

Methan-Emissionen

**Klimaschäden durch internationale Gaslieferketten.
Schlussfolgerungen für die deutsche Gaspolitik**

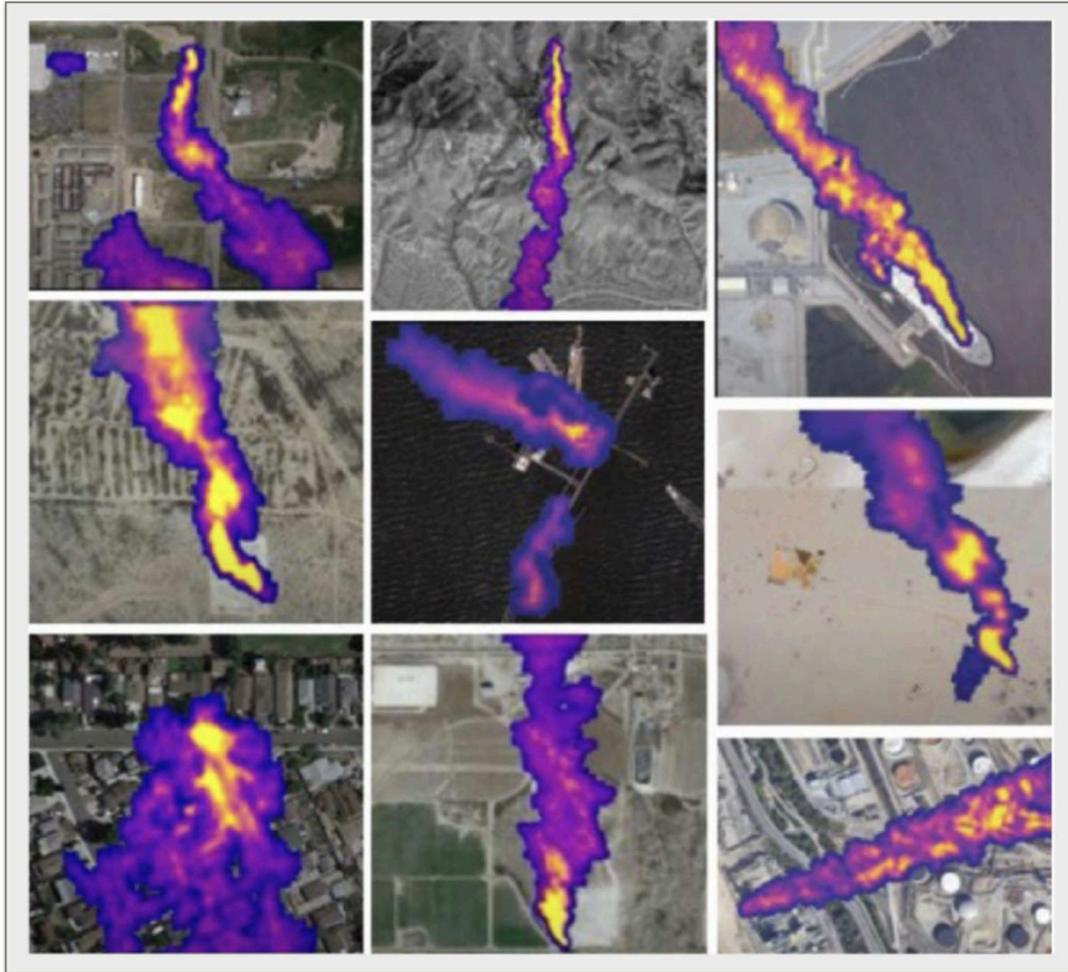


Foto: Bloomberg/RMI: World's Dirtiest Oil and Gas Fields Are in Russia, Turkmenistan and Texas, 23.6.2022.

**Dr. Steffen Bukold (EnergyComment Hamburg)
im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V.**

Hamburg

Januar 2023

Executive Summary

1. Die aktuelle Erderhitzung wird vor allem durch zwei Gase verursacht: Kohlendioxid und Methan. Öl, Gas und Kohle tragen etwa ein Drittel zu den anthropogenen, also menschengemachten Methanemissionen bei. Im Jahr 2021 gelangten dadurch 135 Mio. Tonnen Methan in die Atmosphäre, davon 39,6 Mio.t durch Erdgasfirmen und 42,9 Mio.t durch Ölfirmen, die ebenfalls große Mengen Erdgas in den Markt bringen.
2. Da eine Tonne Methan 82,5-fach stärker zur Klimaerhitzung beiträgt als dieselbe Menge CO₂, verursachen diese 135 Mio.t einen enormen Klimaschaden von 11,1 Gigatonnen CO₂-Äquivalenten. Zum Vergleich: Bei der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle entstehen weltweit knapp 34 Gigatonnen CO₂.
3. Seit dem Jahr 2020 wurden zahlreiche neue Studien zum Thema Methan durchgeführt. Sie zeigen, dass die Leckagen an vielen Stellen der Lieferkette weitaus höher sind als bisher angenommen. Der Orientierungswert liegt mittlerweile bei etwa 3% Methanverlusten. Dadurch wird der Klimaschaden durch Methanemissionen entlang der Erdgaslieferkette genauso hoch oder sogar höher als der Klimaschaden, der bei der Verbrennung von Erdgas beim Endverbraucher entsteht.
4. Die Gasversorgung Deutschlands steht derzeit vor einem Neustart. Nach dem Stopp der russischen Gaslieferungen gibt es in den nächsten Jahren nur noch zwei relevante Lieferwege: Pipelinegas aus Norwegen und LNG (Liquefied Natural Gas) aus Übersee. LNG wird vor allem aus den USA kommen, die einen Marktanteil von bis zu 50% erreichen könnten. Daneben sind u.a. Qatar und mehrere afrikanische Länder relevant.
5. Es gibt große Unterschiede zwischen den Lieferketten. Ein Ranking der wahrscheinlichen Gaslieferanten Deutschlands unter dem Gesichtspunkt der Methanemissionen führt zu folgendem Ergebnis.

Tabelle: Ranking der relevanten Erdgaslieferketten für Deutschland

Land	Methanemissionen in der Lieferkette	Zuverlässigkeit der Emissionsdaten	Verfügbare Gasmengen
Norwegen	sehr niedrig	hoch	hoch
USA - zertifiziert	niedrig	hoch	mittel
Qatar	mittel oder hoch	niedrig	mittel
USA - Durchschnitt	sehr hoch	mittel	sehr hoch
Nigeria	sehr hoch	sehr niedrig	niedrig
Algerien	sehr hoch	niedrig	niedrig
Senegal (ab 2023)	vermutlich niedrig	noch unklar	niedrig
Mosambik (ab 2023)	vermutlich niedrig	noch unklar	niedrig

Für die USA gibt es zwei Einstufungen: Dort bieten immer mehr Gasproduzenten eine Zertifizierung ihrer Angebote an. Dadurch können die Abnehmer davon ausgehen, dass die Methan-Emissionen entlang der Lieferkette bis zum LNG-Terminal weitaus bessere und verlässlichere Werte aufweisen als der übrige Markt.

6. Die deutschen Gasimporteure und ihre Lieferanten sollten ihre Methanemissionen so rasch wie möglich reduzieren. Dazu gehören die Teilnahme an der OGMP 2.0 (Oil & Gas Methane Partnership), eine transparente Dokumentation der Lieferkette und die Nutzung zertifizierter Lieferketten. Die folgende Prioritätenliste gibt eine Orientierung:

1.	Pipelinegas aus Norwegen
2.	Zertifizierte LNG-Lieferketten (mit sehr niedrigen Methan-Emissionen)
3.	Nicht-zertifizierte Lieferketten aus Regionen mit niedrigen Methan-Emissionen
4.	Nicht-zertifizierte Lieferketten aus Regionen mit mittleren Methan-Emissionen
5.	Auf nicht-zertifizierte Lieferketten aus Regionen mit hohen Methan-Emissionen sollte grundsätzlich verzichtet werden

7. Dieses Ranking sollte in die allgemeine Energie- und Klimapolitik eingebettet werden. Das bedeutet, dass nach dem Abflauen der aktuellen Notlage der fossile Gasverbrauch Deutschlands so rasch wie möglich auf ein Niveau gesenkt wird, das allein durch die norwegischen Gaslieferungen gedeckt werden kann. Im nächsten Schritt erfolgt dann der Ausstieg aus fossilem Erdgas im Einklang mit den deutschen Klimazielen und dem Pariser Klimaabkommen.

* * *

Vor diesem Hintergrund informiert dieser Bericht umfassend über die Problematik der Methanemissionen und die Konsequenzen für die deutschen Gaslieferketten:

- Das erste Kapitel informiert über allgemeine Fragen zum Thema Methan. (Kap.1)
- Wieviel Methan entweicht bei der Gasversorgung? Damit sind erhebliche methodische Probleme verbunden, die von der unbefriedigenden Datenlage bis zu Definitionsproblemen reichen. (Kap.2)
- Die Gasversorgung Deutschlands ändert sich im Moment dramatisch. Welche Länder sind für zukünftige Gasimporte relevant? (Kap.3)
- Anschließend wird der aktuelle Forschungsstand anhand zahlreicher aktueller Studienergebnisse präsentiert. Wie hoch sind die Emissionen und wo treten sie vor allem auf? (Kap.4)
- Das letzte Kapitel zieht das Fazit: Welche Gaslieferketten sollte Deutschland präferieren? Welche Kriterien sollten für Gasimporteure ausschlaggebend sein? (Kap.5)

Executive Summary

1. Global heating is mainly caused by two gases: carbon dioxide and methane. Oil, gas and coal contribute about one third of the anthropogenic, i.e. man-made methane emissions. In 2021, this resulted in 135 million tons of methane entering the atmosphere, of which 39.6 million tons were emitted by natural gas companies and 42.9 million tons were emitted by oil companies, which also emit large amounts of natural gas.
2. As one ton of methane contributes 82.5 times more to climate heating than the same amount of CO₂, these 135 million tons cause an enormous climate damage of 11.1 gigatons of CO₂ equivalents. By comparison, the burning of oil, gas and coal produces nearly 34 gigatons of CO₂ worldwide.
3. Since 2020, numerous new studies have been conducted on methane. They show that leakage at many points in the supply chain is much higher than previously thought. The benchmark is now about 3% methane leakage. This makes the climate damage caused by methane emissions along the natural gas supply chain just as high or even higher than the climate damage caused by the combustion of natural gas at the end consumer.
4. Germany's gas supply is currently facing a new start. Following the halt in Russian gas supplies, there will be only two relevant supply routes in the next few years: pipeline gas from Norway and LNG (liquefied natural gas) from overseas. LNG will come primarily from the U.S., which could achieve a market share of up to 50%. In addition, Qatar and several African countries are relevant, among others.
5. There are large differences between supply chains. A ranking of Germany's likely gas suppliers from the point of view of methane emissions leads to the following result.

Table: Ranking of the relevant natural gas supply chains for Germany

Land	Methane emissions in the supply chain	Reliability of methane emissions data	Available gas volumes
Norway	very low	high	high
USA - certified	low	high	medium
Qatar	medium or high	low	medium
USA - average	very high	medium	very high
Nigeria	very high	very low	low
Algeria	very high	low	low
Senegal (start 2023)	probably low	still unclear	low
Mozambique (start 2023)	probably low	still unclear	low

There are two classifications for the USA since an increasing number of gas producers are offering certification of their supplies. As a result, buyers can assume that methane emissions along the supply chain to the LNG terminal have far better and more reliable values than the rest of the market.

6. German gas importers and their suppliers should reduce their methane emissions as quickly as possible. This includes participation in OGMP 2.0 (Oil & Gas Methane Partnership), transparent supply chain documentation and the use of certified supply chains. The following priority list provides guidance:

1.	Pipeline gas from Norway
2.	Certified LNG supply chains (with very low methane emissions)
3.	Non-certified supply chains from regions with low methane emissions
4.	Non-certified supply chains from regions with average methane emissions
5.	Non-certified supply chains from regions with high methane emissions should be avoided as a matter of principle

7. This ranking should be embedded in the general energy and climate policy. This means that once the current emergency situation has subsided, Germany's fossil gas consumption should be reduced as quickly as possible to a level that can be covered by Norwegian gas supplies alone. The next step will then be to phase out fossil natural gas in line with Germany's climate targets and the Paris Climate Agreement.

* * *

Against this background, this report provides comprehensive information on the problem of methane emissions and the consequences for German gas supply chains:

- The first chapter provides information on general issues related to methane. (Ch.1)
- How much methane escapes in gas supply chains? There are considerable methodological problems associated with this question, ranging from the unsatisfactory data situation to definition problems. (Ch.2)
- Germany's gas supply is changing dramatically at the moment. Which countries are relevant for future gas imports? (Ch.3)
- The current state of research is presented on the basis of numerous recent study results: How high are the methane emissions in gas supply chains and where do they mainly occur? (Ch.4)
- The last chapter draws the conclusion: Which gas supply chains should Germany prefer? Which criteria should be decisive for gas importers? (Ch.5)

Inhaltsverzeichnis

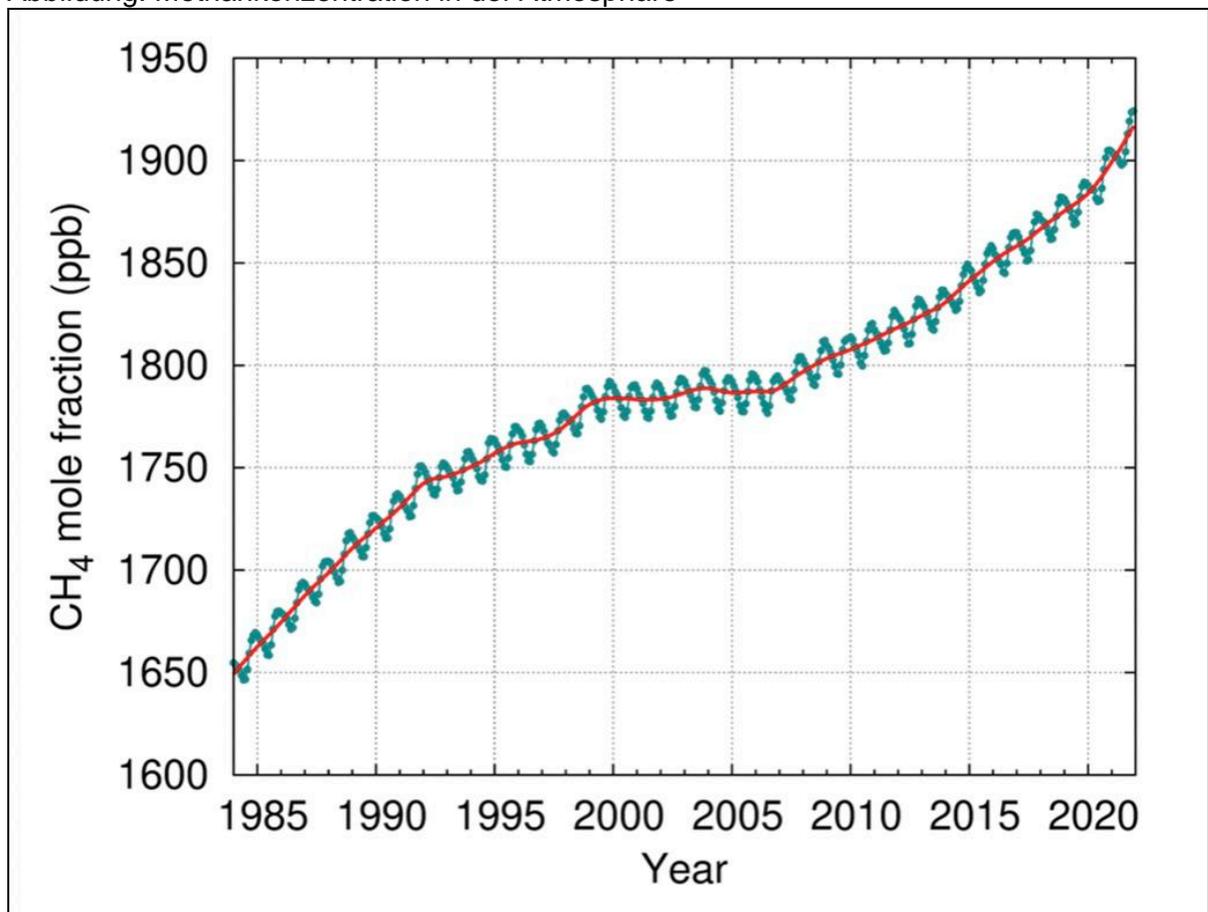
	Executive Summary	2
	Executive Summary (English)	4
1.	Das Thema: Methan-Emissionen	7
2.	Methodische Probleme	
2.1	Die schlechte Datenlage	10
2.2	Klimaschäden durch Methan - der Emissionsfaktor	12
2.3	Abgrenzung: Gaswirtschaft versus Ölwirtschaft	12
2.4	Abgrenzung: Lieferketten versus Branche	13
3.	Die Auswahl der relevanten Lieferketten	
3.1	Die Entwicklung bis zum Januar 2023	15
3.2	Hintergrund: LNG-Markt	18
3.3	Auswahl der Lieferketten für diese Studie	20
4.	Methanemissionen in der Gaslieferkette	
4.1	Emissionspunkte entlang der Gaslieferkette	21
4.2	Aktuelle Studienergebnisse: Einzelthemen	22
4.3	Aktuelle Studienergebnisse: Regionen	26
4.4	Internationale vergleichende Studien	31
4.5	Exkurs: Methan-Emissionen in Russland	37
5.	Fazit: Gaslieferketten für Deutschland	40
	Quellenverzeichnis	46

1. Das Thema: Methan-Emissionen

Die aktuelle Erderhitzung wird ganz überwiegend durch zwei Gase verursacht: durch Kohlendioxid (CO₂) und zu etwa 30% durch Methan (CH₄). Die Methan-Emissionen erhalten jedoch erst seit wenigen Jahren die notwendige Aufmerksamkeit, obwohl es auch hier die wachsenden anthropogenen (also durch den Menschen verursachten) Emissionen sind, die den Klimawandel beschleunigen. Das ist umso unverständlicher, als sich zumindest die Methanemissionen der Gas- und Ölwirtschaft schneller und billiger reduzieren lassen als viele CO₂-Emissionen.[Q75 - vgl. Quellenverzeichnis im Anhang]

Die Methankonzentration in der Atmosphäre hat mittlerweile den höchsten Wert seit mindestens 800.000 Jahren erreicht, meldet der IPCC [Q1]. Die Weltorganisation für Meteorologie WMO meldete im Oktober 2022 den bislang schnellsten jährlichen Zuwachs der Methankonzentration in der Atmosphäre.[Q2]

Abbildung: Methankonzentration in der Atmosphäre



Quelle: <https://public.wmo.int/en/media/press-release/more-bad-news-planet-greenhouse-gas-levels-hit-new-highs> [Q3]

Aber was ist Methan überhaupt? Das leichte Gas ist der mit Abstand größte Bestandteil von Erdgas. Je nach Gasvorkommen und abhängig von der Art der Gasaufbereitung liegt der Methananteil bei den europäischen Erdgasimporten zwischen 80 und 95 Prozent. Ab Bohrloch wird häufig ein Methananteil von durchschnittlich 80% angenommen.

Aktuell schätzt die UNEP die anthropogenen Methanemissionen auf 372 Mio. Tonnen pro Jahr, so der Durchschnittswert mehrerer Studien. Neben dem Energiesektor tragen die Landwirtschaft und der Abfallsektor ganz erheblich zur Methanbelastung der Atmosphäre bei. Auf den fossilen Energiesektor entfallen laut UNEP 134 Mio. Tonnen, also etwas mehr als ein Drittel.

Abbildung: Globale anthropogene Methan-Emissionen

Table 1.1. Sample of near present-day emissions estimates from different entities

SECTORS	AVERAGE	EPA 2020	IIASA 2020	CEDS 2019	EDGAR 2020
Agriculture	147	143	149	133	161
Livestock	114	114	113	107	123
Rice	30	25	32	25	38
Waste	73	60	65	83	84
Solid waste	43	40	45	40	47
Wastewater	30	20	20	41	37
Energy	134	128	140	146	121
Gas	35	21	44	32	43
Oil	43	47	44	53	29
Coal	41	38	41	46	37
Total (including 16 Mt/yr biomass burning)	372	348	371	378	391
REGIONAL DATA (EXCLUDING BIOMASS BURNING)					
ASIA	132	118	133	127	149
LAM	48	41	43	54	53
MAF	74	65	75	71	84
OECD90+EU	64	57	70	63	64
FSU	37	48	41	35	24

US EPA and IIASA include projections of a few years starting from recent data. CEDS data is from v2021-04-21. EDGAR data are 2018 values extrapolated to 2020 based on FAO and BP statistics for agriculture and energy, respectively, and linearly extrapolated for waste. Subsectors may not add to sector totals as not all subsectors are shown (e.g. biofuels, agricultural waste burning, industry, etc.). Biomass burning refers to large-scale open fires. Latin America (LAM), Middle East and Africa (MAF), Asia (countries in Asia that are not in another category), the former Soviet Union (FSU) and the advanced economies that are members of the EU or countries that joined the OECD by 1990 (OECD90+EU).

Quelle: UNEP: Global Methane Assessment - 2030 Baseline Report, 2022 [Q4]

Dieser Klimaschaden durch die Methan-Emissionen der Öl-, Gas- und Kohlewirtschaft entspricht einer enormen THG-Wirkung von 11,1 Mrd. Tonnen CO₂-Äquivalenten (CO₂e), wenn man die Wirkung über die nächsten 20 Jahre betrachtet (GWP₂₀, vgl. nächstes Kapitel). Zum Vergleich: Bei der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle entstehen weltweit knapp 34 Mrd. Tonnen CO₂. [Q74]

Zusätzlich zur Klimabelastung stellen Methan-Emissionen auch eine enorme Verschwendung von Energieressourcen dar. Mit den jährlichen Emissionsmengen (180 Mrd. Kubikmeter) könnte man die Hälfte des aktuellen Gasverbrauchs der EU decken.

Der IEA Methane Tracker ermittelte für das Jahr 2021 einen Anstieg der globalen Methan-Emissionen um 5 Prozent und kommt auf eine ähnliche Summe wie UNEP: 135,2 Mio.t

Methan-Emissionen im Energiesektor, plus weitere 4 Mio.t durch Leckagen bei Geräten der Endverbraucher.[Q1]

Diese Summe teilt sich zu etwa gleichen Teilen zwischen Öl, Gas und Kohle auf:

- 43,6 Mio.t durch Kohleminen
- 42,9 Mio.t durch die Ölwirtschaft (insb. Förderung und Aufbereitung)
- 39,6 Mio.t durch Erdgaswirtschaft (insb. Förderung, Aufbereitung, Transport)
- 9,1 Mio.t durch die unvollständige Verbrennung von Biomasse

Die Relevanz der methanbedingten Klimaschäden durch die Erdgaswirtschaft stieg in den letzten beiden Jahrzehnten. Das gilt für die absoluten Zahlen ebenso wie für den Anteil. Im Jahr 2000 trug Erdgas 22,3 Mio.t zu einer Gesamtmenge von 99,8 Mio.t bei. Das entspricht einem Anteil von rund 22%. Seither stiegen die Methan-Emissionen im Erdgassektor um 77,6%. Erdgas trägt jetzt bereits 29,3% zu den Emissionen im Energiesektor bei.

In den kommenden Jahren wird eine Stagnation beim globalen Ölverbrauch und ein Rückgang bei der Kohleverstromung erwartet. Nur der Erdgasverbrauch wächst weiter, unterstützt vom steilen Anstieg des weltweiten LNG-Handels. Es ist also nur noch eine Frage der Zeit, bis Erdgas aus klimapolitischer Sicht zum wichtigsten fossilen Energieträger wird. Deutschland entwickelte sich vor dem Hintergrund der Gasmarktkrise im letzten Jahr (2022) allerdings gegen den Trend und verbrauchte 80,0 Mrd. Kubikmeter Erdgas (866,2 TWh). Das sind 15 Prozent weniger als 2021. Der Anteil des Erdgases am gesamten Primärenergieverbrauch fiel dadurch von 26,6 auf 23,8 Prozent.[Q16]

Der größte Teil (ca. 80%) der Methan-Emissionen entsteht Upstream, also bei der Förderung und Aufbereitung der fossilen Energierohstoffe, insbesondere durch Venting (intendiertes Ablassen von Methan in die Atmosphäre), beim Flaring (unvollständiges Abfackeln von Erdgas), und bei Fugitive Emissions (v.a. Leckagen).

Große Gas- und Ölimporteure wie die EU sind dadurch indirekt für erhebliche Methan-Emissionen mitverantwortlich: Im Jahr 2020 "importierte" die EU etwa 10 Mio. Tonnen Methanemissionen, davon 7,3 Mt durch ihre Ölimporte und 2,7 Mt durch ihre Erdgasimporte.[Q56]

2. Methodische Probleme

Thema dieses Berichts sind die Methanemissionen der deutschen Erdgas-Lieferketten. Die Analyse, Zuschreibung und Bewertung ist allerdings mit zahlreichen Daten-, Abgrenzungs- und Interpretationsproblemen verbunden. Das liegt nicht zuletzt daran, dass das Untersuchungsfeld relativ jung ist und sich inmitten einer stark von Lobbyeinflüssen geprägten Auseinandersetzung befindet. Methodische Kompromisse sind daher unvermeidlich, um überhaupt zu relevanten Ergebnissen zu kommen. Der beste Weg scheint zu sein, sich den Fragen aus mehreren Richtungen zu nähern, um daraus ein Gesamtbild zu erhalten.

2.1 Die schlechte Datenlage

Die Methanemissionen der fossilen Gas- und Ölindustrie wurden lange Zeit vernachlässigt. Die Datenlage ist fast überall unbefriedigend. Einzelne Aspekte und Lieferketten werden untersucht, andere Lieferketten können aber nur indirekt über eine Typisierung und Analogien eingeschätzt werden.

Bislang obliegt es den einzelnen Staaten, die Emissionen auf ihrem Staatsgebiet zu erfassen und der UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) zu melden. Daher waren bis vor kurzem die häufig unvollständigen und unzuverlässigen Inventarberichten der Länder an die UNFCCC die einzigen Quellen, die globale Methan-Emissionen systematisch präsentierten. In den meisten Fällen werden die Methan-Emissionen in nationalen Inventaren noch immer über Emissionsfaktoren ermittelt, also Durchschnittswerte, die für den Normalbetrieb gelten sollen. In der Praxis hat das in vielen Ländern nicht viel mit der Realität zu tun. Insbesondere immer wieder auftretende sehr große Leckagen („Super Emitter“) werden dadurch nicht erfasst.

Eine Reihe regionaler Studien und vor allem der Methane Tracker der IEA verbesserten die Situation dann vor wenigen Jahren. Der Tracker verwendet Quellen unterschiedlichster Art und schätzt mit einem ausgeklügelten Verfahren die Methanemissionen von Staaten, über die bislang keine verlässlichen Daten vorliegen. Zusätzlich gibt es jetzt zahlreiche Forschungsprojekte und Satellitenmessungen. Organisationen und Forschungseinrichtungen berichten mittlerweile regelmäßiger.

Dennoch: Das generelle Under-Reporting führt dazu, dass Methan-Emissionen bis vor kurzem stark unterschätzt wurden, v.a. Upstream, also bei der Gas- und Ölproduktion. Das gilt für das Flaring (Abfackeln), Leaks (Leckagen) und Venting (gezieltes Ablassen von Methan) direkt an den Bohrlöchern, bei der Gasaufbereitung (Gas Processing) und entlang der Gaspipelines.

Selbst dort, wo es Vorschriften gibt und Verstöße erkannt werden, ist das Problem noch nicht gelöst. Immer wieder wird bekannt, dass Verstöße nicht regelmäßig berichtet, noch seltener geahndet und über lange Zeiträume schlichtweg geduldet werden.

Die großen westlichen Öl- und Gaskonzerne, die börsennotiert sind, publizieren zwar inzwischen den Umfang ihrer jährlichen Methan-Emissionen. Hier bleibt aber oftmals unklar, in welchem Umfang und wie häufig die betrieblichen Methan-Emissionen tatsächlich

gemessen wurden. Verbesserungen sollen hier die OGMP 2.0 Standards bringen (siehe Kap.5).

Erschwerend kommt hinzu, dass stark emittierende bzw. verschmutzende Assets an kleinere, nicht-börsennotierte Firmen abgestoßen werden, die unter dem Radar oder gänzlich unbeeindruckt von der Medienaufmerksamkeit dieselben Anlagen weiterbetreiben.

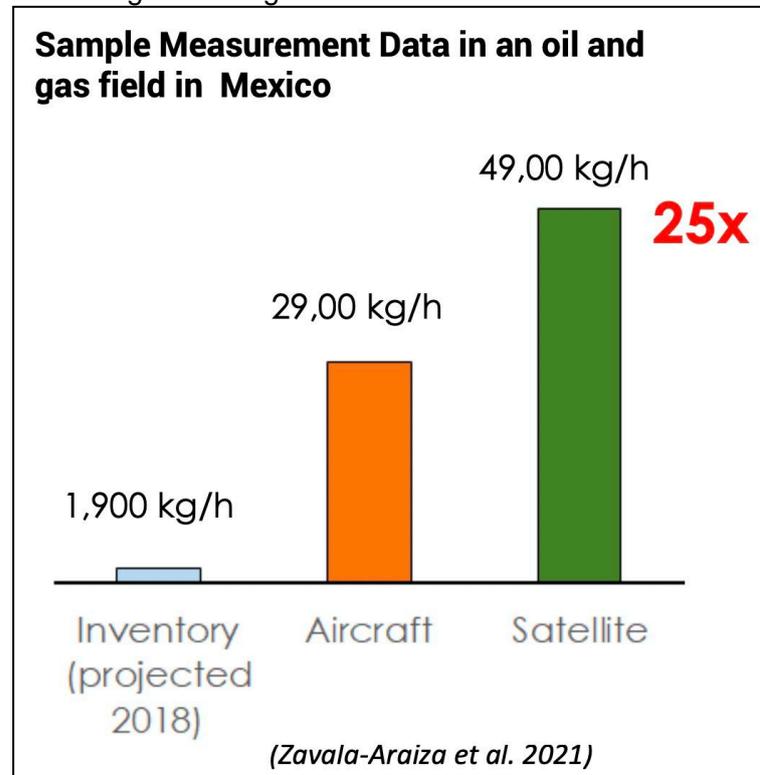
Manche Unternehmensangaben erscheinen ungewöhnlich niedrig: Uniper meldete für 2021 Methan-Emissionen im Umfang von lediglich 250 Tonnen: Wintershall-DEA meldete 860 Tonnen; TotalEnergies hingegen 46.650 Tonnen und Shell 91.000 Tonnen (2019).

Equinor (Norwegen) meldet mit 9.910 Tonnen eine Methanintensität (Anteil der Methan-Emissionen an der Fördermenge) von lediglich 0,02%. Der internationale Branchendurchschnitt soll bei 0,2% liegen. Auch wenn diese Zahlen im Einzelfall korrekt sein mögen, widersprechen sie im Durchschnitt den meisten unabhängigen Forschungsergebnissen und den Top-Down-Ergebnissen der internationalen Satellitenmessungen. [Q6-7]

Ein **Beispiel** aus einem UNEP-Workshop soll die Problematik illustrieren.

- Das nationale Emissionsinventar meldet für ein mexikanisches Öl- und Gasfeld auf der Grundlage von Emissionsfaktoren und Daten des Betreibers Methan-Emissionen im Umfang von 1,9 kg Methan pro Stunde.
- Eine Messung per Flugzeug ergab 29 kg/h.
- Die unabhängige Satellitenmessung ergab dann schließlich 49 kg/h. Die tatsächlichen Methan-Emissionen lagen also vermutlich 25fach höher als die gemeldeten Emissionen.

Abbildung: Messungen der Methan-Emissionen eines mexikanischen Gas- und Ölfeldes



Quelle: Manfredi Caltagirone (UNEP): International Methane Emissions Observatory (IMEO), UNEP 2022.

2.2 Klimaschäden durch Methan - der Emissionsfaktor

Methan erzeugt einen weitaus größeren Klimaschaden als dieselbe Menge CO₂. Der Treibhauseffekt ist im ersten Jahr am höchsten und sinkt dann. Das macht den Vergleich mit CO₂ schwierig, das über Jahrhunderte hinweg einen vergleichsweise konstanten Treibhauseffekt verursacht.

Bis vor wenigen Jahren verwendeten die meisten Studien einen Zeithorizont von 100 Jahren (GWP₁₀₀ - Greenhouse Warming Potential), um die Klimaschäden von Methan zu berechnen. Nach dem aktuellen Sachstandsbericht des Weltklimarats verursacht Methan aus fossilen Quellen (Öl, Gas, Kohle) in diesem Zeitraum einen Treibhauseffekt, der 29,8 mal höher liegt als bei CO₂. Eine Tonne Methan verursacht in der Atmosphäre also denselben Schaden wie 29,8 Tonnen CO₂. Das ist ein Durchschnittswert, da es in der Atmosphäre komplexe Interaktionen im Zeitverlauf gibt und zahlreiche andere Faktoren einwirken können.[Q8]

Inzwischen verwenden jedoch immer mehr Untersuchungen einen kürzeren Zeithorizont von 20 Jahren (GWP₂₀). Längere Perspektiven lassen außer acht, dass Methan sofort in voller Stärke wirkt und dass es schon in den nächsten Jahren zu irreversiblen Klimaschäden kommen kann, wenn Kipp-Punkte (Tipping Points) im Erdklimasystem überschritten werden. Bei diesen Fragen ist zentral, wie stark die Klimawirkung in den kommenden Jahren sein wird und nicht erst im Jahr 2123.

Auch peilen viele Staaten die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 oder 2050 an. Hier verzerrt ein Durchschnittswert über 100 Jahre die Fortschritte beim Klimaschutz, die eine rasche Verringerung der Methan-Emissionen ermöglicht.

Über einen Zeitraum von 20 Jahren (GWP₂₀) wirkt fossiles Methan in der Atmosphäre laut IPCC (AR6 2021) etwa 82,5 mal stärker als CO₂. Ein Methanleck, über das 1 Tonne Methan in die Atmosphäre entweicht, erzeugt also denselben Klimaschaden wie eine Emissionsmenge von 82,5 Tonnen CO₂. [Q8]

Dieser Zeithorizont (GWP₂₀) wird - wenn nicht anders angegeben - auch in dieser Studie verwendet.

2.3 Abgrenzung: Gaswirtschaft versus Ölwirtschaft

Erdgas stammt überwiegend aus Erdgasfeldern, also Vorkommen, die ausschließlich oder ganz überwiegend Erdgas enthalten. Es gibt allerdings nur wenige Gasfelder, die nur Gase und keine Liquids wie Erdöl enthalten.

Umgekehrt gibt es nur wenige Ölfelder, die kein Erdgas enthalten. Wenn nach Öl gebohrt wird, strömt aus den meisten Bohrlöchern auch ein Gasgemisch, das überwiegend aus Methan und anderen Gasen besteht.

Dieses sog. Associated Gas (Erdölbegleitgas) stellt etwa ein Viertel des globalen Erdgasangebotes bereit (2019: 935 Mrd. Kubikmeter). Das ist eine Größenordnung, die natürlich nicht außer Betracht bleiben kann. Die USA sind als größter Ölproduzent der Welt

auch das mit Abstand größte Förderland von Associated Gas mit einem Weltmarktanteil von etwa einem Drittel.

Wenn die Gasmengen für eine Vermarktung jedoch zu gering sind, Klimaschutz vor Ort keine große Rolle spielt und keine Gaspipelines in der Nähe sind, wird dieses Associated Gas im besten Fall wieder in das Bohrloch zurückbefördert oder vom Unternehmen genutzt. Oftmals wird es jedoch vollständig oder unvollständig verbrannt (Flaring), oder direkt in die Atmosphäre abgelassen (Venting). Dabei entstehen also hohe Methan-Emissionen. [Q9]

Eine Unterscheidung zwischen Ölfeldern und Gasfeldern ist daher nicht trennscharf. Es ist eher ein Kontinuum, das von Ölfeldern mit geringen Gasmengen, über Ölfelder mit hohen vermarkteten Gasmengen, über Gasfelder mit hohem Ölanteil, bis zu (fast) reinen Gasfeldern reicht.

Auch sind es in vielen Ländern dieselben Akteure: Shell ist ebenso wie die Konkurrenz gleichzeitig großer Öl- und Gasproduzent. Die Internationalen Öl- und Gaskonzerne (IOC) berichten normalerweise nur kumulierte Methan-Emissionen aus der Öl- und Gasförderung, da eine Abgrenzung nicht sinnvoll ist.

Die Zuschreibung bleibt damit umstritten: Soll Flaring und Venting von Methan bei der Ölförderung der Klimabilanz von Erdgas oder der Klimabilanz von Öl zugerechnet werden?

Aus Sicht der Gasindustrie sollten die Methan-Emissionen dem Klimakonto der Ölindustrie zugeschrieben werden, da das Methan nicht zur Wertschöpfungskette der Gasfirmen gehört. Andererseits: Diese Leckagen gehen auch nicht in die Wertschöpfungskette der Ölfirmen ein.

Fazit: Im Zentrum dieser Studie stehen Methan-Emissionen. Eine Beschränkung auf die Klimabelastung durch Gaskonzerne im engeren Sinn wäre nicht sinnvoll, da auch Ölkonzerne im engeren und weiteren Sinn (IOC) große Mengen Erdgas bereitstellen.

Eine zu enge Definition der Gaswirtschaft hätte ein massives Under-Reporting der Methan-Emissionen bei der Förderung von Öl und Gas zur Folge.

Für den Rest der Gaslieferkette, also hinter der Förderstelle, werden in dieser Studie jedoch nur Gaslieferketten im engeren Sinn betrachtet - also Gasaufbereitung, LNG-Lieferkette und/oder Gaspipelines bis zum Endverbraucher.

2.4 Abgrenzung: Lieferketten versus Branche

Eine Analyse einzelner Lieferketten kann zwar nachvollziehbare Aussagen für einen konkreten Fall liefern, führt aber in der Summe zu einem erheblichen Under-Reporting der Klimaschäden durch die Gasindustrie.

Die Summe aller Lieferkettenemissionen weltweit liegt deutlich unter den Gesamtemissionen der Gasindustrie.

Neben den bereits erwähnten Abgrenzungsproblemen zur Ölindustrie sind hier insbesondere die weltweit Millionen von mittlerweile stillgelegten Bohrlöchern zu nennen, an

Land und offshore. Studien zeigen (vgl. Kap.4), dass hier an zahllosen Stellen weiterhin und ohne Gegenmaßnahmen noch über Jahrzehnte hinweg Methan in die Atmosphäre entweicht.

Ein ähnliches Problem erzeugen sehr kleine Förderstellen (Low Production Gas Wells), deren Mengen wegen der hohen Produktionskosten nur bei attraktiven Gaspreisen vermarktet werden. Wenn das nicht der Fall ist, werden solche Förderstellen häufig unsachgemäß abgedichtet oder das Methan entweicht teilweise direkt in die Atmosphäre (vgl. Kap.4).

Schließlich sollte noch auf das nur schwer lösbare Problem hingewiesen werden, dass es auch in den kommenden Jahrzehnten Länder und Unternehmen geben wird, die keine Daten über die Methan-Emissionen ihrer Lieferketten veröffentlichen werden.

Das gilt insbesondere dann, wenn das Förderunternehmen das Gas selbst verbraucht, also keine weiteren Akteure beteiligt sind. Hier entstehen Methan-Emissionen, die bislang in keine Statistik eingehen. Nur bei sehr großen Lecks wäre - unter günstigen Bedingungen - eine Erfassung per Satellit möglich. Die zahllosen kleinen Leckagen bleiben unentdeckt.

3. Die Auswahl der relevanten Lieferketten

Für die deutsche Gasversorgung gibt es zwei Typen von Lieferketten.

- Deutschland wird über LNG-Lieferketten aus Übersee versorgt.
- Deutschland wird ohne LNG-Zwischenschritt über reine Pipeline-Lieferketten versorgt, entweder aus heimischen Gasvorkommen oder im Regelfall durch Importe.

3.1 Die Entwicklung bis Januar 2023

Trends und Verschiebungen bis 2022

Die Lieferantenstruktur der deutschen Gasversorgung war bis vor wenigen Jahren relativ stabil. Die mit Abstand größten Gasmengen stammten aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Im Jahr 2015 - dem letzten Jahr, in dem die amtliche Statistik einzelne Lieferantländer mit exakten Zahlen auswies - stellten diese drei Länder etwas über 97% der Importmengen bereit.

Aus der schrumpfenden heimischen Förderung kommen zusätzlich 5-6% des deutschen Gasbedarfs.

Nach 2016 sanken die Gasmengen, die aus niederländischen Gasfeldern nach Nordwestdeutschland befördert wurden. Die niederländische Regierung reduzierte schrittweise die Förderung aus dem großen Groningen-Gasfeld, da die Entleerung immer stärkere Erdbeben ausgelöst hatte.

Die Niederlande sind mittlerweile Nettoimporteur von Erdgas. Einer Eigenförderung von 18 bcm (Mrd. Kubikmeter) steht ein Verbrauch von 35 bcm gegenüber. Deutschland kann nur noch mit geringen Mengen Gas rechnen, das aus niederländischen Gasvorkommen stammt. Dafür steigen aber die Gasmengen, die über niederländische LNG-Importterminals per Pipeline nach Deutschland gelangen.

Im Jahr 2021 und insbesondere seit dem Frühsommer 2022 fielen dann die russischen Pipelinegasmengen gegen Null. Der Überfall Russlands auf die Ukraine und die dadurch steigenden Spannungen mit der EU stoppten schrittweise die russischen Exporte von Kohle, Erdgas und Öl Richtung EU. Eine Ausnahme bildet nach wie vor russisches LNG, das auch Ende 2022 weiterhin nach Europa geliefert wurde.

Es wäre möglich, dass über die LNG-Importterminals in den Niederlanden und Belgien nach wie vor kleinere Mengen an russischem Gas auch nach Deutschland gelangen, aber sein Anteil an den gesamten deutschen Gasimporten ist vernachlässigbar gering und wird in dieser Studie nicht näher betrachtet.[Q10-12]

Die aktuelle Situation 2022/2023 in der EU

Die EU wird Ende 2022 vor allem durch LNG aus Übersee und durch norwegisches Pipelinegas versorgt. Hinzu kommen Importe aus Algerien, Russland und Großbritannien

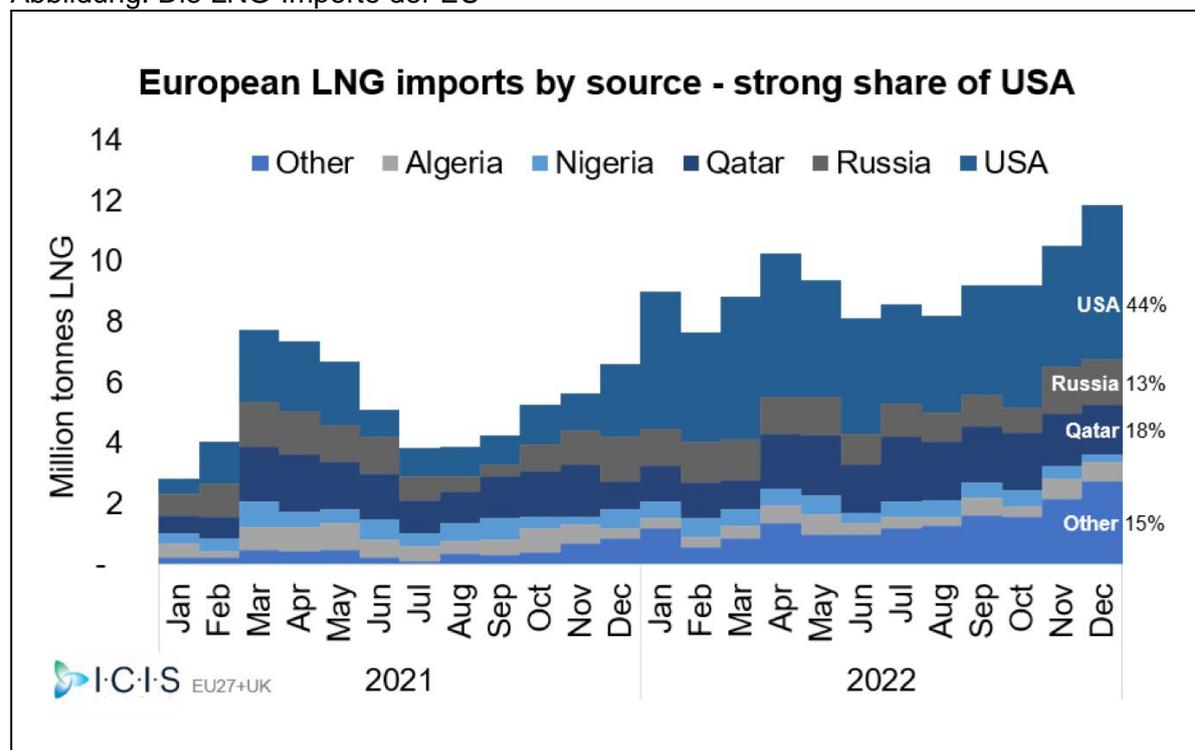
(UK). Die Versorgung der EU zeigte Ende 2022 die folgenden typischen Wochenwerte: [Q13]

- 500 Mio. Kubikmeter Erdgas aus Russland
- 1700 Mio. Kubikmeter aus Norwegen
- 2400 Mio. Kubikmeter via LNG (inkl. ca. 400 Mio. Kubikmeter russisches LNG)
- 700 Mio. Kubikmeter aus Algerien
- 500 Mio. Kubikmeter aus UK

LNG ist also bereits jetzt die größte Quelle für Erdgas in der EU. Die Marktexperten von ICIS gehen für das Gesamtjahr 2022 von 154 Mrd. Kubikmeter (bcm) LNG-Importen nach Europa aus. Das wären 75% mehr als im Jahr 2021 (88 bcm). Die größten Lieferanten im Jahr 2022 waren die USA (44%), Qatar (18%) und Russland (13%).

Im Jahr davor spielte Qatar bei insgesamt geringeren Importen noch eine größere Rolle. Damals stand Qatar mit einem Anteil von 24% an den Importen (EU+UK) nur knapp an zweiter Stelle hinter den USA (26%) und vor Russland (20%).[Q14]

Abbildung: Die LNG-Importe der EU



Quelle: ICIS

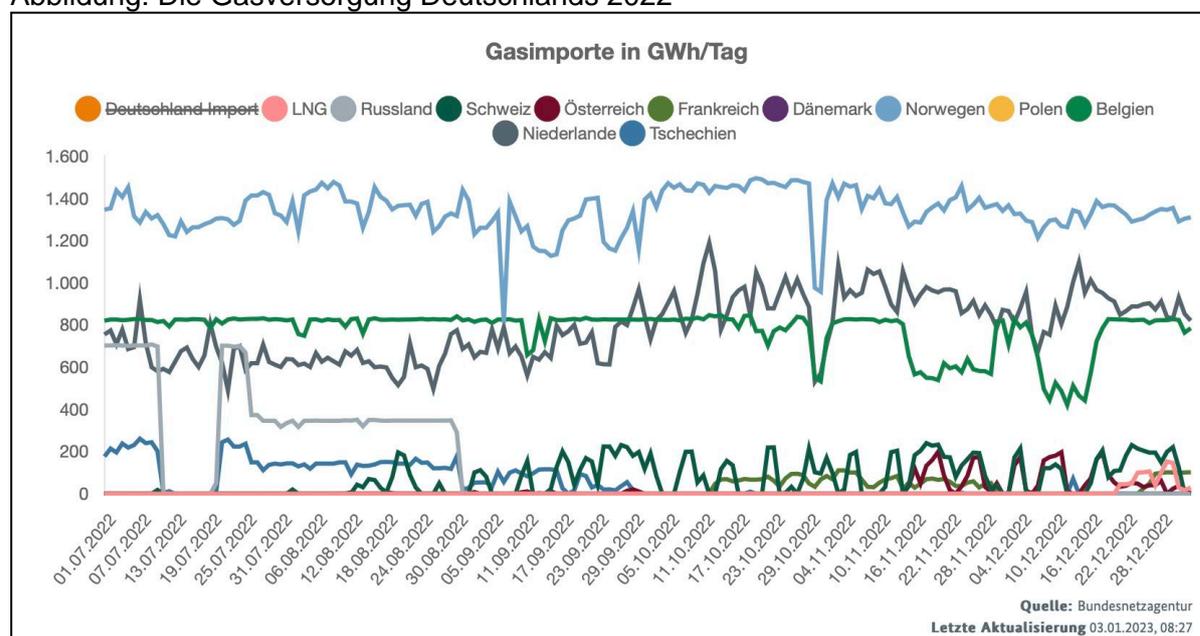
Die Situation in Deutschland 2022/2023 und in den kommenden Jahren

Für die deutsche Gasversorgung waren die Veränderungen im letzten Jahr noch gravierender als für die EU insgesamt. Lediglich die Pipelineexporte aus Norwegen bleiben auf einem konstant hohen Niveau.

LNG gelangte bis zum Dezember 2022 über Importterminals in westeuropäischen Nachbarländern nach Deutschland. Seit 2023 ist das auch über die ersten betriebsbereiten LNG-Importterminals in Deutschland möglich, zuerst über Wilhelmshaven und dann auch über Lubmin und Brunsbüttel.

Die Bundesnetzagentur zeigt im folgenden Schaubild die deutschen Gasimporte für den Zeitraum Juli 2022 bis Dezember 2022. Norwegisches Pipelinegas steht mit Abstand an erster Stelle, gefolgt von den indirekten LNG-Importen über Belgien und die Niederlande. Ab Dezember sind bereits die ersten direkten LNG-Importe Deutschlands erkennbar (hellrote Linie). Im Laufe der Jahre 2023 und 2024 werden diese direkten LNG-Importe steigen, wenn zusätzliche Terminals in Stade und Brunsbüttel, sowie wiederum in Lubmin und Wilhelmshaven den Betrieb aufnehmen.

Abbildung: Die Gasversorgung Deutschlands 2022



Quelle: Bundesnetzagentur (Stand 3.1.2023). Anm: Zur besseren Skalierung wird die Gesamtmenge („Deutschland Import“) nicht gezeigt.

Die bisherigen Planungen für FSRUs (schwimmende Terminals) und Landterminals in Deutschland summieren sich auf eine LNG-Importkapazität von 80 bcm bis zum Jahr 2027 (Stand Dezember 2022).[Q15] Diese Menge könnte rechnerisch den gesamten Gasbedarf Deutschlands im Jahr 2022 decken. In der Praxis werden jedoch die erheblichen norwegischen Pipelinelieferungen nach Deutschland fortgesetzt. Auch werden weiterhin LNG-Mengen über die westeuropäischen Nachbarstaaten nach Deutschland gelangen. Allein die Niederlande planen einen Ausbau ihrer Terminalkapazitäten bis auf 40 bcm.

Die LNG-Terminalprojekte in Deutschland

Im Moment (Stand Dezember 2022) sind 11 Importterminals in Deutschland realisiert, im Bau, fest geplant oder zumindest angekündigt. Es handelt sich um sieben oder acht schwimmende FSRU-Terminals und drei große Landterminals. Vermutlich werden jedoch letztendlich nicht alle Projekte auch tatsächlich den Betrieb aufnehmen. Die FSRU-Terminals sollen bis Ende 2023 betriebsbereit sein. Die Landterminals planen den Betriebsstart im Zeitraum 2025 bis 2027.[Q15]

a) FSRU-Terminals (Dez. 2022-Dez. 2023)

1. FSRU Wilhelmshaven I Betreiber: Uniper Kapazität: 7 bcm
2. FSRU Wilhelmshaven II Betreiber: TES / Eon Kapazität: 5 bcm
3. FSRU Wilhelmshaven III Betreiber: NWO Kapazität: unklar
4. FSRU Stade Betreiber: Hanseatic Energy Hub Kapazität: 5 bcm
5. FSRU Brunsbüttel Betreiber: RWE Kapazität: 5 bcm
6. FSRU Lubmin I Betreiber: Deutsche ReGas Kapazität: 5 bcm
7. FSRU Lubmin II Betreiber: Deutsche ReGas Kapazität: 7 bcm
8. FSRU Lubmin Investitionen Betreiber: RWE / Stena Power Kapazität: 5 bcm

b) Landterminals (2025-2027)

9. Landterminal Wilhelmshaven Betreiber: Tree Energy Solutions (TES) Kapazität: 16-20 bcm
10. Landterminal Stade Betreiber: Hanseatic Energy Hub Kapazität: 13 bcm
11. Landterminal Brunsbüttel Betreiber: Gasunie Kapazität: 8bcm

Die bisher für Deutschland vereinbarten Lieferkontrakte (EnBW, Ineos, ConocoPhillips, Uniper, RWE, Qatar Energy) spiegeln die generell im LNG-Markt erwarteten Marktverschiebungen wider: Mit weitem Abstand wird LNG aus den USA an erster Stelle stehen.[Q15]

3.2 Hintergrund: LNG-Markt

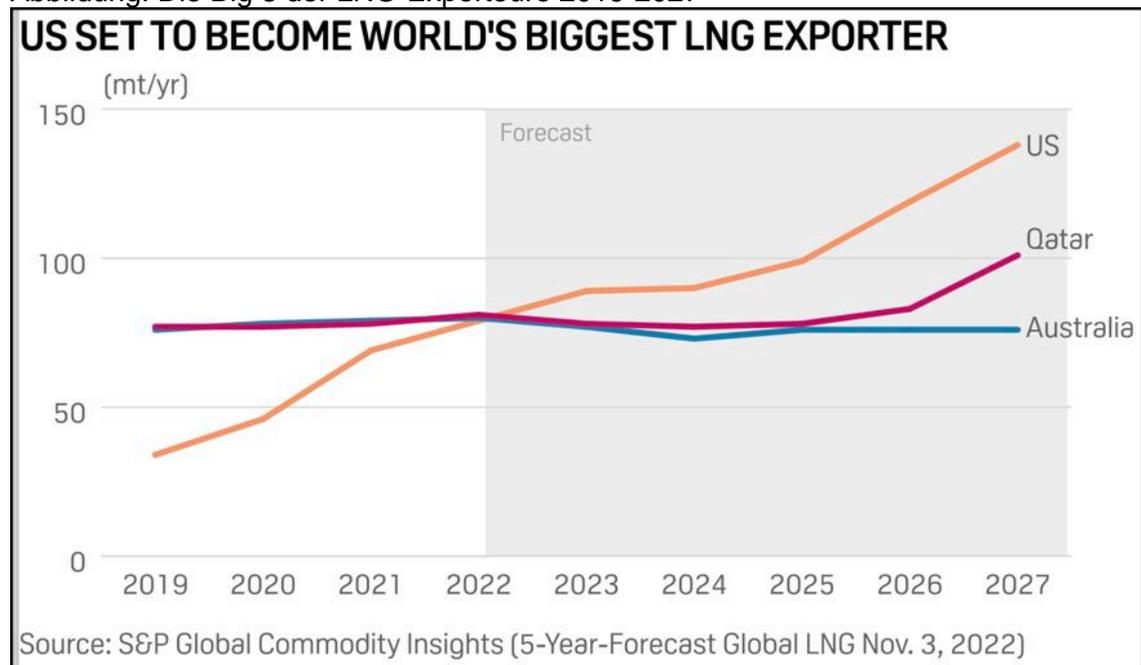
Im Moment gibt es weltweit 19 Länder, die LNG exportieren. Aus geografischen Gründen sind jedoch nicht alle diese Länder für die deutsche Versorgung relevant.

Vor allem asiatische Exporteure und Australien konzentrieren sich fast ausschließlich auf die großen ostasiatischen Absatzmärkte (Japan, China, Südkorea). Nur selten finden einzelne australische LNG-Tankerladungen den Weg bis nach Nordwesteuropa. Das wird voraussichtlich auch so bleiben, da die LNG-Nachfrage in Ostasien und Südasien weiter steigt.

Mittelmeeranrainer (Algerien, Ägypten) versorgen eher die südeuropäischen Gasmärkte, obwohl einzelne LNG-Tanker je nach Marktlage auch Terminals in Nordwesteuropa anfahren könnten.

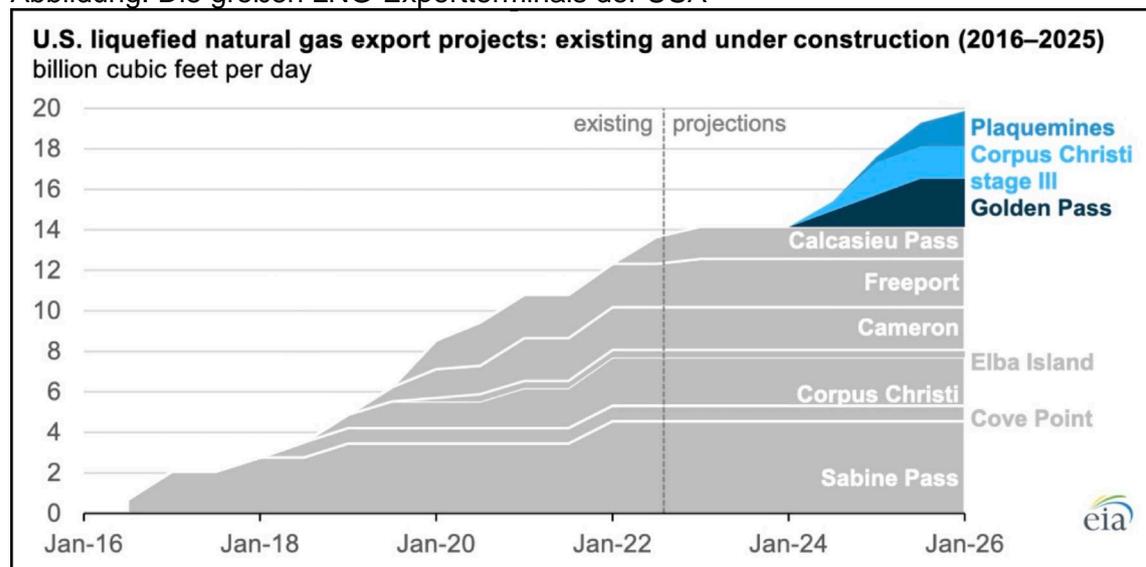
Mit großem Abstand ist daher bereits heute die USA der wichtigste LNG-Lieferant Europas. Eine rasch steigende Zahl von Großterminals, die relativ kurzen Distanzen und die flexiblen Kontrakt- und Betriebsstrukturen amerikanischer Lieferanten prädestinieren sie für den steigenden deutschen und europäischen Importbedarf. Die Exportkapazitäten der USA werden sich von 2021 bis 2027 voraussichtlich von 100 auf knapp 200 bcm pro Jahr verdoppeln (von 75 auf 150 Mio.t LNG).

Abbildung: Die Big 3 der LNG-Exporthändler 2019-2027



Quelle: S&P Global

Abbildung: Die großen LNG-Exportterminals der USA



Qatar war lange Zeit der größte LNG-Exporthändler der Welt, wurde aber 2022 von den USA überholt. Im Moment baut Qatar seine Anlagen aus. Durch das North Field East Projekt (NFE) und das North Field South Projekt (NFS) werden die qatarischen Mengen von derzeit 77 Mio.t LNG pro Jahr ab 2027 auf 126 Mio.t LNG pro Jahr steigen.

Bisher fließt qatarisches LNG fast ausschließlich Richtung Asien, vor allem im Rahmen sehr langfristiger Verträge. Trotz des Ausbaus der Kapazitäten wird die Bedeutung Qatars für den europäischen Gasmarkt daher nach 2027 nur graduell wachsen können.

Große zusätzliche LNG-Mengen werden in den kommenden Jahren nur die USA (seit 2022) und Qatar (ab 2026) bereitstellen können.

Daneben sind auch Algerien und Nigeria für Europa relevant. Hinzu kommt eine geringe Zahl kleinerer LNG-Lieferantländer (Norwegen, Trinidad & Tobago, Angola, Ägypten, Äquatorial-Guinea, Re-Exporte von LNG-Importeuren u.a.).

Im Moment werden außerdem mehrere afrikanische Länder erstmals zu LNG-Exporteuren. Das gilt seit Ende 2022 für Mosambik (Coral Sul) und ab 2023 auch für Senegal (Tortue Ahmeyin), später vermutlich auch Tansania.[Q15]

Pipelinegaslieferungen aus Russland sind kurz- und mittelfristig aus politischen Gründen nicht vorstellbar. Ihre ohnehin sehr schlechte Klimabilanz wäre ein weiterer Grund, den Bezug von russischem Erdgas dauerhaft zu beenden. Die Emissionsbilanz dieser Routen wird in den folgenden Kapiteln zwar ebenfalls abgeschätzt, bleibt aber für die energie- und klimapolitischen Schlussfolgerungen ohne Relevanz.

3.3 Auswahl der Lieferketten für diese Studie

Es werden also nur zwei Lieferketten die aktuelle und zukünftige Gasversorgung Deutschlands prägen. Ihre Marktanteile liegen voraussichtlich bei je einem Drittel oder deutlich darüber:

- **Pipelinegas aus Norwegen**
- **LNG-Importe aus den USA**

Mit weitem Abstand sind noch weitere Lieferketten von Bedeutung:

- **LNG-Importe aus Qatar**
- **LNG-Importe aus Westafrika und Nordafrika (v.a. Nigeria, Algerien)**
- **LNG-Importe von neuen LNG-Lieferanten (v.a. Senegal, Mosambik)**

Der ganz überwiegende Teil der zukünftigen LNG-Lieferungen nach Deutschland wird also aus amerikanischen Terminals stammen. Ihr Anteil wird je nach Marktlage und in Abhängigkeit von den Preisrelationen zwischen Europa und Asien schwanken. Hinzu kommen die großen und relativ konstanten Mengen von Pipelinegas aus Norwegen als zweiter Pfeiler der deutschen Erdgasversorgung.

Daneben werden zusätzliche Mengen aus Qatar (ab 2026) und aus mehreren afrikanischen Ländern eine wichtige Rolle spielen. Im Dezember 2022 kam erstmals LNG aus Mosambik in die EU. Auch Senegal wird, mit deutscher Unterstützung, voraussichtlich ab 2023 ein neuer Lieferant werden.

4. Methanemissionen in der Gaslieferkette

4.1 Emissionspunkte entlang der Gaslieferkette

In einer Gaslieferkette entstehen Emissionen an zahlreichen Stellen. Im Zentrum der Betrachtung steht zumeist der Endverbraucher: Also das Gaskraftwerk, die Gasheizung in Gebäuden oder die industrielle Wärmenutzung. Auch hier entstehen bei unvollständiger Verbrennung Methan-Emissionen, die allerdings normalerweise geringer ausfallen als die Methanmengen, die auf dem Weg dorthin entstehen. Bei den CO₂-Emissionen ist es umgekehrt: Hier entstehen die höchsten Emissionen beim Endverbraucher.

Methan-Emissionen können an den folgenden Punkten entstehen:

- Methan entweicht geplant bei der Erdgasförderung in die Atmosphäre (Venting). Das gilt für Gasfelder ebenso wie für Ölfelder.
- Methan entweicht ungeplant an der Bohrstelle oder bei der Gasaufbereitung (Leckagen). Auch das gilt für Ölfelder und Gasfelder gleichermaßen.
- Methan entweicht an zahllosen stillgelegten Bohrlöchern, die nicht vorschriftsmäßig verschlossen wurden oder nicht regelmäßig überprüft werden. Besonders ehemalige kleine Förderstellen oder Offshore-Bohrstellen geraten schnell aus dem Blickfeld, zumal wenn ein Eigentümerwechsel oder ein Konkurs die Zuständigkeiten verwischt.
- Erdgas wird vorübergehend aus Sicherheitsgründen oder gewohnheitsmäßig an den Onshore-Bohrstellen oder den Offshore-Plattformen abgefackelt (Flaring). Die Verbrennung ist in den meisten Fällen unvollständig oder die Fackel brennt überhaupt nicht (unlit flares). Methan entweicht dann ungehindert in die Atmosphäre.
- Pipelines, die insbesondere in Europa über Tausende von Kilometern Erdgas zu den Verbrauchern befördern, sind nie vollständig dicht. An Schiebern, Verdichteranlagen, Ventilen oder durch die Rohre selbst können kleinere und größere Mengen entweichen - je nach Zustand, Inspektionen und Wartung der Infrastruktur.
- Bei der Verflüssigung von Erdgas zu LNG entstehen ebenfalls Methan-Emissionen durch Lecks oder Verdampfung in den Tanks (Boil-Off).
- Die LNG-Tanker, die das flüssige Erdgas in zumeist mehrwöchigen Fahrten in das Zielland befördern, verursachen Methan-Emissionen: An den Gasmotoren/Gasturbinen, an den Tanks oder an den Verbindungsleitungen.
- Bei der Regasifizierung des LNG am Importterminal können ebenfalls Methan-Emissionen entstehen.
- Die kleinräumige Verteilung von Erdgas im Leitungsnetz z.B. in alten urbanen Gasnetzen verursacht Methan-Emissionen, v.a. durch zahlreiche kleine Leckagen.
- An den Verbrauchsstellen selbst (Kraftwerk, Heizung, Gasherd etc.) finden sich zahlreiche kleine und kleinste Methan-Leckagen.

4.2 Aktuelle Studienergebnisse: Einzelthemen

Es gab im Jahr 2022 eine Reihe neuer Studien zum Thema Methan-Emissionen, vor allem für die USA. Daraus lassen sich Erkenntnisse auch für andere Länder ableiten, denn gerade in den USA gibt es fast alle Facetten der fossilen Branchen: Super Emitter, Gasfelder, Ölfelder, Onshore Förderung, Shallow Water Plattformen, Offshore Plattformen, konventionelle Gas- und Ölförderung, unkonventionelle Gas- und Ölförderung (Schiefergas/Schieferöl), Pipelines, LNG und alle Arten von Gasaufbereitungsanlagen.

Fast alle Untersuchungen zeigen höhere Methan-Emissionen als bislang vermutet. Sie deuten auf ein Emissionsvolumen, das in der Nähe von oder jenseits von drei Prozent der geförderten Erdgasmengen liegt. Einige wenige Studienergebnisse fielen jedoch positiver aus als erwartet. Das gilt für einige Aspekte moderner LNG-Tanker und auch für die norwegische Gaswirtschaft.

Grundsätzlich gilt jedoch für den Durchschnitt der Lieferketten die schon von Howarth/Jacobson vor knapp zehn Jahren für die USA ermittelte Größenordnung von 3-3,5 Prozent Methanverlusten.[Q24]

Ein Verlust von 3,5% klingt im ersten Moment nicht spektakulär. Aber Methan verursacht in der Atmosphäre wie erwähnt je nach Zeithorizont einen 29,8fach (100 Jahre) oder 82,5fach (20 Jahre) höheren Klimaschäden als zu CO₂ verbranntes Methan. Über einen Zeithorizont von 20 Jahren wird der gesamte Klimaschaden von Erdgas dadurch doppelt so hoch sein wie der Klimaschaden, der nur bei der Verbrennung von Erdgas beim Verbraucher entsteht.

Flaring (Gasfackeln)

Bei der Verbrennung von Erdgas in Gasfackeln direkt an der Förderstelle oder bei der Aufbereitung des Erdgasgemisches entsteht in erster Linie CO₂. In vielen Fällen erfolgt die Verbrennung jedoch nicht vollständig oder die Fackel brennt überhaupt nicht. In diesen Fällen gelangen erhebliche Mengen an Methan direkt in die Atmosphäre. Schon vor 20 Jahren hat die Weltbank die Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) gegründet. Sie verfolgt das Ziel, das Abfackeln generell zu reduzieren oder doch zumindest technisch zu verbessern. Es gibt zwar Fortschritte, aber das Problem ist nach wie vor ungelöst.

Der Umfang der Fördermengen korreliert nicht unbedingt mit der Klimabelastung. So wird in Russland zehnmal mehr Erdgas abgefackelt als in Saudi-Arabien. Auch in den USA entstehen erhebliche Klima- und Umweltbelastungen durch Flaring.

Eine Studie des EDF (Environmental Defense Fund) im Permian Becken, der größten Öl- und Gasregion der USA, zeigte, dass 11% der Fackeln überhaupt nicht oder mangelhaft arbeiteten und daher erhebliche Mengen an Methan in die Atmosphäre entließen.[Q25-26]

Im direkten Vergleich haben die kleinen Bohrfirmen demnach die schlechteste Umwelt- und Klimabilanz. Ölmultis wie Chevron und Exxon oder auch große Independents wie Apache fackeln generell einen geringeren Prozentsatz ab.[Q27]

Eine aktuelle Studie zeigt, dass die Probleme weiterbestehen. Die Statistiken gehen bisher von der Annahme aus, dass Fackeln mit 98% Effizienz arbeiten, also dass nur 2% Methan ungehindert in die Atmosphäre entweichen. Ein Aerial Survey, der Samples aus allen

großen Fördergebieten der USA umfasste, zeigt jedoch, dass die Fackeln im Durchschnitt nur 91,1% des Methans verbrannten (95% Interval: 90,2%-91,8%).[Q28]

Die Methan-Emissionen sind also 4-5mal so hoch wie bislang angenommen. Der Beitrag der Gasfackeln an den gesamten Methan-Emissionen der USA könnte dementsprechend höher liegen als bisher angenommen, nämlich bei 4-10% der Gesamtmenge.

Dieses Ergebnis hat über die USA hinaus Konsequenzen für eine Reihe anderer Länder, die intensives Gas-Flaring betreiben. Dazu gehören aus der Sicht der deutschen Gaslieferketten insbesondere Algerien und Nigeria.

Offshore Förderplattformen

Eine Untersuchung von 151 Offshore Öl- und Gasplattformen im Golf von Mexiko (USA) in Küstennähe (Shallow Water Platforms) über mehrere Monate hinweg zeigte Methanverlust-raten von enormen 23-66% bezogen auf die geförderten Gasmengen. Zum Sample gehören allerdings auch Ölplattformen, die nur wenig Gas produzieren.[Q29]

Weltweit wird etwa ein Drittel der Öl- und Gasmengen im Meer gefördert. Wegen methodischer Probleme wurden hier bislang nur wenige systematische Messungen via Satellit oder Flugzeug durchgeführt. Offshore Plattformen sind im Moment für globale Satellitenmessungen eine "Black Box", da das Wasser im Hintergrund keinen Kontrast zum Methan-Signal ermöglicht. Bei dieser Studie kam nun eine komplexe neue Messmethode per Flugzeug zum Einsatz (Messung von Sonnenstrahlreflektionen).

Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem einzelne Super Emitter die Durchschnittswerte nach oben ziehen, aber dass auch im "Normalbetrieb" die Emissionswerte etwa doppelt so hoch sind wie bei vergleichbaren Förderanlagen an Land. Ähnliche Resultate zeigen mehrere aktuelle Studien aus anderen Offshore-Regionen, auf die im Studientext verwiesen wird.

Von den 151 hier untersuchten Plattformen zeigten 62 Plattformen große Methanwolken, die sich vor allem in der Nähe von Gastanks und Abluftanlagen befanden. Von den mehrfach besuchten 40 Plattformen zeigten 34 Plattformen zumindest bei einem Überflug eine große Methanwolke.

Die Ergebnisse könnten auch für die deutschen Gaslieferketten relevant sein, da z.B. vor Nigeria in Shallow Water gefördert wird. Unklar bleibt im Moment noch, in welchem Umfang diese Ergebnisse auf Förderplattformen in tieferem Wasser (Deepwater) übertragbar sind.

Kleine Gas- und Ölförderstellen

Kleine Gas- und Ölförderstellen (<15 boe/d - barrel of oil equivalents pro Tag) stellen ein weitaus größeres Klimaproblem dar als bisher angenommen. Sie produzieren in den USA zwar nur 6% des nationalen Gas- und Ölangebots, emittieren aber über 4 Mio. Tonnen (3-6 Mio.t) Methan pro Jahr, wie eine große Sample-Analyse deutlich macht. Zum Vergleich: Die Umweltbehörde EPA ging bis 2019 von 3,4 Mio. Tonnen Methan-Emissionen für *alle* Gas- und Ölförderstellen in den USA aus.

Die Methanverlustrate lag im Durchschnitt bei diesen kleinen Quellen bei 13% (95% CI: 8-17%). Bislang wurden landesweit bei den Förderstellen 1,5% vermutet. In den USA gibt es über 800.000 aktive Gas- und Ölförderstellen.[Q30]

Stillgelegte Gas- und Ölquellen

In den USA gibt es außerdem ca. 4 Millionen aufgegebene Öl- und Gasförderstellen. Weitere 370.000 Stellen befinden sich in Kanada. Vor zwei Jahren wurden ihre Methan-Emissionen erstmals anhand eines größeren Samples in den USA und Kanada systematisch untersucht.

Im Durchschnitt zeigten die 700 Messungen Emissionsraten von 6,0 g Methan pro Stunde. Die bisherigen Annahmen müssen daher für die USA vorläufig um 20% nach oben revidiert werden, für Kanada um 150%. Die Autoren fordern weitere Untersuchungen, da sich diese Ergebnisse angesichts der riesigen Zahl von stillgelegten Quellen noch deutlich nach oben oder nach unten verändern könnten.[Q31]

LNG-Lieferketten

Die Informationslage bei LNG-Lieferketten ist bisher sehr unbefriedigend. Die Methanverluste belaufen sich laut einer Überblicksstudie mit teilweise älteren Daten auf durchschnittlich 0,9%.[Q38] Unter günstigen Bedingungen summieren sich die Methanverluste in einer optimierten LNG-Transportkette (Förderstelle bis Verflüssigung) auf 0,65%, so eine aktuelle Einzelstudie. Das erfordert jedoch zertifizierte Gaslieferanten und moderne LNG-Tanker mit geringen Boil-Off-Verlusten.[Q39]

Im Jahr 2018 wurden die amerikanischen LNG-Exporte aus dem Sabine Pass LNG-Terminal (Cheniere Energy) zum ersten Mal detailliert in einer Einzelstudie untersucht. In der Lieferkette von der amerikanischen Förderstelle bis zum Zielhafen in China entstanden 1,64 t CO₂e je Tonne LNG-Ladung (GWP₂₀). Das sind umgerechnet 117 gCO₂e je kWh LNG-Ladung, also etwa 50% der CO₂-Emissionsmengen, die bei der Verbrennung von LNG/Erdgas beim Endverbraucher entstehen. [Q32]

Eine aktuellere Studie untersuchte im Jahr 2022 erstmals detailliert vor Ort die Klimaemissionen eines LNG-Tankers auf seiner Fahrt von den USA nach Belgien und zurück. Das Schiff war auf dem neuesten Stand der Technik. Insofern bleibt die Analyse auch für die kommenden Jahre interessant.[Q40]

Die Resultate waren in zweierlei Hinsicht überraschend. Die CO₂-Emissionen waren niedriger als erwartet. Dafür sorgten neue, effizientere Antriebe. Auch stellten weder das BOG (Boil-off Gas), also die Verdampfung der LNG-Ladung, noch Lecks in den Tanks ein größeres Problem dar. Moderne Tankisolierungen verhindern inzwischen weitgehend den Ladungsverlust durch Verdampfungen (Boil-off Gas).

Dafür waren jedoch die Methanemissionen im Schiffsantrieb weitaus höher als erwartet. Sie entstanden ganz überwiegend bei den Gasmotoren. Der Methanschluß (Anteil des unverbrannten Methans am Methandurchsatz des Motors) lag hier durchschnittlich bei 3,8%, in einem Motor waren es sogar 16%. Während der Rundreise (USA-Belgien-USA) emittierte der Tanker 4600 Tonnen CO₂ und 68,1 Tonnen Methan. Das entspricht insgesamt einem Klimaschaden von 10.200 t CO₂e (GWP₂₀).

Umgerechnet auf die Ladung bedeutet das: Selbst ein optimaler LNG-Tankertransport erhöht die Klimaschäden von Erdgas um etwa 5,5 Prozent. Die Zahl gilt für den Schiffstransport im engeren Sinn, also nicht für die Emissionen der gesamten LNG-Lieferkette.

Super Emitter

Das Volumen der Methan-Emissionen wurde bislang häufig aus Durchschnittswerten im Normalbetrieb der Gasinfrastruktur berechnet. Zahlreiche Studien zeigen, dass dieses Verfahren den größten Teil der Emissionen nicht erfassen kann. Das gilt insbesondere für große Störungen, die sog. Super Emitter Events. Die verbesserte Aufklärung durch Satelliten zeigt fast täglich neue große Methanwolken in großen Gasförderregionen, die nicht dem "Normalbetrieb" zugeordnet werden können.

Eine aktuelle Studie schätzt den Anteil der Super Emitter an den globalen Methan-Emissionen der Öl- und Gasindustrie (Upstream) auf mindestens 8-12 Prozent.[Q33] Außerhalb der USA, wo das Thema Methan in der Klimadebatte mittlerweile eine große Rolle spielt, finden die Vorfälle jedoch nur selten den Weg in die Medien.

Hier Beispiele aus den letzten Monaten:

Ein enormes Leck in einer Gaspipeline im ländlichen Pennsylvania (USA) sorgte für die vermutlich größte Methanwolke der USA im Jahr 2022. Der Betreiber Equitrans Midstream Corp. nahm sich 13 Tage Zeit, das Leck abzudichten. Etwa 1,2-1,3 Mrd. Kubikfuß Methan sind in dieser Zeit in die Atmosphäre gelangt.

Das entspricht einer Treibhausgaswirkung (GWP20) von 1,7 Mio. Tonnen CO₂e (CO₂-Äquivalente). Zum Vergleich: Das entspricht knapp 3 Prozent der jährlichen CO₂-Emissionen Deutschlands.

Es war das größte Einzelleck in den USA seit dem Aliso Canyon Leak in Kalifornien im Jahr 2015, das mehr als 100 Tage andauerte und umgerechnet einen Klimaschaden (GWP20) von 8 Mio. Tonnen CO₂e anrichtete.

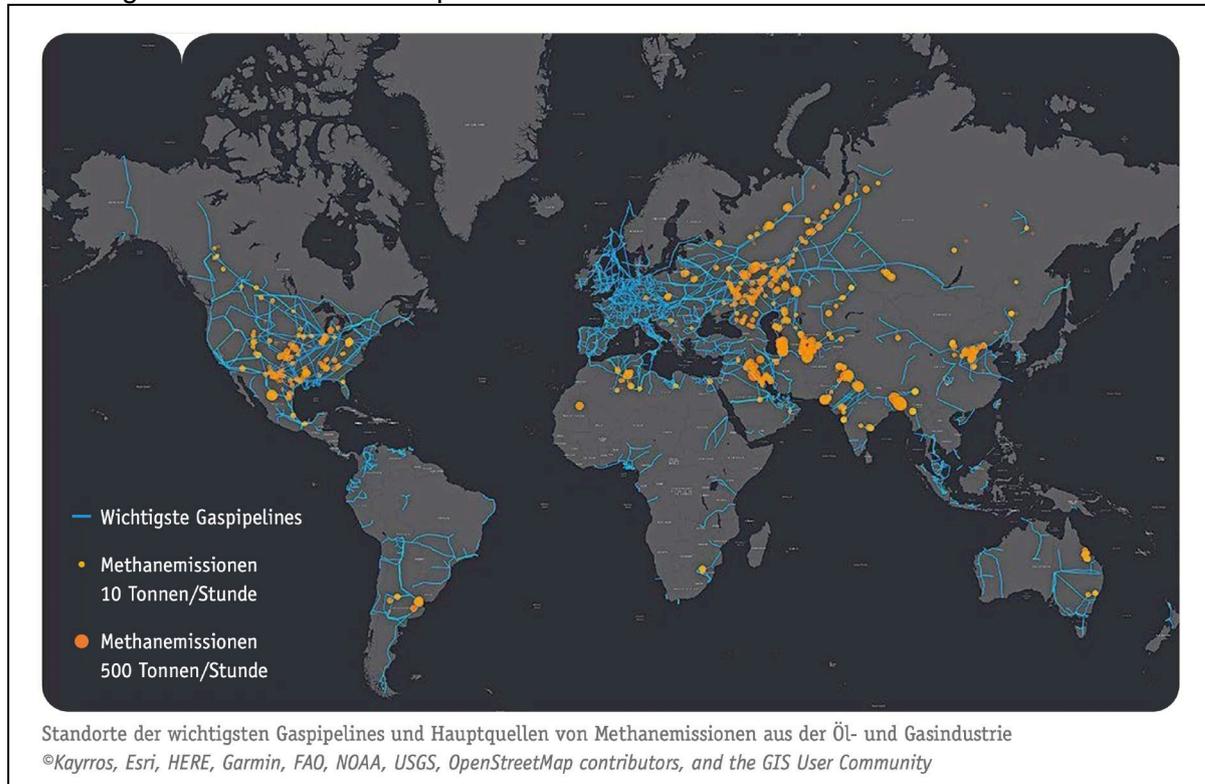
Beide Vorfälle werden durch die Anschläge auf die Nord-Stream-Pipelines im September 2022 in den Schatten gestellt. Das UBA schätzt den Methanaustritt in die Atmosphäre auf 300.000 Tonnen. Das wäre ein Klimaschaden (GWP20) von über 24 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. [Q34-35]

Große Methanwolken werden regelmäßig in Russland, Turkmenistan und Algerien entlang von Gaspipelines oder in der Nähe von Gasanlagen erfasst. Ein Leck im Mai 2022 in Algerien emittierte 118 Tonnen Methan pro Stunde. Acht dieser Lecks würden dieselbe Klimabelastung (CO₂e) erzeugen wie ganz Deutschland. Kleinere Lecks emittieren Methan nicht selten über Jahrzehnte hinweg, ohne jemals abgedichtet zu werden. [Q36]

Der europäische Satellit Sentinel-5P entdeckte 2019/2020 weltweit 1.800 große Methanwolken (Super Emitter). Zwei Drittel davon befanden sich in unmittelbarer Nähe von Anlagen der Öl- und Gasindustrie. Karten zeigen die Häufung von Super Emittlern in den Schiefergasregionen der USA und entlang der russischen Pipelines. Aus technischen

Gründen können Methanwolken über dem Meer und in feuchten, tropischen Regionen nur schwer entdeckt werden.[Q37]

Abbildung: Momentaufnahme Super Emitter



Quelle: Der Standard 4.2.2022 [Q37]

4.3 Aktuelle Studienergebnisse: Regionen

USA: Untersuchung des Science Committee des US-Repräsentantenhauses 2022

Im Jahr 2022 wurden Methan-Emissionen der Öl- und Gasindustrie durch einen Ausschuss des U.S. Repräsentantenhauses untersucht. Der Bericht schlug hohe Wellen in der Öffentlichkeit, da er durch die Verfasser einen quasi amtlichen Stempel erhielt.

Er präsentiert die Ergebnisse einer Befragung eines Samples von Gas- und Ölunternehmen in den USA zum Thema Methan-Emissionen. Darunter befanden sich einige der größten Öl- und Gaskonzerne der Welt wie Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Occidental Petroleum und Pioneer Natural Resources. Geografischer Schwerpunkt war das Permian-Becken, also die größte Öl- und Gasregion der USA.

Die Zahl der Anlagen in dieser Region ist enorm. Allein Occidental Petroleum betreibt im Permian Becken 14.929 Bohrstellen. Das Unternehmen meldete für das Jahr 2020 für diese Region 2,11 Mio.t CO₂e durch Methan-Emissionen (GWP100, Faktor 25), also 84.400 Tonnen Methan. Die Unternehmen melden ihre Methan-Emissionen dem Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP) der Umweltbehörde EPA.

Die Studie spart nicht mit Kritik an der Öl- und Gasbranche:

- Die Unternehmen vernachlässigen demnach die Erfassung, das Reporting und die rasche Beseitigung von großen Methanlecks (Super-Emitter Events, definiert als Lecks mit mehr als 26 kg Methan-Emissionen pro Stunde). Zum Beispiel verursachte ein Gaskonzern eine Methanwolke, die allein schon das gemeldete Volumen von Methan-Emissionen im Jahr 2020 um 80% erhöht hätte.
- Generell erfassen die Unternehmen ihre kleinen und großen Methanlecks nur ansatzweise und unsystematisch, obwohl sie mittlerweile über die dafür nötigen Technologien (LDAR Leak Detection and Repair Programme) verfügen.
- Das Committee gewann den Eindruck, dass die Unternehmen moderne Erfassungsmethoden nicht deshalb ablehnten, weil sie nicht geeignet seien, sondern dass sie ganz im Gegenteil zuverlässig und umfassend weitaus höhere Methan-Emissionen belegen würden als bisher. Das führe sogar zu einem "active misleading" (absichtlicher Irreführung) der Behörden über den Umfang ihrer Methan-Emissionen.
- Die Unternehmen besitzen interne Unterlagen, die weitaus höhere Methan-Emissionen zeigen als die Mengen, die der Umweltbehörde EPA gemeldet werden.

Das Committee forderte die amerikanischen Gas- und Ölunternehmen u.a. dazu auf, der OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership) beizutreten, in der bislang überwiegend europäische Konzerne vertreten sind. Von den großen amerikanischen Öl- und Gaskonzernen ist dort bisher nur Occidental Petroleum vertreten.

Metastudie USA und Howarth 2021/22

In einer Veröffentlichung Ende 2022 hat Howarth seine bereits in den Jahren 2011, 2014 und 2021 publizierten Schätzungen zu den Methan-Emissionen in den USA bekräftigt. Sie galten vor 10 Jahren noch als hoch, werden aber mittlerweile als Mainstream oder "best guess" angesehen.[Q44]

Ein Mittelwert von 20 Studien über 10 große Erdgasvorkommen in den USA (Schiefergas und konventionelles Erdgas) liegt bei einer Methanverlustrate von 2,6% der Gasfördermenge. Hinzu kommen 0,8% bei der Speicherung und beim Transport zum Verbraucher in den USA (LNG wurde nicht analysiert). Weitere Faktoren machen 0,1% aus.

Das ergibt im Durchschnitt 77,4g CO₂e je MJ Erdgas (GWP₂₀, Faktor 86). Das sind umgerechnet 278,6g CO₂e/kWh und damit höher als die CO₂-Menge, die bei der Verbrennung beim Verbraucher entsteht. Im Jahr 2011 schätzten Howarth und Jacobson den Wert auf 3,2%. Der Wert wurde damals heftig von Verbänden der fossilen Industrie und einzelnen Wissenschaftlern attackiert.

Die folgende Übersicht zeigt die Ergebnisse der wichtigsten Studien für die USA in den letzten Jahren. Tabelle 1 zeigt die gemessenen Methan-Emissionsraten für den Bereich Upstream und Midstream, also Förderstelle, Gasaufbereitung, Tanklagerung und Pipelines sowie ggf. LNG-Terminals. Tabelle 2 zeigt die Leckagen für den Bereich Downstream, also regionale Verteilernetze und die Geräte der Endverbraucher. Die Methan-Emissionen liegen

dort nach den letzten Studien bei zusätzlichen 1,7-3,5%. Dieser Wert ist allerdings nur für amerikanische Städte repräsentativ.

Abbildung: Studienüberblick zu Methan-Emissionen in den USA

Table 1. Top-down estimates for upstream and midstream emissions of methane from natural gas systems, including studies based on aircraft flyovers and satellite data, listed chronologically. Estimates are the percentage of the methane in natural gas that is produced. Reprinted from Howarth (2022).⁴		
Aircraft Data		
Peischl et al. (2013)	Los Angeles Basin, CA	17.0%
Karion et al. (2013)	Uintah Shale, UT	9.0%
Caulton et al. (2014)	Marcellus Shale, PA	10.0%
Karion et al. (2015)	Barnett Shale, TX	1.6%
Peischl et al. (2015)	Marcellus Shale, PA	0.2%
Peischl et al. (2016)	Bakken Shale, ND	6.3%
Barkley et al. (2017)	Marcellus Shale, PA	0.4%
Peischl et al. (2018)	Bakken Shale, ND	5.4%
	Eagle Ford Shale, TX	3.2%
	Barnett Shale, TX	1.5%
	Haynesville Shale, LA	1.0%
Ren et al. (2019)	Marcellus Shale, PA & WV	1.1%
Satellite Data		
Schneising et al. (2014)	Eagle Ford Shale, TX	20.0%*
	Bakken Shale, ND	40.0%*
Zhang et al. (2020)	Permian Basin Shale, NM	3.7%
Schneising et al. (2020)	Permian Basin Shale, NM	3.7%
	Appalachia (Marcellus + Utica), PA	1.2%
	Eagle Ford Shale, TX	3.5%
	Bakken Shale, MD	5.2%
	Anadarko Shale, OK	5.8%
*Schneising et al. (2014) reported emissions as percentage of combined production of oil and gas. Here these are converted to percentage of just gas production using data on relative production of oil and gas from Schneising et al. (2020).		
Table 2. Downstream emissions of methane found in several studies.⁶⁻⁹		
Tower Data		
McKain et al. (2015) ⁶	Boston, MA	2.7 %
Wunch et al. (2016) ⁷	Los Angeles, CA	1.7 %
Lamb et al. (2016) ⁸	Indianapolis, IN	3.5 % ^a
Sargent et al. (2021) ⁹	Boston, MA	2.5 %
Aircraft Data		
Lamb et al. (2016) ⁸	Indianapolis, IN	1.9 % ^a
Notes:		
a. Lamb et al. report gas consumption as 28 Gg/month in the summer and 140 Gg/month in the winter, which suggests annual gas consumption of 1,000 Gg/year. They report natural gas emissions from tower data as 34.8 Gg/year, or 3.5% of consumption, and from aircraft flyovers as 17.8 Gg/year, or 1.8% of consumption.		

Quelle: Howarth 2022 [Q44]

USA (EDF,CATF)

Eine breit angelegte Studie des EDF ergab, dass die Methan-Emissionen der Öl- und Gasindustrie in den USA mit 16,2 Mio.t mehr als doppelt so hoch waren wie die offizielle Schätzung der Bundesumweltbehörde EPA (7,9 Mio.t). Eine Studie von CATF und Ceres bestätigte die Ergebnisse, insbesondere für den Upstream-Sektor.[Q41-42]

Uinta Becken (USA)

Noch höhere Werte zeigte eine Regionalstudie für das Uinta-Becken, eine große Öl- und Gasförderregion, in der die Produktionsmengen bereits sinken.

Die Methan-Emissionen ("Leakage Rate") liegen dort relativ konstant im Zeitraum 2015-2020 bei 6-8% der produzierten Gasmenge. Bezogen auf die gesamte produzierte Energiemenge (Öl und Gas) liegt die Leakage Rate ebenfalls noch sehr hoch und konstant bei 3-5%.[Q43]

Permian Becken (USA)

Die Diskrepanz zwischen den gemeldeten und den gemessenen Methan-Emissionen im Permian Becken ist mittlerweile eklatant. Die EPA meldet ein Permian GHGRP Inventar, das Methan-Leckagen von 0,61% anzeigt. Untersuchungen aus den letzten Jahren zeigen jedoch Werte von 9,4% (Chen et al.) 1,9-3,3% (Lyon et al.), 3,7% (Schneising et al.) und ebenfalls 3,7% (2018-2019). [Q49]

Gleichzeitig spitzt sich die Lage seit dem Sommer 2022 im Permian Becken zu. Der Produktionsanstieg bei Erdgas trifft derzeit auf eine überforderte Infrastruktur. Die Firmen gehen daher vermehrt dazu über, Erdgas abzufackeln oder direkt zu emittieren, so Rystad Energy. Eine Entlastung ist erst in der zweiten Jahreshälfte 2023 zu erwarten, wenn neue Gaspipelines den Betrieb aufnehmen sollen.

Im Mai führte ein Problem im Gassystem in Howard County (Texas) dazu, dass die angeschlossenen Öl- und Gasfirmen 40% der geförderten Erdgasmengen abfackelten. [Q50-51]

Ein aktueller Aerial Survey über eine Region des Permian Beckens in New Mexiko mit 36.000 km², 26300 aktiven Förderstellen und 15.000 Kilometer Pipelines ergab im Zeitraum Oktober 2018 bis Januar 2020 ebenfalls sehr hohe Methan-Emissionen. Vor allem einzelne Super Emitter sorgten dafür, dass die Methan-Emissionen bei 9,4% der Bruttogasproduktion lagen (+3,5%/-3,3% 95% CI). Große Emittenten mit mehr als 308 kg/h sorgten für etwa die Hälfte dieser Emissionsmengen.[Q45]

Eine satellitengestützte Studie in den Jahren 2018/2019 ergab Methan-Emissionen im Permian Becken von 2,7 Mio. Tonnen. Das entspricht 3,7% der Bruttogasmenge (+/- 0,7%). Die ermittelte Menge lag damit doppelt so hoch wie die Inventarzahlen, die von den Förderfirmen gemeldet wurden.[Q46]

Nach Daten von Kayrros stiegen die Methan-Emissionen im Permian Basin im ersten Quartal des Jahres 2022 um ein Drittel an, als die Aktivität nach dem Ende der Corona-Pandemie wieder sprunghaft auf das alte Niveau anstieg. Ähnliches gilt für die Gasregionen

Marcellus und Utica in den Appalachen. Die Methanlecks sprangen Anfang 2022 auf das Niveau von 2020. Insofern würden Studien im Jahr 2023 vermutlich noch höhere Werte als bisher ergeben.

Texas - kein Enforcement bei unerlaubten Methan-Emissionen

Im Jahr 2021 wurden in Texas 5362 große Methan-Emissionsvorfälle gemeldet. In lediglich 19 Fällen wurden von den zuständigen Behörden Reparaturen angeordnet. Die tatsächliche Zahl von Super Emitter Events dürfte noch weitaus höher liegen, da die Unternehmen nur Durchschnittswerte über längere Zeiträume melden müssen, die zudem nur selten überprüft werden.

Im benachbarten Bundesstaat New Mexico, einer ebenfalls wichtigen Region für die Schieferöl- und Schiefergasproduktion in den USA, sind ein Dutzend Inspektoren für die Überprüfung von 53.000 aktiven Gas- und Ölförderstellen zuständig.[Q47-48]

Norwegen

Norwegen gilt als Vorreiter der internationalen Gas- und Ölindustrie, wenn es um Klimaschutz geht. Die Emissionen sind vergleichsweise gering. Die Maßnahmen sind zumindest bei der Produktion wegweisend, etwa durch die Elektrifizierung der Offshore-Plattformen.

Die Treibhausgasmengen durch die Gas- und Ölindustrie in Norwegen sind dennoch nicht unerheblich und seit 1990 sogar auf über 14 Mio.t CO₂e gestiegen. Ganz Norwegen emittiert 52 Mio.t CO₂e. Die Öl- und Gasförderung (Upstream) erzeugt also ein Viertel der Treibhausgasemissionen des Landes. Sie bestehen aus 13,7 Mio.t CO₂ und umgerechnet 0,5 Mio.t CO₂e aus Methan. [Q52-53]

In einer Spezialstudie wurden vor kurzem die Methanemissionen der Offshore Öl- und Gasindustrie in Norwegen untersucht (an Land findet keine Öl- und Gasförderung statt). Damit sollten eventuelle Diskrepanzen zwischen dem nationalen Emissionsinventar, das auf die Meldungen der Firmen zurückgreift, und den tatsächlichen Messungen aufgedeckt werden.[Q54]

In 13 Überflügen wurden die Methan-Emissionen von 21 Offshore-Anlagen in 10 Gas- und Ölfeldern erfasst. Es zeigte sich, dass die Abweichungen zum Inventar gering waren. Im Durchschnitt zeigten die hochgerechneten Messungen sogar um 16% geringere Mengen als die Meldungen der Öl- und Gasfirmen.

Die gemessenen Methanemissionen der 10 Felder lagen durchschnittlich bei 0,012% der produzierten Gasmenge. Der Spannweite reichte von 0,003% bis 1,3%. Der Wert ist allerdings nicht völlig repräsentativ, da die 10 Felder zwar 48% des norwegischen Gases produzieren, aber nur 12% der norwegischen Gasfelder darstellen. Da kleinere Gasfelder eher höhere Methan-Emissionen je Produktionseinheit erzeugen, dürfte der Durchschnittswert etwas höher als 0,012% liegen.

Trotzdem liegen auch solche Werte weit unter dem internationalen Durchschnitt, obwohl die Kontrolldichte als hoch gilt. In der Tat gab es auch in der Nordsee insgesamt Fortschritte bei der Reduzierung der Methan-Emissionen der Offshore-Anlagen. Die im OSPAR-Vertrag

kooperierenden Anrainer der Nordsee meldeten 1995 etwa 140.000 Tonnen Methan-Emissionen. Bis 2018 sank diese Menge zunächst rasch, dann langsamer auf zuletzt 70.000 Tonnen.[Q52]

4.4 Internationale vergleichende Studien

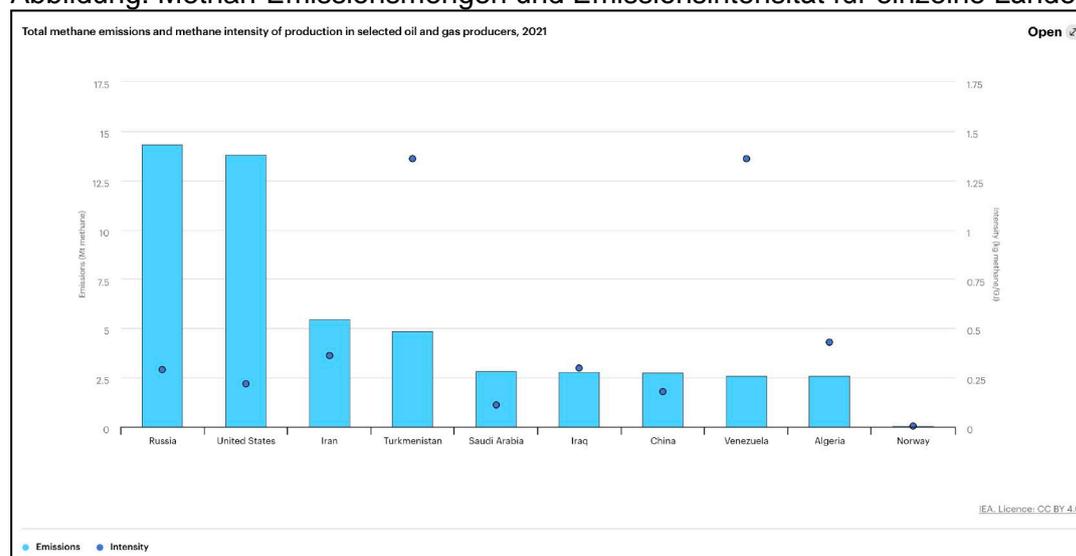
Ergebnisse des IEA Methane Tracker

Unter den großen Gasproduzenten zeigen laut IEA Methane Tracker Norwegen und die Niederlande die beste Performance bei der Methanintensität (Anteil der Methan-Emissionen an der gesamten Gasfördermenge). Auch einige Länder am Persischen Golf zeigen gute Werte. Turkmenistan und Venezuela bilden das Schlusslicht.

Die folgende Abbildung zeigt die Methan-Emissionen der Öl- und Gasbranche einzelner Länder in absoluten Mengen (linke Achse) und in kg Methan je GJ (rechte Achse): Für Russland liegt der Wert bei 0,29 kg Methan/GJ Öl und Gas, für die USA bei 0,22, für Algerien bei 0,43 und Norwegen nahe Null.

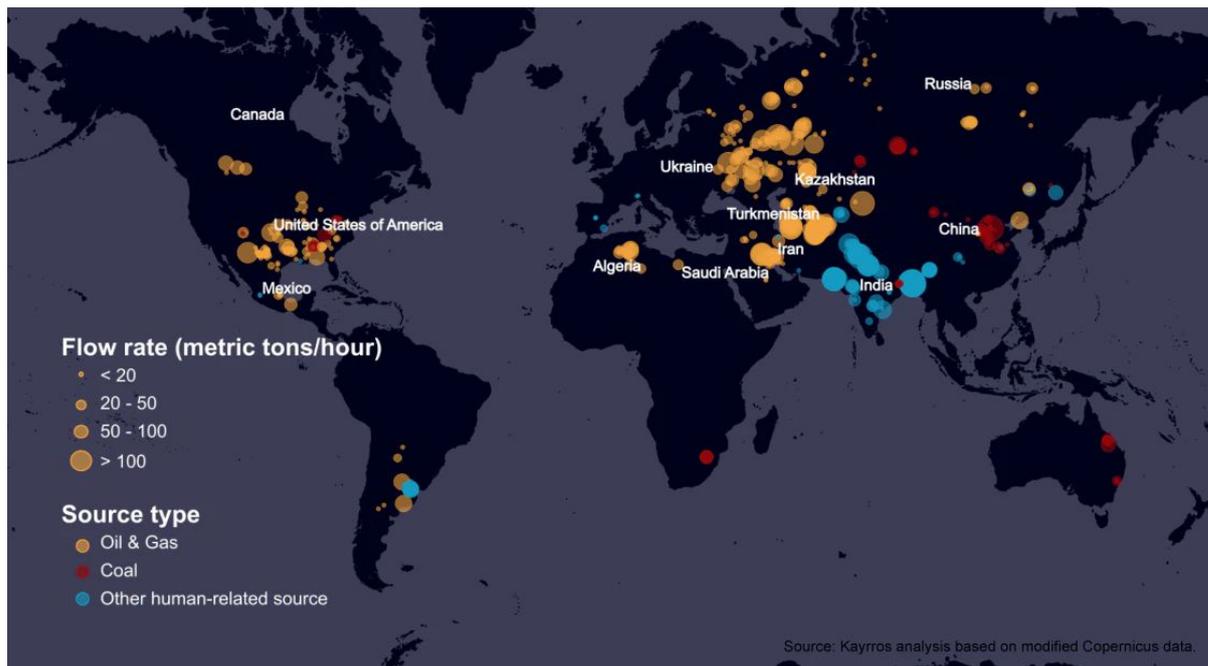
Die meisten Länder scheitern jedoch schon bei der Erfassung ihrer Methan-Emissionen. Der IEA-Tracker zeigt, dass die globalen Mengen etwa 70% höher sind also die Summe der nationalen Inventarberichte an die UN-Klimabehörden (UNFCCC).

Abbildung: Methan-Emissionsmengen und Emissionsintensität für einzelne Länder



Quelle: IEA Methane Tracker 2022 [Q1]

Vor allem via Satellit ist es mittlerweile möglich, die Transparenz der Situation zu erhöhen. Das gilt bisher allerdings nur für größere Methanwolken. Die Karte zeigt die hohe Konzentration von Methan-Emissionen der Öl- und Gaswirtschaft in den Schiefergas- und Schieferölregionen der USA, in Russland und Zentralasien, sowie in Algerien. Aus technischen Gründen können Methanwolken in feuchten, tropischen Regionen, über schneebedeckten Gebieten und in Offshore-Regionen nur schwer per Satellit erkannt werden. Ansonsten wären vermutlich auch über Westafrika und im Golf von Mexiko größere Methanwolken zu erkennen. Auch wären in Russland mehr Methanwolken sichtbar.



Quelle: IEA Methane Tracker 2022 [Q1]

Der IEA Methane Tracker wendet zahlreiche Indikatoren an, um die Höhe der Methan-Emissionen im Gas- und Ölsektor für eine Vielzahl von Ländern zu ermitteln.

Für die Fragestellung dieser Studie sind nur die Upstream-Emissionen (Fugitive, Venting, Flaring) von Gasexporteuren von Relevanz, also die Klimaschäden durch Methan, die von der Bohrstelle bis zum Exporthafen entstehen.

Ausgehend von den Werten für die USA, also dem Land mit der breitesten Produktionspalette im Bereich Öl und Gas und einer vergleichsweise guten Datenlage, werden Multiplikatoren für Länder entwickelt, für die keine verlässlichen Daten vorliegen. Wenn die gemeldeten Daten eines Landes als robust gelten, werden diese Zahlen eingesetzt.

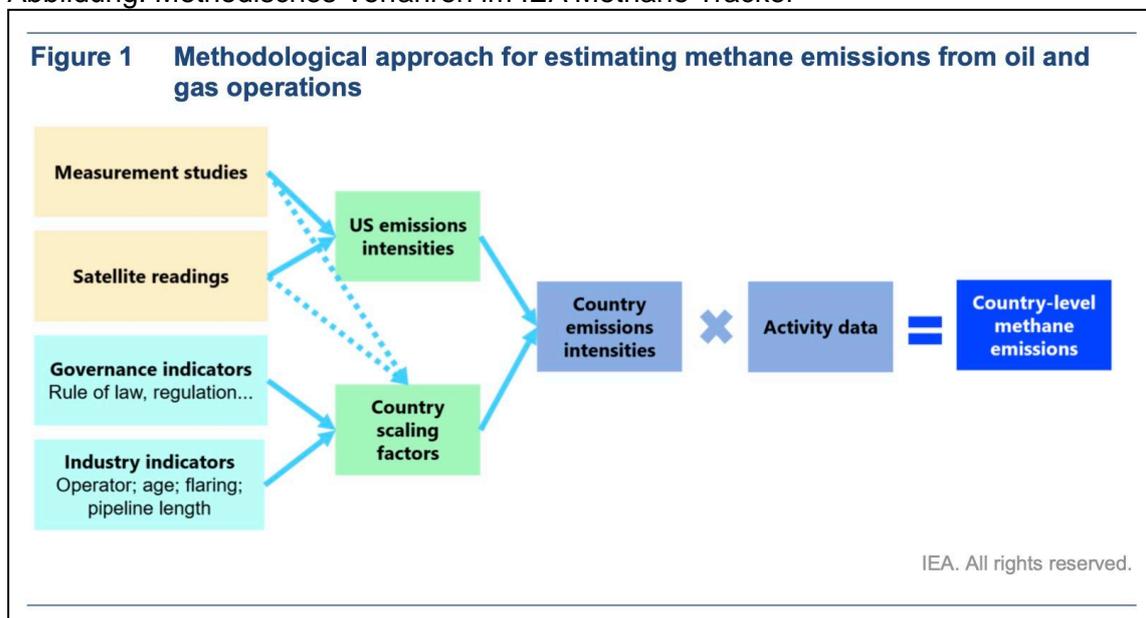
Die Methan-Emissionen der USA erhalten einen Intensitätswert von 1,0 für die einzelnen Sektoren der Öl- und Gaswirtschaft. Die Skalierung für andere Länder kombiniert eine Reihe von Indikatoren wie das Alter und die Art der Infrastruktur, den Typ der Operator (IOC, NOC, Independents), die Flaring-Intensität laut Weltbankdaten (GGFRP), die Stärke der behördlichen Kontrollen und der Rechtsstaatlichkeit (Worldwide Governance Indicators der Weltbank) sowie der Umfang der nationalen Maßnahmen zur Eindämmung von Methan-Emissionen. Hinzu kommen natürlich Umfang und Detaillierungsgrad der offiziell gemeldeten Emissionsdaten in den nationalen Inventaren (UNFCCC).

Ein weiterer Indikator ist Zahl und Umfang der Super Emitter Events, die per Satellit entdeckt wurden (Kayrros). Im Jahr 2021 wurden in rund 70 Ländern größere Methanwolken für mindestens zwei Wochen im Jahr per Satellit aufgespürt. In 15 Ländern handelte es sich um sehr große Methanemissionen (Super Emitter Events).

Die satellitengestützte Messtechnik hat jedoch Grenzen. Offshore-Anlagen, Anlagen in feuchten tropischen Regionen, in schneebedeckten Regionen oder generell bei dichter

Bewölkung können nicht oder nur selten entdeckt werden. Die Satellitenüberwachung war daher am Persischen Golf und im Süden der USA am wirkungsvollsten.

Abbildung: Methodisches Verfahren im IEA Methane Tracker



Quelle: IEA 2022 [Q57]

Die Gasexporteure, die für deutsche Lieferketten von Bedeutung sind, werden in der folgenden Tabelle näher betrachtet. Sie zeigt die von der IEA geschätzte Emissionsintensität im Vergleich zu den USA. Werte über 1,0 bedeuten also, dass je Produktionseinheit Gas oder Öl mehr Methan-Emissionen entstehen als in den USA.

Abbildung: Emissionsintensitäten 2021 im IEA Methane Tracker (Upstream)

Skalierung: USA = 1,0)	Gas Upstream	Öl Upstream
USA	1,0	1,0
Qatar	1,0	1,0
Norwegen	0,0	0,0
Algerien	1,7	4,2
Nigeria	2,0	3,8
Australien	0,5	0,9
Ägypten	1,3	2,7
Angola	0,7	1,5
Russland	1,6	2,1

Datenquelle: IEA 2022 [Q57]

Bei der Interpretation sollte berücksichtigt werden, dass die Werte der USA bereits als stark klimaschädlich eingestuft werden müssen.

- Auch in dieser Übersicht schneidet Erdgas aus Norwegen mit großem Abstand am besten ab. Die Methan-Emissionen sind nahe Null.
- Die Werte für Qatar liegen genauso hoch wie die Werte für die USA.
- Algerien zeigt bei Gasfeldern fast doppelt so hohe Emissionswerte wie die USA (1,7). Die Ölwirtschaft, die Associated Gas bereitstellt, hat sogar vier Mal höhere Methan-Emissionen je Produktionseinheit (4,2).
- In Nigeria sieht es ähnlich aus. Die Methan-Emissionen im Gassektor sind doppelt so hoch wie in den USA, im Ölsektor fast vier Mal so hoch.
- Deutschland könnte auch aus Angola, Ägypten oder Australien LNG beziehen. Angola und Australien zeigen vergleichsweise gute Werte; Ägypten relativ schlechte.

Das sind nur Upstream-Werte, also noch ohne die Emissionen, die beim Transport von Erdgas nach Deutschland entstehen. Addiert man diese Belastung, würde die extrem lange Fahrt der LNG-Tanker aus Australien die Klimabilanz verschlechtern. Die direkte Pipelineverbindung von Norwegen nach Deutschland, die einen LNG-Transport überflüssig macht, spräche erneut für das skandinavische Gas.

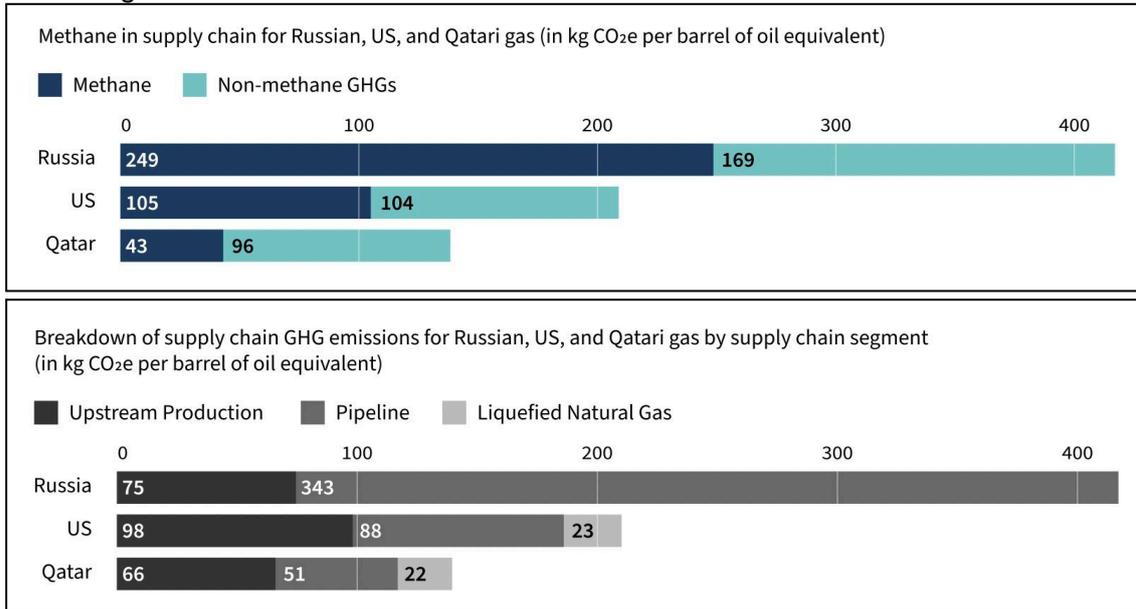
RMI/OCI-Studien

Studien des Rocky Mountain Institute (RMI) kamen zu dem Ergebnis, dass Russland, Turkmenistan und die USA (v.a. Texas) die Öl- und Gasfelder mit den höchsten Methanemissionen betreiben. Das RMI schätzt zudem, dass die amerikanische Umweltbehörde EPA die Methanemissionen der Gasbranche in den USA um mindestens den Faktor 2 unterschätzt. In Algerien und Nigeria ist die Situation ähnlich bedenklich. [Q58]

In einer zweiten Auswertung wurden auch Lieferketten nach Deutschland berechnet. Beim Thema Methan-Emissionen war das Ergebnis, dass Qatar weitaus bessere Werte zeigte als die USA: 43 kg CO₂e/boe vs 105 kg CO₂e/boe. Umgerechnet sind das etwa 25g CO₂e je kWh LNG bzw. 62g CO₂e/kWh LNG. Im Fall von Russland summieren sich die Methanemissionen sogar auf 146g CO₂e/kWh. Das RMI verwendet GWP20 mit Faktor 85 und das Oil Climate Index plus Gas Modell (OCI+).

Demnach hat russisches Pipelinegas einen zwei bis drei Mal größeren Carbon Footprint als LNG-Lieferketten aus den USA oder Qatar. Dazu tragen insbesondere die hohen Methanemissionen entlang der russischen Pipelines bei. Auch die IEA geht davon aus, dass russische Pipelines je Kilometer doppelt so hohe Methan-Emissionen erzeugen wie amerikanische Pipelines.[Q59]

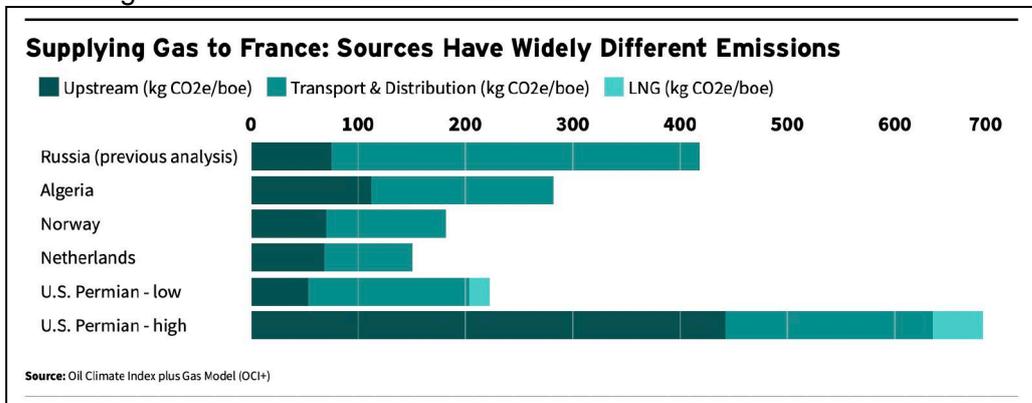
Abbildung: Gaslieferketten nach Deutschland



Quelle: RMI 2022 [Q59]

In einer weiteren Publikation wurden Lieferketten nach Frankreich analysiert, wiederum mit der OCI+ Database, wobei allerdings die Methan-Emissionen nicht getrennt ausgewiesen wurden. Es handelt sich also um Gesamtemissionen (CO₂ plus CO₂e aus Methan-Emissionen).[Q60]

Abbildung: Gaslieferketten nach Frankreich



Quelle: RMI 2022 [Q60]

Lieferanten waren die Niederlande (Groningen), Norwegen (Troll), Algerien (Hassi R'Mel) sowie zwei Standorte im Permian-Becken (USA) mit unterschiedlichem Emissionsprofil. Dabei wurden, soweit vorhanden, Super Emitter Events oder bekannte Leckagen an Pipelines mitberücksichtigt. Emissionen beim Endverbraucher fließen, wie üblich, nicht die Berechnung ein, da es hier nur um einen Vergleich der Lieferketten handelt. Wiederum gilt GWP₂₀ mit Faktor 85, um die Klimawirkung von Methan zu erfassen.

Permian-LNG kann aber muss nicht besser abschneiden als algerisches Gas, das v.a. durch intensives Flaring und Pipeline-Lecks belastet wird. Bessere Werte entstehen nur für optimierte Lieferketten im Permian, in denen die Gasproduzenten auf geringe Methan-

Emissionen achten. Bei den (üblicheren) hohen Methanleckagen fällt LNG aus dem Permian-Becken auf den letzten Platz zurück und emittiert sogar mehr als russisches Pipelinegas. Im Ländervergleich schneiden norwegisches und niederländisches Gas erwartungsgemäß am besten ab.

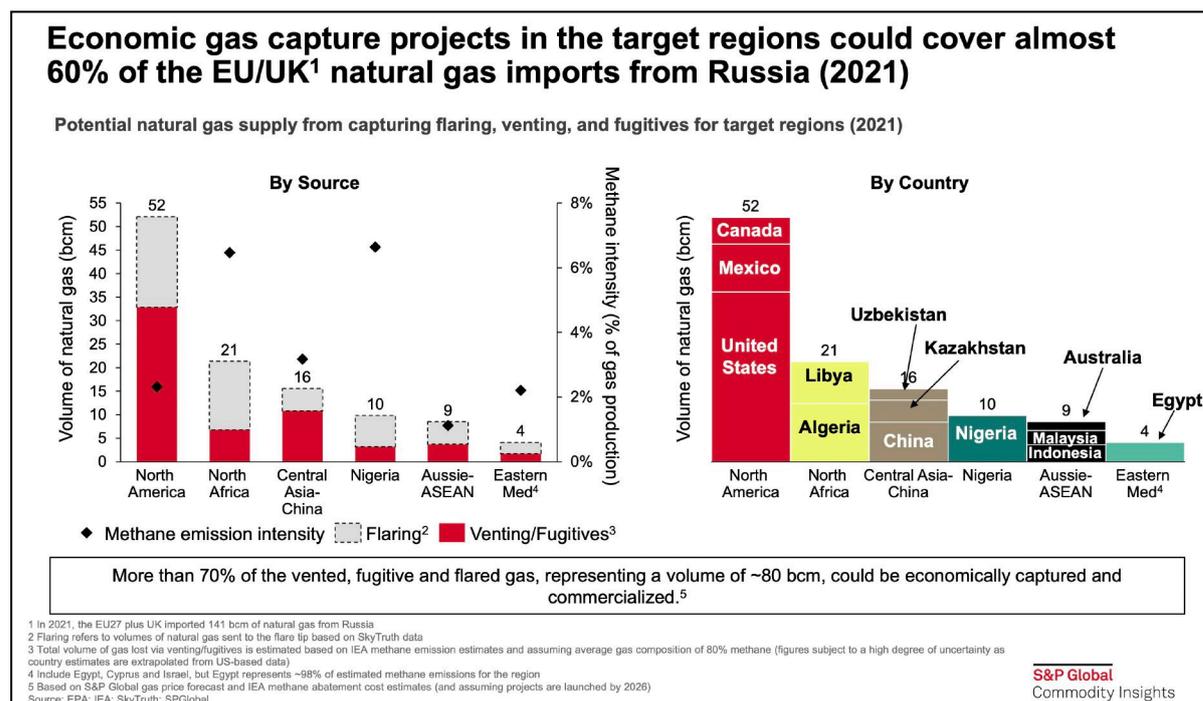
EDF/S&P Global 2022

Der Environmental Defense Fund (EDF) hat S&P Global mit der Analyse und Bewertung von Methan-Emissionen in den globalen Gasmärkten beauftragt. Dazu wurden Daten des IEA Methane Tracker, der SkyTruth Flaring Database und der Infrastruktur- und Öl/Gas-Felderdatenbank von S&P Global kombiniert. Die Studie nutzt Emissionsfaktoren von 25 (GWP100) und 86 (GWP20). Der Methananteil im Erdgas wird auf durchschnittlich 80% geschätzt.

Die Ergebnisse zeigen:

- Nigeria und Algerien weisen mit Methanverlusten von 6-7% die höchsten Emissionen auf. Dazu trägt insbesondere das intensive Flaring von Erdgas bei.
- Nordamerika, also insbesondere die USA, zeigt Methanverlusten von 2-3%. Hier sind v.a. intendierte Methanemissionen (Venting) und Leckagen (Fugitives) wichtige Ursachen.

Das folgende Schaubild zeigt die Methanemissionsintensität mit dem Rautensymbol (links).



Quelle: S&P Global 2022 [Q62]

Oxford Institute of Energy Studies 2022

Eine Übersicht von Jonathan Stern (OIES) zeigt aufbereitete Daten des Methane Tracker der IEA und kombiniert sie mit zusätzlichen Daten aus dem Gas- und Ölmarkt, um die Gaslieferketten Richtung EU zu bewerten.[Q63]

Im Ergebnis schneidet bei den Methan-Emissionen Norwegen am besten ab. Nigeria, Algerien und Russland liegen auf den letzten Plätzen. Dazwischen stehen USA und Qatar.

Im Vergleich zu den USA oder Norwegen gibt es weitaus weniger detaillierte Daten über die Emissionen der Lieferketten aus Algerien, Nigeria und Qatar.

Die Beobachtungen aus Nigeria und Algerien zeigen intensives Flaring. Zum Beispiel zeigen Satellitendaten große Gasfackeln bei Hassi Messaoud im Umfang von 2,3 bcm für das Jahr 2020. Die Flaringeffizienz liegt bei oder unter 90 Prozent, d.h. über 0,2 bcm Methan entweichen allein dort direkt in die Atmosphäre. Das entspricht einem Klimaschaden von umgerechnet mindestens 11 Mio. Tonnen CO₂e pro Jahr.

Bei algerischem Gas ist der enorme Gasverlust von über 10% entlang der Lieferkette überraschend. Die OIES-Studie hält daher weitaus höhere Methan-Emissionen für möglich, auch wenn die bisherigen Werte aus Algerien bereits am oberen Ende der Negativskala liegen. Dafür spricht, dass Satellitenauswertungen von Kayrros immer wieder enorme Super Emitter Events mit Methanwolken registrieren.

Für Qatar melden die staatlichen Operator bei den LNG-Anlagen Methanverluste von 0,19% für das Jahr 2019. Unklar bleiben die Methanverluste im Upstream-Sektor. Sie könnten jedoch wegen der starken Konzentration der Förderung auf wenige, hochergiebige Offshore-Förderstellen eher niedrig liegen. Qatar hat gegenüber den USA den Vorteil einer relativ simplen Infrastruktur mit kurzen Wegen.

Zu Nigeria liegen der UNFCCC Database die Methan-Emissionen nur für die Jahre 1994 und 2000 vor. Für den Energiesektor wurden zuletzt 1.476.000 Tonnen Methan-Emissionen gemeldet. Die Datenlage ist generell nicht befriedigend.

DVWG

Die DVWG griff in einer Publikation aus dem Jahr 2020 ältere Werte von DBI auf (vgl. Russland-Exkurs in dieser Studie) und nannte Methanverluste von etwa 0,6% für die Gaslieferketten nach Deutschland.

Im weiteren Verlauf des Textes wird dieser Wert reduziert. Eine Methanmenge aus den Erdgas-Vorketten Deutschlands im Jahr 2017 von 4,79 Mio.t CO₂e deutet bei den verwendeten Emissionsfaktoren auf eine Methanverlustrate von 0,3%.

Die DVWG nimmt an, dass die Methan-Emissionen in den USA in den letzten Jahren stark gesunken sind und verweist als Beleg auf einen Blog-Artikel, der auf einer Webseite erschienen ist, die von der amerikanischen Ölindustrie gesponsert wird. Nähere Ausführungen zu dieser überraschenden Einschätzung fehlen.[Q61]

4.5 Exkurs: Methan-Emissionen in Russland

Russische Lieferketten zeigen laut IEA Tracker und zahlreicher Satellitendaten sehr hohe Methan-Emissionen je Produktionseinheit. Das offizielle Reporting ist sehr lückenhaft, wie die zahlreichen per Satellit entdeckten Super Emitter Events entlang alter Pipelines oder in der Nähe großer Gasaufbereitungsanlagen zeigen. Eine Verbesserung des Reporting oder die Verifizierung durch unabhängige Organisationen ist im Moment schwer vorstellbar.

UBA-Bericht 2021

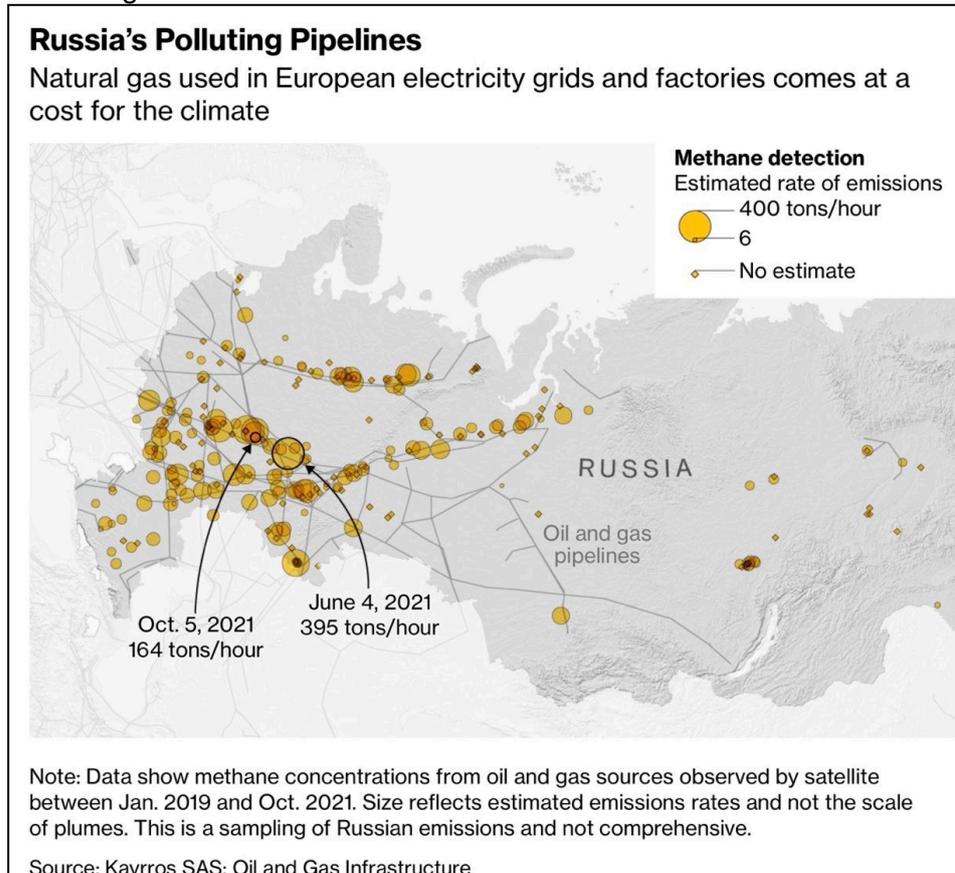
Im Jahr 2021 hat das UBA einen Bericht über die Vorketten-Methanemissionen der deutschen Erdgasimporte veröffentlicht, in dem auch die russischen Emissionen thematisiert wurden.[Q20]

Das überraschende Ergebnis der UBA-Quellen war, dass die Emissionswerte für russische Gaslieferungen weit unter den Ergebnissen vergleichbarer internationaler Studien liegen sollen. Dabei wurde auf offizielle russische Quellen zurückgegriffen.

Moskau selbst meldete für das Jahr 2019 4 Mio.t Methan-Emissionen für den Öl- und Gassektor. Gazprom meldet wiederum, dass die Emissionen "close to zero" seien und nur 0,34 Prozent des geförderten Methans ausmachten. Der IEA-Tracker errechnete hingegen 14,3 Mio. Tonnen Methan-Emissionen aus dem Öl- und Gassektor. Das entspräche einem Anteil von 2,8 Prozent der geförderten Erdgasmenge.[Q21]

Die von Russland gemeldeten Zahlen erscheinen daher unrealistisch. Nicht zuletzt große dokumentierte Super Emitter Events bei Lecks, Reparaturen oder anderen unregelmäßigen Ereignissen tragen zu den realistischeren hohen Werten bei. Die Auswertungen der Daten der ESA-Satelliten durch den Dienstleister Kayrros entdeckten zahlreiche große Methanlecks entlang der Yamal-Pipeline und der Brotherhood/Druschba-Pipeline, die auch Deutschland versorgen.

Abbildung: Methanwolken in Russland



Quelle: Bloomberg [Q22]

Die UBA-Studie verlässt sich weitgehend auf ältere Daten der Thinkstep AG, die sich ihrerseits überwiegend auf Zahlen stützt, die vor längerer Zeit von Gazprom und dem damaligen Nordstream-Konsortium (NS1) bereitgestellt wurden.

Die UBA-Studie kommt durch diese Quellenauswahl auf Methanverlusten für Russland von lediglich 0,44%, davon lediglich 0,049% im Upstream-Bereich (Förderung, Aufbereitung).

Abbildung: Ländervergleich der Methanverlusten

Tabelle 8: Methanverlusten der Erdgasvorkette (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion, direkte und indirekte Methanemissionen)

Lieferland	Methanverluste Förderung und Aufbereitung [m%] ¹	Methanverluste Förderung, Aufbereitung und Transport, Übertragung und Speicherung [m%] ¹
Erdgasverbrauchsmix 2018	0,038	0,28
Deutschland	0,040	0,10
Niederlande	0,036	0,10
Norwegen	0,011	0,07
Russland	0,049	0,44

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH basierend auf (thinkstep AG, 2017b), (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021), (Eurostat, 2020), (BMW, 2020)

¹ Massenprozent bezogen auf Methanmasse im Erdgas

Quelle: UBA 2021 [Q20]

Die Autoren räumen ein, dass Methanemissionen bei Wartungsarbeiten und bei Unfällen nicht berücksichtigt werden. Sie begründen das mit der schlechten Datenlage. Das Argument kann nicht so recht überzeugen, denn zum einen ist die Datenlage generell schlecht, so dass sich so gesehen jede Aussage verbieten würde. Zum anderen ist der Anteil der Methanemissionen gerade bei der Wartung und bei Störungen ungewöhnlich hoch.

Im Anhang der UBA-Studie befinden sich Zahlen, die in Fachgesprächen ermittelt wurden. Die Upstream-Emissionen werden hier von 0,049% auf 1,28% heraufgesetzt – also die 26fache Höhe. Diese Werte fließen jedoch nicht in das Hauptergebnis ein.

Auch ein Bericht der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH befasste sich im Auftrag der Lobbyorganisation Zukunft Erdgas GmbH vor einigen Jahren mit den russischen Methan-Emissionen. [Q23] Für die russische Gasproduktion im engeren Sinn wird dort ein Methan-Leckagewert von 0,02% für realistisch gehalten. Für den Erdgastransport eine Leckagewert von 0,23%, jeweils für das Jahr 2014. Die russischen Methanverlusten lagen insgesamt bei umgerechnet ca. 0,8%. Für Norwegen und die Niederlande wurden knapp 0,5% angesetzt. Auch für Deutschland ergaben sich sehr niedrige Methanverlusten.

5. Fazit: Gaslieferketten für Deutschland

1. Wachsende Klimaschäden

Die Erdgasversorgung Deutschlands ist zwangsläufig mit hohen Klimaschäden verbunden. Das gilt nicht nur für die Verbrennung von Erdgas beim Heizen oder in der Stromerzeugung, sondern auch schon für die Bereitstellung von Erdgas in den Lieferketten.

Das gilt insbesondere für die Methan-Emissionen. Eine Tonne Methan in der Atmosphäre erzeugt über einen 20-jährigen Zeitraum einen 82,5fach höheren Klimaschaden als eine Tonne Kohlendioxid.

Der aktuelle Forschungsstand zeigt deutlich, dass die Methan-Emissionen entlang der meisten Lieferketten weitaus höher sind als bislang vermutet. Zahlreiche Lieferketten zeigen Methanverluste von über 3% der produzierten Gasmenge. Das bedeutet, dass die Klimaschäden der Gasbereitstellung höher sind als die Klimaschäden, die bei der Verbrennung am Ende der Lieferkette entstehen.

Die Mehrzahl der Studien untersucht die Lage in den USA. Das Land verfügt über eine ausdifferenzierte Erdgasbranche, in der praktisch alle Produktions- und Transportmethoden zum Einsatz kommen. Die dort gewonnenen Erkenntnisse sind auch für andere vergleichbare Erdgasregionen relevant, über die keine oder kaum Daten vorliegen.

2. Höhere Transparenz

Die Flut neuer Daten und Erkenntnisse erleichtert mittlerweile die Bewertung und das Ranking von Erdgaslieferketten. Es ist daher eine klimapolitische Aufgabe, die Auswahl der Lieferketten zu optimieren, um den globalen Klimaschaden zu minimieren, zumindest bis der Ausstieg aus fossilem Gas vollständig gelungen ist.

3. Gaspolitischer Neustart in Deutschland

Deutschland steht im Moment vor einem gaspolitischen Neustart. Das Ende der russischen Pipelinegaslieferungen führt zwangsläufig zu einer starken Integration in die globalen LNG-Märkte, zunächst über Importterminals der Nachbarländer, seit Dezember 2022 auch über eine rasch wachsende Zahl eigener Terminals an den deutschen Küsten. Zusätzlich strömt nach wie vor norwegisches Pipelinegas nach Deutschland.

Die LNG-Terminals bieten zwar den Zugang zum Weltmarkt und damit allen LNG-Lieferanten. In der Praxis wird das Angebot bis zumindest 2026 jedoch begrenzt bleiben. Nur die USA, Qatar, eventuell Nigeria und Algerien sowie neue LNG-Exporteure (Mosambik, Senegal u.a.) werden für den Importsog Europas bereitstehen.

4. Ranking der relevanten Gaslieferketten

Die EU und Deutschlands greift damit auf unterschiedliche Gaslieferketten zu, die sehr unterschiedliche Klimaprofile aufweisen. Eine klimapolitische Bewertung der Lieferketten ist daher notwendig.

4.1 Regional

Die folgende Tabelle zeigt ein Ranking der Lieferregionen, die für die deutsche Gasversorgung relevant sind. Für die Bewertung wurde auf die Analysen zurückgegriffen, die in dieser Studie vorgestellt wurden.

Tabelle: Ranking der relevanten Erdgaslieferketten für Deutschland

Land	Methanemissionen in der Lieferkette	Zuverlässigkeit der aktuell verfügbaren Daten	Umfang der verfügbaren Gasmengen
Norwegen	sehr niedrig	hoch	hoch
USA - zertifiziert	niedrig	hoch	mittel
Qatar	mittel oder hoch	niedrig	mittel
USA - Durchschnitt	sehr hoch	mittel	sehr hoch
Nigeria	sehr hoch	sehr niedrig	niedrig
Algerien	sehr hoch	niedrig	niedrig
Senegal (ab 2023)	vermutlich niedrig	noch unklar	niedrig
Mosambik (ab 2023)	vermutlich niedrig	noch unklar	mittel

Für die USA gibt es zwei Rankings: Dort bieten immer mehr Gasproduzenten eine Zertifizierung ihrer Angebote an (siehe unten). Dadurch können die Abnehmer davon ausgehen, dass die Methan-Emissionen entlang der Lieferkette bis zum LNG-Terminal weitaus bessere und verlässlichere Werte aufweisen als der übrige Markt.

Die LNG-Lieferungen aus dem Senegal (Offshore) beginnen erst in diesem Jahr. LNG aus Mosambik (Offshore) startete erst vor wenigen Wochen. Erfahrungswerte können daher noch nicht vorliegen.

Da es sich um neue und stark integrierte Tiefwasser-Anlagen für konventionelle Erdgasvorkommen handelt, die von internationalen börsennotierten Firmen betrieben werden, sind die Methan-Emissionen voraussichtlich geringer als in Nigeria oder Algerien. Gegen Mosambik spricht allerdings die lange Fahrt der LNG-Tanker bis nach Europa.

Die Bewertung der Methan-Emissionen in Qatar ist problematisch. Die hohe Integration der großen Offshore-Gasproduktion und geringe Methan-Emissionsmeldungen für die LNG-Terminalanlagen [Q63] deuten eher auf geringe Methan-Emissionen für den gesamten Upstream-Bereich. Der IEA Methane Tracker stuft die Emissionen jedoch auf demselben Niveau ein wie die USA. Eventuell fließen dabei Kriterien wie die Überprüfbarkeit der gemeldeten Daten, Kontrollbefugnisse der Aufsichtsbehörden und das Alter der Anlagen mit ein.

Die Datenqualität in Algerien und Nigeria gilt generell als sehr unbefriedigend. Die Sektoren werden kaum überwacht. Der technische Zustand der Gasfelder ist häufig schlecht. Intensives, kaum überwacht Flaring ist an der Tagesordnung.

Aus Algerien werden fast pausenlos Super Emitter Events gemeldet. Das wäre in Nigeria ähnlich, wenn die Satelliten keine messtechnischen Probleme mit Methanwolken in feuchten, tropischen Regionen hätten. Die Gaslieferketten zu den nigerianischen LNG-Exportterminals sind außerdem sehr komplex. Daher sind nur Durchschnittswerte möglich.

4.2 Einzelne Lieferketten

Auf einer zweiten Ebene sollten die LNG-Importeure in Deutschland angehalten werden, Klimaschutzkriterien bei der Auswahl der konkreten Lieferketten in den jeweiligen Regionen anzuwenden. Auch sollten LNG-Importeure und ihre Lieferanten verpflichtet werden, der OGMP 2.0 beizutreten (siehe unten).

Folgende Prioritätenliste könnte für die Auswahl konkreter Lieferketten gelten, in absteigender Reihenfolge:

1.	Pipelinegas aus Norwegen
2.	Zertifizierte LNG-Lieferketten (mit sehr niedrigen Methan-Emissionen)
3.	Nicht-zertifizierte Lieferketten aus Regionen mit niedrigen Methan-Emissionen
4.	Nicht-zertifizierte Lieferketten aus Regionen mit mittelhohen Methan-Emissionen
5.	Auf nicht-zertifizierte Lieferketten aus Regionen mit hohen Methan-Emissionen sollte grundsätzlich verzichtet werden

Dieses Ranking sollte in die allgemeine Gaspolitik eingebettet werden. Das bedeutet, dass nach dem Abflauen der aktuellen Notlage der fossile Gasverbrauch Deutschlands so rasch wie möglich auf ein Niveau gesenkt werden sollte, das allein durch die norwegischen Gaslieferungen gedeckt werden kann.

Dort wird das Gasangebot in den 2030er-Jahren voraussichtlich schrumpfen. Parallel dazu sollte die Energiewende in Deutschland den Bedarf senken und so rasch wie möglich einen kompletten Ausstieg aus fossilem Gas realisieren.

5. Ausblick - Die internationale Methanpolitik

Das Thema Methan-Emissionen steht derzeit so hoch wie nie zuvor auf der klimapolitischen Agenda. Die Verfügbarkeit unabhängig ermittelter Daten wird sich schon in absehbarer Zeit sprunghaft verbessern. Gleichzeitig werden die politischen Ziele zur Verringerung der Emissionsmengen konkreter. Die Initiativen finden auf drei Ebenen statt:

- Initiativen auf Unternehmens- oder Branchenebene (OGMP 2.0/MiQ)
- Internationale Organisationen (UNEP, IEA)
- Regionale Initiativen (EU/USA)

1. Zertifizierung

In den USA bieten immer mehr Erdgaslieferanten eine Zertifizierung ihres Gases an. Dafür gibt es mehrere Organisationen und Label. Das RMI hat z.B. zusammen mit SystemIQ das Label MiQ entwickelt (<https://miq.org>). Um Erdgas mit der höchsten Stufe "A" zu zertifizieren, muss die Methanintensität der Gasförderung (also die Leckagerate im weitesten Sinn) unter 0,05% liegen. Regelmäßiges Monitoring und Verifizierung durch unabhängige Institutionen gehören dazu. Auch andere Firmen bieten Zertifizierungen an, mit jeweils eigener Stringenz und Definition. Regionale Schwerpunkte sind bisher die Schiefergasregionen Haynesville und Marcellus.[Q60] Allein MiQ zertifiziert derzeit 20% des amerikanischen Gasangebots.[Q76]

2. OGMP 2.0

In der Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0) haben sich mittlerweile mehr als 90 Unternehmen verpflichtet, ihre Methan-Emissionen zu messen, zu berichten und zu reduzieren. Die Fortschritte werden in definierten Stufen bewertet und können dadurch z.B. das ESG-Ranking der teilnehmenden Firmen verbessern.

Entscheidend hierbei ist, dass die Berichte auf tatsächlichen Messungen beruhen und nicht auf allgemeinen Emissionsfaktoren und abstrakten Schätzungen. Erste Zwischenbewertungen zeigen allerdings, dass es nur langsam vorangeht. Nur wenige Unternehmen erfüllen die anspruchsvolleren Kriterien der höheren Bewertungsstufen. Die Zahl der Teilnehmer an OGMP 2.0 steigt allerdings stetig an.[Q64-65]

3. UNEP IMEO/MARS

Die UN-Umweltorganisation UNEP gründete im Jahr 2021 das International Methane Emissions Observatory (IMEO). Es führt schrittweise alle Daten zum Thema Methan zusammen, insbesondere die Daten von Satelliten. Eine weitere wichtige Datenquelle ist die Datenbank der OGMP 2.0 (siehe oben). Auch hat das IMEO eine Reihe großer Forschungsprojekte in Auftrag gegeben, um Forschungs- und Datenlücken zu schließen.

Im November 2022 kündigte die UNEP den Start einer globalen Datenbank für Methanlecks an, die per Satellit aufgespürt wurden. Im Rahmen von MARS (Methane Alert and Response System) soll zeitnah über große Methanlecks berichtet werden. Die Namen der verantwortlichen Regierungen bzw. Unternehmen werden veröffentlicht, falls die Lecks nicht innerhalb einer kurzen Frist beseitigt werden.[Q6-7,Q66-67]

4. Mehr Satelliten

Die Zahl der Satelliten und die Überwachungsqualität steigt seit dem letzten Jahr deutlich an. Der amerikanische Environmental Defense Fund plant für 2023 den Einsatz des MethaneSAT mit schneller, umfassender Erfassung von Methanwolken.

Auch Carbon Mapper, der Bundesstaat Kalifornien, das NASA Jet Propulsion Laboratory und Planet Labs wollen neue Satelliten für die Methanüberwachung im 2023 starten. Zusätzlich hat sich der EMIT-Satellit (Nasa) eher zufällig als nützliches Element zur schnellen Erfassung von Super Emittlern bewährt.

Abbildung: Satelliten für die Erfassung von Methan-Emissionen

Satellites Are Complementary For Tackling Global Methane Emissions



Instrument	Dates operational	Grid size (subgrid pixel) (km ²)	Swath (km)	Precision (ppbv)
GOSAT	2009	10 km dia., single	Sparse	~8
GHGSat	2016	0.05 x 0.05	12 x 12	~50
TROPOMI	2017	7 x 7	2600	~11
GOSAT-2	2018	10 km dia., single	Sparse	~8
MethaneSAT	2022	1.4 x 1.4 (< 1 km raw)	200±	2-3*
GeoCARB	2022	3 x 6	2800	~18
Carbon Mapper	2023	0.03 x 0.03	18km	~30

* Gradient measured over 10 – 100 km length scales.

Quelle: Manfredi Caltagirone (UNEP) 2022 [Q66]

5. Fahrpläne für High-Emission Regionen

Der amerikanische EDF hat zusammen mit S&P Global konkrete Vorschläge für Problemregionen weltweit entwickelt, um Methan-Emissionen zu verringern.[Q68]

6. Methanpolitik der USA

Im Rahmen des bunt zusammengewürfelten IRA (Inflation Reduction Act) vom August 2022 gewinnt die Methanpolitik auch in den USA merklich an Gewicht. Die Bundesbehörden stellen 1,5 Mrd. Dollar für Öl- und Gasproduzenten zur Verfügung, um Maßnahmen zur Emissionsreduzierung im Bereich Methan zu beschleunigen.[Q48]

Das Monitoring der Behörden wird auf alle ca. 1 Million Förderstellen ausgedehnt. Auch die Überwachung von Gasfackeln (Flaring) und Leckagen gewinnt erheblich an Bedeutung. Die Strafen bei Verstößen werden erhöht. Hinzu kommen Abgaben auf Methan-Emissionen, die bei 900 \$/t Methan im Jahr 2024 starten und schrittweise erhöht werden.

Die lokale Umsetzung könnte allerdings durch Personalmangel oder regionale Lobbyeinflüsse verzögert werden. Dennoch ist unübersehbar, dass das Thema Methan-Emissionen in der amerikanischen Klimapolitik mittlerweile einen höheren Stellenwert hat.

7. Methanpolitik der EU

Nach einem ersten Entwurf für eine Methanstrategie im Jahr 2020 legte die EU-Kommission 2021 ihren Vorschlag für eine Regulierung der Methan-Emissionen vor. Sie griff damit ein Ergebnis der Klimakonferenz COP26 auf - den "Global Methane Pledge". Demnach wollen 150 Länder ihre Methan-Emissionen bis 2030 um 30 Prozent reduzieren. Doch dann

geschah erst einmal wenig. Erst am 19. Dezember 2022 befasste sich der zuständige EU-Ministerrat mit dem Vorschlag der EU-Kommission.

Das Zwischenergebnis war ein merklich verwässerter Entwurf, der nun mit dem Europäischen Parlament abgestimmt werden soll. Dort wird voraussichtlich im März 2023 beraten. Wohl erst in der zweiten Jahreshälfte starten dann die Verhandlungen mit den EU-Mitgliedstaaten.[Q77]

EU-weit sollen nach dem aktuellen Entwurf Methan-Emissionen in der Öl-, Gas- und Kohlebranche schneller entdeckt, berichtet und überwacht werden. Das soll auch für Altlasten gelten, also stillgelegte Bergwerke und versiegelte Bohrlöcher. Das Abfackeln von Erdgas soll nur noch unter eng gefassten Bedingungen erlaubt sein. Die Unternehmen sollen die Emissionen auf Anlagenebene erkennen und beseitigen. Ausnahmen gibt es allerdings für Bohrlöcher unter 200 Meter Wassertiefe. Offshore Öl- und Gaslöcher, die in einer Wassertiefe über 700 Meter liegen, werden von der Regelung vollständig ausgenommen.

Die Anforderungen bei Erdgasimporten (also Methanimporten) werden nur schrittweise verschärft. Die Importeure sollen vorerst nur Informationen über die Methan-Emissionen ihrer Lieferanten vorlegen. Auf diplomatischer Ebene werden Lieferantenstaaten aufgefordert, die Emissionen ihrer Lieferketten zu senken. Diese Initiative soll 2025 überprüft werden, um dann eventuell schärfere Maßnahmen einzuführen.

Wenn es die Gasmarktsituation zulässt, soll die EU-Kommission dann bis 2027 einen Vorschlag zur Verringerung der Methan-Emissionen der EU-Gasimporte vorlegen.

Auch wenn sich die Methanpolitik der EU in die richtige Richtung bewegt, enttäuscht der langsame Fahrplan, insbesondere bei den EU-Gasimporten. Juristische Bewertungen zeigen, dass eine Ausdehnung der EU-Anforderungen auf Drittstaaten, die in die EU exportieren wollen, durchaus möglich und klimapolitisch geboten ist. [Q69-73]

Schlusswort

Berlin und Brüssel haben immer bessere Informationen und Instrumente zur Verfügung, um auf die Ausgestaltung der zukünftigen Gasimportpolitik Einfluss zu nehmen. Wie so häufig bietet die aktuelle Krise auch Chancen, althergebrachte Denkmuster und Lobbystrukturen aufzubrechen.

Die enormen Klimaschäden durch die Methan-Emissionen in den deutschen Erdgaslieferketten und die klimapolitischen Verpflichtungen Deutschlands sollten Motivation genug sein, den Ausstieg aus fossilem Gas zu beschleunigen und auf dem Weg dorthin die Lieferketten im Sinne des Klimaschutzes zu optimieren.

Quellenverzeichnis

- [Q1] <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/overview>
- [Q2] Verena Kern (klimareporter.de): Neue Höchstwerte bei allen Treibhausgasen, 25.Okt.2021
- [Q3] <https://public.wmo.int/en/media/press-release/more-bad-news-planet-greenhouse-gas-levels-hit-new-highs>
- [Q4] UNEP: Global Methane Assessment - 2030 Baseline Report, 2022
- [Q5] <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/overview>
- [Q6] UNEP IMEO 2022 Report: An Eye on Methane. International Methane Emissions Observatory 2022 Report; OGMP 2.0 Oil and Gas Company Reports for 2022
- [Q7] <https://www.unep.org/news-and-stories/story/how-secretive-methane-leaks-are-driving-climate-change>
- [Q8] IPCC <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021. IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf (Table 7.15)
- [Q9] Steffen Bukold: Öl.Report (Greenpeace), Hamburg 2021.
- [Q10] https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html;jsessionid=A9A5067B8EB0D24E7742BA8485E6F832.1_cid381
- [Q11] <https://www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/erdgas-in-deutschland/>
- [Q12] BP: Statistical Review of World Energy, 2022.
- [Q13] <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> (Stand 4.Jan.2023)
- [Q14] EIA: Three countries provided almost 70% of liquefied natural gas received in Europe in 2021, 22.Feb.2022
- [Q15] Steffen Bukold: LNG-Boom in Deutschland. Pläne, Kritik, Fakten, Hintergründe, Green Planet Energy, Hamburg 2023.
- [Q16] AG Energiebilanzen: Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1. bis 4. Quartal 2022, Januar 2023.
- [Q17] <https://www.catf.us/2021/06/massive-quantity-of-methane-leaks-documented-across-eu/>
- [Q18] <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-enthuellt-klimaschaedliche-methan-lecks-an-deutscher-erdgas-infrastruktur/>
- [Q19] Christian Böttcher (UBA): Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Dezember 2022
- [Q20] M. Baumann, O. Schuller: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung – Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohl. Abschlussbericht (UBA Climate Change 61/2021), Dessau-Roßlau Sep. 2021.

- [Q21] <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/overview>
- [Q22] Bloomberg: Russia's gas pipelines may save Europe but worsen climate change, 1.Nov.2021
- [Q23] DBI: Abschlussbericht - Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgas-vorkettenemissionen von Erdgas, 2016
- [Q24] R.Howarth, M.Jacobson: How green is blue hydrogen? Energy Sci Eng. 2021;00:1–12, April 2021
- [Q25] R.Adams-Heard,A.Rathi: When the Flames Go Out, the Permian's Methane Problem Worsens, Bloomberg 30. April 2020
- [Q26] Bloomberg: EPA Estimate Undercounts Methane Emissions, 17.Apr.2020
- [Q27] N.Groom,J.Hiller: U.S. oil fields flared and vented more natural gas again in 2019, 2020.
- [Q28] Genevieve Plant et al.: Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane, Science Vol.377, Issue 6614, pp. 1566-1571, Sep.2022
- [Q29] Alana Ayasse et al: Methane remote sensing and emission quantification of offshore shallow water oil and gas platforms in the Gulf of Mexico, Environ. Res. Lett. 2022/17, 2022
- [Q30] Mark Omara et al.: Methane emissions from US low production oil and natural gas well sites, Nature Communications, Article 2085 (2022), April 2022
- [Q31] James Williams et al.: Methane Emissions from Abandoned Oil and Gas Wells in Canada and the United States, Environ. Sci. Technol. 2021, 55, 1, 563–570, Dez.2020
- [Q32] Jonathan Stern: Measurement, Reporting, and Verification of Methane Emissions from Natural Gas and LNG Trade: creating transparent and credible frameworks, OIES Januar 2022.
- [Q33] T.Lavaux, C.Giron et al.: Global assessment of oil and gas methane ultra-emitters, Science Vol.375, Issue 6580, S.557-561, 3.Feb.2022
- [Q34] Bloomberg: Giant Methane Leak Tops List of Worst US Climate Disasters in 2022, 13.Dez.22.
- [Q35] Umweltbundesamt: Lecks in Nord Stream 1 und 2 führen zu erheblichem Klimaschaden, 28.Sep.22.
- [Q36] Bloomberg: Giant Methane Cloud Seen Near Algeria Gas Pipeline That Feeds Spain, 23.6.2022
- [Q37] Der Standard: Satellitendaten enthüllen die größten Methanlecks der Welt, 4.Feb.2022
- [Q38] J.Speirs, P.Balcombe,P. et al. (2020): Natural gas fuel und greenhouse gas emissions in trucks and ships; in: Progress in Energy 2 (2020), 20.1.2020.
- [Q39] Selina Roman-White et al.: LNG Supply Chains - A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting, ACS Sustainable Chem. Eng. 2021, 9, 32, 10857–10867, Aug.2021
- [Q40] Paul Balcombe u.a.: Total Methane and CO2 Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements, in: Environ. Sci. Technol. 2022, 56, 13, 9632–9640, Juni 2022

[Q41] EDF: 2019 U.S. Oil & Gas Methane Emissions Estimate, 2021

[Q42] Jeffrey Rutherford et al.: Closing the methane gap in US oil and natural gas production emissions inventories, *Nature Communications* 12, 4715 (2021)

[Q43] J.Lin et al.: Declining methane emissions and steady, high leakage rates observed over multiple years in a western US oil/gas production basin. *Sci Rep* 11, 22291 (2021)

[Q44] Robert Howarth: Methane Emissions from the Production and Use of Natural Gas, *Magazine for Environmental Managers*, A&WMA, Dez.2022; Robert W. Howarth: A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas, *Energy Science and Engineering* 2(2): 47–60, 2014; R.Howarth, M.Jacobson: How green is blue hydrogen? *Energy Sci Eng.* 2021;00:1–12, April 2021

[Q45] Yuanlei Chen et al.: Quantifying Regional Methane Emissions in the New Mexico Permian Basin with a Comprehensive Aerial Survey, *Environ. Sci. Technol.* 2022, 56, 4317–4323, März 2022

[Q46] Yuzhong Zhang et al.: Quantifying methane emissions from the largest oil-producing basin in the United States from space, *Science Advances* Vol 6, Issue 17, 22.Apr.2020

[Q47] TCEQ; <https://www.tceq.texas.gov/compliance/enforcement/enforcement-reports/annexreport.html>

[Q48] <https://capitalandmain.com/strongest-climate-bill-ever-may-increase-oil-and-gas-production-in-new-mexico>

[Q49] CATF/Ceres: Benchmarking Methane and Other GHG Emissions Of Oil & Natural Gas Production in the United States, July 2022

[Q50] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-11-14/permian-flaring-to-rebound-even-as-market-endures-natural-gas-shortages>

[Q51] <https://www.rystadenergy.com/news/us-gas-output-to-top-100-bcf-d-by-end-2022-a-record-high-with-more-growth-expected>

[Q52] Steffen Bukold: ÖL.REPORT, Greenpeace, Mai 2021

[Q53] Marshall Hall: Net Zero Targets and GHG Emission Reduction in the UK and Norwegian Upstream Oil and Gas Industry: A Comparative Assessment, OIES NG 164, Oxford (UK) 2020.

[Q54] Amy Foulds et al.: Quantification and assessment of methane emissions from offshore oil and gas facilities on the Norwegian continental shelf, *Atmos. Chem. Phys.*, 22, 4303–4322, April 2022

[Q55] U.S. House Science Committee Majority Staff: Seeing CH₄ Clearly: Science-Based Approaches to Methane Monitoring in the Oil and Gas Sector, Juni 2022

[Q56] <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/methane-emissions-of-imported-oil-and-gas-in-selected-countries-and-regions-2020>

[Q57] IEA: Global Methane Tracker - Documentation, Feb.2022.

[Q58] Bloomberg: World's Dirtiest Oil and Gas Fields Are in Russia, Turkmenistan and Texas, 23.6.2022

[Q59] Sasha Bylsma et al.: Which Gas Will Europe Import Now? The Choice Matters to the Climate, 16.Mär.2022

[Q60] TJ Conway et al.: Engie's US LNG Reversal: Emissions Cuts Helped Clinch the Deal, But Are They Legit?, 23. Mai 2022 (rmi.org)

[Q61] DVWG: Methan-Emissionen der Erdgas-Infrastruktur. Daten, Fakten und Initiativen der Gasbranche, 2020; mit Verweisen auf DBI: Abschlussbericht - Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas, 2016 (im Auftrag der Zukunft Erdgas GmbH) und den Blog-Artikel <https://eidclimate.org/activist-researcher-is-back-with-outlier-claims-on-oil-natural-gas-methane-emissions/>.

[Q62] S&P Global: Levers for capturing methane emissions to improve gas availability. Executive Summary, Dez. 2022

[Q63] Jonathan Stern: Measurement, Reporting, and Verification of Methane Emissions from Natural Gas and LNG Trade: creating transparent and credible frameworks, OIES Januar 2022.

[Q64] <https://www.ogmpartnership.com>

[Q65] DUH https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/2te-Marktabfrage_Methanemissionen_220506.pdf

[Q66] Manfredi Caltagirone (UNEP): International Methane Emissions Observatory (IMEO), UNEP 2022

[Q67] Reuters: COP27: U.N. to hunt sources of climate-warming methane from space, 11.Nov.2022

[Q68] S&P Global: Levers for capturing methane emissions to improve gas availability. Executive Summary, December 2022

[Q69] EU-Kommission: Dekarbonisierung der Gasmärkte, Förderung von Wasserstoff und Verringerung der Methanemissionen: Kommission schlägt neuen EU-Rahmen vor, PM 15.Dez.2021

[Q70] BMWK: Pressemitteilung 19.Dez.2022: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/12/20221219-verbindliche-regulierung-der-methanemissionen-fuer-den-europaeischen-energiesektor-beschlossen.html>, 19.Dez.2022

[Q71] Kira Taylor (Euractiv.com): Kampf gegen Klimakiller Methan: EU-Länder wollen Regeln verwässern, 19.Dez.22.

[Q72] <https://gasoutlook.com/analysis/governments-lay-out-plans-to-cut-atmospheric-methane/>

[Q73] CAN Europe: Report on extension of provisions under the regulation on methane emissions in the energy sector outside EU borders, Okt.2022

[Q74] BP: Statistical Review of World Energy, London 2022

[Q75] IEA: Curtailing Methane Emissions from Fossil Fuel Operations, Paris 2021

[Q76] <https://miq.org/miq-2022-highlights-establishing-a-foundation-for-sustained-growth-momentum/> 4.Jan.2023

[Q77] <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16043-2022-INIT/en/pdf>