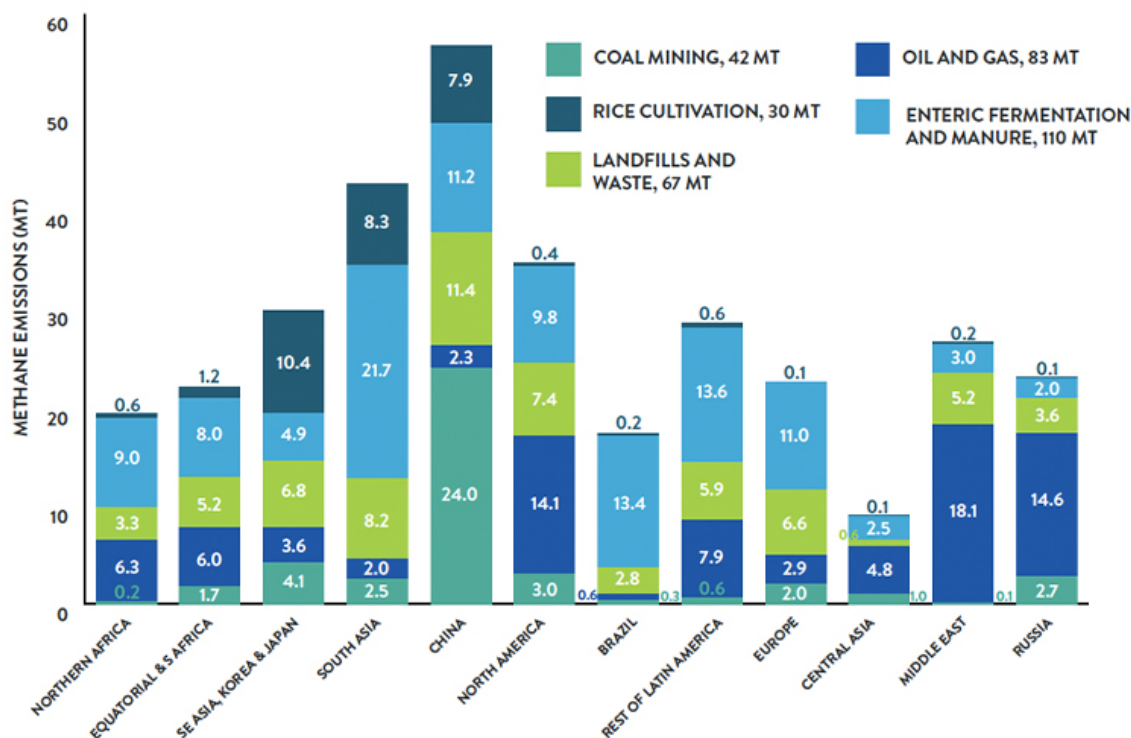
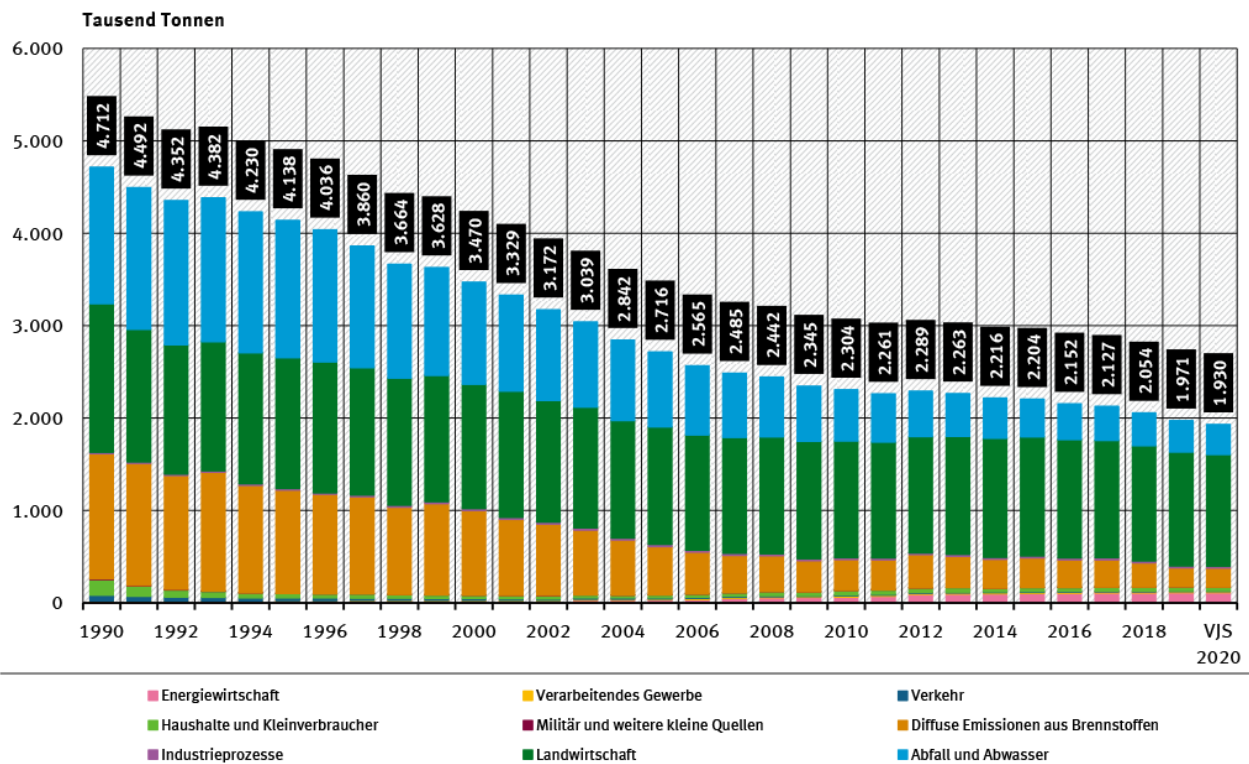


Abbildung 194: Methan-Emissionen nach geographischen Regionen.

Quelle: Climate and Clean Air Coalition (2020), S. 33

In Deutschland betragen die jährlichen Methanemissionen ca. 1,9 Mt. Hauptemittenten sind die Landwirtschaft, Abwasser- und Abfallbehandlung. Seit dem Jahr 1990 sind die Emissionen um fast 60 % zurückgegangen, was auf kleinere Abfalldeponien, verringerte Tierbestände und sinkende Kohleförderung zurückgeführt wird (siehe Abbildung 195).

⁵⁵⁷ Vgl. Saunois (2020a)



Emissionen ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
 Verkehr: ohne land- und forstwirtschaftlichen Verkehr
 Haushalte und Kleinverbraucher: mit Militär und weiteren kleinen Quellen (u.a. land- und forstwirtschaftlichem Verkehr)

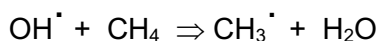
Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2019 (Stand 12/2020) sowie Vorjahresschätzung (VJS) für das Jahr 2020 (PI 07/2021 vom 15.03.2021)

Abbildung 195: Methan-Emissionen nach Kategorien und in den Jahren 1990 bis 2020.

Quelle: UBA, 15.3.2021.

2.12.1.4 Methansenken, Methanbilanz und Prognosen

In Zusammenhang mit den Veränderungen der Methankonzentration in der Atmosphäre nach dem Ausbruch des Vulkans Pinatubo im Jahr 1992 wurden natürliche Methansenken näher untersucht. Im Wesentlichen wird Methan durch chemische Reaktion mit OH-Radikalen und Ozon in der Troposphäre (ca. 80 %), zum kleineren Teil in der Stratosphäre (15 %) abgebaut. Die wichtigste Senke ist die chemische Reaktion mit dem Hydroxyl-Radikal OH in der Troposphäre:



Die Reaktion von Methan mit OH-Radikalen führt zur Bildung von Wasser und Methylradikalen, die über einige weitere Zwischenschritte letztendlich zu CO₂ umgesetzt werden.

Durch diesen Prozess werden pro Jahr ca. 500 Mt Methan aus der Atmosphäre entfernt.

Die Aufnahme von Methan im Boden oder in Ozeanen und bakterieller Abbau ist dagegen vernachlässigbar (5 %).⁵⁵⁸

Die Gesamtmenge Methan, die über Senken abgebaut wird, wird insgesamt auf unter 600 Mt/a geschätzt.

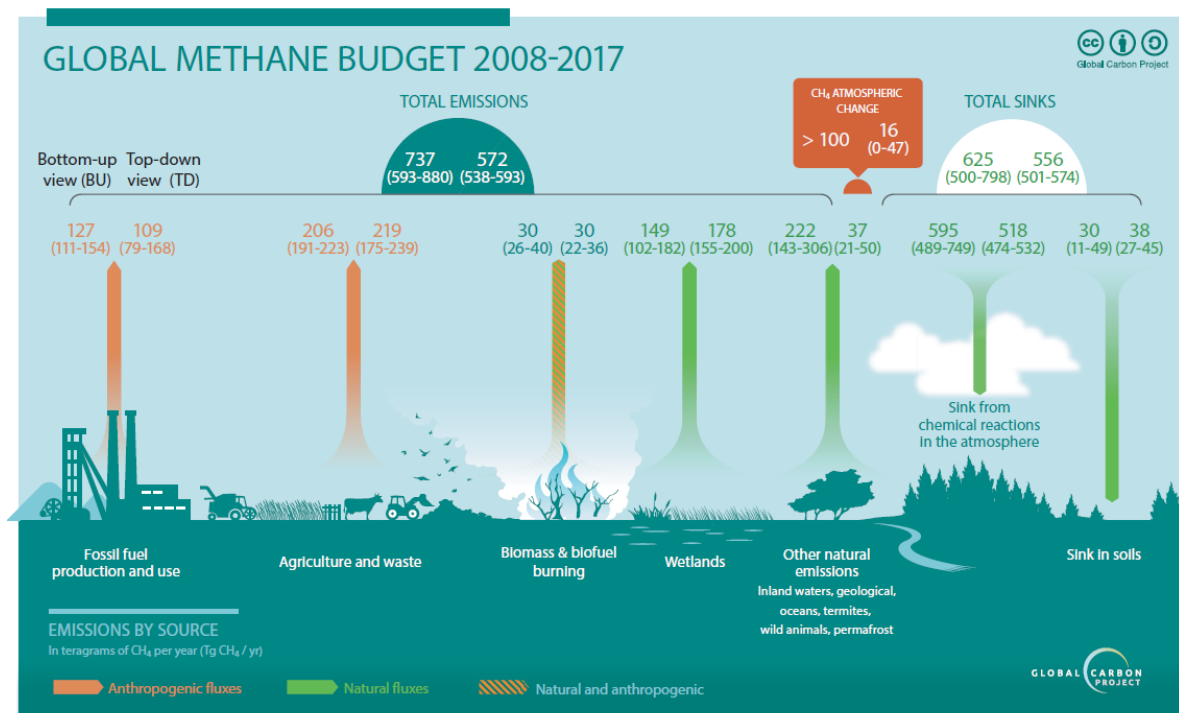


Abbildung 196: Globale Methanemissionen in den Jahren 2008 bis 2017.

Quelle: Saunio et al., (2020).

Die Gesamtbilanz der Emissionen und Senken wurde in umfangreichen internationalen Carbon Cycle Studien unter Regie des Penn State Earth System Science Center (ESSC) und des NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration des US Department of Commerce) für den Zeitraum 2008 – 2017 aufgeschlüsselt, siehe Abbildung 196. Die Mengengebiete sind weitgehend konsistent mit allen anderen zitierten Quellen.

Prognosen in die Zukunft in Abhängigkeit von der Erderwärmung sind schwierig, da trotz Gegenmaßnahmen beim derzeit anthropogenen Anteil von ca. 60 % die Entwicklung der natürlichen Emissionen einschließlich des im Permafrost und als Methanhydrat gebundenen Methans schwer zu quantifizieren ist.

Klimamodelle im Rahmen des Global Carbon Projects unterstellen eine weitere Zunahme der Methankonzentration in der Atmosphäre, es sei denn, die Erderwärmung kann auf 0,9 – 2,3 °C (Jahr 2100 im Vergleich zu Jahre 1850 – 1900) begrenzt werden (siehe Abbildung 197).⁵⁵⁹

⁵⁵⁸ Vgl. Nechita-Banda (2015)

⁵⁵⁹ Vgl. Global Carbon Project, (o. J.)

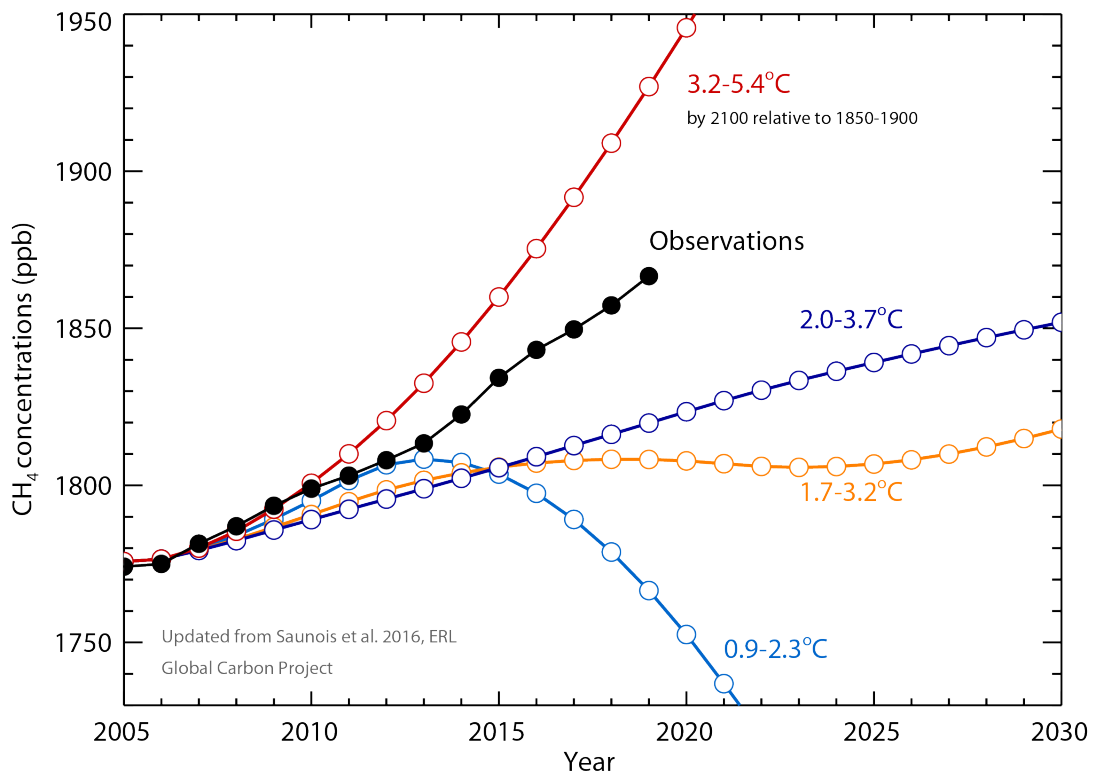


Abbildung 197: Gemessene und in Modellen gerechnete Methankonzentrationen in der Atmosphäre.

Quelle: Global Carbon Project, o. J. b.; Saunois et al., (2020).

2.12.1.5 Permafrost und Methanhydrat

Zur potenziellen Methanbildung aus auftauenden Permafrost-Gebieten gibt es widersprüchliche Aussagen. Die Angaben reichen von nicht mehr als 20 Mt/a (Sibirien)⁵⁶⁰ bis zu 130 – 160 Gt in diesem Jahrhundert (also durchschnittlich 1,6 – 2 Gt/a).⁵⁶¹ Der weite Bereich liegt an der Unsicherheit, welche Flächen in Abhängigkeit von der regional unterschiedlichen Erderwärmung betroffen sind. Prognosen in Abhängigkeit von der Erderwärmung sind entsprechend unsicher.

Detailliertere Modellrechnungen für sogenannten Yedoma-Permafrostboden (50 – 90 % Eis, 2 % organischer Kohlenstoff) unter Annahme einer Erderwärmung von unter 2 °C bis zum Ende dieses Jahrhunderts (RCP 2,6 Szenario) tangieren das in Abbildung 198 dargestellte Gebiet und die pro m² gebundenen Kohlenstoffmengen.

Sie führen nach diesen Modellrechnungen zu Methanemissionen von ca. 620 – 1.340 Mt.⁵⁶²

⁵⁶⁰ Vgl. Anisimov & Zimov, (2021)

⁵⁶¹ Vgl. Schuur et al., (2015)

⁵⁶² Vgl. Yokohata et al., (2020)

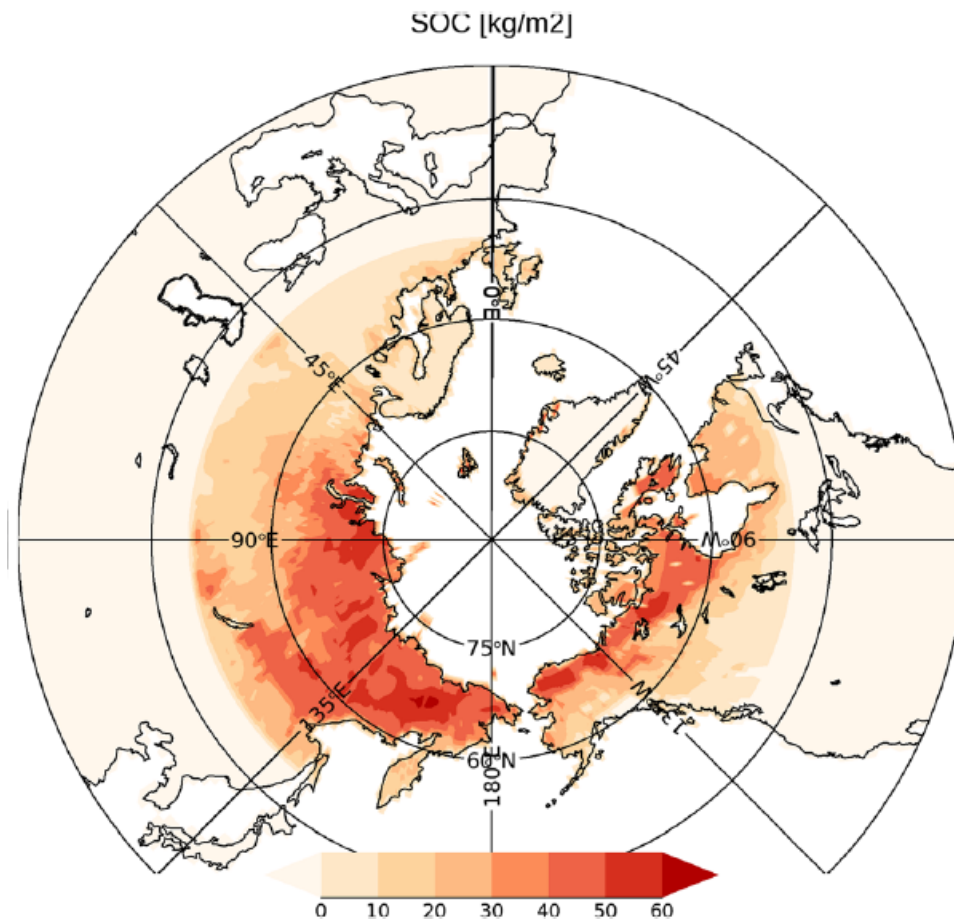


Abbildung 198: Bereich der Permafrostböden und Potenzial an CH₄ pro Fläche.
Quelle: Yokohata (2020)

Um Methan aus Permafrostböden zu gewinnen, sind Versuchsbohrungen u.a. in Sibirien und in Kanada durchgeführt worden, die jedoch nicht zu einer kommerziellen Produktion geführt haben.

Beispiele sind die Exploration in Mallik im Mackenzie Delta in Kanada⁵⁶³ in Qilian/China⁵⁶⁴ und in Sibirien.

2.12.1.6 Methanhydrat (Methaneis)

Methanhydrat ist ein bei niedrigen Temperaturen und hohen Drücken beständiger Feststoff (Klathrat) aus Methan und Wasser. Das Phasendiagramm wird in Abbildung 199 dargestellt.

1 m³ Methanhydrat kann bis zu 170 m³ Gas enthalten. Das eingeschlossene Methan stammt vorwiegend aus der Zersetzung von Biomasse durch mikrobielle Methanogenese in Methan (und CO₂).

⁵⁶³ Vgl. Moridis et al., 2004.

⁵⁶⁴ Vgl. Li et al., 2012.

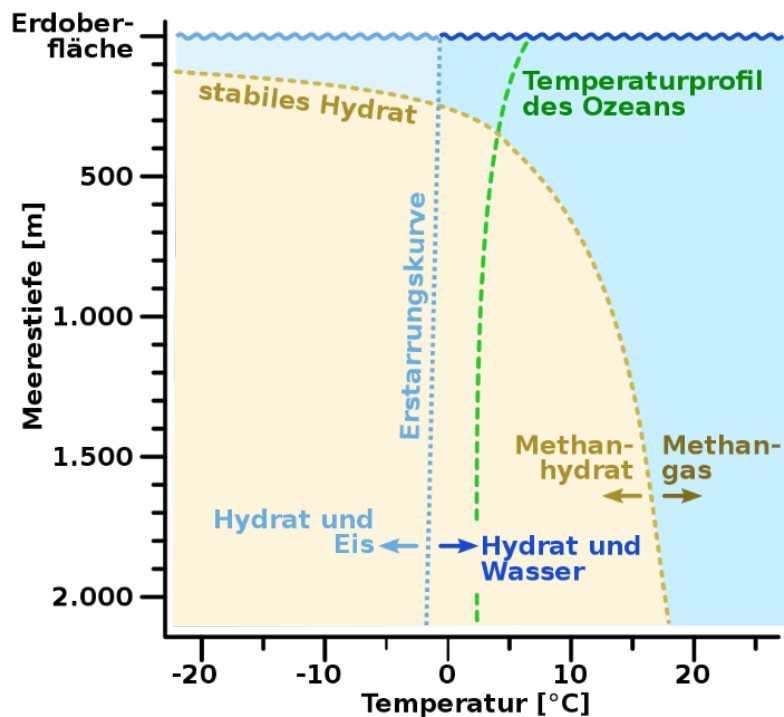


Abbildung 199: Phasendiagramm von Methanhydrat.
Quelle: Capitanio et al., (2017).

Methanhydrat findet sich in großer Menge in den Kontinentalabhängigen von Ozeanen in Tiefen von gewöhnlich 500 bis 2.000 Metern. Wenn sich warme Meeresströmungen in Richtung von Methanfeldern verlagern und das Wasser um ca. 5 °C erwärmt, kann es zur Freisetzung von großen Mengen Methan kommen (sogenannter Blow-Out-Effekt).

Methanhydratvorkommen sind weltweit an fast allen Meeresküsten zu finden (siehe Abbildung 200). Die Gesamtvorkommen sind nicht bekannt, Schätzungen liegen zwischen 1.000 und 530.000 Gt Kohlenstoff, in jedem Fall geht es um ein Vielfaches der existierenden Vorräte an fossilen Brennstoffen.⁵⁶⁵

Inwieweit durch die Erwärmung der Meere Methan aus Methanhydraten tatsächlich in größerem Umfang freigesetzt wird, ist nicht bekannt. Man vermutet ein Gleichgewicht zwischen Methanzerfall und Neubildung durch erhöhten Druck infolge steigender Meeresspiegel.

⁵⁶⁵ Vgl. World Ocean Review, (2010); Treude, (2021).

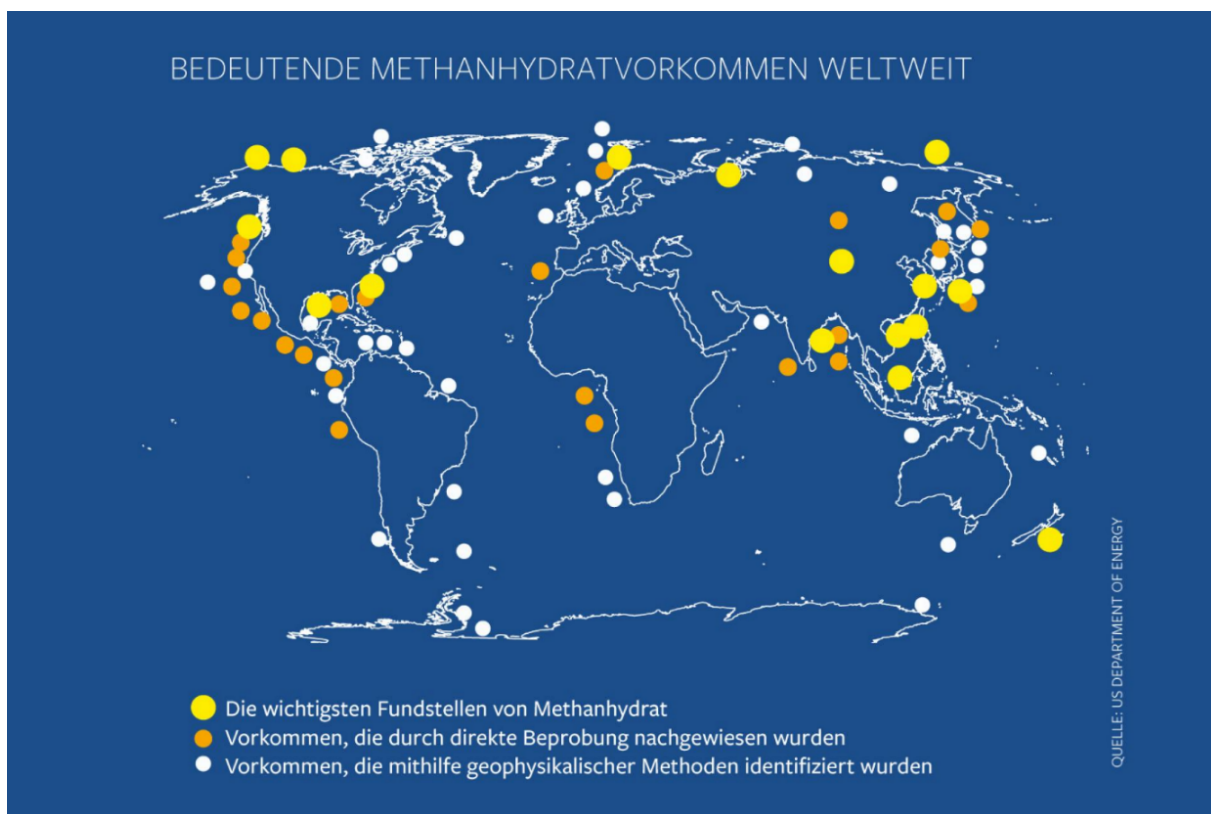


Abbildung 200: Weltweite Methanhydratvorkommen.

Quelle: Kroker, 2015.

Methanhydrate gelten als ein träg reagierendes Kippelement im Zuge der Erderwärmung, Mengenprognosen aus Modellrechnungen sind eher spekulativ. Manche Publikationen sprechen von einer schwer fassbaren „Zeitbombe“.

Die industrielle Gewinnung von Methan aus dem Abbau von Methanhydraten ist bisher nur in Form von Testbohrungen erfolgt, so z.B. eine Förderung von 300.000 m³ von Mai bis Juli 2017 in einer Tiefe von 1.266 m im Südchinesischen Meer nahe der chinesischen Küste.⁵⁶⁶ Auch Japan, Indien und die USA haben entsprechende Tests durchgeführt, eine kommerzielle Nutzung hat sich wegen der komplexen Fördertechnik, der Gefahr von unkontrolliertem Methanaustritt infolge von Hangrutschungen und letztlich aus Kostengründen nicht entwickelt.

2.12.1.7 Optionen zur Verminderung von Methanemissionen

Methan-Emissionen sind im Vergleich zu CO₂-Emissionen häufig diffuser Natur und daher schwieriger zu fassen und damit schwieriger zu vermindern. Allein in den USA emittieren 600.000 Erdgas- und Erdölbohrungen, weltweit ein Viehbestand von ca. 1,5 Mrd. Rindern und 6.000 verlassene Kohleminen Methan.

⁵⁶⁶ Vgl. Li et al., (2018).

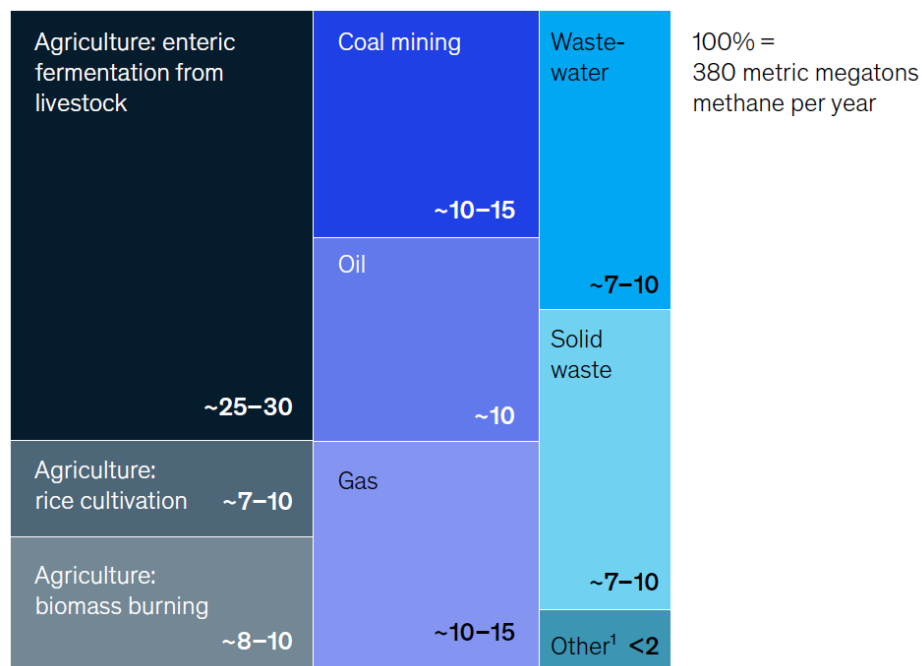


Abbildung 201: Herkunft von Methanemissionen.

Quelle: McKinsey, (2021).

Die einzelnen Sektoren und ihre Beiträge zu den anthropogenen Methanemissionen im Jahr 2020 sind in Abbildung 201 aufgeschlüsselt.⁵⁶⁷

Konkrete Abhilfe-Maßnahmen sind im Wesentlichen die Abdichtung von Leckagen und das Abfangen von Restgasen bei der Produktion fossiler Energie und bei Deponien. Graduelle Verminderung von Methanemissionen sind in der Landwirtschaft und der Viehhaltung möglich. Mit bekannten Maßnahmen und Technologien könnten die Methan-Emissionen in dieser Dekade um bis zu 57 % gesenkt werden, ein Viertel davon ohne zusätzliche Netto-Kosten durch Erhöhung von Wirkungsgraden, Schließung von Leckagen und Methan-Rückgewinnung.⁵⁶⁸ Dies wäre nur erreichbar, wenn alle Emissionsquellen gleichzeitig, weltweit und mit hohem finanziellem Aufwand angegangen würden.

Neue Messmethoden auf Basis von Infrarotlaser-Techniken erlauben die Erkennung und Konzentrationsbestimmung von Methanaustritten bei Flugzeugen und Drohnen. Diese Methode ist in der amerikanischen Öl- und Gasindustrie, aber auch in russischen Gasfördergebieten im Einsatz.⁵⁶⁹

⁵⁶⁷ Vgl. Moridis et al., 2004; Global Methane Initiative, (2020).

⁵⁶⁸ Vgl. Ocko et al., (2021).

⁵⁶⁹ Vgl. Johnson et al., 2021; Yakovlev et al., (2020).

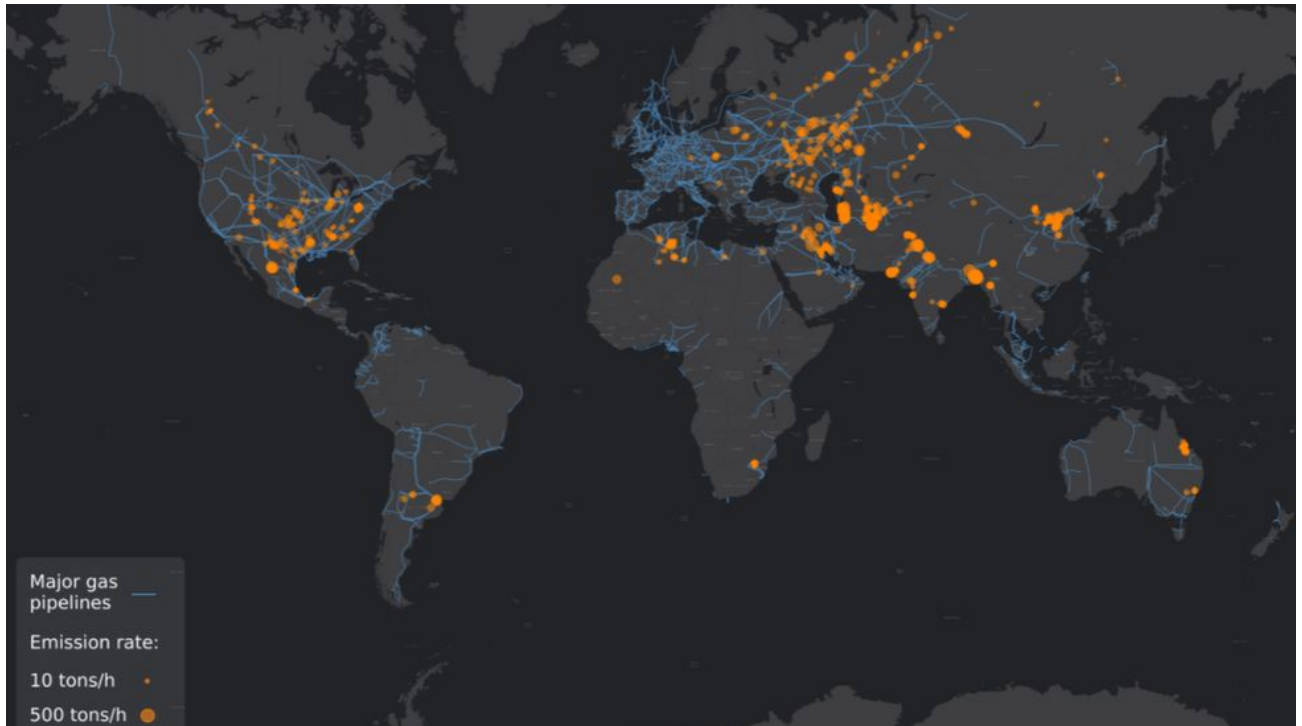


Abbildung 202: Suche nach Methan-Leckagen mit Hilfe von Satellitensystemen.

Quelle: Tropomi, o. J.; Lavaux, (2022).

Satellitengestützte Analysen, wie z.B. mit dem TROPOspheric Monitoring Instrument des Copernicus Sentinel-5 Precursor Satelliten, sind in der Lage, täglich Methan-Leckagen in Rastern von ca. 20 x 20 km zu erfassen. So wurden 2019 und 2020 mehr als 1.800 Methan-Leckagen entlang von Erdgas-Feldern sowie -Pipelines erfasst, häufig von mehreren Tonnen Methan pro Stunde (siehe Abbildung 202).

2.12.1.8 Methanemissionen in der Öl- und Gasindustrie

Methanemissionen entstehen bei der konventionellen Förderung von Erdgas und Erdöl als Begleitgase sowie aus unkonventionellen Quellen wie Schiefergas, so genanntes „tight gas“ aus gasdurchlässigen Sedimenten sowie Kohlebegleitgas.

Die Methanverluste in der Öl- und Gasindustrie werden von der IEA mit ca. 75 Mt/a beziffert. Bei Erdgas beträgt die Verlustrate bis zu 1,7 % der geförderten Gesamtmenge, in Russland sollen die Verluste bis zu 2,5 der geförderten Menge betragen.

Besonders hoch sind die Emissionen beim Fracking mit Methanverlusten, die für die USA mit bis zu 3,7 % veranschlagt werden.⁵⁷⁰

⁵⁷⁰ Vgl. Vaughan, (2020).

Die zahlreichen Leckagen reichen bis in städtische Netze. So gelangen z.B. rund 286 t Methan jährlich allein über das Hamburger Gasnetz in die Atmosphäre.⁵⁷¹

Ab einer Verlustrate von 3,2 % trägt Erdgas stärker zum Klimawandel bei als Kohle.⁵⁷²

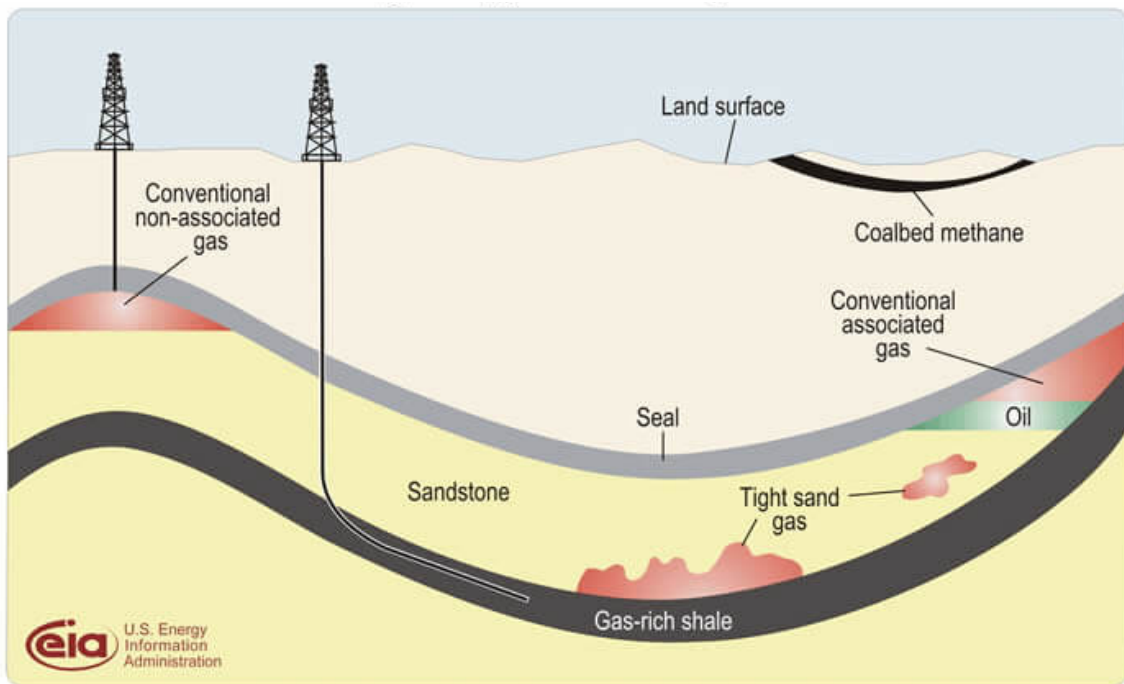


Abbildung 203: Schematische Darstellung von natürlichen Gaslagern.

Quelle: EIA, 2013.

Hauptmaßnahmen zur Verminderung der Methanemissionen sind die Suche und Schließung von Leckagen an Bohrlöchern, Pipelines, Pumpen und Kompressoren entlang der gesamten Erdgas- und Öl-Prozesskette. Dies betrifft vor allem die Rückgewinnung von Erdölbegleitgasen, Erneuerung von Fackeln und Methan-Rückgewinnung aus Tanks und Blowdown-Behältern bis hin zu Tankstellen und lokalen Gasnetzen.

2.12.1.9 Methanemissionen im Kohlebergbau

Die Emissionen von Methan beim Kohleabbau, sowohl unter Tage, im Tagebau, aber auch aus stillgelegtem Abbau, sind erheblich (siehe Abbildung 204). Schätzungen der IEA belaufen sich auf ca. 40 Mt/a,⁵⁷³ eine Studie des US JBCRI nennt 114 Mt/a aus aktivem und stillgelegtem Kohleabbau.⁵⁷⁴ Nur ein geringer Teil wird aufgefangen und energetisch genutzt.

⁵⁷¹ Vgl. PM Environmental Defense Fund Europe, (2020).

⁵⁷² Vgl. Traber, (2019).

⁵⁷³ Vgl. IEA, (2019)

⁵⁷⁴ Vgl. Kholod et al., (2020)

Damit wären die Kohle-bezogenen Emissionen höher als die der Öl- und Gasindustrie.⁵⁷⁵ China ist geographisch der Schwerpunkt der Emissionen.

Die Entfernung von Grubengasen („schlagende Wetter“, Flözgas) beim unterirdischen Kohleabbau durch Belüftung („Bewetterung“) ist aus Sicherheitsgründen seit Langem Stand der Technik. Der Methangehalt ist allerdings für eine weitere Verwertung zu gering und kann über eine katalytische Abgasreinigung zu CO₂ oxidiert werden.

Grubengas entweicht aber auch aus bereits stillgelegten, nicht gefluteten Kohlebergwerken. Dieses kann abgesaugt und thermisch verwertet werden. In Deutschland wird die Menge auf ca. 1,5 Mio m³/a geschätzt und erzeugt eine Leistung von 200 MW.⁵⁷⁶

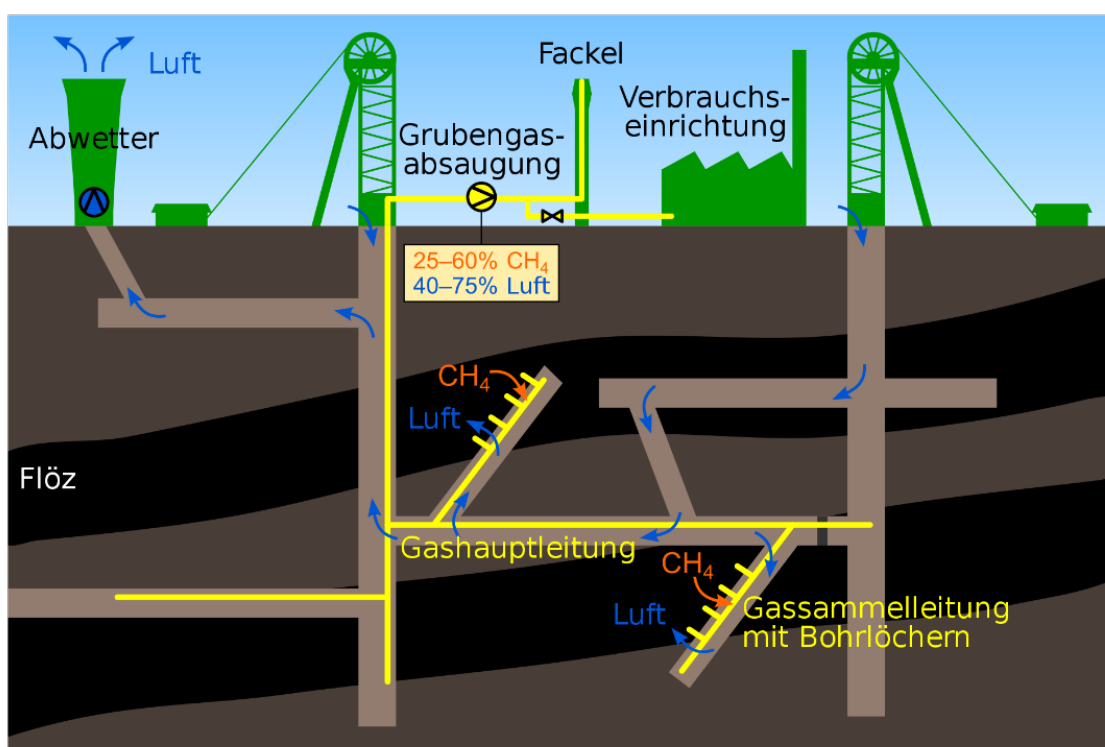


Abbildung 204: Schematische Darstellung der Methanemissionen in einer Kohlemine.

Quelle: Wikipedia, (2010).

2.12.1.10 Methanemissionen bei der Tierhaltung

Abgesehen von einer allgemeinen Umstellung von Ernährungsgewohnheiten, also weniger Fleischkonsum bzw. Umstellung auf Schweine und Geflügel statt z.B. Rind, sind Maßnahmen zur Verminderung der Methanbildung bei Wiederkäuern schwierig. Es gibt Futterzusätze (Terpene, Calciumnitrat, Leinöl), die die Fermentierung eindämmen, jedoch mit begrenztem Effekt. DSM errichtet nach 10-jähriger Entwicklung und Erprobung in Südamerika eine erste

⁵⁷⁵ Vgl. Gabbatiss, (2020)

⁵⁷⁶ Vgl. Grumtman, (2018).

Produktionsanlage in Schottland für Bovaer® (3-Nitrooxy-propanol) in Dalry, Schottland.⁵⁷⁷
Der Futterzusatz reduziert die Methanemission von Wiederkäuern um 30 %.

Beim Gülle-Management kann Methan durch Abdeckung und anschließende Behandlung unter anaeroben Bedingungen z.B. in Biogasanlagen gesammelt und energetisch verwertet werden.

2.12.1.11 Methanemissionen beim Reisanbau

Reis ist Grundnahrungsmittel für über 3,5 Milliarden Menschen. Rund 90 % der weltweiten Reisernte stammen laut FAO aus Südasien und Südostasien. China und Indien sind die weltweit größten Produzenten mit entsprechender Bedeutung für das Klima.

Üblich ist der Nassreisanbau auf natürlichen oder künstlich gefluteten Feldern. In permanent gefluteten Reisfeldern wird Methan von Mikroorganismen produziert, die Pflanzenreste zersetzen (Methanogenese). Die Entwässerung eines Feldes zu bestimmten Zeiten des Wachstumszyklus kann die Methanemissionen um bis zu 50 % verringern, ohne den Reisertrag zu schmälern. Eine weitere Reduktion der Methan-Emissionen könnte auch durch die Auswahl entsprechender Reissorten erreicht werden.⁵⁷⁸

Seit 2011 existiert eine „Plattform für nachhaltigen Reis“, kurz SRP, die von der UNEP und dem International Rice Research Institute (IRRI) eingeführt wurde mit dem Ziel, klima- und umweltfreundliche Anbaumethoden zu fördern und – seit 2015 – entsprechende Standards einzuführen. Maßnahmen, um die Methanogenese zu inhibieren und damit die Methan-Emissionen zu vermindern sind neben dem Wasser-Management die Verwendung anderer Reissorten, die Düngung mit phosphathaltigem Gips (Calcium-sulfat) und mit anderen Sulfaten.

2.12.1.12 Deponiegas

Deponiegas entsteht aus allen organischen Bestandteilen von Abfall durch Vergärung und Zersetzung zu einem Gasgemisch von CO₂ und Methan. In geordneten Deponien kann durch Abdeckung der Deponie und Einbau von Sammlern das Gas gesammelt und zentral energetisch genutzt werden (siehe Abbildung 205).

Weltweit wurden für das Jahr 2012 die weltweiten Methanemissionen aus Deponien auf ca. 30 Mt geschätzt,⁵⁷⁹ wobei die Gesamtemissionen aus „wildem“ Deponien unbekannt sind.

⁵⁷⁷ Vgl. DSM, (2021).

⁵⁷⁸ Vgl. Proplanta, o. J.

⁵⁷⁹ Vgl. Zhao, 2019

Pro Tonne ungetrennten Hausmülls entstehen etwa 150 bis 200 m³ Deponiegas, das zu etwa 60 % aus Methan besteht.

In Deutschland setzten im Jahr 2012 alle Deponien zusammen etwa 300 Mt Methan im Jahr frei. Das entspricht ungefähr der Methanemission von drei Millionen Rindern. Einer Studie aus dem Jahr 2012 zufolge liegt der Erfassungsgrad in Deutschland bei etwa 57 %, in Spanien sind es z.B. nur 18 %.⁵⁸⁰

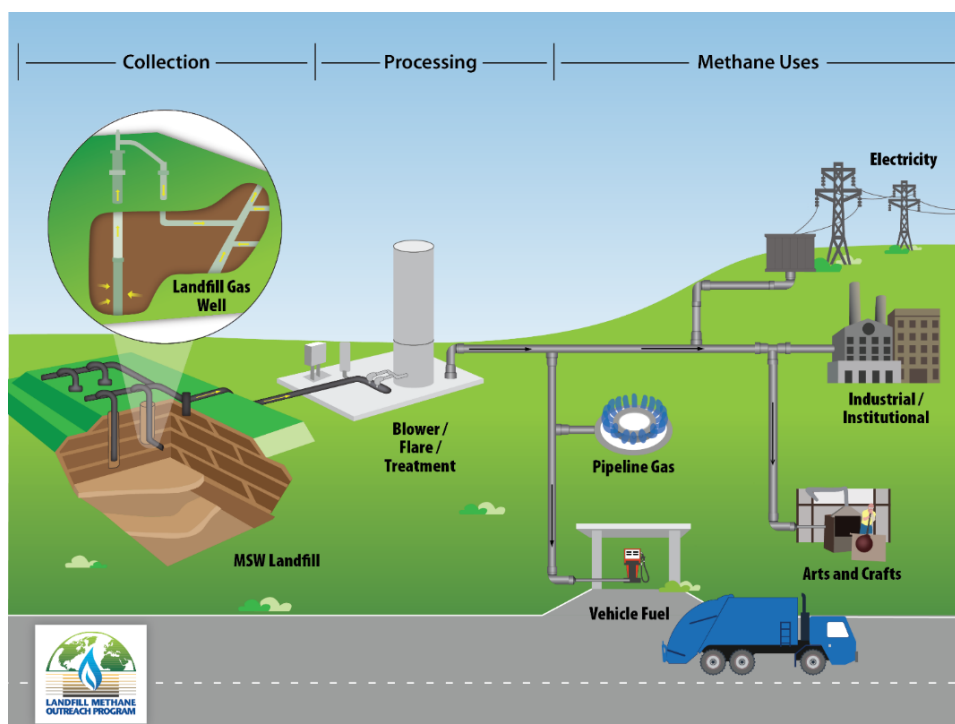


Abbildung 205: Schematische Darstellung vom Einfangen von Methanemissionen bis zur Verwertung.

Quelle: EPA, o. J.

2.12.1.13 Abwasser

Abwässer erzeugen weltweit jährlich ca. 34 Mt Methan, wobei ca. 90 % der Abwässer ungeklärt sind.

Einfache Kläranlagen arbeiten in der Regel aerob, d.h. „belüften“ das Abwasser. Durch falsche Fahrweise und anaerobe Bedingungen entstehen geschätzt 3 Mt Methan, also ca. 10 % der o.g. Gesamtemission.

Verbesserungen werden durch zusätzliche, anaerob arbeitende Klärstufen und Abscheidung des entstehenden Methans erzielt. Die Ausbeute des methanhaltigen „Faulgases“ wird in Faultürmen bei erhöhter Temperatur (ca. 35 °C) gesteigert. Hierbei erfolgt der Abbau der organischen Inhalte des Klärschlammes in vier Phasen (Hydrolyse, Versäuerung, acetogene

⁵⁸⁰ Vgl. Reiser (2021)

und methanogene Phase) unter Bildung eines energetisch verwertbaren Produktgases mit einer typischen Zusammensetzung von 60 – 70 % Methan und 26 – 36 % CO₂.⁵⁸¹

In Deutschland wurden im Jahr 2018 rund 1.491 GWh Strom aus Klärgas gewonnen. Damit hatte es einen Anteil von 0,7 % an der gesamten Strombereitstellung aus regenerativen Energien. Von den mehr als 9.000 deutschen Kläranlagen führten 1.274 Anlagen das Faulgas einer Nutzung zu, 8 % davon erzeugten Strom.⁵⁸²

2.12.1.14 Oxidation von Methan aus diffusen Quellen und bei geringen Konzentrationen

Neuere Entwicklungen erlauben die Entfernung von Methan im Bereich der atmosphärischen Methan-Spurenkonzentrationen durch katalytische Oxidation zu CO₂ bei moderaten Temperaturen von 200 – 300 °C. Zum Einsatz kommen Kupfer-dotierte Zeolithe mit Modernstruktur.⁵⁸³

Bekannt, aber wenig effektiv ist auch enzymatische Oxidation von Methanspuren, u.a. zu Methanol unter Einsatz von Methan-Monooxygenase.⁵⁸⁴ Beide Optionen sind im Entwicklungsstadium.

2.12.1.15 Zusammenfassung und Ausblick

Die detaillierteste Untersuchung über den Status und Minderungsmaßnahmen der Methanemissionen ist die im Jahr 2021 veröffentlichte UNEP/CCAC-Studie „Global Methane Assessment and Costs of Mitigating Methane Emissions“.⁵⁸⁵

Mit bekannten technischen Möglichkeiten könnten die Methanemissionen bis zum Ende der Dekade um 180 Mt/a vermindert werden. Dies würde einer Absenkung des Treibhauseffekts um 0,3 °C entsprechen.

Bereits geplante und eingeleitete Maßnahmen umfassen ca. 120 Mt/a, wobei der Sektor Öl/Gas/Kohle die Hälfte beiträgt – auch weil es sich um die am wenigsten diffusen Emissionsquellen handelt.

In mehreren anderen Studien wird das Potenzial der Methanemissionsminderung bis zum Jahr 2030 mit 29 – 57 Mt/a bei Öl und Gas, 12 – 25 Mt/a bei Kohle, 29 – 36 Mt/a bei Abfällen und

⁵⁸¹ Vgl. Gebhart, (2018).

⁵⁸² Vgl. Kröll, (2020).

⁵⁸³ Vgl. Brenneis et al., (2021).

⁵⁸⁴ Vgl. Smith et al., 2009.

⁵⁸⁵ Vgl. UNEP/CCAC 2021

Abwasser, 6 – 9 Mt/a beim Reisanbau und 4 – 42 Mt/a bei der Viehhaltung angegeben. Dies wären im Durchschnitt ca. 113 Mt/a mit jeweils weiten Schwankungsbereichen.

Dies mag auch daran liegen, dass die Prioritäten geographisch sehr unterschiedlich sind und Minderungsmaßnahmen mit unterschiedlicher Intensität angegangen werden:

Tabelle 48: Sektoren mit hohen CO₂-Emissionen nach Ländern/Kontinenten.

Land/Kontinent	Sektor mit den höchsten CO ₂ -Emissionen
Europa	Abfälle und Abwasser
Afrika	Tierhaltung, Kohle/Öl/Gas
China	Kohle, Landwirtschaft
Asien ohne China	Abfälle, Abwasser, Landwirtschaft
Middle East	Öl/Gas
Nordamerika, Russland	Öl/Gas/Kohle
Südamerika	Landwirtschaft (inkl. Ausweitung Agrarflächen)

2.12.1.16 Kosten

Verlässliche, generelle Angaben sind wegen der Heterogenität der Emissionsquellen und der jeweiligen Maßnahmen nicht möglich. In einigen Sektoren, vor allem im Bereich Öl und Gas werden sogar negative Kosten, also Erlöse aus der Minderung der Verluste angegeben.

Die UNEP/CCAC-Studie⁵⁸⁵ schätzt den Aufwand auf durchschnittlich USD 600/t verminderte Methanemission mit den Schwerpunkten Öl/Gas (520 USD), Kohle (190 USD) und Landwirtschaft (830 USD). Sehr viel höher ist der Aufwand bei Abfall/Abwasser.

2.12.1.17 Relevanz für GES

Methan ist nach CO₂ das zweitwichtigste Klimagas. Die Senkung von Methanemissionen entlang der Wertschöpfungsketten, vor allem die so genannten Vorkettenemissionen, sind bei weniger diffusen anthropogenen Quellen wie im Öl- und Gas-Sektor und einigen Bereichen der Landwirtschaft wie Reisanbau und Viehhaltung relativ leicht erreichbar und haben eine große Hebelwirkung.

Eine durchdachte Strategie zur Reduzierung der Methanemissionen muss daher zwingend Teil der heutigen Klimaschutzaktivitäten sein, auch wenn eine „Methan-Neutralität“ letztlich nicht erreichbar ist.

Zu beachten, aber schwer zu quantifizieren sind die Risiken einer unkontrollierten Methanfreisetzung aus natürlichen Quellen im Zuge allgemeiner Klimaveränderungen, die

zum Auftauen von Permafrostgebieten und wärmeren Meeresströmungen und Zersetzung von Methanhydraten führen.

2.12.2 Spezialfall Methan: Umfang und Kontrolle von LNG Vorkettenemissionen

2.12.2.1 Zusammensetzung und Eigenschaften von LNG

Verflüssigtes Erdgas (Temperatur ca. -162 °C) besteht zu ca. 95 % (molar) aus Methan, weitere Bestandteile sind ca. 2,5 % CO₂, ca. 2 % Ethan und Propan und geringe Anteile höherer Kohlenwasserstoffe sowie N₂.⁵⁸⁶ LNG hat nur ein sechshundertstel des Volumens von gasförmigem Erdgas mit folgenden weiteren Eigenschaften:

1.000 kg LNG entsprechen ca. 1.400 m ³ Erdgas
1 m ³ LNG entspricht ca. 630 m ³ Erdgas
Dichte von LNG: ca. 450 kg/m ³
Energiedichte von LNG: 2.200 MJ/m ³ bzw. 610 MWh
Brennwert (Ho): ca. 15 kWh/kg, Heizwert (Hu): ca. 13,5 kWh/kg
Zündgrenzen in Luft: 5 – 15 Vol % CH ₄

Tabelle 49: Einige physikalische und chemische Eigenschaften von LNG.

2.12.2.2 Versorgungswege: Weltweiter Handel mit Erdgas (via Pipeline) und LNG

Zu den Versorgungswegen liegen derzeit nur Daten vor, die aus der Zeit vor den starken Verschiebungen infolge des Ukraine-Kriegs und entsprechende Prognosen stammen.

Die weltweiten Transportmengen von Erdgas über Pipelines und als LNG in Mrd m³ sind in Abbildung 206 zusammengefasst.⁵⁸⁷ Danach beträgt der Anteil des Pipeline-Transports knapp 60 %, der Transport per LNG 40 % (2021: 515 Mrd m³) bezogen auf gasförmiges Erdgas.⁵⁸⁸

Abbildung 206 zeigt die internationalen Handelsströme für LNG im Jahr 2021 mit den Schwerpunkten Südostasien/Australien und Indonesien und Middle East/Qatar (Produktion) und China sowie Europa (als Empfänger).

⁵⁸⁶ Vgl. Sagroll, 2015.

⁵⁸⁷ Vgl. BP, (2022).

⁵⁸⁸ Vgl. Sönnichsen, (2022).

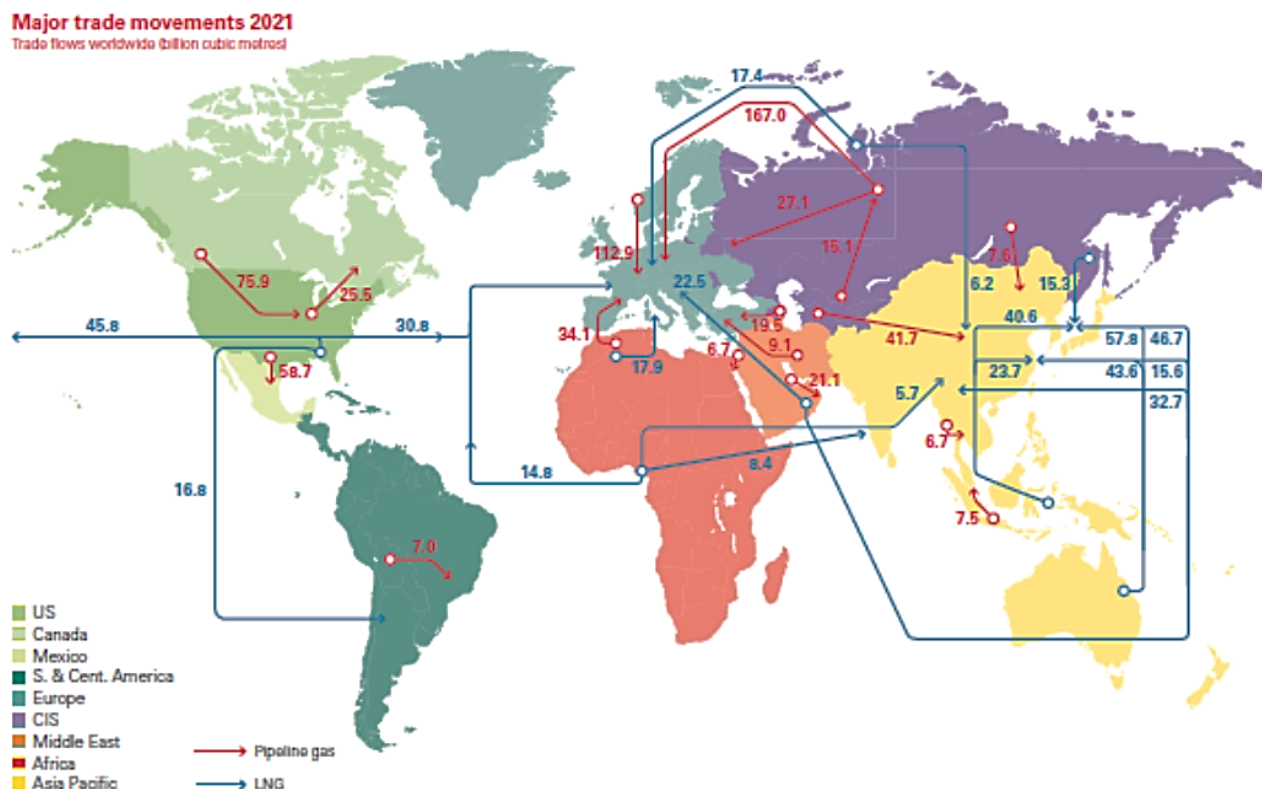


Abbildung 206: Weltweite Versorgungsketten für Erdgas über Pipelines und als LNG.

Quelle: BP, (2022).

Insgesamt wurden im Jahr 2021 weltweit etwas über 370 Mt LNG gehandelt, wobei Australien, Qatar, die USA und Russland die größten Produzenten, dagegen China, Japan, Indien und Europa die größten Importeure waren (siehe Abbildung 207).⁵⁸⁹

Die Verflüssigungskapazitäten betragen 2021 ca. 460 Mt und werden weltweit stark ausgebaut. In Planung und im Bau sind zusätzlich über 200 Mt jährlicher Verflüssigungskapazität, weitere Projekte mit über 1 Gt wurden annonciert (siehe Abbildung 207).

⁵⁸⁹ Vgl. IGU, (2022)

LIQUIFIED NATURAL GAS TRADE FLOW, 2018

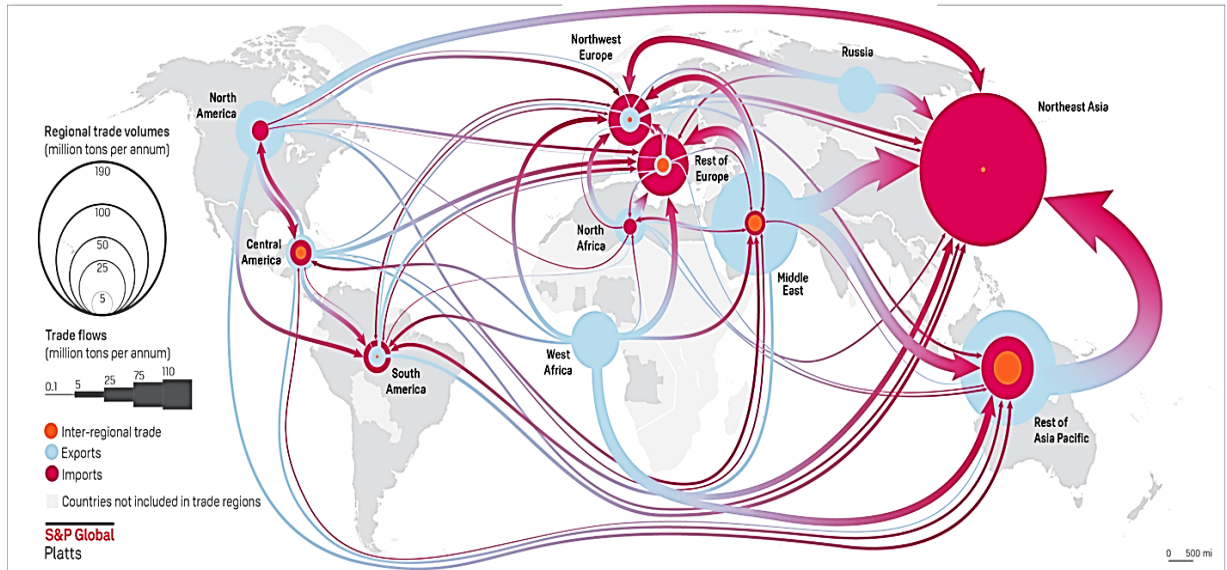


Abbildung 207: LNG-Transport weltweit.

Quelle: Sönnichsen, (2022).

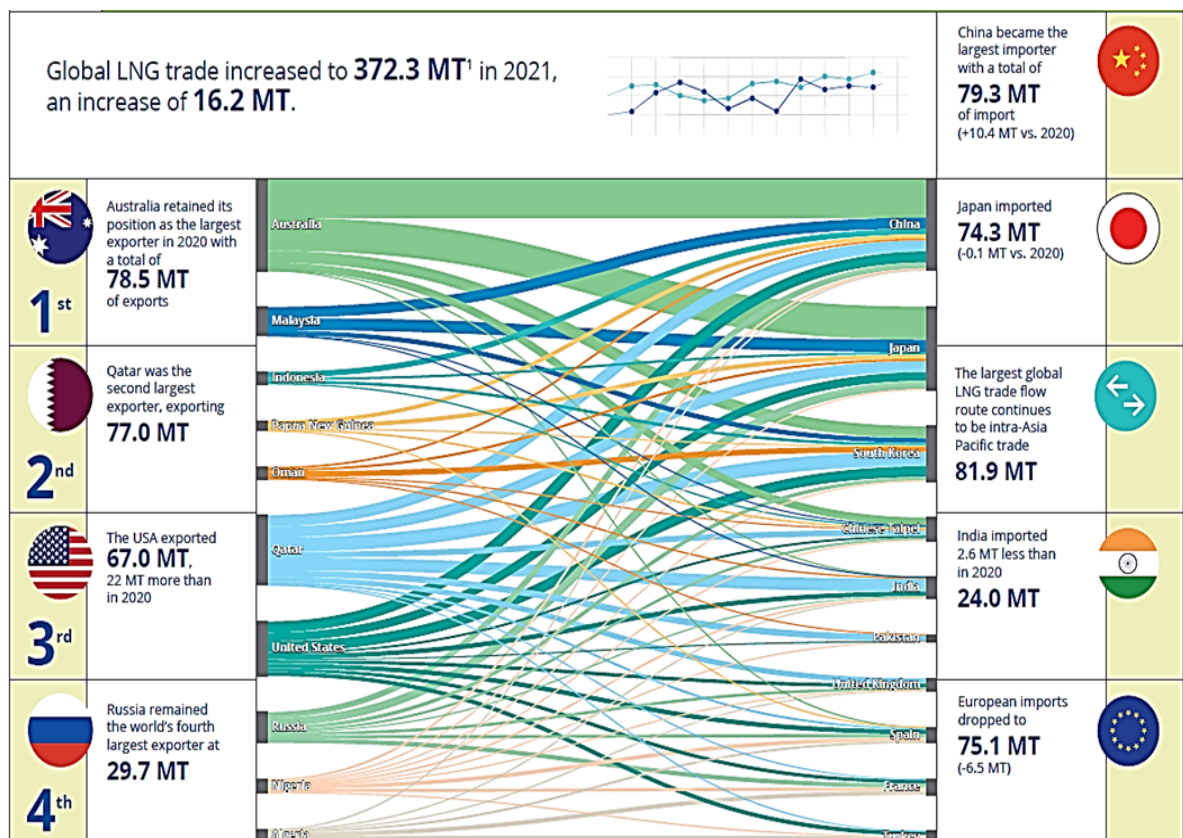


Abbildung 208: Hauptexporteure und -importeure für LNG

Quelle: IGU, (2022).

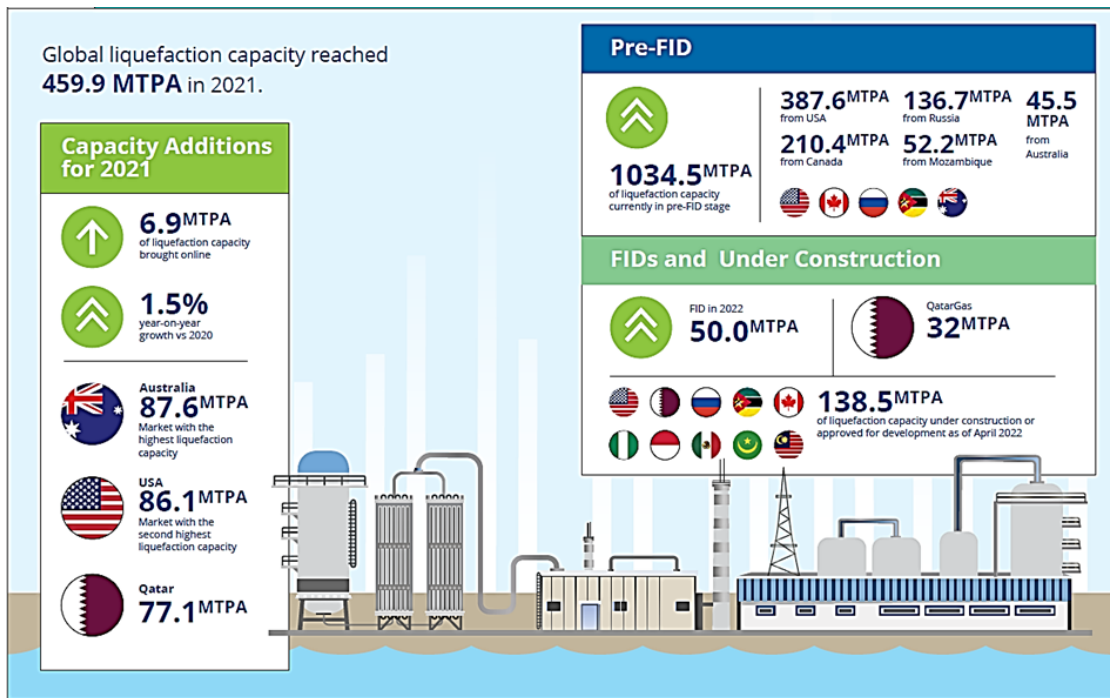


Abbildung 209: Verflüssigungskapazitäten zur Produktion von LNG (Stand 2021).

Quelle: IGU, (2022).

Die LNG-Endterminals mit Wiederverdampfung des LNG haben eine deutliche Überkapazität von 903 Mt LNG weltweit. Dies entspricht einer Auslastung von ca. 43 %, wobei ein Teil der Überkapazität durch die Saisonalität des Verbrauchs bestimmt ist (siehe Abbildung 210).

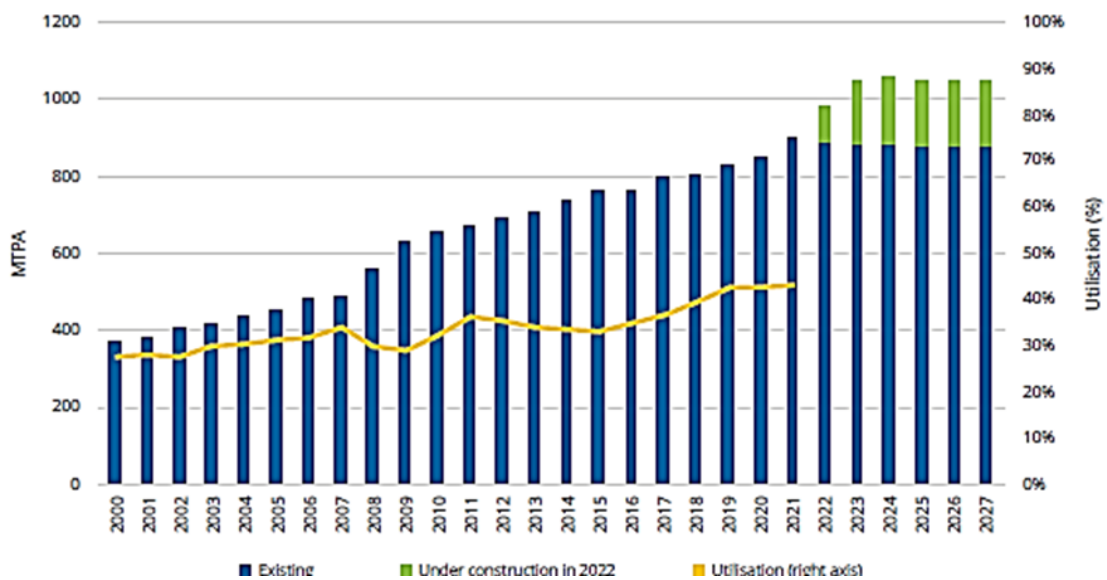


Abbildung 210: Kapazität und Auslastung der LNG-Terminals weltweit.

Quelle: IGU, (2022).

Derzeit ist nur eine geringe Ausweitung dieser Kapazität geplant (was sich infolge des Ukraine-Kriegs ändern könnte).

Die LNG-Tankerflotte besteht derzeit aus 640 Schiffen mit einer durchschnittlichen Kapazität von 180.000 m³ LNG (ca. 81.000 t LNG bzw. 114 Mio m³ Methan/Erdgas). Weitere 216 Schiffe sind beauftragt.

Die Haupttransportrouten sind Australien – China bzw. Japan und Qatar – Südkorea mit einer Reisedauer von bis zu einem Monat.

2.12.2.3 Situation in Europa

Bezogen auf Europa war vor Beginn des Ukraine-Krieges die Versorgung mit Erdgas per Pipeline dominierend, nur etwa 13 % (ca. 75 Mt in 2021) wurden als LNG importiert, siehe Abbildung 211.⁵⁹⁰

Es wurde auch kein Bedarf an zusätzlichen Pipelines (Nordstream 2) und LNG-Terminals gesehen – trotz der starken Abhängigkeit von russischem Erdgas. Dementsprechend entstand eine Versorgungsstruktur hauptsächlich in Ost-West-Richtung (Pipelines). Vor allem in Südeuropa (Spanien, Portugal), teilweise auch in England entstanden LNG-Terminals vor allem zum Ausgleich zu geringer Pipeline-Kapazitäten (siehe Abbildung 212).

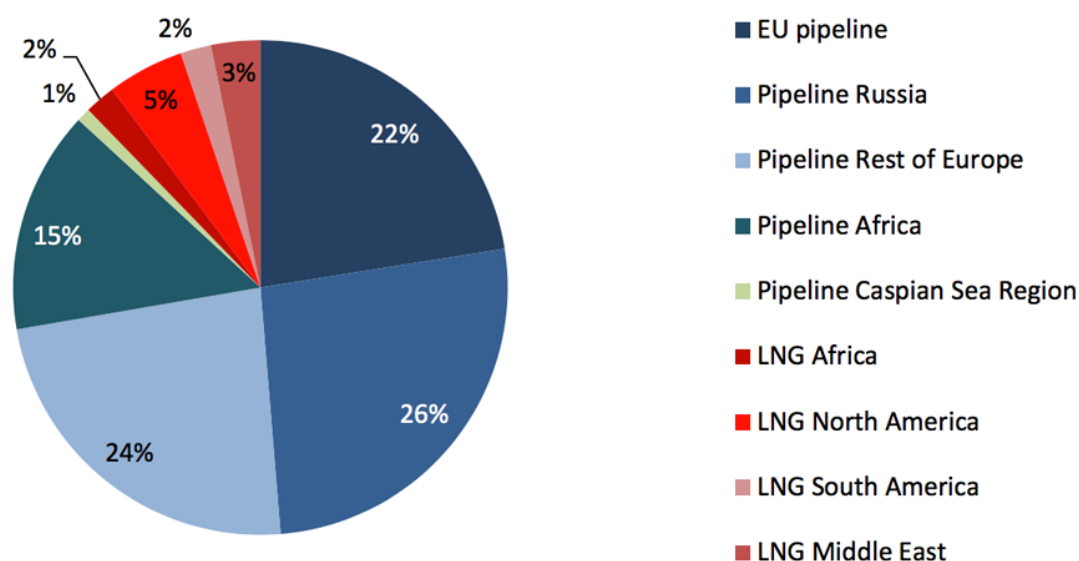


Abbildung 211: Erdgas-Versorgung nach Europa per Pipeline und als LNG.

Quelle: Holz & Kemfert, (2020).

2.12.2.4 LNG-Terminals in Europa

Abbildung 212 zeigt die derzeitigen Standorte von LNG-Terminals in Europa. Europa verfügt über 37 Terminals, davon 26 in der EU mit einer Jahreskapazität von 244 Mrd m³ Gas (ca. 170 Mt LNG).

⁵⁹⁰ Vgl. Holz & Kemfert, (2020).

13 EU-Länder importierten 2021 80 Mrd m³ Gas als LNG (ca. 20 % des Gesamt-Erdgasimports), darunter Spanien 21 Mrd m³, Frankreich 18 Mrd m³ und Italien 9 Mrd m³.

Die europäischen LNG-Terminals sind dementsprechend stark unterausgelastet. Wegen der nicht angepassten Pipeline-Struktur wird sich die Auslastung der existenten Anlagen infolge des Ukraine-Krieges nur graduell erhöhen. Der geplante EU-weite Zubau entspricht einer Jahreskapazität von 150 Mrd m³ Gas (ca. 110 Mt LNG).⁵⁹¹

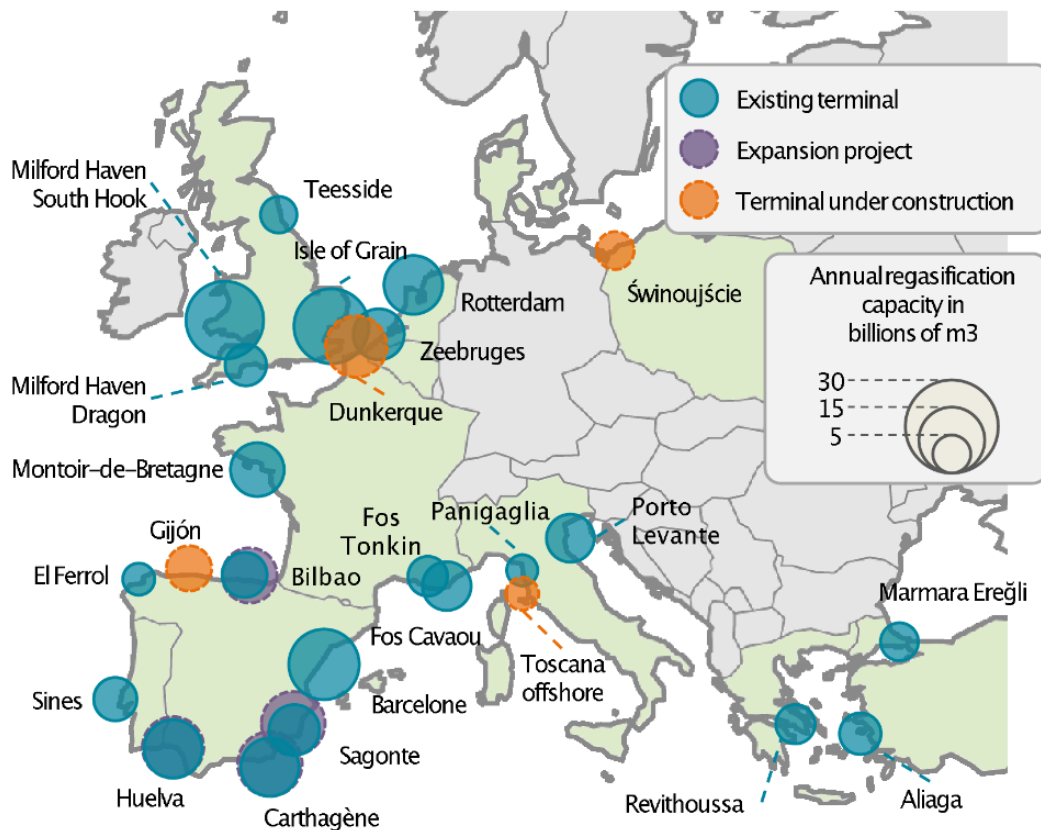


Abbildung 212: Existente und geplante LNG-Terminals in Europa (Stand vor Ukraine-Krieg)⁵⁹¹

Deutschland plant Terminals an zwei Standorten mit einer Jahreskapazität von 13,5 Mt LNG / 29 Mrd m³ Gas in Wilhelmshaven und Brunsbüttelkoog sowie mobile Terminals u.a. in der Ostsee.

2.12.2.5 LNG-Versorgungskette

In Abbildung 213 und

Abbildung 214 wird die prinzipielle Abfolge der Versorgungskette dargestellt. Die vier LNG-spezifischen Schritte erzeugen zusätzliche Methanemissionen, insbesondere durch Leckagen bei Umstellungen und Verdampfungsverluste bei Lagerung und Transport (boil-off Gas).

⁵⁹¹ Vgl. Clean Energy Wire (2022); PM BMWi, (2022).

Nach der Erdgasförderung muss das Erdgas in einem ersten Schritt für eine Verflüssigung konditioniert werden, da ansonsten einige Komponenten ausfrieren würden. Dies sind insbesondere Wasser, CO₂, höhere Kohlenwasserstoffe und Schwefelverbindungen.

Prozesskette LNG



Abbildung 213: Prozesskette LNG

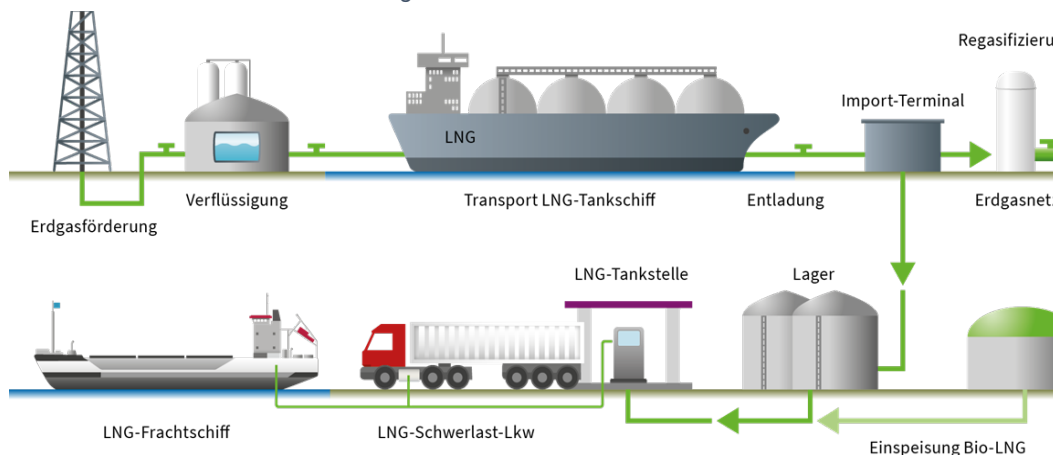


Abbildung 214: LNG Versorgungskette.

Quelle: BGR, (2020).

2.12.2.6 Verflüssigung und Transport

Anschließend wird das konditionierte Erdgas über mehrere Stufen im Austausch gegen ein Kältemittel (Propan/Methan/Stickstoff) auf ca. -162 °C gekühlt und verflüssigt, siehe Abbildung 215.⁵⁹²

Neben diffusen Emissionen durch Leckagen wird vor allem bei Spülvorgängen, unvollständiger Abfackelung des „flash“ Gases“ und durch gasbetriebene Kompressoren und Generatoren Methan freigesetzt.

Verflüssigung, Handling und Boil-Off emittieren ca. $0,3\text{ kg CH}_4/\text{t LNG}$. Optimierte Neuanlagen erreichen bis unter $0,025\text{ kg CH}_4/\text{t LNG}$.⁵⁹³

Die LNG-Verflüssigung ist energieintensiv, wobei der geringere Energieaufwand für den darauffolgenden Transport den Energiebedarf des Pipeline-Transports teilweise kompensiert.

⁵⁹² Vgl. Saunier, (2021).

⁵⁹³ Vgl. BGR, (2020).

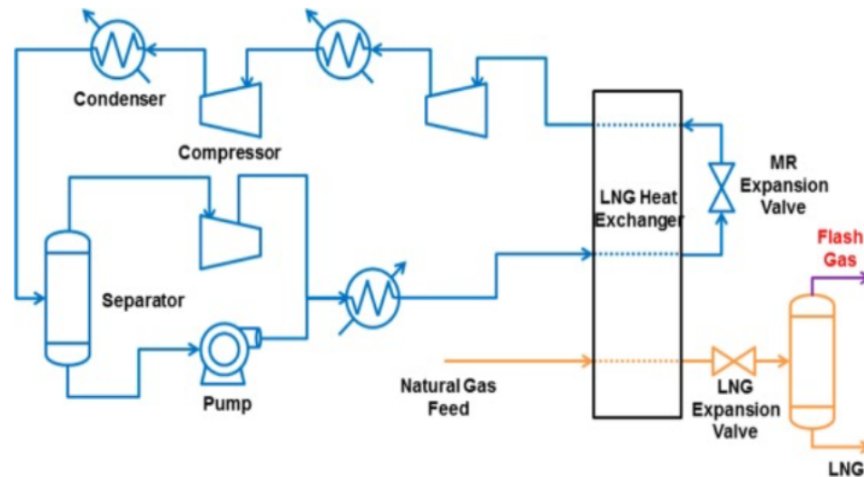


Abbildung 215: Anlage zur Verflüssigung von (konditioniertem) Erdgas.
Quelle: Saunier, (2021).

Es gibt derzeit noch keine systematische Analyse der Methanemissionen während des Transports. Grobe Schätzungen für einen mittelgroßen LNG-Tanker liegen bei

- 0,7 – 1,1 kg Methanverlust/t LNG und Tag durch Boil-Off und bei
- 0,2 kg Methanverlust/t LNG und Tag für den Antrieb (emittiert als CO₂),

insgesamt also 0,9 – 1,3 kg Methan/t LNG und Tag.⁵⁹⁴

2.12.2.7 Wiederverdampfung und Einspeisung ins Erdgasnetz

Abbildung 216 zeigt schematisch eine Anlage zur Wiederverdampfung von LNG und Einspeisung ins Netz.⁵⁵²

Methanemissionen entstehen auch hier durch diffuse Leckagen, Spülvorgänge und Wechsel von Anschlüssen, unvollständige Abfackelung von Restgas sowie durch gasbetriebene Generatoren, Kompressoren und Pumpen für die Einspeisung in das Pipeline-Netz.

Analysen an 20 europäischen LNG-Terminals ergaben eine durchschnittliche Methanemission von 0,165 kg Methan pro Tonne LNG. Hierbei waren 83 % der Emissionen diffus, 6 % durch Boil-Off, 5 % durch die Fackel und 6 % sonstige Emissionen.

⁵⁹⁴ Ungeachtet der Methanemissionen bei einem LNG-Antrieb dürften die Gesamtemissionen beim Schiffstransport deutlich geringer sein als mit einem Schwerölantrieb

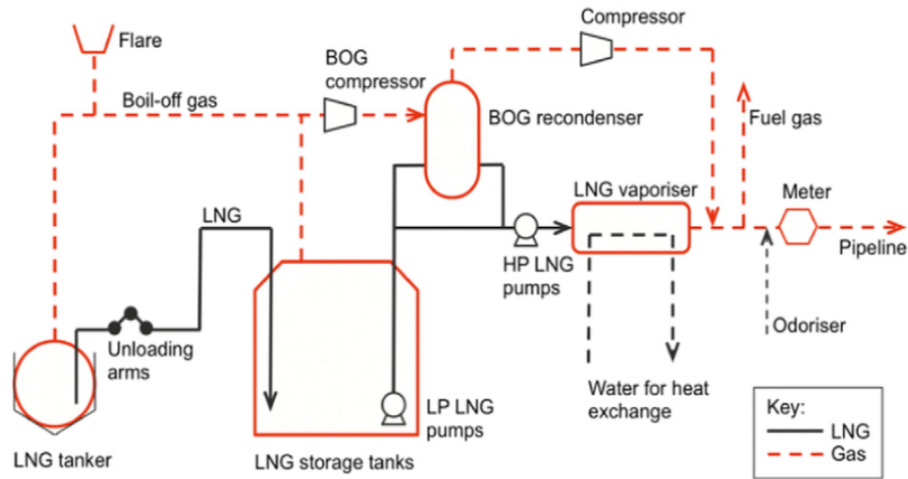


Abbildung 216: Anlage zur Wiederverdampfung von LNG zur Einspeisung ins Erdgasnetz.
Quelle: Saunier, (2021).

2.12.2.8 Verteilung als LNG (Flüssiggas)

Abbildung 217 zeigt die Prozesskette einer weiteren Flüssiggas-Logistik mit LKW, Schiffen und weiteren Lagern. Diese Art der Verteilung von LNG erzeugt die höchsten Methanemissionen entlang der Versorgungskette – infolge von Leckagen, häufigen Spülvorgängen und Wechsel von Anschlüssen sowie durch Pumpen.

Grob geschätzt bewegen sich die Emissionen in der Größenordnung von 1 kg Methan/t LNG durch Boil-Off und Spülvverluste, 1,3 kg Methan/t LNG bei LKW-Versorgung von LNG-Tankstellen und 2,2 kg Methan/t LNG bei der Betankung von Fahrzeugen.

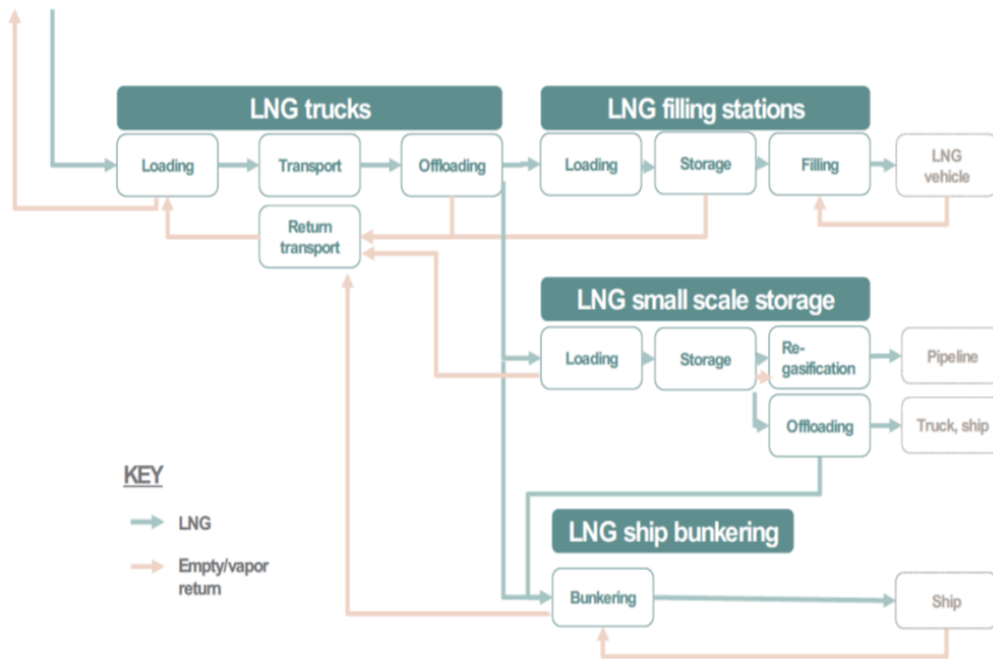


Abbildung 217: Flüssiggas-Logistik (ohne Wiedereinspeisung ins Erdgas-Netz).
Quelle: Saunier, (2021).

2.12.2.9 Abschätzung der Vorkettenemissionen und Zusammenfassung

Gesamt-Vorkette

Trotz der dynamischen Entwicklung des internationalen LNG-Handels und des LNG-Transports hat die LNG-Vorkette hinsichtlich der Methanverluste bzw. -Emissionen viele Variable und Unbekannte, teilweise auch mangels systematischer Analysen.

Die Methanemissionen der Prozesskette Verflüssigung – Wiederverdampfung – Einspeisung liegen in einer Größenordnung von 0,4 % (4 kg Methan/t LNG) bzw. 5,6 m³ Erdgas/t LNG. Dies entspricht – je nach unterstelltem Klimafaktor für Methan – einer Emission von 100 – 350 kg CO₂-Äquivalente pro t LNG. Dazuzurechnen ist der Schiffstransport (0,9 – 1,3 kg Methan/t LNG und Tag bei Annahme eines LNG-Antriebs des Schiffes. Bei angenommenen zehn Tagen Transport entspricht dies 9 – 13 kg Methan pro t LNG bzw. 225 – 1130 kg CO₂-Äquivalente pro t LNG.⁵⁹⁵ Die Gesamtmethanemission der Gesamtvorkette bei zehn Tagen Schiffstransport beläuft sich dann auf 1,1 – 1,7 % bzw. 13 – 17 kg Methan/t LNG, bzw. je nach Klimafaktor 325 – 1479 kg CO₂-Äquivalente pro t LNG. Rechnet man den Energieaufwand für Verflüssigung und Verdampfung mit LNG als einziger Energiequelle für die Verarbeitung hinzu, dann erhöhen sich die Verluste um weitere 0,3 – 0,75 % (3 – 7,5 kg Methan/t LNG).⁵⁹⁶

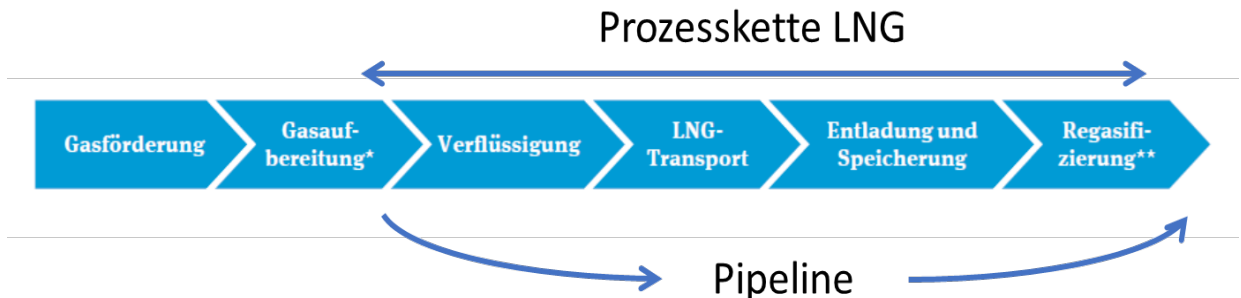
Vergleich LNG / Pipeline

Abbildung 218: Prozessketten im Vergleich.

Vergleicht man die Verlustraten einer LNG-Logistik mit der einer Versorgung per Pipeline, welche die LNG-spezifischen Verarbeitungsschritte überspringt, so ergibt sich (soweit überhaupt vergleichbar) die Gegenüberstellung aus Tabelle 50.

⁵⁹⁵ 10 Tage bei 15 kn, entsprechen einer Entfernung von ca. 6.500 km

⁵⁹⁶ Vgl. Timera Energy, (2021).

Tabelle 50: Vergleich von LNG- und Pipelinetransport.

Art des Transportes	Verluste während des Transportes
Methanemission LNG	1,4 – 2,5 %
Methanemission Pipeline: ⁵⁹⁷ Niederlande nach Deutschland:	0,03 %
Norwegen nach Deutschland:	0,02 – 0,06 %
Russland nach Deutschland:	0,5 – 1,5 %

Der zunehmende Einsatz von LNG zur Sicherstellung der Energieversorgung ist mit deutlich höheren, zusätzlichen Vorkettenemissionen des Klimagases Methan verbunden und wird zunehmend kritisch betrachtet.⁵⁹⁸

Geht man von einer Emissionsrate entlang der LNG-Prozesskette von 1,4 – 2,5 % und einem LNG-Umschlag von 373 Mt (Jahr 2021) aus, so entspricht dies einer zusätzlichen jährlichen Emission von 5,2 – 9,3 Mt Methan. Dies entspricht 130 – 233 Mt CO₂-Äquivalente (Klimafaktor 25) bzw. 452 – 809 Mt CO₂-Äquivalente (Klimafaktor 87) oder von bis zu zusätzlichen 2,2 % der weltweiten CO₂-Emissionen im Jahr 2021 (36 Gt CO₂).

Alle verfahrenstechnischen Maßnahmen, die auch bei der Erdgasförderung und dem Transport per Pipeline geboten sind und technisch relativ einfach realisierbar sind, gelten insbesondere auch für das Handling von LNG, um die Verluste infolge von Leckagen, Spülvorgängen und Boil-Off durch Verdampfung zu verringern.⁵⁹⁹

In Bezug auf die Situation in Europa erscheint ein konsequenter Ausbau des Pipeline-Netzes – vor allem auch in Süd-Nord-Richtung – geboten, um existente LNG-Terminals bestmöglich auszulasten und damit auch die an allen Übergabepunkten entstehenden Methanemissionen zu minimieren.

2.12.2.10 Klimagas Methan – Umfang und Kontrolle von LNG-Vorkettenemissionen

Bei der Gewinnung von Erdgas und Erdöl werden große Mengen an methanreichen Begleit- und Restgasen abgefackelt. Kürzlich veröffentlichte Schätzungen gehen von weltweit ca. 10.000 Fackeln und einer Abgasmenge von 144 Mrd m³ im Jahr 2021 aus, mit deutlicher

⁵⁹⁷ Vgl. Wissenschaftliche Dienste, 2018; BGR, (2020).

⁵⁹⁸ Vgl. Angler, 2022; Tagesschau, 2022; Swanson, (2020).

⁵⁹⁹ Vgl. Stern, 2020; Reducing Methane Emissions, (2020).

Zunahme gegenüber den Vorjahren.⁶⁰⁰ Dies entspricht etwa $\frac{1}{3}$ des Erdgasverbrauchs der EU bzw. den Emissionen von 200 Millionen Fahrzeugen.⁶⁰¹ Pro m³ Fackelgas entstehen ca. 2,8 kg CO₂-Äquivalent bzw. eine Gesamtemission von ca. 400 Mt CO₂-Äquivalent. Dies unterstellt eine 98 %-ige Verbrennung durch die Fackel, die in den seltensten Fällen erreicht wird. Abbildung 219 zeigt die Länderanteile der über Fackeln entsorgten Gasvolumina für das Jahr 2017.

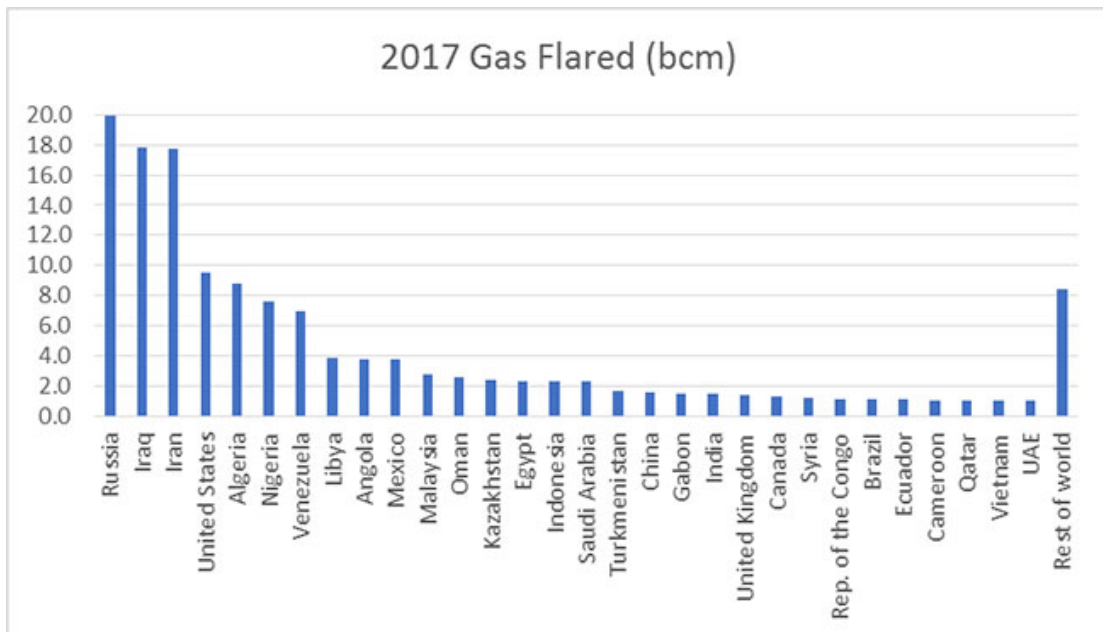


Abbildung 219: Abgefackelte Gasmengen in 2017 (Mrd. m³)
Quelle: Tetrattech, (2022).

Den weitaus größten Anteil haben Russland, Iran, Irak, Algerien, Nigeria, Venezuela und die USA. Sie tragen zu 40 % zur Ölproduktion, aber zu 65 % zur Menge des abgefackelten Gases bei.⁶⁰²

Nach den im Jahr 2022 unterbrochenen russischen Gaslieferungen Richtung Europa dürften die in Russland abgefackelten Erdgasmengen aktuell deutlich über der in Abbildung 219 dargestellten Menge liegen.

⁶⁰⁰ Vgl. World Bank, (2022a).

⁶⁰¹ Vgl. Aggreko, 2022; Duren & Gordon, (2022).

⁶⁰² Vgl. World Bank, (2021).

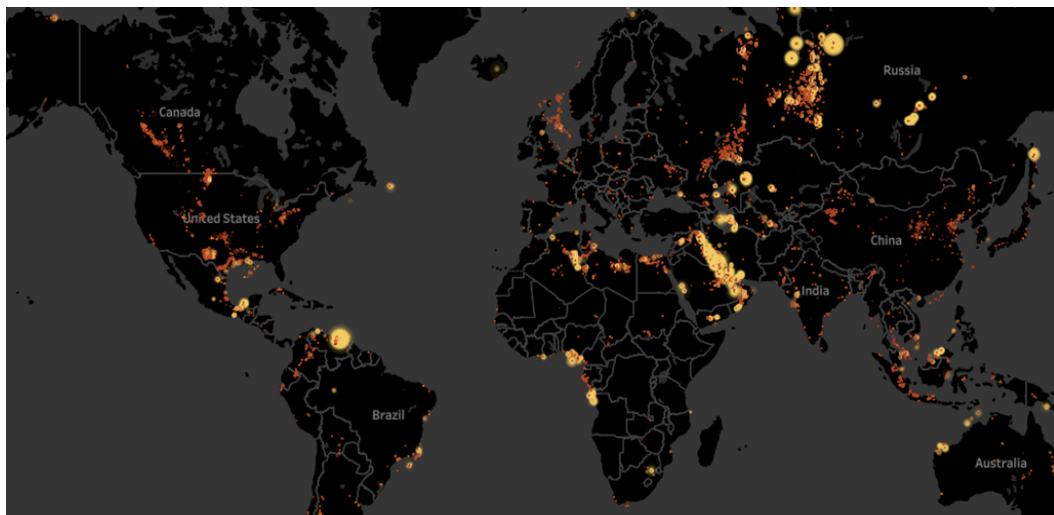


Abbildung 220: Weltweite Verteilung von Fackeln in Zusammenhang mit Erdöl- und Gasförderung
Quelle: NOAA VIIRS Instrument, Skytruth.org

Die weltweite Verteilung von Fackeln in Zusammenhang mit der Förderung von Erdgas und Erdöl zeigt Abbildung 220.

Der Wert des weltweit abgefackelten Gases, bezogen auf den durchschnittlichen Gaspreis im Jahr 2018, beträgt ca. 16 Mrd USD,⁶⁰³ laut einer Studie der IEA für 2021 sogar 55 Mrd USD (bei einem Gaspreis von 10 USD/MMBtU).⁶⁰⁴

2.12.3 Spezialfall Methan: Restgasfackeln

Nachdem die Klimawirkung von Methan 86 mal bzw. langfristig 28 mal größer ist als die von CO₂ („GWP₂₀“ bzw. „GWP₁₀₀“), tragen die unverbrannten Anteile der Fackelgase und die vielen unkontrollierten und nicht in Betrieb befindlichen Fackeln erheblich zu den Klimagasemissionen bei.

Seit Jahrzehnten wird auf Basis einer in den 1980er-Jahren entstandenen Studie der amerikanischen EPA angenommen, dass in den Fackeln 98 % der zugeführten Kohlenwasserstoffe verbrannt werden.

Weltweit wird geschätzt, dass von den jährlich ca. 400 Mt Gesamtemissionen (als CO₂-Äquivalent) mindestens 39 Mt Methan („Methanslip“) mit entsprechend hoher Klimawirkung zuzuordnen sind.⁵⁴⁴

Umfangreiche Analysen in den Jahren 2020 und 2021 über drei Erdöl- bzw. Gasfelder in den USA ergaben jedoch Wirkungsgrade von durchschnittlich nur ca. 95 % für in Betrieb befindliche Fackeln und wegen vieler abgestellter Fackeln einen Gesamtwirkungsgrad von nur 91 %,

⁶⁰³ Vgl. Brainwave Energy, 2019

⁶⁰⁴ Vgl. Schulz et al., 2022

was ein Vielfaches an Methanemissionen bedeutet, als für einen Wirkungsgrad von 98 % unterstellt wurde⁶⁰⁵ (siehe Abbildung 221).

Die Lieferunterbrechungen von russischem Erdgas im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg lassen vermuten, dass zeitweise große Mengen Methan unkontrolliert und unvollständig abgefackelt wurden. Schätzungen auf der Basis von Satellitenaufnahmen gehen von über 4 Mio. m³ pro Tag aus.⁶⁰⁶ Dies entspricht einer täglichen Emission von 2.900 Tonnen Methan und 250.000 Tonnen CO₂-Äquivalent („GWP₂₀“).

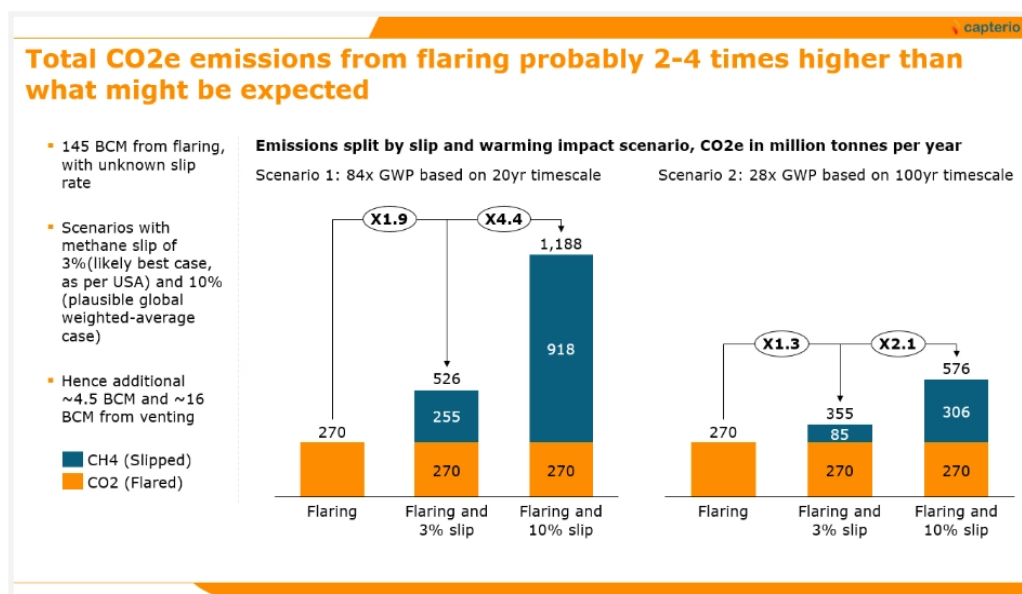


Abbildung 221: Tatsächliche CO₂-Emissionen von Fackelgasen in Abhängigkeit vom Methan-Slip.

Quelle: Flareintel, (2019).

Abbildung 222 zeigt Satellitenaufnahmen von großen Fackeln an einer Gazprom-Verdichterstation der Nordstream1-Pipeline in der Nähe der finnisch-russischen Grenze, aufgenommen am 24.8.2022.

⁶⁰⁵ Vgl. Plant et al., 2022

⁶⁰⁶ Vgl. Reuters-Meldung, August 26, 2022 www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/russland-fackelt-gas-ab-gazprom-ukraine-krieg.

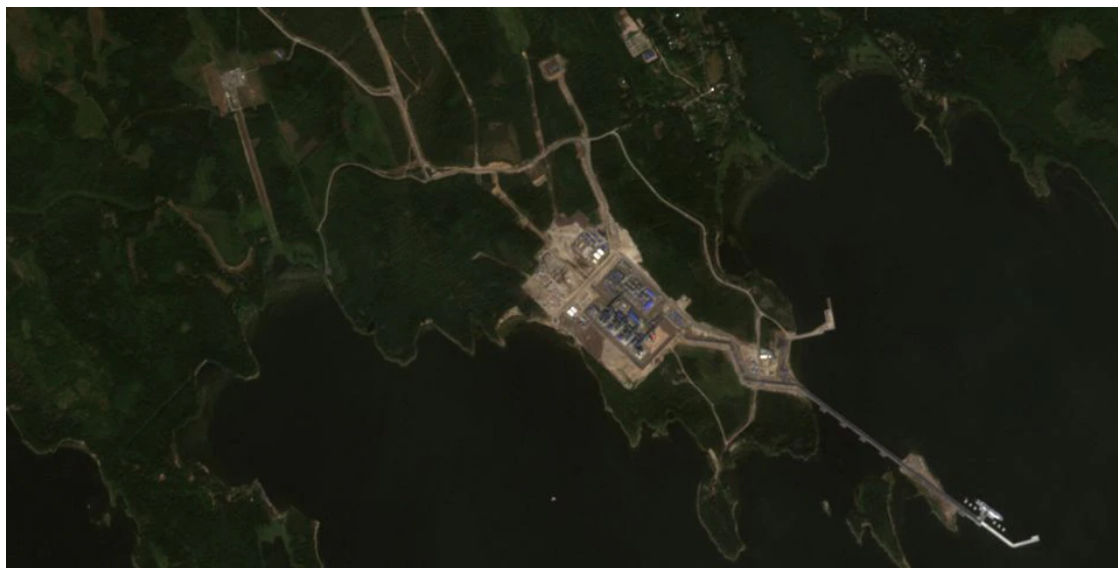


Abbildung 222: Satellitenaufnahme der Erdgas-Abfackelung in Portovaya bei St. Petersburg am 24.8.2022.
Quelle: EU, (2022).

2.12.3.1 Senkung der Emissionen der Restgas-Fackeln

Würden internationale Vorgaben und Vereinbarungen zur Absenkung der Netto-Emissionen von Klimagasen auf null im Jahr 2050 umgesetzt, müsste das Abfackeln von Kohlenwasserstoffen, mit Ausnahme von Störfällen, bis 2030 um 90 % vermindert werden.

Den größten Beitrag soll die 2015 gestartete ZRF-Initiative („zero-routine-flaring“) der Weltbank leisten. Der World Bank's Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) haben sich Staaten und Unternehmen angeschlossen, die nach jetzigem Stand für ca. 60 % der abgefackelten Gase stehen.⁶⁰⁷

Am weitesten fortgeschritten ist Norwegen mit einem Wirkungsgrad der Fackeln von fast 99 % und einem Regelwerk, das seit Einführung vor ca. 30 Jahren eine Verminderung der Fackelemissionen von 80 % bewirkt hat.

In den USA ist das Abfackeln von Begleitgasen in einigen Staaten, u.a. in Colorado, New Mexico und Alaska, inzwischen verboten.

Aus Sicht der IEA könnten für Europa unterausgelastete Pipelines aus Nordafrika genutzt werden, um bis zu 15 Mrd. m³ / Jahr Begleitgase aus Öl- und Gasfeldern aufzunehmen, die derzeit abgefackelt werden. Ein zusätzliches Potenzial von 10 Mrd. m³ / Jahr wird im Bereich der LNG-Versorgungskette gesehen, insgesamt ca. 7 % des europäischen Erdgasverbrauchs im Jahr 2021.

⁶⁰⁷ Vgl. World Bank, 2022b.

2.12.3.2 Aufbau einer Anlage zur Sammlung von Fackelgasen

Fackelgase bestehen überwiegend aus Methan, mit kleineren Anteilen an höheren Kohlenwasserstoffen und geringen Gehalten an Intergasen (Stickstoff, CO₂), eine typische Analyse zeigt Tabelle 51.⁶⁰⁸

Tabelle 51: Typische Zusammensetzung eines Fackelgases.

Component	Chemical formula	Volume fraction (%)	Weight fraction (%)
Methane	CH ₄	81	60
Ethane	C ₂ H ₆	5.5	7.7
Propane	C ₃ H ₈	6.6	13.5
Butane	C ₄ H ₁₀	4.0	10.8
Pentane	C ₅ H ₁₂	1.4	4.8
Nitrogen	N ₂	1.0	1.3
Carbon dioxide	CO ₂	0.17	0.33

Abbildung 223 zeigt den typischen Aufbau einer Anlage zur Sammlung und Abfackelung von Begleit- und Restgasen einer Ölförderanlage.⁶⁰⁹

Das zur Fackel geleitete Gas stammt aus der gesamten Verarbeitungskette, wie in Abbildung 223 am Beispiel einer Anlage zur Förderung von Erdöl gezeigt wird.⁶¹⁰

Der hohe Methananteil von Fackelgasen, der bis über 95 % betragen kann, spricht sowohl für eine stoffliche als auch energetische Nutzung. Dabei hängt die Wirtschaftlichkeit einer Investition von einer eventuell erforderlichen Konditionierung, der Gasmenge und auch von der Möglichkeit ab, das Gas regional zu sammeln und in größeren Einheiten zu verarbeiten.

In jedem Fall führt eine alternative Nutzung zu einer Einsparung von Rohstoffen für fossil hergestellte Produkte bzw. einer Einsparung von Energie sowie zu geringeren Emissionen des besonders wirksamen Treibhausgases Methan.

⁶⁰⁸ Vgl. Ojijiagwo et al., (2016).

⁶⁰⁹ Vgl. Aregbe, (2017).

⁶¹⁰ Vgl. DoE-Darstellung, entnommen aus Enverus, o. J.

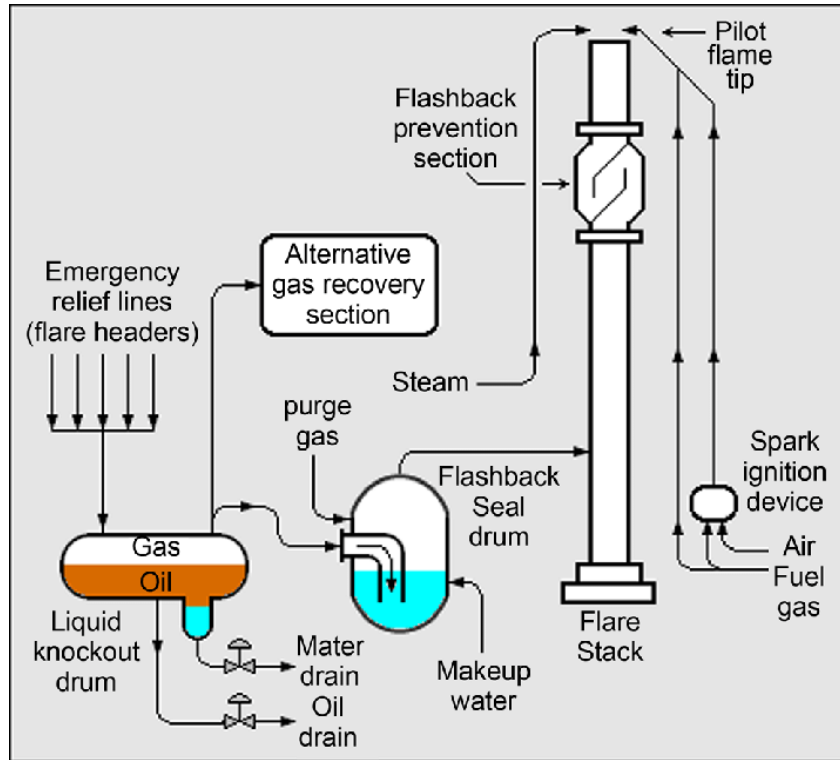
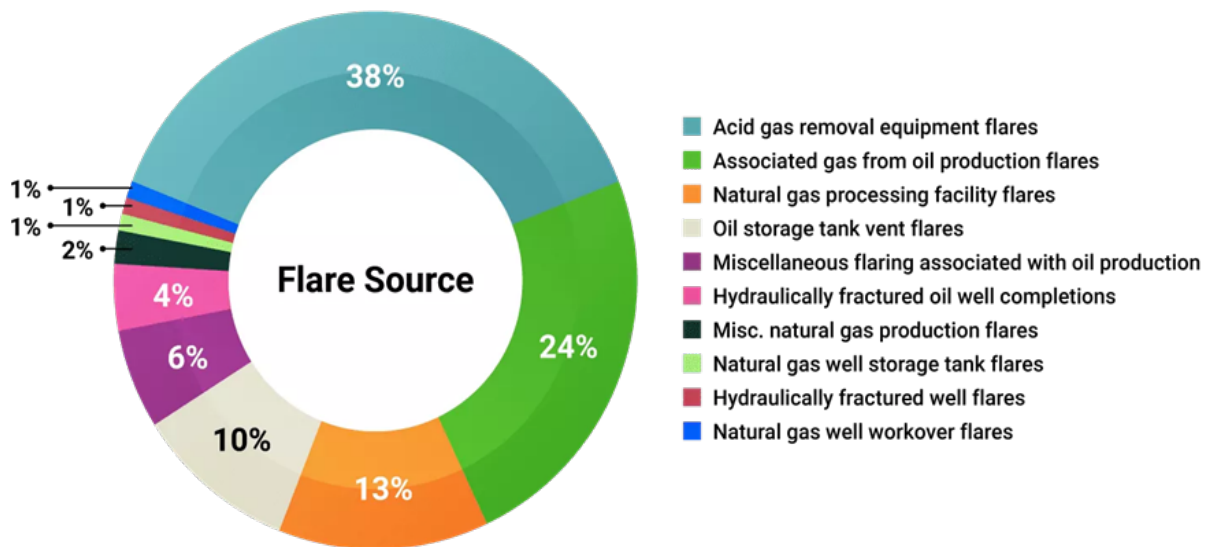


Abbildung 223: Aufbau eines Fackelsystems.
Quelle: Enverus (0.J.)



Source | US Department of Energy

Abbildung 224: Herkunft der Fackelgase bei Förderung von Erdöl.

Quelle: Enverus, o. J.

2.12.3.3 Nutzungsoptionen und -potenzial für Fackelgase aus der Erdöl- und Erdgasverarbeitung

On-site Nutzung

Die Hauptzielrichtung ist die Vermeidung des Abfackelns im Sinne der GGFR-Initiative der Weltbank bis 2030. Dies erfolgt neben verfahrenstechnischen Optimierungen der Förderanlagen und der Verbesserung des Wirkungsgrads der Fackeln häufig durch On-site-Komprimierung und Rückführung der Gase in das Bohrloch. Ziel dabei ist eine Erhöhung der Fördermenge und letztlich die Lagerung der Restgase unter Vermeidung größerer Investitionen.

Energetische Nutzung (on- oder off-site)

Vor allem bei dezentraler Verwertung des Fackelgases an der jeweiligen Anlage steht die Erzeugung von elektrischer Energie, z.B. mit Gasmotoren oder -turbinen, im Vordergrund. Diese Art der Nutzung ist Stand der Technik und u.a. auch bei Biogasanlagen breit eingeführt. Typische Wirkungsgrade liegen bei 34 - 55 % (thermisch) und 28 – 47 % (elektrisch). Kombiniert werden bei einem Blockheizkraftwerk Wirkungsgrade im Bereich 85 - 90 % erzielt.

Der Energieinhalt des Fackelgases beträgt ca. 9 kWh/ m³, der sich entsprechend in den thermischen und elektrischen Anteil aufteilt.

Nimmt man eine komplette Verstromung der im Jahr 2021 weltweit angefallenen 144 Mrd m³ Fackelgase an, ergibt sich ein derzeit ungenutztes Potenzial von 400 – 680 TWh elektrischer Energie (zuzüglich 490 – 790 TWh Abwärme).

Ein großer Anteil der Fackeln befindet sich in der Nähe von Erdgas-Pipelines (siehe Abbildung 225),⁶¹¹ was bei überschaubaren Investitionen Einspeisung der methanreichen Restgase in das Erdgasnetz nahelegt.

Entsprechende Programme werden insbesondere in den USA aufgelegt.

Eine weitere Option ist die Verwendung als Compressed Natural Gas (CNG). Entsprechende Vertriebsnetze sind vor allem in den USA im Aufbau, wobei das CNG über ein „virtuelles Pipelinesystem“ (Straßentransport) verteilt wird.

Die Betankung von Fahrzeugen mit CNG erfordert eine entsprechende Infrastruktur. Beispielsweise gibt es in den USA bisher nur 2.000, in Deutschland 800 CNG-Tankstellen, der Fahrzeugmarkt ist unterentwickelt.

⁶¹¹ Vgl. Flareintel, (2022).

At least 54% of total flare volumes are within 20km of gas pipeline

Gas flaring volumes by distance to pipeline
billion cubic metres (2019), distance to pipeline (km)

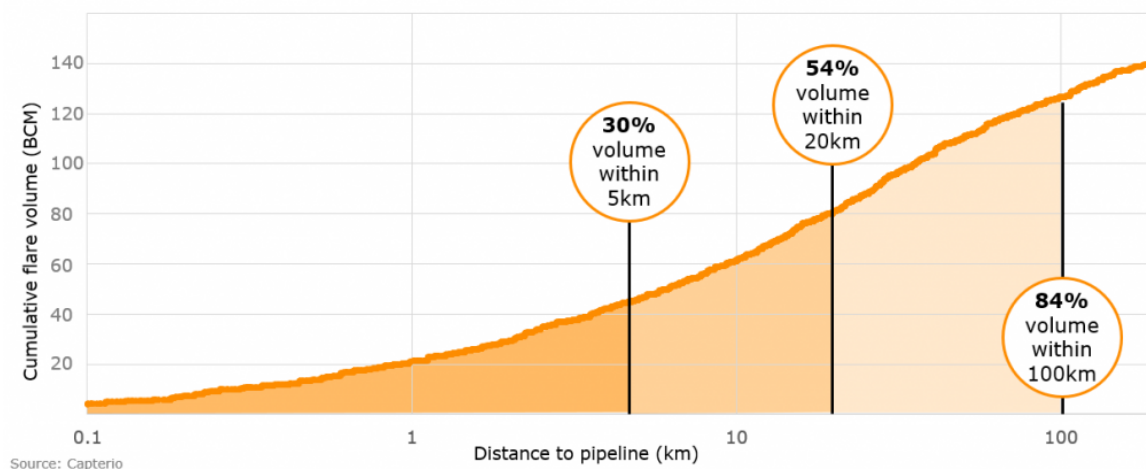


Abbildung 225: Verfügbarkeit von Erdgas-Pipelines zur Einspeisung von Fackelgasen.

Quelle: H₂-Industries, (2022)

In Entwicklung befinden sich dezentrale, zum Teil Container-basierte Anlagen, die über Pyrolyse Wasserstoff und elementaren Kohlenstoff aus Fackelgasen erzeugen.⁶¹² Die Beimischung von so erzeugtem Wasserstoff soll erstmals an einem 49 MW Erdgas-Spitzenlastkraftwerk in England erprobt werden.

Weitere Nutzungsmöglichkeiten als Energieträger sind z.B. die energieintensive Produktion von Zement und Dünger.

2.12.3.4 Stoffliche Nutzung

Auf Grund der Zusammensetzung der Fackelgase sind diese für alle geläufigen Konversionsverfahren verwendbar bzw. zumischbar, für die auch Erdgas eingesetzt wird. Schlüssel ist eine entsprechende Logistik über Pipelines oder auch virtuelle Pipelines für den Transport zu Anlagen mit entsprechender „economy-of-scale“.

Als Produkte sind über die Zwischenstufe Synthesegas u.a. Wasserstoff, Ammoniak und Methanol zu nennen.

Beispielsweise würde die Jahresmenge von 144 Mrd m³, die derzeit abgefackelt wird, einer jährlichen Methanolmenge von 150 - 180 Mt (100 - 120 Mega-Methanolanlagen à 5.000 t/Tag) entsprechen, d.h. mehr als die derzeitige weltweite Produktionskapazität von 160 Mt (2021).⁶¹³

⁶¹² Vgl. PM HiiROC, (2022); H₂-Industries, (o. J.)

⁶¹³ Vgl. Statista (2022n)

2.12.4 Stickoxide (Lachgas) als Treibhausgas

Stickoxide, insbesondere das häufig als „nitrous oxide“ bezeichnete Lachgas (N₂O) stellen nach CO₂ und Methan (CH₄) das drittichtigste (langlebige) Klimagas dar. Abbildung 226 zeigt die prozentuale Aufteilung in Form von CO₂-Äquivalenten⁶¹⁴.

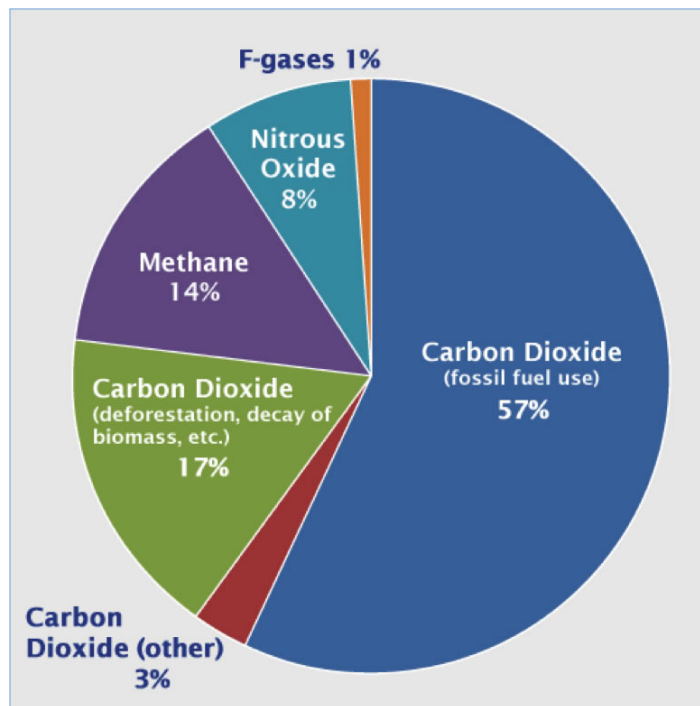


Abbildung 226: Prozentuale Verteilung wichtiger Klimagase;
Quelle: IPCC Report (2014)

Lachgas hat im Verhältnis zu CO₂ eine ca. 310-fache Klimawirkung, im Vergleich dazu Methan eine 21-fache Klimawirkung.⁶¹⁵

Die Verweilzeit von Lachgas in der Atmosphäre beträgt ca. 120 Jahre (im Vergleich zu CO₂: > 1.000 Jahre, CH₄: ca. 10 Jahre), akkumuliert also wie CO₂ in der Atmosphäre. Die Lachgaskonzentration in der Atmosphäre ist im Vergleich zur vorindustriellen Zeit exponentiell angestiegen auf derzeit ca. 335 ppb (Abbildung 227⁶¹⁶ und Abbildung 228⁶¹⁷).

⁶¹⁴ Vgl. IPCC (2014)

⁶¹⁵ Bezogen auf GWP 100

⁶¹⁶ Vgl. CSIRO (o.J.)

⁶¹⁷ Vgl. Umweltbundesamt (o.J.)

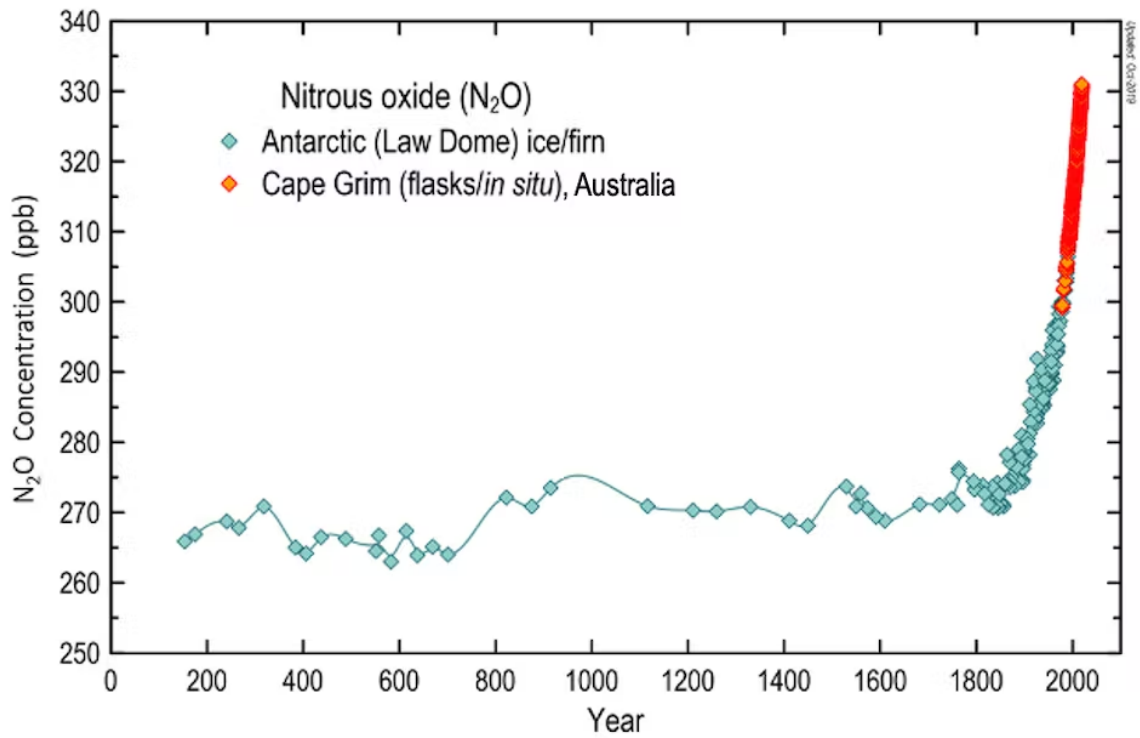


Abbildung 227: Langzeit-Entwicklung der Lachgas-Konzentration in der Atmosphäre in ppb;
Quelle: CSIRO (o.J.)

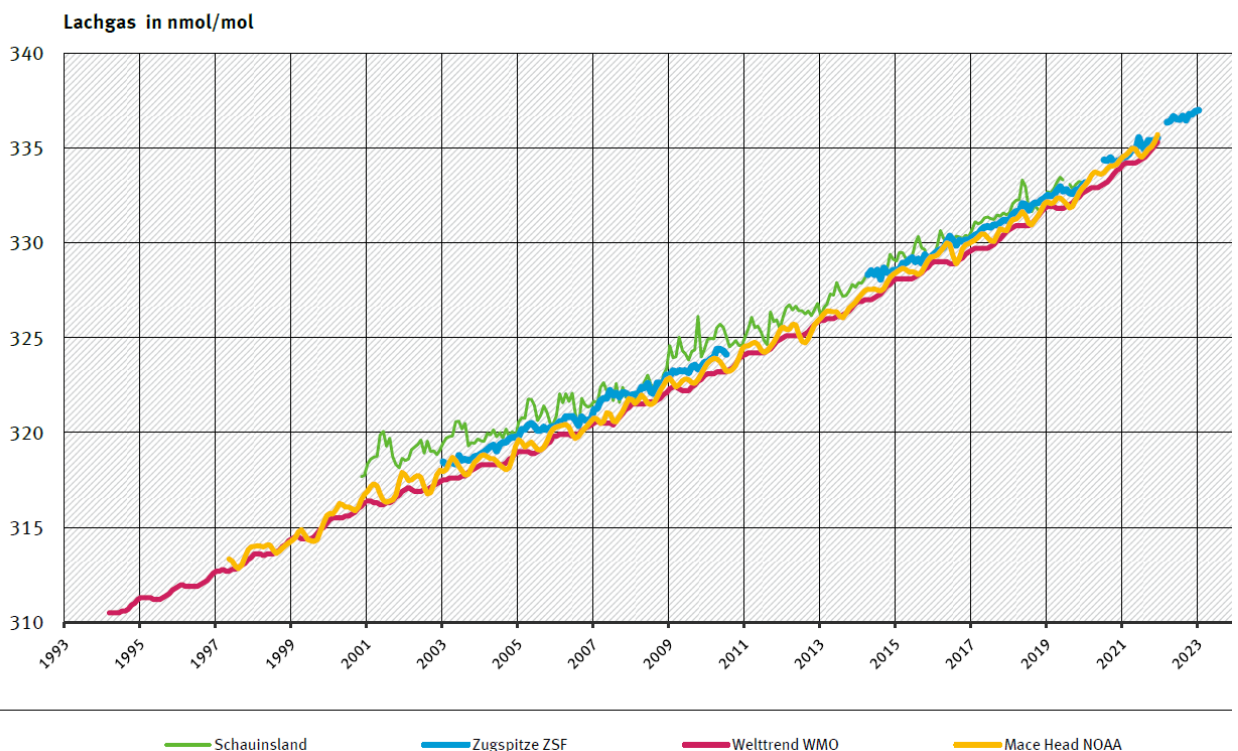


Abbildung 228: Entwicklung der Lachgas-Konzentration in der Atmosphäre (Monatsmittelwerte) in den Jahren 1993 bis 2023;
Quelle: Umweltbundesamt (o.J.)

Von den jährlich ca. 17 Mt Lachgas-Emissionen weltweit sind ca. 7,3 Mt (ca. 43 %) anthropogener Natur, davon der überwiegende Teil aus der Landwirtschaft durch zunehmenden Einsatz von anorganischem und organischem Stickstoffdünger.

Geographisch sind im Zeitraum von 1980 bis 2016 die anthropogen verursachten Lachgas-Emissionen hauptsächlich in Ost- und Südostasien sowie Afrika entstanden (siehe Abbildung 229), ein Zeichen für die mit zunehmendem Düngereinsatz verbundene Intensivierung und Ausweitung der Landwirtschaft.

Nur in Europa sind abnehmende Lachgas-Emissionen zu verzeichnen, bedingt durch strengere Abgas-Grenzwerte sowohl in der Industrie als auch der Landwirtschaft.

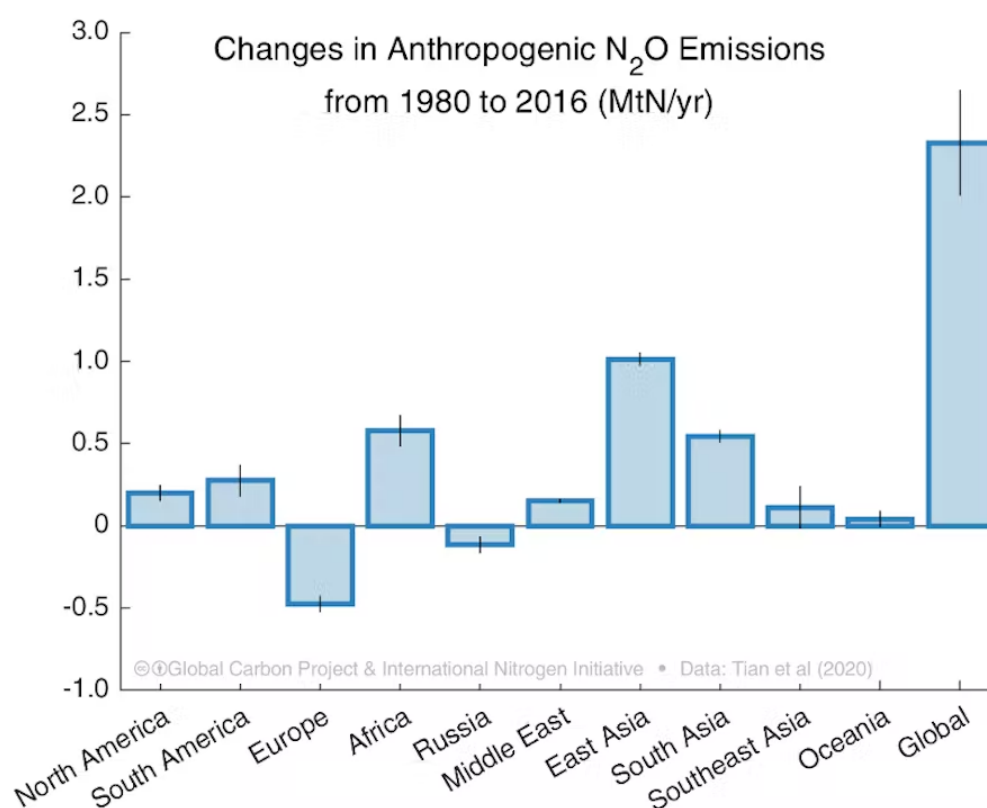
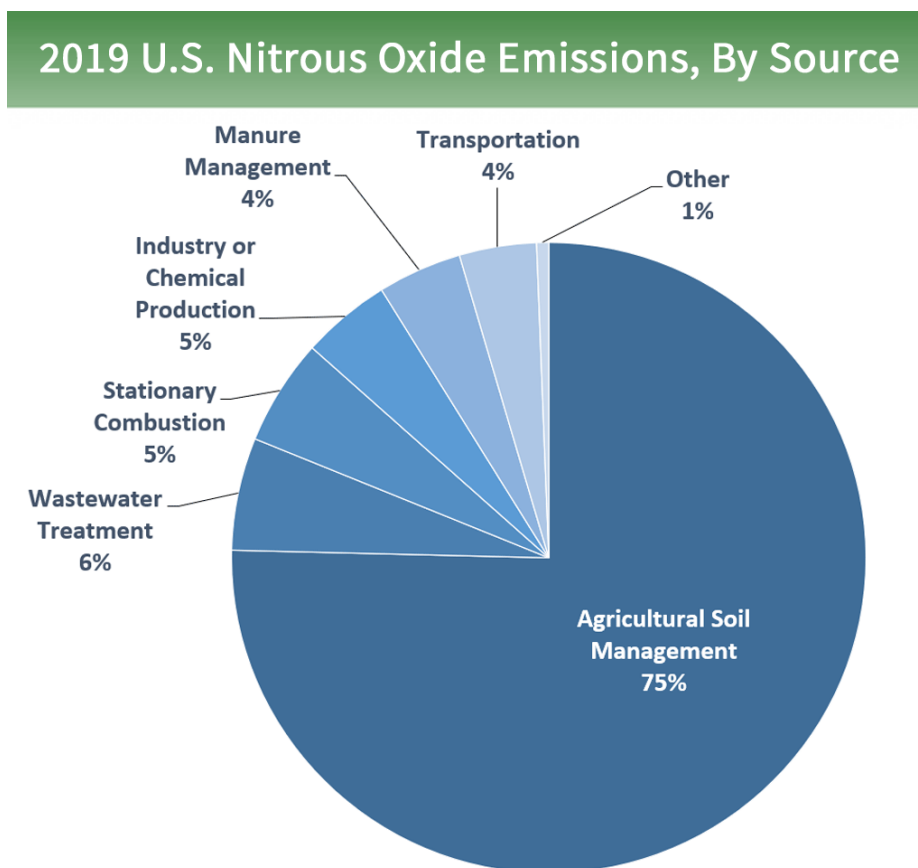


Abbildung 229: Regionale Veränderungen anthropogener Lachgas-Emissionen 1980-2016;
Quelle: Tian (2020) ⁶¹⁸

Am Beispiel der USA zeigt Abbildung 230 die prozentuale Verteilung der Stickoxid-Emissionen im Jahr 2019, wobei die Emissionen der Landwirtschaft mit 75 % dominieren, im Vergleich zu anderen (anthropogenen) Quellen wie Abwasser- und Güllebehandlung, Verkehr, Chemie und stationäre Energieerzeugung. ⁶¹⁹

⁶¹⁸ Vgl. Tian (2020)

⁶¹⁹ Vgl. EPA (2021)



U.S. Environmental Protection Agency (2021). Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2019

Abbildung 230: Prozentuale Verteilung der Lachgas-Emissionen in den USA;
Quelle: EPA (2021)

Im Rahmen des Global Carbon Projects wurde für den Zeitraum 2007 – 2016 eine Bilanz für Lachgas aus anthropogenen und aus natürlichen Quellen erstellt sowie die Senken in der Atmosphäre aufgezeigt (siehe Abbildung 231). Dabei wird die Konzentration des Lachgases in Form von Stickstoff (N) dargestellt. Die Atmosphäre reichert sich danach infolge der langen Verweilzeit von Lachgas jährlich um 4,3 Mt N an. Dies vergleicht sich mit der in Abbildung 229 gezeigten jährlichen Zunahme von ca. 2,5 Mt N über den längeren Zeitraum von 1980 bis 2016. Auch dies deutet auf eine gewisse Akkumulation von Stickoxiden bzw. Lachgas in der Atmosphäre infolge der langen Verweilzeiten hin.

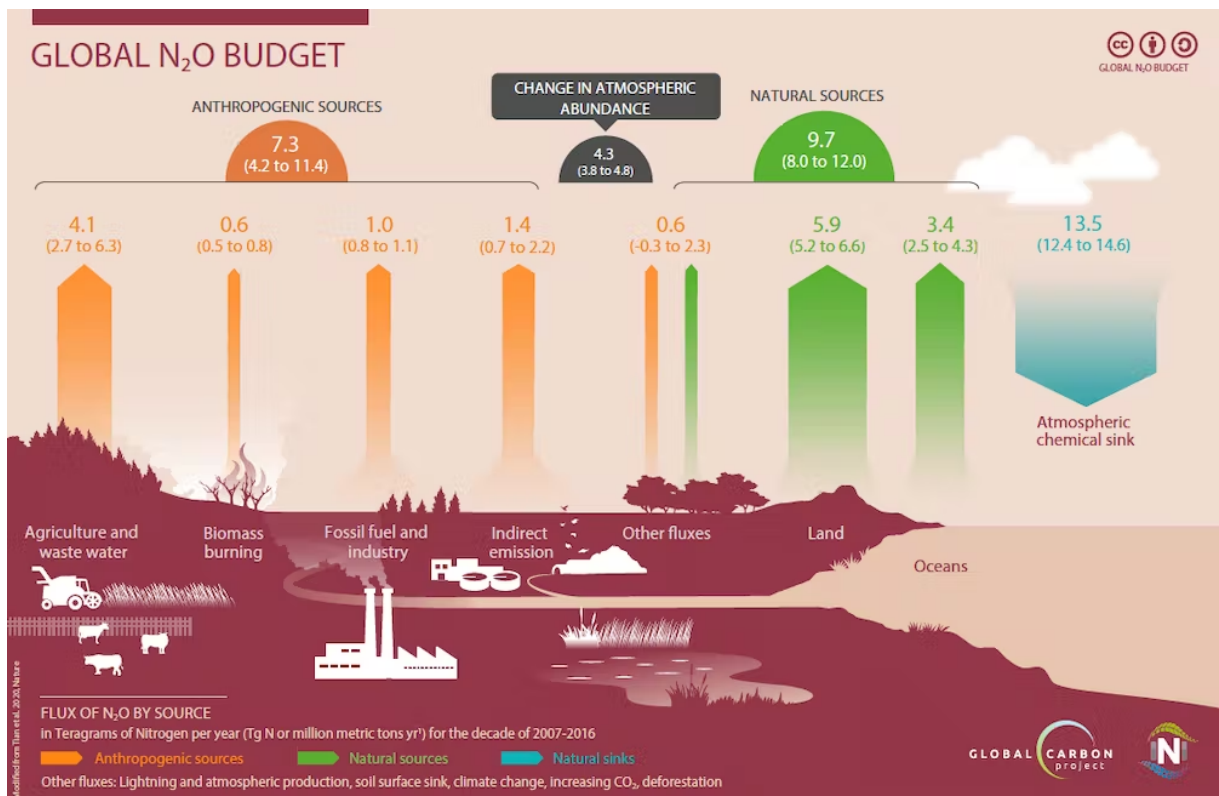


Abbildung 231: Lachgas-Bilanz im Zeitraum 2007 – 2016;

Quelle: Tian (2020)

2.12.4.1 Optionen zur Verminderung von Stickoxid-Emissionen

Landwirtschaft

Die Landwirtschaft ist die bei weitem dominierende und am schwierigsten zu begrenzende Quelle für Stickoxidemissionen. Lachgas entsteht beim Einsatz von anorganischem (Kunst-) Dünger und organischem Dünger (u.a. Gülle) durch einen Nitrifikations-/Denitrifikationszyklus, wie in Abbildung 232 und Abbildung 233 schematisch dargestellt. So nimmt die Maispflanze ca. 50 % des eingetragenen Stickstoffs auf, Mikroben im Boden weitere 25 %, während 25 % über Auswaschungsvorgänge und Denitrifikations- bzw. Nitrifikationsreaktionen neben Nitrat-anreicherung im Boden zu Stickoxidemissionen führen.

Wichtige Gegenmaßnahmen sind der gezieltere und gleichzeitig sparsamere Einsatz von Kunstdünger sowie organischer Dünger und Gülle sowie vermehrter Anbau von stickstoff-fixierenden Pflanzen wie Klee, Ackerbohnen und Lupinen, auch in wechselnder Fruchtfolge mit anderen Pflanzen.

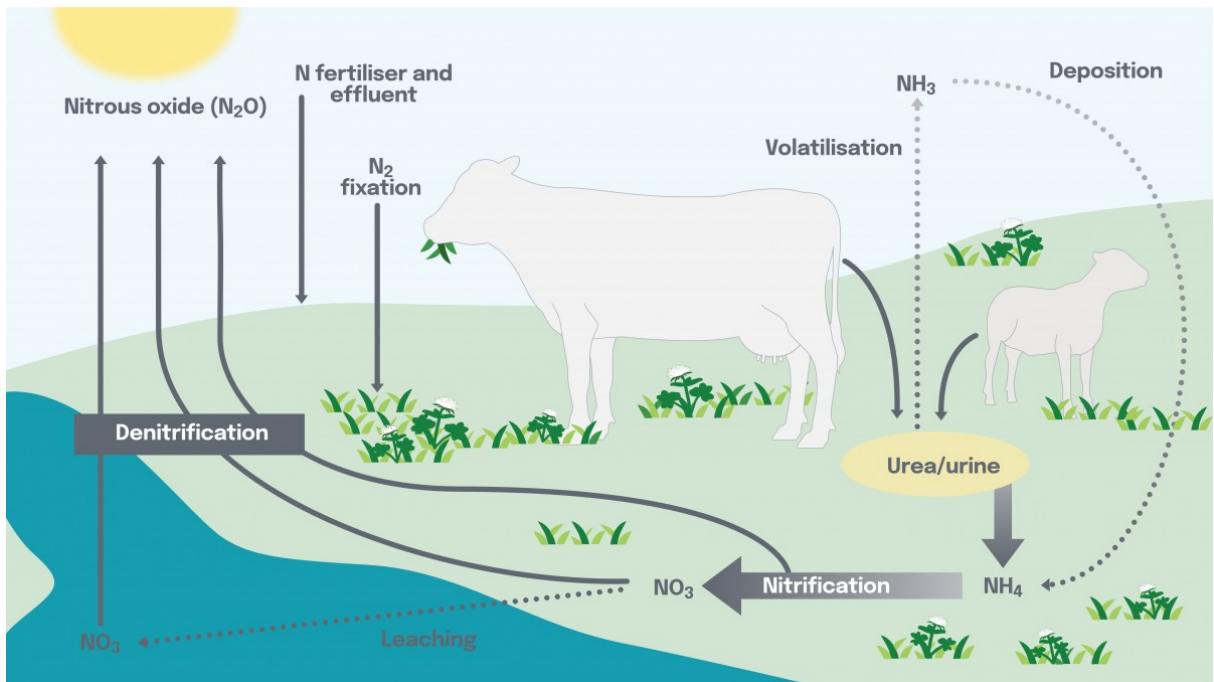


Abbildung 232: Lachgas-Bildung über Nitrifikation/Denitrifikation im Boden;
Quelle: NZ (2021)

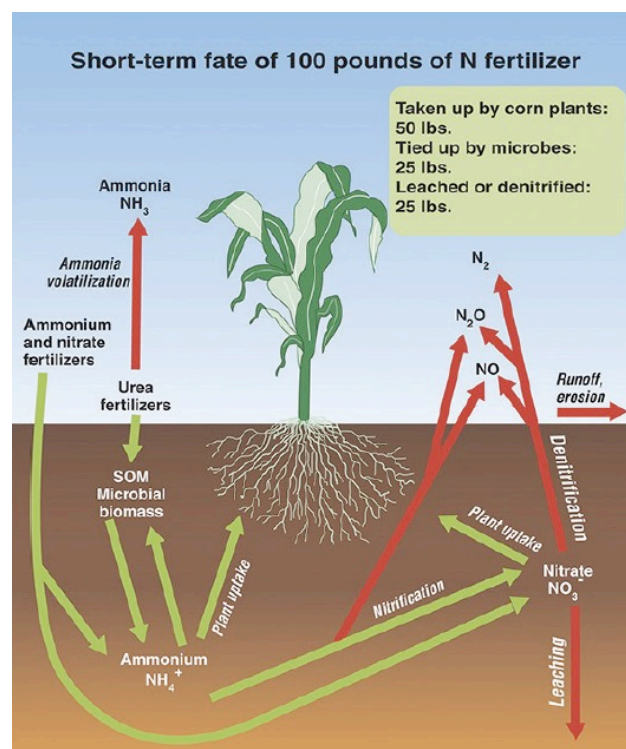


Abbildung 233: Stickstoffverwertung am Beispiel Mais;
Quelle: Millar (2014)

Verbrennungsprozesse

Quelle von Stickoxidemissionen sind Feuerungsanlagen jeglicher Art und Motoren. Neben Effizienzmaßnahmen wie verbrennungstechnische Primärmaßnahmen werden zur Erreichung von Abgasgrenzwerten vor allem sekundäre Maßnahmen im Abgasstrom eingesetzt. Bei der

selektiven katalytischen Stickoxidreduktion (SCR) reagieren die Stickoxide mit zudosiertem Ammoniak bzw. Harnstoff zu elementarem Stickstoff N₂. Dies ist weitgehend Stand der Technik, wobei diese zur Erreichung schärferer Grenzwerte ständig weiterentwickelt wird.

Ammoniak als Energieträger

Im Rahmen der verstärkten Nutzung von Ammoniak als kohlenstofffreier Energieträger, u.a. in Turbinen und Schiffsantrieben erhält die Kontrolle der Stickoxidemissionen eine neue, starke Bedeutung. Auch hierbei kommen im Wesentlichen katalytische SCR-Verfahren⁶²⁰ zum Einsatz, die durch Umsetzung der Stickoxide mit zudosiertem Ammoniak das Abgas reinigen.

Industrie

Eine historisch große Quelle von Stickoxidemissionen war die Produktion u.a. von Salpetersäure und von Adipinsäure. Letztere ist ein Vorprodukt für Nylon und wird u.a. auch in der Lebensmittelindustrie als Säuerungsmittel und in Rauchgaswäschen zur Effizienzsteigerung bei der Schwefelabscheidung eingesetzt. Auch hier kommen die vorgenannten katalytischen Abgasreinigungsverfahren zum Einsatz. So war z.B. in Deutschland die Adipinsäureproduktion bis zum Jahr 1997 zu knapp einem Drittel für die Emission von Lachgas verantwortlich, im Jahr 2017 dann nur noch zu ca. 3 %.⁶²¹

Fazit

Stickoxide, hier vor allem Lachgas ist nach CO₂ und Methan das drittwichtigste langlebige Klimagas. Der anthropogene Anteil an den globalen Gesamt-Stickoxidemissionen beträgt über 40 %.

Hauptquelle der anthropogenen Emissionen sind der Einsatz von anorganischem und organischem Dünger in einer zur Sicherstellung der Ernährung wachsenden und zunehmend intensivierten Landwirtschaft. Geographisch steigen die Emissionen vor allem in den Ländern mit dem höchsten Bevölkerungswachstum in Asien und Afrika.

Eine Begrenzung ist möglich, wenn die am Beispiel europäischer Länder erfolgreichen Methoden zum gezielten Einsatz von Dünger einschließlich der Verwertung und Kontrolle von Gülle und anderer Abwässer auch in anderen Regionen eingeführt werden. Einen zusätzlichen Beitrag kann der Anbau von stickstoffbindenden Pflanzen als Teil einer Dünger einsparenden Fruchtfolge leisten.

⁶²⁰ SCR: Selektive Katalytische Reduktion

⁶²¹ Vgl. Bundesumweltamt (o.J. a)

Andere Emissionsquellen sind durch technische Maßnahmen wie selektive katalytische Reduktion mit Ammoniak (SCR) kontrollierbar.

Einen zunehmenden Stellenwert werden SCR-Verfahren bei dem prognostizierten breiten Einsatz von Ammoniak als Energieträger in Verbrennungsprozessen erlangen.

2.12.5 Wasserstoff als Treibhausgas

Im Rahmen des Aufbaus großer globaler Produktionskapazitäten für Wasserstoff mit entsprechender Logistik und neuen Anwendungsfeldern stellt sich die Frage nach potenziellen Auswirkungen von Wasserstoff als Klimagas.

Da Wasserstoff keine Infrarotstrahlung absorbiert, ist seine Klimawirkung nur indirekter Natur durch Wechselwirkung mit anderen Bestandteilen der oberen Atmosphäre.

Wasserstoff ist ein besonders flüchtiges und permeables Gas, welches schnell in obere Luftschichten aufsteigt und dort unter Bildung von Wasser bzw. Reaktion mit anderen Gasen empfindliche Gleichgewichte beeinflusst. So haben die Wasserstoff-Emissionen insbesondere Auswirkungen auf andere Klimagasen wie Kohlendioxid und Methan.

Schon in den Jahren 2003 und 2005 wurde auf das Risiko hingewiesen, dass größere Wasserstoff-Emissionen den Abbau von Ozon, aber auch eine Abkühlung der Stratosphäre infolge des gebildeten Wassers in Form von Wolkenbildung verursachen könnten^{622 623 624}

Die globale Umstellung auf eine Wasserstoff-Wirtschaft stellt daher zukünftig höhere Anforderungen an die Minimierung von Emissionen vor allem verursacht durch Leckagen. „Best Practice“-Standards für technische Maßnahmen sind erforderlich, um die Verluste in der gesamten Versorgungskette zu begrenzen.

2.12.5.1 Wasserstoff in der oberen Atmosphäre

Der atmosphärische Abbau von Wasserstoff erfolgt durch Reaktion mit Hydroxylradikalen als Grundreaktion für die indirekte Klimawirkung mit mehreren Folgereaktionen. Abbildung 234 zeigt dies schematisch.⁶²⁵

Der Methanabbau in der Troposphäre durch Reaktion mit Hydroxylradikalen zu letztlich Wasser und CO₂ wird durch die konkurrierende Reaktion von Methan mit Wasserstoff verlangsamt und verstärkt damit die Klimawirkung der Methanemissionen.

⁶²² Vgl. Löffken, (2003)

⁶²³ Vgl. Tromp, (2003)

⁶²⁴ Vgl. Jacobson (2005)

⁶²⁵ Vgl. Ocko, (2022)

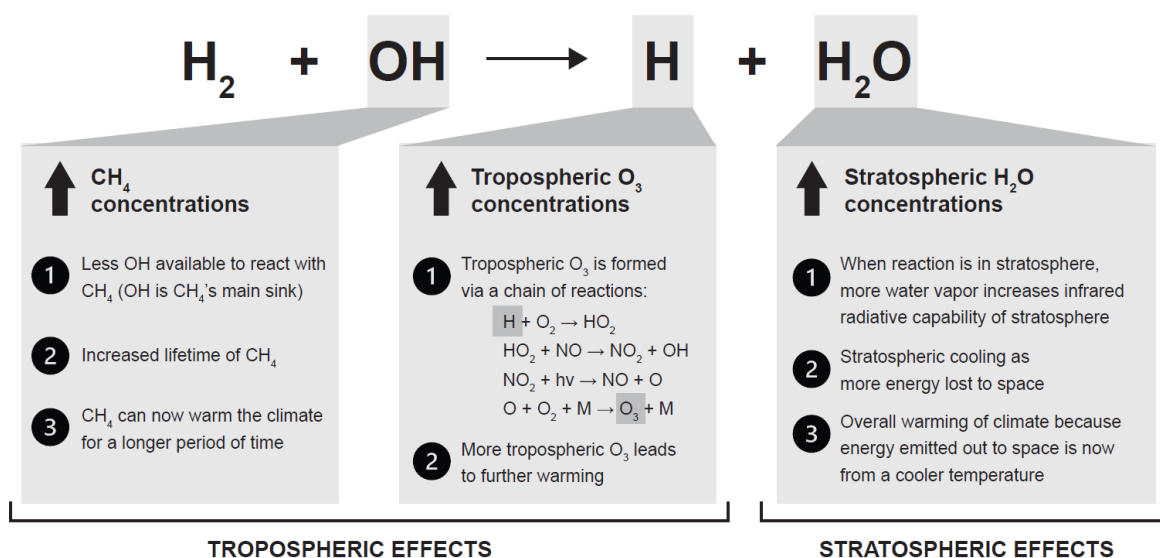


Abbildung 234: Reaktionen von Wasserstoff in der oberen Atmosphäre;

Quelle: Ocko (2022)

Wasserstoffradikale, die aus Wasserstoff durch Reaktion mit Hydroxylradikalen entstehen, befördern in einer Reaktionskette mit Stickoxiden die Bildung von Ozon und damit zusätzlicher Erwärmung und verzögerter Verkleinerung des Ozonlochs.

Die Erhöhung der Wasserdampfkonzentration in der Stratosphäre führt zu Abkühlungseffekten, vermehrte Wolkenbildung und verringerte Abstrahlung sowie ebenfalls einer Verstärkung der Ozonbildung.

2.12.5.2 Klimawirkung von Wasserstoff im Vergleich zu CO₂

Eine umfangreiche Recherche des Umweltbundesamts (UBA) über die Treibhausgaswirkung von Wasserstoff ergibt die in Tabelle 52 dargestellten Treibhausgas-Faktoren im Vergleich zu CO₂.⁶²⁶

Neuere Untersuchungen von Warwick et al.⁶²⁷ und Ocko et al.⁶²⁵ kommen übereinstimmend zu dem Schluss, dass das Erderwärmungspotenzial von Wasserstoff etwa doppelt so hoch ist wie bisher angenommen und über einen Zeitraum von 100 Jahren eine Tonne Wasserstoff in der Atmosphäre die Erde etwa elfmal stärker als eine Tonne CO₂ erwärmt.

⁶²⁶ Vgl. Riemer, (2022)

⁶²⁷ Vgl. Warwick (2022)

Tabelle 52: Treibhausgaspotenzial von Wasserstoff; Quelle: Riemer (2022)

Treibhauspotential	Zeithorizont	Quelle
33 (20 – 44)	20 Jahre	Warwick et al. (2022); Ocko und Hamburg (2022)
11 ± 5	100 Jahre	Warwick et al. (2022); Ocko und Hamburg (2022)
3,3 ± 1,4	100 Jahre	Field und Derwent (2021)
5 ± 1	100 Jahre	Derwent et al. (2020)
4,3	100 Jahre	Derwent (2018)
5,8	100 Jahre	Derwent et al. (2006)

2.12.5.3 Szenarien für Wasserstoffemissionen

Die Größenordnung von Wasserstoffemissionen, ihre zeitliche Entwicklung und die Maßnahmen zur Emissionsbegrenzung durch technische Maßnahmen können derzeit nur grob geschätzt und über Annahmen umrissen werden.

Warwick et al.⁶²⁷ basieren ihre Abschätzung auf einem globalen Energiebedarf von ca. 7.566 Mt Öl-Äquivalent (bezogen auf das Jahr 2018) in den Sektoren Gebäude, Transport und Energieerzeugung. Dies umfassen ca. 75 % des globalen Gesamtenergiebedarfs.

Je nach Nutzungssektor wird im Modell ein Energieträger auf einen angenommenen Wasserstoffanteil umgestellt, siehe Tabelle 53.

Tabelle 53: Wasserstoffemissionen pro Sektor bei 1 % und 10 % angenommener Leckage (Modell nach Warwick (2022))

	Final fossil fuel energy consumption (Million toe)	Percentage switch of final fossil fuel energy consumption to H ₂ (%)	H ₂ required to supply required energy consumption (Tg)	H ₂ leakage at 1% (Tg yr ⁻¹)	H ₂ leakage at 10% (Tg yr ⁻¹)
Buildings	1298	100	453	4.6	50.4
Transport	2768	50	284	2.9	31.5
Power	3500	10	122	1.2	13.6
Total	7566	40	859	8.7	95.5

Damit entsteht ein Wasserstoffbedarf von 859 Mt H₂. Bei 1 % bzw. 10 % angenommener Leckage entspricht dies einer jährlichen Wasserstoffemission von 8,7 Mt bzw. 95,5 Mt.

Zum Vergleich: die heutige Wasserstoffmenge in der Atmosphäre beträgt ca. 89 Mt.⁶²⁸

2.12.5.4 Leckagen

In einer in und für Großbritannien erstellten Studie⁶²⁹ wurden Leckageraten für die gesamte Kette der Wasserstoffherzeugung (Elektrolyse oder grau mit CCS) über den Transport und die Verteilung bis hin zu den Verbrauchern untersucht, die gleichzeitig auch das Potenzial für Maßnahmen zur Eingrenzung der Verluste aufzeigen, siehe Tabelle 54.

*Tabelle 54: Schätzung von Wasserstoffleckagen entlang der Nutzungskette;
Quelle: Frazer Nash Consultancy, (2022)*

Sector	Specific Area		Predicted Emission Confidence level	
			50 %	99 %
Production	Electrolytic	With venting and purging	3.32 %	9.20 %
		With full recombination of hydrogen from purging and crossover venting	0.24 %	0.52 %
	CCUS-enabled		0.25 %	0.50 %
Transport and Storage	National Transmission System		0.04 %	0.48 %
	Distribution Network		0.26 %	0.53 %
	Underground Storage		0.02 %	0.06 %
	Above Ground Storage (gas)		2.77 %	6.52 %
	Road Trailing (gas)		0.30 %	0.66 %
	Road Trailing (liquid)		3.76 %	13.20 %
End-uses	Residential		0.30 %	0.69 %
	Gas Turbines		0.01 %	0.01 %
	Refuelling Stations		0.25 %	0.89 %
	Fuel Cells	With venting and purging	1.36 %	2.64 %
		With full recombination of hydrogen from purging and crossover venting	0.56 %	1.02 %
	Combustion Engines		0.30 %	0.66 %
	Process Industry		0.25 %	0.50 %

⁶²⁸ Vgl. Pieterse (2013)

⁶²⁹ Vgl. Frazer Nash Consultancy, (2022)

Auffällig hierbei sind die hohen Verluste bei der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse, bedingt durch An- und Abfahren, Umschalt- und Spülvorgänge, ferner die Verluste beim Flüssigtransport.

Schätzungen gehen davon aus, dass Wasserstoff-Emissionen durch Leckagen einen (sicher als „worst case“ zu bezeichnenden) Klimaeffekt von bis zu 0,15 – 0,35 °C bezogen auf 3.000 Teragramm = 3 Gt Wasserstoff und 10 % Leckageraten haben könnten, siehe Abbildung 235.

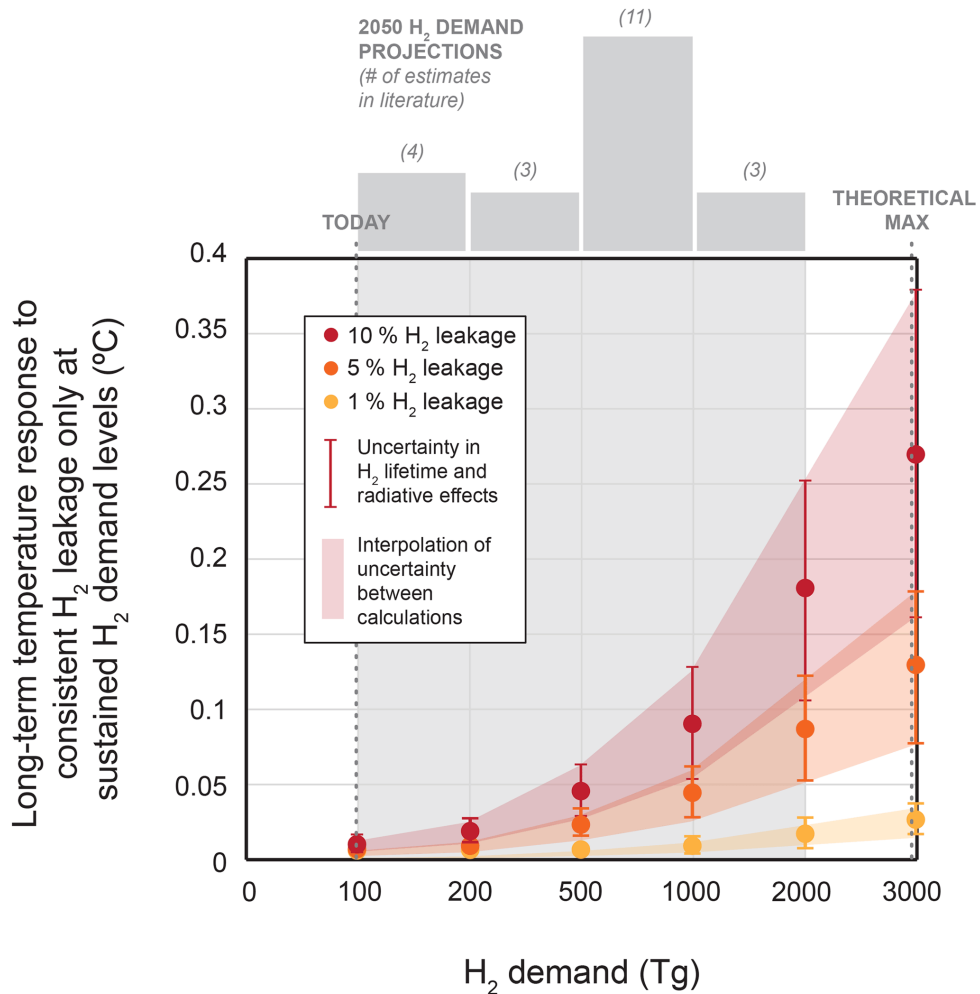


Abbildung 235: Geschätzter Klimaeffekt durch Wasserstoffemissionen in Abhängigkeit von Produktionsmenge und Leckagerate;
Quelle: S&P (2023)

2.12.5.5 Fazit: Relevanz von Wasserstoff-Emissionen

Die Kenntnisse über die Klimawirkung von Wasserstoff sind bisher äußerst begrenzt, sind könnten aber im Zuge der Ausweitung der Wasserstoff-Produktion und der damit verbundenen Liefer- und Handlingketten relevant werden.

Gesichert ist, dass Wasserstoff im Vergleich zu CO₂ ein 11-faches (bezogen auf 100 Jahre) und vermutlich ca. 30-faches (bezogen auf 20 Jahre) Treibhausgaspotenzial hat.

Wasserstoff ist ein indirektes Klimagas. Es reagiert in der oberen Atmosphäre zu Wasserdampf (mit einer entsprechenden abschirmenden Wirkung) und fördert den Abbau von Ozon. Alle bisherigen Modelle ergeben eine Wasserstoff-Konzentration in der Atmosphäre von wenigen ppm. Welchen Einfluss dabei die indirekte Klimawirkung von Wasserstoff auf die globale Erwärmung hat, lässt sich derzeit nicht bestimmen.

Allgemein akzeptierte „Best Practices“ oder Standards zur Senkung der Emissionen vor allem bei den Hauptquellen Elektrolyse und Flüssig-H₂ Transport gibt es derzeit nicht.

Die technisch bedingten und beeinflussbaren Wasserstoffverluste bewegen sich geschätzt im einstelligen Prozentbereich und bis zu 10 % bei der Elektrolyse.

Allerdings ist die allgemeine Vorstellung, dass die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff, vor allem auch von Elektrolysewasserstoff klimaneutral sei, falsch.

In der Gesamtbetrachtung ist davon auszugehen, dass zusätzliche Klimaeffekte durch Wasserstoff vergleichsweise gering sind und die positiven Effekte durch vermehrte Verwendung von Wasserstoff und die damit verbundene Absenkung der Emissionen anderer Klimagase wie CO₂ und Methan überwiegen.

In diesem Zusammenhang erstaunlich ist die Tatsache, dass Wasserstoff nicht in der Liste der Klimagase des Pariser Klimaschutzabkommens geführt wird und daher auch nicht in die einzelnen Klimabilanzen eingeht.