
IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, Dezember 2016

Die ungewissen Klimakosten von Erdgas

**Bewertung der Unstimmigkeiten in den Daten zu
Methanlecks in Europa, Russland und den USA und
deren Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit**

Lorenzo Cremonese, Alexander Gusev



Zusammenfassung

Trotz des rasanten Anstiegs von erneuerbaren Energien weltweit kommt Erdgas in unterschiedlichen Energiesektoren wie Wärme- und Stromerzeugung, petrochemische Industrie und Transport immer noch häufig zum Einsatz. Aufgrund ihres hohen Energiegehalts setzt eine durch Gasverbrennung erzeugte Einheit Strom nur halb so viel Kohlendioxid frei wie Kohle, weshalb Erdgas häufig als möglicher „Übergangsbrennstoff“ auf dem Weg zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft angeführt wird. Allerdings ist Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, selbst ein extrem schädliches Treibhausgas. Dass Lecks an unterschiedlichen Stellen der Erdgasversorgungskette auftreten können, könnte dem Ruf von Methan als umweltfreundlicher Brennstoff Schaden zufügen.

Angesichts des prognostizierten globalen Anstiegs in Gasproduktion und -verbrauch hätte ein Scheitern in der industrieweiten Vermeidung oder Verringerung von Methanemissionen zweifellos irreversible Auswirkungen auf das Klima, da Erdgas als Teil der kurzfristigen Lösung dadurch ausfallen würde. Die erwartete Produktionsausweitung wird sowohl durch die Klimapolitik als auch durch den gestiegenen globalen Zugang zu unkonventionellen Reserven und neue industrielle Anwendungen angetrieben [z.B. Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) im Transport]. Da in Europa außerdem eine Verringerung der Gasproduktion zu verzeichnen ist, ist kurz- bis mittelfristig eine zunehmende Abhängigkeit von russischen Importen zu erwarten. Deutschland ist zwar Europas größter Erdgaskonsument, verzeichnet aktuell allerdings kaum Nachfragezuwächse. Dies lässt sich vor allem dadurch erklären, dass Kohle aufgrund der politischen Vorgaben und der herrschenden Marktbedingungen eine kostengünstige Alternative zu Erdgas darstellt. Da Deutschland jedoch im

Begriff ist, stufenweise auf Kernenergie und Kohle als Hauptenergiequellen zu verzichten, wenn die nationalen Klimaziele eingehalten werden sollen, wird in der Energiepolitik nach wie vor ein Anstieg des Gasverbrauchs vorhergesagt.

Methan ist ein kurzlebiger Klimaschadstoff, der aufgrund seines hohen, kurzzeitigen Strahlungsantriebs – bei einem Zeithorizont von 20 Jahren ist dieser 86-mal höher als der von Kohlendioxid – für etwa ein Drittel der Erderwärmung verantwortlich ist. Methan kann natürlichen Ursprungs oder anthropogen sein, wobei die Öl- und Gasindustrie erheblich zu den globalen Emissionen beiträgt: Laut Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) beträgt der entsprechende Anteil insgesamt 11%, bei den anthropogenen Quellen 32%. Eine länderübergreifende, vergleichende Datenanalyse macht deutlich, dass es sowohl in den Industrie- als auch in den Entwicklungsländern an Kenntnissen über die zahlreichen Arten von Methanlecks mangelt und zum anderen die Messungen entlang der gesamten Erdgaslieferkette unzureichend sind. Die weltweiten Verluste sind vergleichbar mit dem Gasverbrauch in Deutschland.

Die vorliegende Studie beinhaltet einen Vergleich einiger diesbezüglich relevanter Länder: der USA, Deutschland, der Niederlande und Russland. Neben einer kritischen Überprüfung des jeweiligen nationalen Status quo (z.B. im Hinblick auf Datenbeschaffung, Überwachung etc.) konzentriert sie sich auf die ausgeprägten Unstimmigkeiten bezüglich der in jedem einzelnen Gassegment gemeldeten Gasverluste. Von besonderer Bedeutung sind dabei die USA, wo die Schätzungen der Upstream-Gasleckraten (Exploration, Förderung, Produktion) wesentlich höher ausfallen als die entsprechenden Raten in Europa. An

Überprüfungen dieser Art mangelt es nach wie vor weltweit, obwohl das Bewusstsein für dieses Problem zunimmt, was wiederum verschiedene Initiativen internationaler Institutionen [Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen (United Nations Economic Commission for Europe, UNECE)], NGOs [Bündnis für Klima und saubere Luft (Oil & Gas Methane Partnership, Climate and Clean Air Coalition, CCAC)] und Gasbetreiber (Marcogaz) belegen. Um die ehrgeizigen internationalen Ziele zu erreichen, die im Pariser Klimaabkommen festgeschrieben wurden, müssen die politischen Entscheidungsträger in Zusammenarbeit mit der Erdgasindustrie zeitnah angemessene Maßnahmen ergreifen, die darauf abzielen, die Methanemissionen, deren Auswirkungen auf die globale Temperatur ähnlich besorgniserregend sind wie die von Kohlendioxid, empirisch zu überprüfen und zu reduzieren.

In den USA hat sich gezeigt, dass Best-Practice-Verfahren sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht sinnvoll sind, was das Engagement und die Forschungsbemühungen des privaten Sektors in diesem Bereich angekurbelt hat. Fraglich sind hingegen weiterhin die Anwendbarkeit und das Ausmaß der Vorteile, die solche Maßnahmen in anderen Regionen, einschließlich Europa, mit sich bringen könnten. Ein weiterer Aspekt, der die Abweichungen erklärt, einen Vergleich jedoch erschwert, besteht darin, dass europaweit unterschiedliche Normen und einzelstaatliche Regelungen für Methanemissionen gegeben sind. In Russland beispielsweise herrscht trotz einiger gemeinsamer Kampagnen in den vergangenen Jahrzehnten weiterhin Unklarheit über die Bestimmung des Umfangs der Methanverluste in der nationalen Gasinfrastruktur und im Betrieb.

Aus diesem Grund sollten Länder all diese unbekannt GröÙen in eine Einschätzung der Kohlendioxidbilanz ihrer Energiesysteme mit einbeziehen. Zusätzlich sollten sie Initiativen unterstützen, die sich mit der Erforschung und/oder Einführung wissenschaftlich validierter Überwachungssysteme auseinandersetzen. Wenn diese heiklen blinden Flecken der „tatsächlichen Emissionen“ nicht schnell identifiziert und beseitigt werden, wäre es aus Gründen der Nachhaltigkeit und Vorsicht sinnvoll, in Politikbewertungen die Obergrenze der Unsicherheitsspannen zu berücksichtigen. Dies könnte zur Folge haben, dass Erdgas aus klimapolitischer Sicht weder als Rohstoff für nachhaltige Energiesysteme noch als Übergangsbrennstoff auf dem Weg zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden System empfohlen werden kann.

Inhalt

Einführung	6
1. Erdgas im Kontext der europäischen und deutschen Energiewende	8
1.1 Der Energiesektor und der Wärmebereich	9
1.2 Der Transportsektor	10
1.3 Sonstige Anwendungen	10
2. Warum Methanlecks von Bedeutung sind	11
3. Methanemissionen und internationale Bemühungen zur Bekämpfung des Klimawandels	13
4. Aktueller Status der Methanemissionen im Gassektor	17
4.1 Weltweite Methanemissionen in den Öl- und Gassektoren	17
4.2 Emissionsvergleich: Deutschland, die Niederlande, USA und Russland	19
4.3 Gründe für Abweichungen in den Emissionsdaten	23
4.4 Emissionen im Bereich von konventionellem und unkonventionellem Erdgas	27
5. Fazit	30

Einführung

Erdgas kommt in unterschiedlichen Energiesektoren häufig zum Einsatz, darunter die Wärme- und Stromerzeugung, die petrochemische Industrie und der Transportsektor. Aufgrund ihres hohen Energiegehalts setzt eine durch Gasverbrennung erzeugte Einheit Strom in etwa nur halb so viel Kohlendioxid frei wie Kohle, weshalb Erdgas häufig als möglicher „Übergangsbrennstoff“ auf dem Weg zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft angeführt wird. Allerdings ist Methan selbst ein extrem schädliches Treibhausgas. Dass Methanlecks an unterschiedlichen Stellen der Erdgasversorgungskette auftreten können, könnte dem Ruf von Methan als umweltfreundlicher Brennstoff Schaden zufügen. Aufgrund des kurzfristigen hohen Erwärmungspotenzials von Methan haben hohe Emissionsraten enorme negative Auswirkungen auf das Klima. Deshalb ist die Vermeidung von Methanemissionen von höchster Dringlichkeit. In dieser entscheidenden Phase intensiver Bemühungen um die Umkehr der Treibhausgasemissionsentwicklung und den Erhalt der Umwelt sind schnelle Maßnahmen zur Verhinderung von Gasverlusten eine Grundvoraussetzung für das Erreichen des finalen Ziels. Um dies sicherzustellen, müssen Akteure in der Klima- und Umweltpolitik Vorgaben in diesem Bereich erfüllen und aktiv unterstützen, um schließlich entscheiden zu können, welchen Beitrag Gas zur internationalen Energiewende leisten soll. Wenn endgültig bewiesen werden kann, dass die aus der Gasproduktion resultierenden Emissionen so niedrig sind, dass Erdgas als mittelfristige Lösung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien befürwortet werden kann, könnte eine solche Kombination dazu beitragen, dass der Klimawandel verzögert und die Erwärmung bis zur Mitte des Jahrhunderts unter zwei Grad Cel-

sius gehalten werden kann. Wenn sich allerdings nicht nachweisen lässt, dass die im Zuge der Gasproduktion erzeugten Emissionen ausreichend gering sind oder auf ein zufriedenstellendes Maß gesenkt wurden, muss die Zukunft von Erdgas innerhalb des Energiesystems ernsthaft infrage gestellt werden. Obwohl Methan sehr starke Auswirkungen auf das Klimasystem hat, ist das Wissen um das Ausmaß der Emissionen innerhalb der Erdgaslieferkette (sowie der Lieferkette fossiler Brennstoffe im Allgemeinen) nach wie vor sehr gering. Außerdem werden die Emissionen mit hoher Wahrscheinlichkeit unterschätzt.¹ Diese Sichtweise bekräftigen unter anderem zwei aktuelle Berichte der Europäischen Kommission² und von Ricardo Energy³, die zu dem Schluss kommen, dass Erdgas kohlenstoffreicher sein könnte als Dieselmotorkraftstoff und Kerosin, wenn man die unzureichend untersuchten Methanemissionen im Rahmen der Produktion, der Verteilung oder der endgültigen Nutzung, insbesondere in ausländischen Lieferländern, berücksichtigt. Die Internationale Energieagentur (International Energy Agency, IEA) schätzt, dass diese Emissionen 2013 weltweit genauso hoch waren wie der jährliche Gasverbrauch in Deutschland (ca. 80 Milliarden Kubikmeter).

In den vergangenen Jahren wurde eine beachtliche Menge von Daten über Methanemissionen zugänglich gemacht. Die Schiefergasrevolution in den USA und ihre Auswirkungen auf die Umwelt führten zu tiefer gehenden Untersuchungen der Emissionen sowohl im konventionellen als auch im unkonventionellen Gasbetrieb.⁴ Dadurch weitete sich das Interesse auch auf andere Regionen aus. Die heute verfügbaren Ergebnisse liefern generell Zahlen, die zwei- bis dreimal höher sind

¹ Schwietzke, S., Sherwood, O., Bruhwiler, L. M. P., Miller, J. B., Etiope, G., Dlugokencky, E. J., Englund Michel, S., Arling, V. A., Vaughn, B. H., White, J. W. C., Tans, P. P. (2016). Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. – *Nature*, 538, S. 88–91; Hausmann, P., Sussmann, R., Smale, D. (2016). Contribution of oil and natural gas production to renewed increase in atmospheric methane (2007–2014): Top-down estimate from ethane and methane column observations. – *Atmospheric Chemistry and Physics*, 16, S. 3227–3244 inklusive darin enthaltener Verweise.

² Generaldirektion Energie, Europäische Kommission, (2015). *Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas, Final Report*. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

³ Ricardo Energy and Environment, (2016). *The Role of Natural Gas and Biomethane in the Transport Sector*. Verfügbar unter: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁴ IASS (2015). *Shale Gas and Fracking in Europe*. – *Fact Sheet 1/2015*.

als die von der Umweltschutzbehörde (Environmental Protection Agency, EPA) in den USA angegebenen. Unstimmigkeiten im Bereich der Daten, unzureichende Berichterstattungen und Messungen, das Fehlen einer einheitlichen Methodik und veraltete Emissionsfaktoren erfordern eine umfassende Überprüfung und verstärken den allgemeinen Trend, das wahre Ausmaß der Emissionen zu unterschätzen. Dies gilt auch für Europa, wo Bestandsaufnahmen in der Regel von den Betreibern durchgeführt werden und keine externe, unabhängige und transparente Zertifizierung besteht. Aus diesem Grund ist häufig unklar, wie genau die Emissionsschätzungen sind. Mittlerweile wurden einige internationale und nationale Projekte gestartet, die hoffentlich den Weg für umfangreichere und detailliertere Initiativen in diesem Bereich ebnen werden. Auch wenn anzunehmen ist, dass sich die in den USA beobachtete Tendenz, die Emissionen zu unterschätzen, möglicherweise auch hier in Europa einstellen wird, werden die Ergebnisse selbstverständlich auf Faktoren basieren, die sich ausschließlich auf den europäischen Öl- und Gassektor beziehen. Aus diesem Grund sollte die wissenschaftliche und politische Gemeinschaft Projekten, an denen der Privatsektor beteiligt ist, eine erhöhte Aufmerksamkeit schenken, da dieser Bereich naturgemäß von Interessenkonflikten und fehlender Transparenz gekennzeichnet ist.

Die Bewertung der Methanemissionen aus dem Bereich der russischen Erdgasindustrie ist von besonderer Bedeutung sowohl für die nationale Energiepolitik als auch für die europäische Energiewende im Allgemeinen. Wie bereits erwähnt, wurden die höchsten Methanemissionen in denjenigen Ländern festgestellt, die über die größten Pipelinesetze verfügen: China, Nigeria, Katar, Russland und die USA. Dies spielt für die europäische Energiepolitik insofern eine zentrale Rolle, als Russland aus europäischer Sicht nach wie vor der wichtigste Gaslieferant ist (37,5% im Jahr 2014),⁵ was eine genauere Bewertung seiner Methanmessungen und -verminderungsmaßnahmen rechtfertigt. Deshalb müssen bei einer Betrachtung der Beziehungen im weitesten Sinn die wirtschaftlichen Interessen und die gegenseitige Abhängigkeit der beiden Regionen berücksichtigt werden. Als positive Entwicklung kann gelten, dass in jüngster Zeit eine Vielzahl von gemeinsamen, internationalen Projekten in Zusammenarbeit

mit russischen Akteuren des öffentlichen und privaten Sektors durchgeführt wurden, um Methanemissionen infolge von Lecks festzustellen und zu reduzieren. Wie in diesem Bericht zu einem späteren Zeitpunkt noch näher ausgeführt werden wird, besteht ungeachtet dessen ein erhebliches Potenzial zur Verringerung von Emissionen in jedem Schritt der Lieferkette. Da sich Russland erneut zur Klimaschutzpolitik bekannt hat, worauf aktuelle Gesetzesinitiativen hindeuten, scheinen Chancen für gemeinsame Bemühungen zu bestehen, die Methanemissionen im russischen Gassektor und damit letztendlich auch die CO₂-Bilanz der europäischen Verbraucher zu senken. Weitet man die Betrachtung auf andere Zweige des Energiesektors aus, zeigt sich, dass auch die russische Ölindustrie mit großen Methanmengen in Verbindung gebracht wird, worauf im vorliegenden Bericht noch näher eingegangen werden wird. Obwohl die Ölindustrie floriert und damit zusätzlich zur Emission von Treibhausgasen beiträgt, konzentriert sich der vorliegende Bericht jedoch hauptsächlich auf den Gassektor.

In einer Welt, in der die erneuerbaren Energien im Begriff sind, in kurzer Zeit die Energieproduktion zu dominieren, muss Erdgas zunächst seine Umweltfreundlichkeit unter Beweis stellen, bevor es von der Politik der derzeit kostengünstigeren Kohle vorgezogen wird. Das Engagement und die konstruktive Beteiligung aller Sektoren tragen entscheidend dazu bei, sicherzustellen, dass die Vorteile von Erdgas erkennbar werden und tragfähig sind, bevor grundlegende Entscheidungen im Energiesektor getroffen werden. Verbesserungen im Bereich der Methanmessung sowie Reduzierungsmaßnahmen würden zum einen dazu beitragen, dass Erdgas im europäischen Energiewandel eine angemessene Rolle zuteilwird, und zweitens als politisches Mittel dienen, um die Bedeutung dieses Problems global hervorzuheben. Im Rahmen der COP-21- und COP-22-Verhandlungen bekundeten einige Länder ihr Interesse, aus Öl- und Gassystemen resultierende Methanemissionen durch spezielle nationale Maßnahmen zu reduzieren. Eine enge Zusammenarbeit zwischen den USA, Russland und der EU könnte sich in dem Bemühen, Maßnahmen innerhalb der G20 und im Rahmen zukünftiger internationaler Treffen weiterhin zu unterstützen und voranzubringen, als vielversprechend erweisen.

⁵ Eurostat (2016). *Energy Production and Imports, EU-28*. Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Imports; 13th EU-Russia Joint Energy Report (2014), S. 2. Verfügbar unter: <http://www.gosbook.ru/document/83249/83290/preview>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

1. Erdgas im Kontext der europäischen und deutschen Energiewende

Gegenwärtig spielt Erdgas im europäischen und im deutschen Energiemix eine bedeutende Rolle. Im Jahr 2014 betrug der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch 21,3% in der EU-28⁶ und 20,5% in Deutschland.⁷ Laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sollte Erdgas trotz seines im Vergleich zur rasanten Zunahme erneuerbarer Alternativen allmählichen Rückgangs in den kommenden Jahrzehnten weiterhin eine bedeutende nationale Energiequelle bleiben.⁸ Dabei stellt sich

die Frage, ob das Szenario unverändert bliebe, wenn Methanlecks ordnungsgemäß untersucht würden. Momentan wird Erdgas verbreitet für die Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt und stellt zudem einen wichtigen Rohstoff für die Chemieindustrie dar (Abb. 1). Des Weiteren werden Technologien entwickelt, um mithilfe von gasbetriebenen Motoren, die nur geringe oder gar keine CO₂-Emissionen erzeugen, die Treibhausgasemissionen im Transportsektor zu senken (z. B. Methan-Cracking).⁹

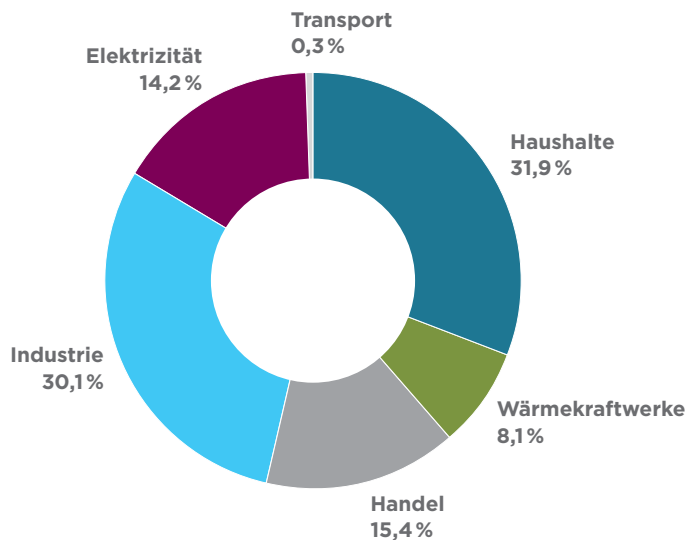


Abbildung 1: Gasverbrauch in Deutschland 2015 nach Sektoren.

Quelle: Exxon Mobil.

⁶ Eurogas (2014). *EU Primary Energy Consumption*. Verfügbar unter: <http://www.eurogas.org/uploads/2016/flipbook/statistical-report-2015/index.html#p=4>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁷ BMWi (2016). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁸ BMWi (2016). *Erdgasversorgung in Deutschland*. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas.html>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁹ IASS, *Combustion of Methane Without CO₂ Emissions*. Verfügbar unter: <http://www.iass-potsdam.de/en/research/energy/systems-in-transition/combustion-methane-without-co2>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

Das Engagement der EU und Deutschlands für ein nachhaltigeres und klimafreundlicheres Energiesystem setzt den Übergang von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energiequellen bei einer gleichzeitigen Erhöhung der Energieeffizienzstandards voraus. Das neue Energiesystem in Deutschland und Europa ist von einem verstärkten Wettbewerb zwischen verschiedenen fossilen Brennstoffen sowie zwischen fossilen Brennstoffen und erneuerbaren Energiequellen gekennzeichnet. Nach einem Anfangszeitraum, der in Deutschland durch Einspeisetarife geprägt war, wird das Energieversorgungssystem zukünftig, ausgehend von der derzeitigen Situation, von einem marktbasieren wirtschaftlichen Wettbewerb bestimmt sein. In diesem Zusammenhang muss die Vorstellung des zukünftigen Energiemix, insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Rolle von Gas, umfassend analysiert werden. Die Verortung des einzelnen Energieträgers innerhalb der Wirtschaft hängt größtenteils von seinem jeweiligen Beitrag zur Versorgungssicherheit und seiner wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Energiequellen ab. Die zentralen Herausforderungen der Energiewende in Europa und Deutschland bestehen darin, das richtige Gleichgewicht zu finden, sprich Störungen im Finanz- und Energiebereich sowie ein wirtschaftliches Ungleichgewicht zu vermeiden.

1.1 Der Energiesektor und der Wärmebereich

Erneuerbare Energien (EE) haben im deutschen Elektrizitätssektor beachtliche Erfolge erzielt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) konnte mithilfe

seines Investitionssystems EE erfolgreich in die Märkte integrieren und technologische Innovationen in diesem Bereich anregen. Dies geht aus dem Anteil von EE an der Stromerzeugung in Deutschland hervor, der von 16,6% im Jahr 2010 auf 32,5% im Jahr 2015 deutlich angestiegen ist, während sich im gleichen Zeitraum der Anteil von Erdgas von 14,1% auf 8,8% zurückgegangen ist.¹⁰ Die geringere Nutzung von Erdgas lässt sich auf niedrige Kohle- und CO₂-Preise zurückführen, die dazu führten, dass selbst einige der neuesten gasbetriebenen Kraftwerke im Vergleich zu Kohle unrentabel wurden und geschlossen werden mussten (z. B. die Blöcke 4 und 5 des Kraftwerks Irsching von E.ON).¹¹ Zusätzlich sorgte der jüngste Beschluss der deutschen Regierung zur Reformierung des Energiemarkts durch die Einführung einer Kapazitätsreserve anstelle eines Kapazitätsmarkts dafür, dass Gas gegenüber Kohle an Wettbewerbsfähigkeit einbüßte.¹² Momentan erhalten ausschließlich Blockheizkraftwerke (BHKW) aufgrund ihres hohen energetischen Potenzials eine vorübergehende Förderung. In diesem Szenario dienen gasbetriebene Kraftwerke in erster Linie als Reservekapazität und als Ergänzung zur angebotsabhängigen Versorgung mit Sonnen- und Windenergie.

Auch im Wärmebereich nimmt der Einsatz von EE in Deutschland zu, wenn auch langsamer. Im Zeitraum von 2010 bis 2014 stieg der Anteil des Verbrauchs von mithilfe von EE erzeugter Wärme von 11,1% auf 12,2%.¹³ Insgesamt gingen in Deutschland im Jahr 2014 16% der Wärmeerzeugung in Haushalten auf EE zurück, während Erdgas und Erdöl es auf 43% bzw.

¹⁰ Agora Energiewende, verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/en/press/agoranews/news-detail/news/2015-was-a-record-year-for-renewable-energies-power-production-and-power-exports-in-germany-1/News/detail/>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

¹¹ Das Kraftwerk Irsching hat insgesamt fünf Blöcke. Block 1 wurde 2006 und Block 2 2012 stillgelegt. Block 3 wird unter außergewöhnlichen Umständen für den Erhalt der Netzstabilität eingesetzt. Die Blöcke 4 und 5 konnten letztendlich nach März 2016 stillgelegt werden, als der Vertrag mit dem Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität auslief. Bloomberg, verfügbar unter: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-03-30/eon-files-to-close-two-unprofitable-irsching-gas-power-plants>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

¹² Die Gesamtgrenzkosten (hauptsächlich Kosten für Kraftstoff und Emissionszertifikate) sind in der Kohleproduktion niedriger, da Zertifikate für niedrige Emissionen den niedrigen Preis von Kohle nicht ausgleichen. Obwohl Betreiber von gasbetriebenen Kraftwerken und ihre Gesellschaften gehofft hatten, dass die deutsche Regierung einen Kapazitätsmarkt einrichten würde, mit dem die Förderung gasbetriebener Stromerzeugung möglich wäre, ist im Whitepaper „Ein Strommarkt für Deutschlands Energiewende“ (Juli 2015) klar angegeben, dass Strompreise auf der Grundlage der „freien Preisbildung“ festgelegt werden müssen. Mit Ausnahme von BHKW werden gasbetriebene Kraftwerke deshalb unrentabel bleiben.

¹³ BMWi (2015). *Development of Renewable Energy Sources in Germany in 2014*. Verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/development-of-renewable-energy-sources-in-germany-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

¹⁴ ExxonMobil, available at: <http://cdn.exxonmobil.com/-/media/germany/files/energieprognose/energieprognose2016.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

26% brachten.¹⁴ Infolge zusätzlicher Energieeffizienzmaßnahmen wird jedoch erwartet, dass der Wärmeverbrauch mittel- bis langfristig deutlich sinken wird (um etwa 20% bis 2040), während der Anteil von EE, die in diesem Bereich eingesetzt werden, weiter ansteigen wird.¹⁵ Jüngste Änderungen von Rechtsvorschriften für BHKW schaffen Anreize für den Ersatz von Kohle durch Erdgas, was dessen Anteil im Wärmebereich vergrößern könnte.

1.2 Der Transportsektor

Um die Abhängigkeit Europas von Öl im Transportsektor zu verringern und die CO₂-Emissionen zu drosseln, hat die EU einige wichtige Richtlinien zur Infrastruktur von alternativen Kraftstoffen verabschiedet, z.B. das Paket Saubere Energie für den Verkehr¹⁶ und die EU-Schwefelrichtlinie.¹⁷ Außerdem wird gegenwärtig das MARPOL-Übereinkommen¹⁸ im Ostseeraum umgesetzt. Die endgültige Richtlinie, die 2014 vom Europäischen Parlament und vom Europäischen Rat verabschiedet wurde, erfordert von den Mitgliedstaaten die Entwicklung nationaler Strategien für die Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) und komprimiertem Erdgas (Compressed Natural Gas, CNG) im Fracht- und Automobilsektor. Diese Entscheidung basierte auf der Schlussfolgerung, dass Erdgas im Hinblick auf die Freisetzung von Emissionen in die Atmosphäre bessere Resultate erzielt als Diesel und Kerosin. Ein Vergleich der Emissionen, die allein aus der Verbrennung von LNG und CNG resultieren, auf der einen und Diesel auf der anderen Seite zeigt deutlich, dass LNG und CNG tatsächlich geringere Umweltauswirkungen haben als der weitverbreitete Dieselmotorkraftstoff. Die Verbrennung von LNG produziert keinen Feinstaub (Particulate Matter, PM), etwa 90% weniger Schwefeloxi-

de (SO_x) und setzt 80% bis 90% weniger Stickoxide (NO_x) sowie 20% bis 25% weniger CO₂ im Vergleich zu konventionellen schwefelreichen und schwefelarmen Heizölen frei.¹⁹ Des Weiteren ist die Lärmbelastung durch gasbetriebene Fahrzeuge geringer als die durch Dieselmotoren, was zusätzliche direkte Vorteile für die Lebensqualität mit sich bringt.

1.3 Sonstige Anwendungen

Erdgas wird verbreitet als Rohstoff in der Chemieindustrie eingesetzt, insbesondere für die Produktion von Ethylen, das zur Herstellung eines Großteils von Kunststoffkomponenten und Gebrauchsgegenständen verwendet wird. In Zukunft könnte das Erdgasnetz als umweltfreundliche Alternative für die Lagerung und den Transport von Biogas und synthetischem Gas geeignet sein (z. B. von Power-to-Gas-Technologien).

Ausgehend von konservativen Annahmen bezüglich des Ausmaßes von Methanlecks wird in Zukunftsprognosen davon ausgegangen, dass Erdgas kurz- und mittelfristig eine wichtige Energiequelle bleiben wird, während sein Gesamtverbrauch vermutlich weiter sinken wird. Gleichzeitig bleiben Fragen hinsichtlich seines Anteils und seiner Lebensdauer im Energiemix offen, insbesondere aus Sicht weiter reichender Klimabedenken. Tatsächlich wird in vielen Ländern lebhaft über die Rolle von Gas als möglicher Übergangskraftstoff diskutiert. Offensichtlich sind regionale Gegebenheiten für die Eingrenzung dieses Problems entscheidend.²⁰ Aus diesem Grund müssen neben einer dringenden und umfassenden Analyse von Möglichkeiten der Emissionsverringerung entsprechende Messkampagnen ausgeweitet werden. Sollten besagte Untersuchungen die angesprochenen befürchteten Ungenauigkeiten bestätigen, sollte die Rolle von Erdgas im Energiemix der Zukunft noch einmal überdacht werden.

¹⁵ Ebd.

¹⁶ Europäische Kommission (2016). *Alternative fuels for sustainable mobility in Europe*. Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/transport/themes/urban/cpt/index_en.htm. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

¹⁷ Europäische Kommission (2016). *Transport emissions – Air pollutants from maritime transport*. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/environment/air/transport/ships.htm>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

¹⁸ Internationale Seeschiffahrts-Organisation (2016). *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)*. Verfügbar unter: [http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-\(MARPOL\).aspx](http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx). Letzter Zugriff am 20.12.2016.

¹⁹ Europäische Kommission (2016). *Liquefied Natural Gas: An Attractive Fuel Solution for Shipping*. Verfügbar unter: <https://lngforshipping.eu/wp-content/uploads/2015/02/Brochure-LNG-def.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

²⁰ UK Energy Research Centre (2016). *The Future Role of Natural Gas in the UK*. Verfügbar unter: <https://www.wbs.ac.uk/wbs2012/assets/PDF/downloads/press/gas-report.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

2. Warum Methanlecks von Bedeutung sind

Bei der Berechnung von Kohlendioxid und anderen Luftschadstoffen, die während der Verbrennung ausgestoßen werden, weist die Verwendung von Erdgas konkrete Vorteile für die Umwelt auf. Geringe immanente (diffuse) oder betriebsbedingte (Entlüftung) Methanverluste, die auf dem Weg von den Produktionsstätten zu den Verbrauchern auftreten, würden diese Vorteile jedoch zunichtemachen, da Methan ein hohes Erwärmungspotenzial besitzt und letztendlich zur Klimaveränderung beiträgt. Untersuchungen des US-Energiesystems haben gezeigt, dass die Vorteile von Erdgas gegenüber Kohle unmittelbar verloren gehen, wenn Methanlecks mehr als etwa 2,7% der insgesamt verbrannten Gasmenge ausmachen.²¹ Um diese konkrete Bedrohung und ihren im Zeitablauf veränderlichen Beitrag genau zu verstehen, wird kurz auf den Begriff Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) eingegangen.

Methan ist ein wesentlich schädlicheres Treibhausgas als Kohlendioxid. Einmal in die Atmosphäre abgegeben, bleibt es für etwa ein Jahrzehnt erhalten und wird dann in zusätzliches CO₂ zersetzt.²² Dieses wird größtenteils von den Ozeanen und der terrestrischen Biosphäre aufgenommen, während der Rest noch Jahrhunderte in der Atmosphäre verbleibt. Im Nettoergebnis zeigt sich eine dynamische Kurve mit einer zeitlichen Komponente, die deutlich macht, wie

groß die Auswirkungen von Methan im Verhältnis zum reinen Strahlungsantrieb (Erderwärmung) im Lauf der Zeit sind. Laut Schätzungen des IPCC zeigt dieser Zusammenhang, auch GWP genannt, dass Methan über einen Zeitraum von 20 Jahren 86-mal stärker und über einen Zeitraum von 100 Jahren 34-mal stärker als Kohlendioxid wirkt.²³ Das bedeutet, dass der kumulative Treibhauseffekt von Methan, das die eintreffende Sonneneinstrahlung vom Zeitpunkt seiner Freisetzung an 20 Jahre lang direkt oder indirekt (z. B. als Vorstufe oder über andere Luftschadstoffe) absorbiert, insgesamt 86-mal stärker ist als der, der mit der gleichen Menge von CO₂ über den gleichen Zeitraum in Verbindung gebracht wird. Obwohl Methan eine Lebensdauer von nur zwölf Jahren hat, sodass 50 Jahre nach seiner Emission nur noch 2% davon in der Atmosphäre vorhanden sind, speichert es Wärme wesentlich besser als Kohlendioxid. Deshalb sind seine kurzfristigen Auswirkungen groß genug, um sein schnelles Verschwinden ausgleichen zu können. Ausgehend von einer praktischen Sichtweise können selbst kleine Mengen von Erdgas, die in die Atmosphäre entweichen, die gesamte CO₂-Bilanz dieses fossilen Brennstoffs erheblich erhöhen. Abbildung 2 zeigt, in welchem Ausmaß die aktuellen Emissionen von Methan und CO₂ zur atmosphärischen Erwärmung bezogen auf einen 20-Jahres- und einen 100-Jahres-Zeitraum beitragen.

²¹ Hamburg, S. P. (2013). *Methane: a Key to Dealing With Carbon Pollution?*. Verfügbar unter: http://blogs.edf.org/energyexchange/2013/11/05/methane-a-key-to-dealing-with-carbon-pollution/?_ga=1.202112914.2055223472.1399629208. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

²² Alvarez, R., Pacala, S. W., Winebrake, J. J., Chameides, W. L., Hamburg, S. P., (2012). Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. - *PNAS*, 109(17), S. 6435-6440; Edwards, M. R., Trancik, J. E. (2014). Climate impacts of energy technologies depend on emissions timing. - *Nature Climate Change*, 4(5), S. 347-352.

²³ IPCC (2014). *Fifth Assessment Report (AR5)*. Verfügbar unter: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

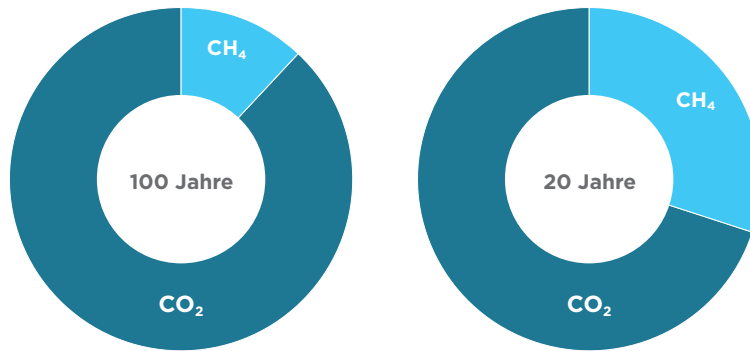


Abbildung 2: Erwärmungseffekte von Methan und Kohlendioxid/Treibhausgaspotenzial (GWP) in Europa. Vergleich des 100-Jahres- und des 20-Jahres-Horizont.

Quelle: Europäische Umweltagentur (EEA).

Obwohl sich der „Wärmebeitrag“ von Methan größtenteils auf einen kurzen Zeitraum beschränkt, gilt der 100-Jahres-Zeithorizont für GWP, ähnlich wie bei anderen langlebigen CO₂-freien Treibhausgasen, weithin als Standardansatz für die Berechnung seines CO₂-Äquivalents. Nichtsdestotrotz ist das 20-Jahres-GWP extrem wichtig für die Bewertung der Auswirkungen von Methan auf kurzfristige Wendepunkte im Klimasystem. Das auf 100 Jahre bezogene GWP hingegen ist relevant für die Betrachtung der langfristigen atmosphärischen Kohlenstoffbilanz und des Temperaturanstiegs. Folglich ist eine schnelle Reduzierung der Methanemissionen unerlässlich, um das Erreichen von Wendepunkten zu verhindern, die die Realisierung

des Vorhabens, die Erwärmung bis zur Mitte des Jahrhunderts unter zwei Grad Celsius zu halten, gefährden könnten. Dementsprechend stellt die IEA fest, dass „[Methanreduzierung] kein Ersatz für langfristige Maßnahmen zur Senkung von CO₂-Emissionen ist, aber eine Möglichkeit, die kurzfristige Erwärmungsrate zu senken“²⁴. Analog dazu betont der Bericht des IPCC 2014, der auf einem Vergleich des GWP verschiedener anthropogener Emissionen über einen Zeitraum von zehn, 20 und 100 Jahren basiert, dass die globalen Methanemissionen in einem Zeitraum von zehn Jahren knapp über den CO₂-Emissionen lagen, was signifikante Auswirkungen auf die Temperatur hat (Abb. 3).

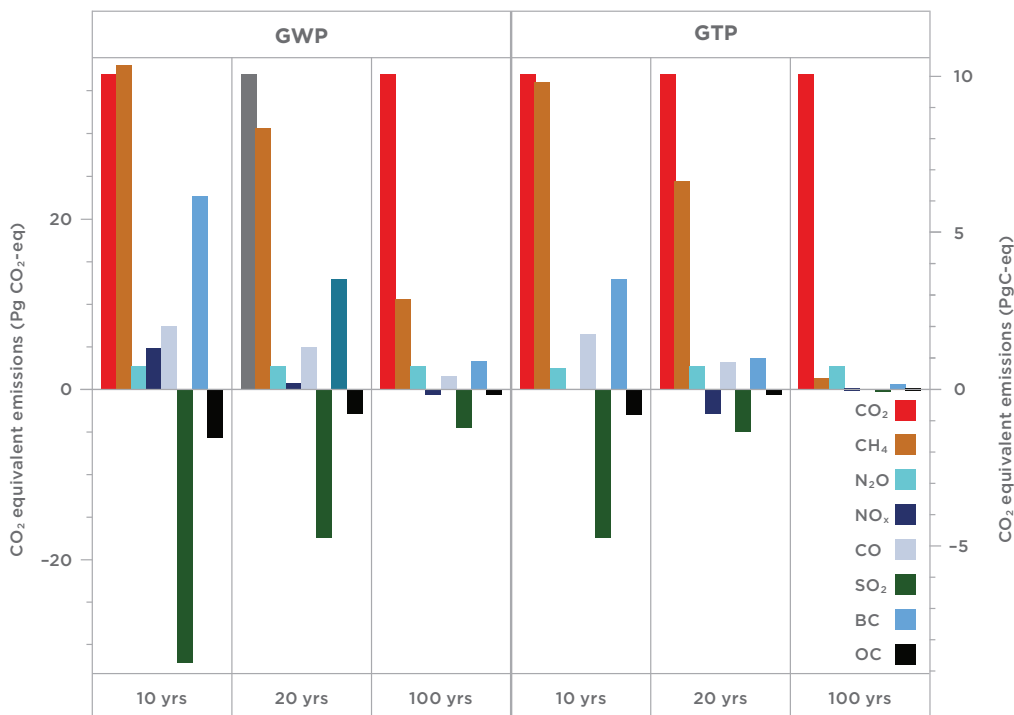


Abbildung 3: Globale anthropogene Emissionen, gewichtet nach Treibhausgaspotenzial (GWP) und globalem Temperaturpotenzial (Global Temperature Potential, GTP).

Quelle: IPCC-Bericht 2013, AR5, Wg. 1, Abb. 8-32.

²⁴ IEA (2015). *Energy and Climate Change: World Energy Outlook Special Report*, S. 95. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

3. Methanemissionen und internationale Bemühungen zur Bekämpfung des Klimawandels

Jüngste wissenschaftliche Erkenntnisse untermauern die Bedeutung von Methanemissionen im Vergleich zu anderen Klimaschadstoffen wie Kohlendioxid und Ruß. Auch Forschungs- und Regierungsinstitutionen offenbaren ein ausgeprägteres Bewusstsein für die Vorteile, die sich durch eine Minimierung dieser Emissionen erzielen lassen. Die Klimamodellsimulation, die 2012 vom Goddard-Institut für Weltraumstudien der NASA veröffentlicht wurde, kommt zu dem Schluss, dass die Reduzierung von Methanemissionen und Ruß „eine zeitnahe Klimareaktion auf die Emissionsreduzierungen ermöglicht“ und dass „die

Reduzierung von CO₂-Emissionen die Temperaturen vor 2040 kaum beeinflusst²⁵. Wie in Abbildung 4 dargestellt, wird sich die globale Temperatur bis etwa 2030 um 1,5 Grad und bis 2045 um etwa zwei Grad erhöhen, wenn die Freisetzung von Methan und Ruß nicht zeitnah reduziert wird. Das gilt unabhängig davon, ob die Kohlenstoffemissionen reduziert werden oder nicht. Ruß besteht aus Licht absorbierenden, kohlenstoffhaltigen Schwebstoffen, die im Zuge der Verbrennung entstehen, und wird in großen Mengen durch Abfackelung im Öl- und Gassektor erzeugt.

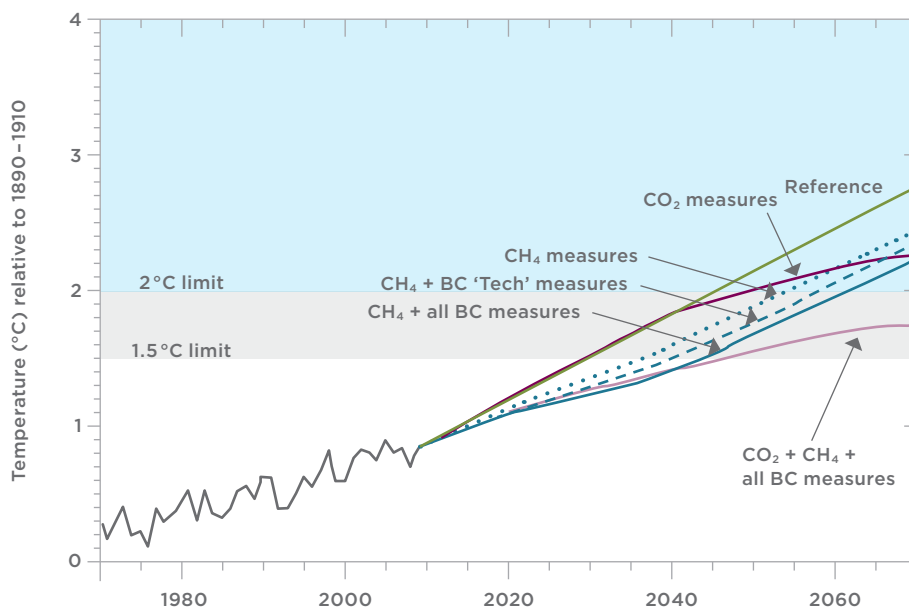


Abbildung 4: Auswirkungen unterschiedlicher Klimaschutzmaßnahmen auf den globalen Temperaturmittelwert.

Quelle: Shindell et al. 2012.²⁶ Nachgedruckt mit Erlaubnis der AAAS.

²⁵ Shindell, D., Kuylensstierna, J. C.I., Faluvegi, G., Milly, G., Emberson, L., Hicks, K., Vignati, E., Van Dingenen, R., Janssens-Maenhout, G., Raes, F., Pozzoli, L., Amann, M., Klimont, Z., Kupiainen, K., Höglund-Isaksson, L., Anenberg, S. C., Muller, N., Schwartz, J., Streets, D., Ramanathan, V., Oanh, N. T. K., Williams, M., Demkine, V., Fowler, D. (2012). Simultaneously mitigating near-term climate change and improving human health and food security. - *Science*, 335(6065), S. 183-189.

²⁶ Ebd.

Das Umweltprogramm der Vereinten Nationen (United Nations Environment Programme, UNEP) geht davon aus, dass „eine Verringerung der CH₄-Emissionen die kurzfristige Erwärmung nahezu zweifelsfrei eindämmen wird, während bezüglich der Auswirkungen von Maßnahmen zur Rußreduzierung eine wesentlich größere Unsicherheit besteht“²⁷. Der Bericht enthält zudem Leitlinien für Reduzierungsstrategien: „Die Maßnahmen, die sich auf CH₄ beziehen, müssen größtenteils von großen internationalen und nationalen Energieunternehmen (Kohlebergbau, Öl- und Gasproduktion), Gemeinden (Abfall- und Abwasser-aufbereitung) und in der Landwirtschaft²⁸ (Reisfelder) durchgeführt werden.“²⁹ Sowohl im World Energy Outlook 2015 als auch im Bericht zum Energie- und Klimawandel (Energy and Climate Change Report)³⁰ der IEA wird darauf hingewiesen, dass die Reduktion von Methanemissionen im Öl- und Gassektor eine der fünf Schlüsselmaßnahmen ist, die dazu beitragen können, dass der Höhepunkt der globalen Treibhausgasemissionen 2020 erreicht ist, und damit die realistische Chance wahren, die globale Erwärmung auf zwei Grad Celsius zu beschränken. Hinsichtlich der Maßnahmen im Öl- und Gassektor betont die IEA, dass „eine verstärkte Verminderung von Methanemissionen bei der Gewinnung von Öl und Gas 15% der Reduzierung ausmachen könnte, die notwendig ist, um den Emissionshöhepunkt so früh zu erreichen; diese Menge ist vergleichbar mit der, die durch steigende Investitionen in EE realisiert werden würde.“³¹

In den letzten Jahren hat das Interesse von Regierungen, EU-Institutionen und der Öffentlichkeit am Thema Methanemissionen deutlich zugenommen. Dies

ist vor allem auf die umfangreichen Messungen und Studien in den USA zurückzuführen, die gezeigt haben, dass die Methanemissionen des US-Gassektors vermutlich höher sind als zuvor angenommen.³² Die globalen Methanemissionen des Öl- und Gassektors werden auf 55 Millionen Tonnen pro Jahr geschätzt im Vergleich zur Gesamtmenge von 550 Millionen Tonnen, was 80 Milliarden Kubikmetern entlüftetem Gas entspricht.³³ 2009 begann eine Gruppe von Wissenschaftlern der Cornell University damit, den Kohlenstofffußabdruck von Erdgas zu untersuchen. In ihrem ersten Artikel, der 2011 veröffentlicht wurde, kommen sie zu dem Schluss, dass Methanemissionen aus konventionellem und unkonventionellem Gas zwei- bis dreimal höher waren als von der US-amerikanischen EPA angegeben. Seitdem ist dieser Aspekt Gegenstand ausführlicher Diskussionen, in deren Verlauf sich eine neue Forschungsinitiative das Ziel gesetzt hat, die Bestandslisten über Emissionen zu aktualisieren und politische Maßnahmen in Gang zu setzen. Infolgedessen unterzog die EPA ihre Emissionsfaktoren einer gründlichen Überarbeitung und stellte dabei fest, dass die Leckrate bei der Gewinnung von unkonventionellem Gas deutlich zunahm, wie Abbildung 5 zeigt. Balcombe et al. (2016)³⁴ behaupten, dass die meisten Lecks während der Fertigstellung von Bohrlöchern (Vorproduktionsstadium), der Entladung von Flüssigkeiten und während Aufwältigungen (Gewinnungsstadium) sowie bei der Übertragung, Verteilung und Speicherung auftreten. Diese Studie basiert auf Daten unkonventioneller sowie konventioneller Bohrlöcher. In Kürze erscheinende Untersuchungen des Environmental Defence Fund (EDF, dt.: Umweltschutzfonds) und anderer Institutionen werden die Schätzungen der EPA

²⁷ UNEP (2011). *Integrated Assessment of Black Carbon and Tropospheric Ozone*, S. 172. Verfügbar unter: http://www.unep.org/dewa/Portals/67/pdf/BlackCarbon_report.pdf. Letzter Zugriff: 20.12.2016.

²⁸ Ebd.

²⁹ Saunio, M., Jackson, R. B., Bosquet, P., Poulter, B., Canadell, J. G. (2016). The growing role of methane in anthropogenic climate change. *Environmental Research Letters*, 11 (12).

³⁰ Vgl. Fn.: 27.

³¹ Vgl. Fn.: 24.

³² Rhodium Group (2015). *Untapped Potential: Reducing Global Methane Emissions from Oil and Natural Gas Systems*. Verfügbar unter: https://www.edf.org/sites/default/files/content/rhg_untappedpotential_april2015.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

³³ Vgl. Fn.: 27, S. 212.

³⁴ Balcombe, P., Anderson, K., Speirs, J., Brandon, N., Hawkes, A. (2016). The natural gas supply chain: The importance of methane and carbon dioxide emissions. – *Sustainable Chemistry and Engineering*, gedruckte Fassung. DOI: 10.1021/acssuschemeng.6b00144.

mit großer Wahrscheinlichkeit noch weiter nach oben revidieren. Dennoch ist gemäß der überarbeiteten EPA-Emissionsinventarlisten der Gesamtumfang der Methanemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 von 1,9% auf 1,1% im Jahr 2011 gesunken. Auf europäischer Ebene lenkte ein Bericht der Europäischen Kommission im Jahr 2015 die Aufmerksamkeit auf die negativen Auswirkungen der Hauptakteure im Bereich Gas. Diese Untersuchung, die einen Vergleich des CO₂-Fußabdrucks verschiedener europäischer fossiler Brenn-

stoffquellen enthält, kommt zu dem Schluss, dass die Treibhausgasemissionen im Erdgassektor etwas höher sind als bei anderen fossilen Brennstoffen (Diesel, Benzin, Kerosin).³⁵ Als Reaktion auf diese Studie verfassten einige Mitglieder der Europäischen Verbände für Erdgas (European Associations of Natural Gas) ein gemeinsames Schreiben, in dem sie Datenlücken in den Emissionsbestandslisten eingestanden und ihre Bereitschaft bekundeten, dieses Problem gemeinsam in Angriff zu nehmen.

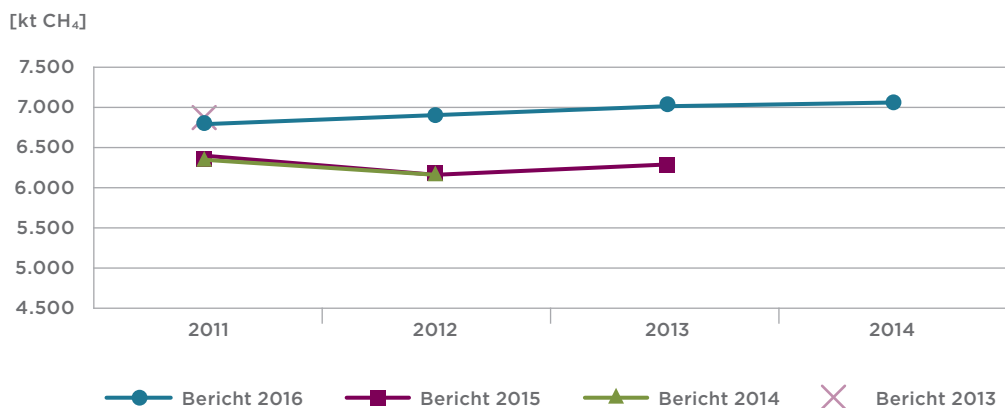


Abbildung 5: Methanemissionen (in kt) aus dem Erdgassystem der USA.

Quelle: Quelle: Daten des Nationalen Inventarberichts [National Inventory Report, NIR], der beim Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen [United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC] eingereicht wurde.

Die größten Öl- und Gas-Pipelinenetze sind die größten Methanemittenten, wobei China, Nigeria, Katar, Russland und die USA die höchsten Emissionswerte erreichen.³⁶ Aus diesem Grund müssen diese großen Regionen unmittelbar Reduzierungsmaßnahmen ergreifen. Aufgrund des erheblichen Ausmaßes ihrer Methanemissionen sind die Vereinigten Staaten und Russland bestrebt, eine Einschätzung des Umfangs von Methanlecks zu erstellen und geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um den Austritt von Erdgas in die Atmosphäre zu reduzieren.³⁷ Im Rahmen der COP-21- und COP-22-Verhandlungen bekundeten einige Länder ihr Interesse daran, Methanemissionen aus Erdgas-

systemen zu reduzieren und bestimmte, innerstaatlich festgelegte Emissionsminderungsbeiträge (Intended Nationally Determined Contributions, INDCs) festzulegen. Unabhängig vom Pariser Abkommen stimmten die USA (und kürzlich auch Kanada³⁸) zu, Methanemissionen aus dem Öl- und Gassektor bis zum Jahr 2025 um 40% bis 45% unter das Niveau von 2012 zu senken. Diese Entscheidung wurde von der Obama-Regierung nachdrücklich unterstützt, nachdem nachgewiesen worden war, dass die wirtschaftlichen Vorteile dieser Maßnahmen realisierbar sind.³⁹ Auch Mexiko, Gabun und Indonesien versprachen, Maßnahmen in diesem Bereich zu ergreifen.

³⁵ Vgl. Fn.: 2.

³⁶ Vgl. Fn.: 24.

³⁷ EDF (2016). *U.S. - Canada Pact a Step toward a Future Safe from Climate Change - EDF President Fred Krupp*. Verfügbar unter: <https://www.edf.org/media/us-canada-pact-step-toward-future-safe-climate-change-edf-president-fred-krupp>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

³⁸ Ebd.

³⁹ Reuters, verfügbar unter: <http://in.reuters.com/article/us-canada-agree-to-cut-methane-emissions-idINL1N1610HL>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

Die Wissenschaft muss in dieser Phase die Dringlichkeit gezielter Maßnahmen in diesem Bereich weiterhin bekräftigen, um nationale politische Entscheidungsträger zu ermutigen, Minderungsmaßnahmen im Gassektor in zukünftige strategische Aktivitäten einzubeziehen. Dies könnte letztendlich die Vorteile von Erdgas vor allem in denjenigen Regionen maximieren, wo noch viel Spielraum für die Verbesserung von Umweltstandards gegeben ist. Gleichzeitig ist es wichtig, die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Methanreduzierungsstrategien sowie die politische Bereitschaft zu einer strengen Regulierung des Öl- und Gassektors inklusive seiner Emissionen einer Bewertung zu unterziehen, sofern dies vonnöten ist. Das fragile Gleichgewicht zwischen Politik und großen Unternehmen erschwert es von Natur aus, Umstellungen vorzunehmen, vor allem, wenn Arbeitsplätze und Einnahmen auf dem Spiel stehen. Verhandlungen und Strategien zur Überwindung dieser Hemmnisse sind von Region zu Region unterschiedlich, weshalb es keine einheitliche Lösung geben kann. Die vom US-Präsidenten erlassenen neuen Umweltstandards und der Umstand, dass der Unternehmenssektor die entsprechenden Anforderungen kaum einhält, sind ein gutes Beispiel für praktische Hürden vor Ort. Diese Herausforderungen werden auch im Kontext von Programmen zur Leckreduzierung offenkundig, z. B. beim Natural Gas STAR Methane Challenge Program, das die EPA im März 2016 startete.⁴⁰ Ähnliche Schwierigkeiten sind auch für Europa zu erwarten, wo die Umweltstandards im Unternehmensbereich zwar weitgehend anerkannt werden, gleichzeitig jedoch die Austrocknung von Gasquellen die Unternehmen stark unter Druck setzt. Auch an anderen Stellen ist mit unterschiedlich gelagerten Hürden zu rechnen, die für eine große Ungewissheit hinsichtlich einer schnellen und unmittelbaren Lösung sorgen, sollte sich das Methanproblem bestätigen. Die Bestimmung der Rolle von Erdgas in der Energiewende dürfte dadurch weiter aufgeschoben werden.

⁴⁰EPA, *Natural Gas STAR Methane Challenge Program*, verfügbar unter: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/natural-gas-star-methane-challenge-program>.

4. Aktueller Status der Methanemissionen im Gassektor

Auf globaler Ebene weisen die vom Öl- und Gassektor selbst angegebenen Methanemissionen erhebliche regionale Unterschiede auf. Die aus der Erdgaslieferkette resultierenden Methanemissionen wurden in den USA und in Russland jüngst ausgiebig diskutiert. Die europäischen Gaspipeline-Systeme fanden bis heute hingegen kaum Beachtung. Die Daten zu Methanemissionen in Europa und Deutschland beruhen im Allgemeinen auf konservativen Annahmen und sind häufig nicht auf dem neuesten Stand, wie in diesem Bericht später noch ausgeführt werden wird.

4.1 Weltweite Methanemissionen im Öl- und Gassektor

Während Methanemissionen in manchen Ländern bereits als bedeutendes Problem erkannt wurden, das in Angriff genommen werden muss, ist die Lage in vielen anderen Schwerpunktländern nach wie vor sehr unklar, insbesondere in China, dem Nahen Osten und Afrika. Im Bereich der 20 größten Erdgasproduzenten, darunter die USA, Kanada und Russland, werden die Gaslecks auf 1 % bis 2 % beziffert, während

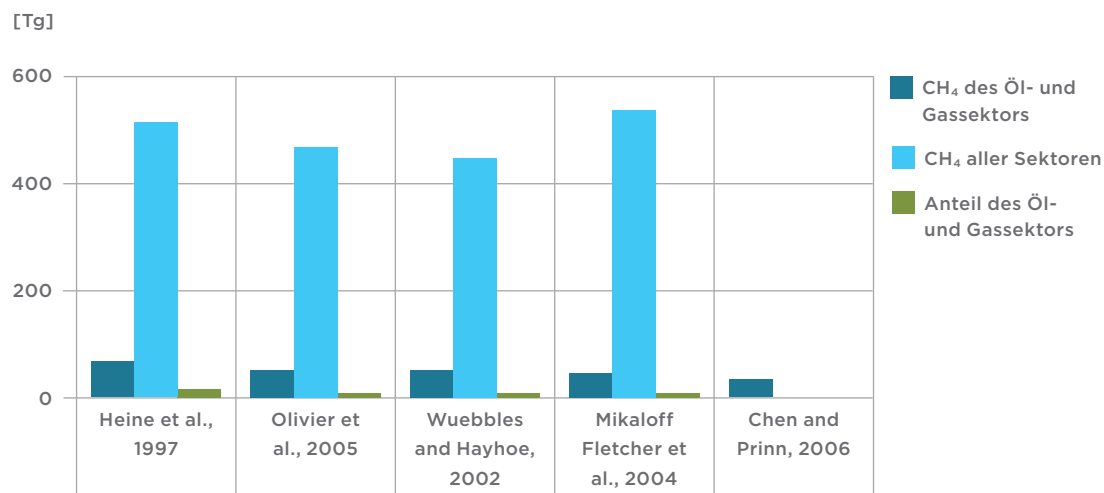


Abbildung 6a: Methanemissionen: i) im Öl- und Gassektor, ii) in allen Sektoren.

Quelle: IPCC.⁴¹

⁴¹Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K. B., Tignor, M. and Miller, H. L. (2007). *Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

andere Länder wie Katar, Saudi-Arabien, China und Norwegen im Grunde keinerlei signifikante Emissionen melden. Hinsichtlich der Upstream-Leckraten (Exploration, Förderung, Prozessierung) im Öl- und Gassektor liegen die gemeldeten Angaben sogar noch weiter auseinander, worauf später noch genauer eingegangen wird.⁴² Auf globaler Ebene kommen sämtliche Studien des IPCC übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass sich die weltweiten Gesamtmethanemissionen auf 450 bis 550 Millionen Tonnen belaufen, wobei der Öl- und Gassektor einen Anteil von 9% bis 12% für sich verbucht (siehe Abb. 6a).

Eine regionale Aufschlüsselung der Methanemissionen des Energiesektors macht hingegen große Abweichungen ersichtlich: Die Methanemissionen des Energiesektors sind für 8% der Gesamtemissionen in Europa und 33% in den USA verantwortlich. Als Faustregel gilt, dass in Ländern mit höheren Produktions-

mengen und Übertragungskapazitäten sowohl die absoluten als auch die relativen Emissionen größer sind (Abb. 6b). In den USA hat die Gewinnung von Rohöl und Erdgas aus Schiefer in den letzten Jahren einen bemerkenswerten Aufschwung erlebt, wodurch die USA zu einem autarken Land wurden. Dass das Ausmaß der US-amerikanischen Gasproduktion die Europas um beinahe das Siebenfache überschreitet, könnte die Abweichung erklären, obwohl die Leckraten in beiden Regionen sehr unterschiedlich sind (worauf später noch eingegangen werden wird). Nimmt man einen vergleichbaren Pro-Kopf-Verbrauch von Gas und vergleichbare Umweltstandards an, liegt die Vermutung nahe, dass der Produktionssektor weitgehend für diese große Diskrepanz verantwortlich ist, vorausgesetzt, dass die anderen Sektoren keine großen Emissionsquellen darstellen (wie Abb. 9 bestätigt).

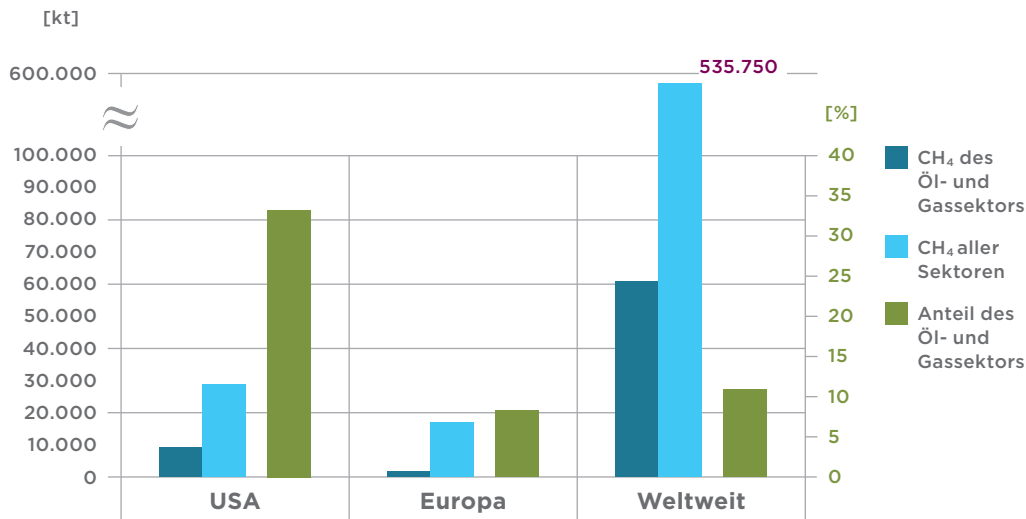


Abbildung 6b: Gesamt-methanemissionen und Anteil des Öl- und Gassektors in unterschiedlichen Regionen. Der Anteil in Prozent wird auf der rechten Achse angegeben.

Quelle: IASS basierend auf IPCC, EPA, EEA.

⁴² Vgl. Fn.: 3.

4.2 Emissionsvergleich: Deutschland, die Niederlande, die USA und Russland

Eine Aufschlüsselung der Treibhausgasemissionen in Europa im Jahr 2014, die von der Europäischen Umweltagentur (European Environmental Agency, EEA) vorgelegt wurde und auf aggregierten Werten

aus UNFCCC-Datenbanken und dem System zur Überwachung der Treibhausgase der EU basiert, kommt zu dem Ergebnis, dass der Energiesektor nach der Landwirtschaft die zweitgrößte Methanemissionsquelle Deutschlands und nach Landwirtschaft und Abfallwirtschaft die drittgrößte Methanemissionsquelle Europas ist (siehe Abb. 7).

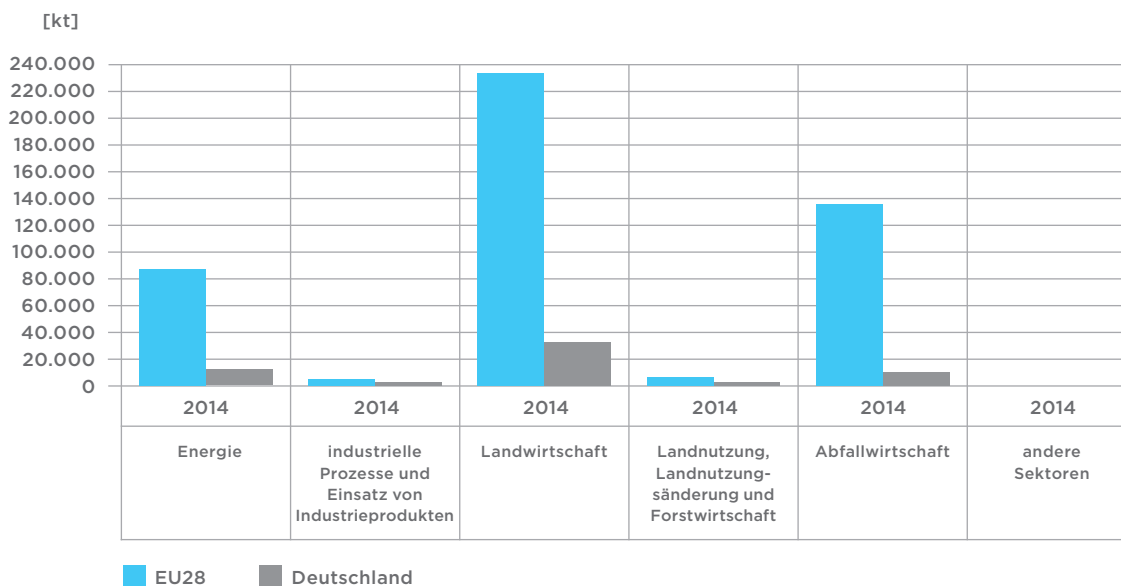


Abbildung 7a: Methanemissionen nach Sektor in Europa und Deutschland (CO₂-Äq. in kt).

Quelle: Europäische Umweltagentur (EEA).

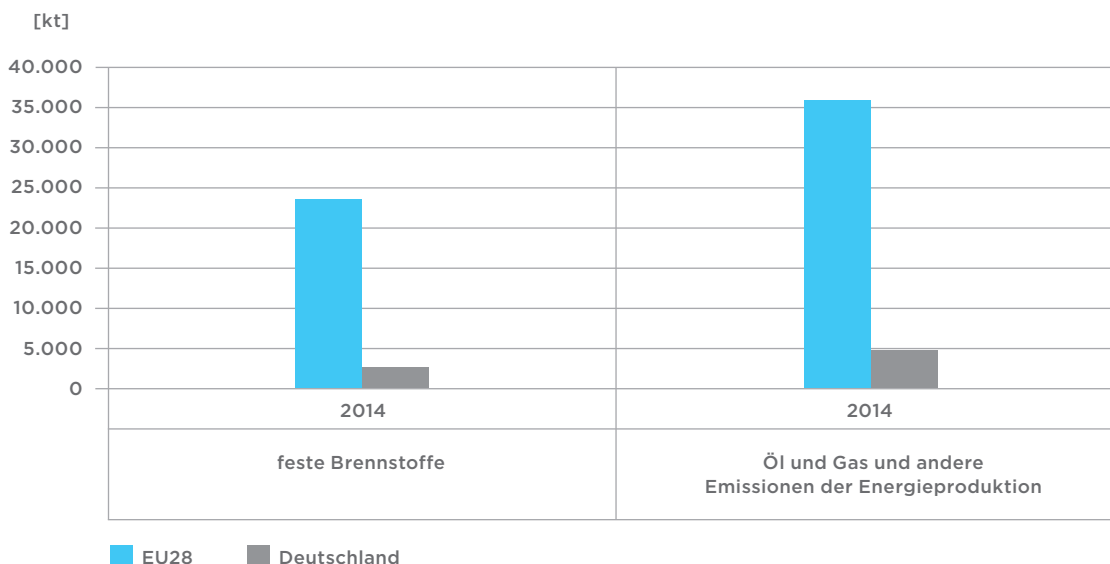


Abbildung 7b: Methanemissionen aus festen Brennstoffen und Öl und Gas in Europa und Deutschland (CO₂-Äq. in kt).

Quelle: Europäische Umweltagentur (EEA).

2014 beliefen sich die Gesamtmethanemissionen im Öl- und Gassektor in Deutschland auf 5 Mt (CO₂-Äquivalent im 100-Jahres-Zeithorizont) in Relation zu 2,5 Mt aus festen Brennstoffen (vorwiegend Kohle) (siehe Abb. 7).⁴³ Der UNFCCC-Inventarbericht 2016 für Deutschland (Meldung der letzten Emissionen für das Jahr 2014) offenbart, dass das Verteilungssegment für mehr als die Hälfte der Gesamtmenge verantwortlich ist. Zusammen mit den Übertragungsleitungen sind es fast 90% aus (siehe Abb. 8a). Die Produktion macht dabei nur 1% der Gesamtemis-

sionen aus. Die Kategorie „andere“ in der Abbildung beinhaltet Emissionen von Anlagen zur Erdgasnutzung, während die Emissionen aus Entlüftung und Abfackelung zusammen mit der Ölproduktion erfasst werden (2,4 Millionen Tonnen im Jahr 2014).⁴⁴ Trotz der geringen Menge von Gas, die im Inland produziert und verarbeitet wurde (9,2 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2014),⁴⁵ können diese Schätzungen als konservativ eingestuft werden, wie zu einem späteren Zeitpunkt noch erläutert werden wird.

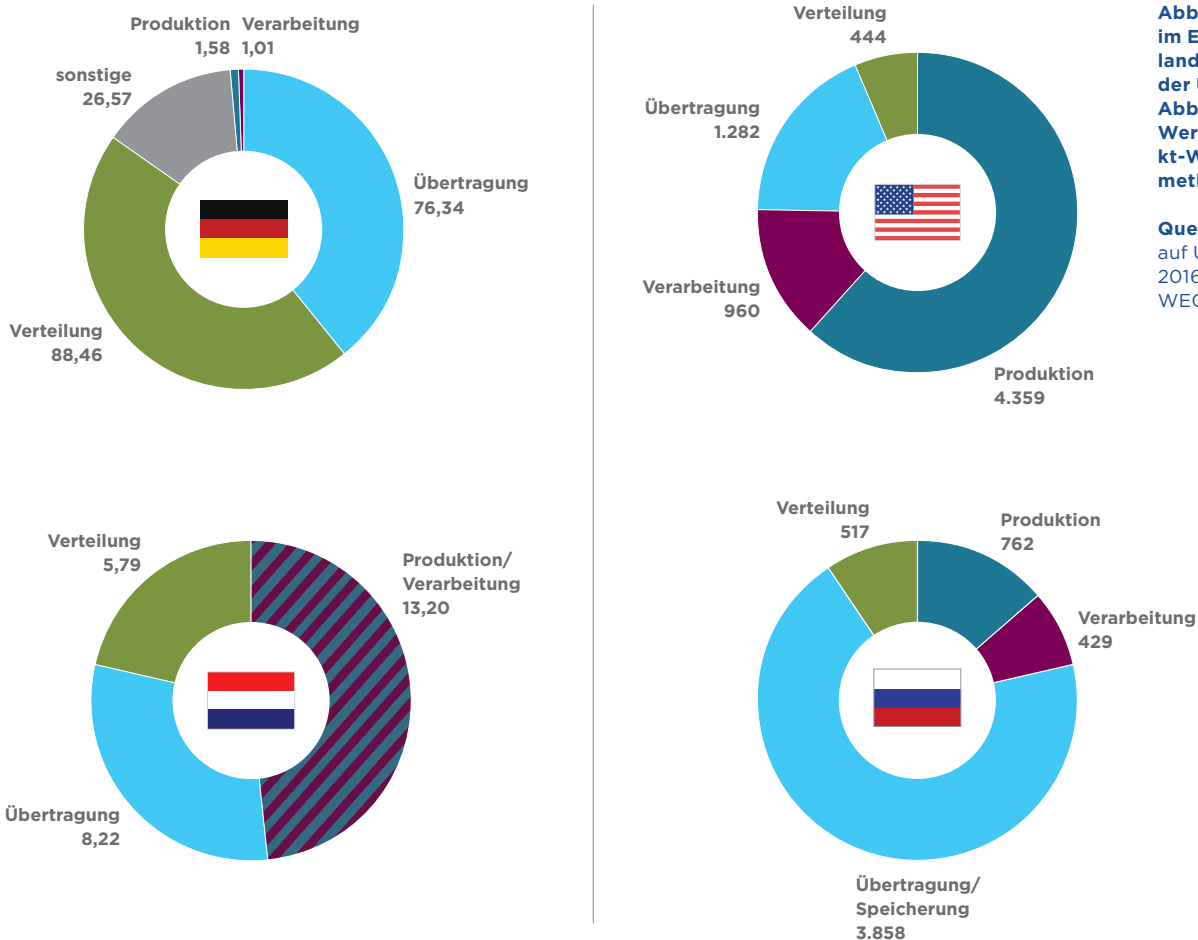


Abbildung 8: Methanlecks im Erdgassystem Deutschlands, der Niederlande und der USA, 2014. Die in der Abbildung angegebenen Werte entsprechen den kt-Werten des Gesamtmethans in jedem Sektor.

Quelle: IASS, basierend auf UNFCCC (eingereicht 2016), UVP, BVEG (früher WEG), BMWi (2016), NLOG.

⁴³ EEA (2016). EEA greenhouse gas - data viewer. Verfügbar unter: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁴⁴ Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (2015). *Jahresbericht 2014/2015 - Zahlen und Fakten*. verfügbar unter: <http://www.bveg.de/Medien/Publikationen/Jahresberichte>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁴⁵ Ebd.

In den USA sind die Hauptemissionsquellen gegenteilig gelagert: Produktion und Verarbeitung sind für drei Viertel, die Verteilung lediglich für etwa 5% der Gesamtemissionen verantwortlich. In Russland machen Übertragung und Lagerung den größten Teil der Methanemissionen aus, gefolgt von der Produktion. Die entsprechenden Werte der Niederlande liegen dazwischen. Produktion und Verarbeitung bedingen hier zusammen etwa 50% der Gesamtemissionen, der Rest verteilt sich gleichmäßig auf Übertragung und Verteilung. Die Tatsache, dass die USA und Russland in Bezug auf ihre Gasversorgung autark sind, während Deutschland nur etwa 10% des nationalen Bedarfs selbst produziert, kann diese Abweichung teilweise erklären: Betrachtet man die Emissionen des Produktionssektors als Anteil am gesamten Gasausstoß, so ist der Beitrag Deutschlands ca. 30-mal geringer als der der USA (siehe Abb. 9). Um die nicht vorhandene Korrelation zwischen Gasproduktionsmengen und -lecks zu untermauern, werden Norwegen und die Niederlande als Beispiele herangezogen: Beide Länder geben Methanemissionen an, die deutlich unter den entsprechenden Werten Deutschlands liegen (in Norwegen betragen sie beinahe null), obwohl dort sehr große Mengen Erdgas produziert werden. 2014 lagen die Gesamtmethanemissionen im Erdgassektor in Norwegen bei 2,8kt, in den Niederlanden bei 27,2kt und in Deutschland bei 194kt.⁴⁶ Für diese Diskrepanz können sowohl die strengen Umweltstandards in Norwegen und den Niederlanden als auch ein Mangel an genauen Messungen als Erklärung herangezogen werden. Offensichtlich konzentrieren sich die Methanemissionen je nach Land auf verschiedene Stadien der Gaskette: In den USA sind die Bereiche Produktion und Übertragung sowohl in absoluten als auch in relativen Zahlen von einem erheblichen Ausstoß von Emissionen geprägt, während dies auf Russland nicht zutrifft. In Deutschland liegen die Emissionen in den zuvor angesprochenen Sektoren – ebenfalls sowohl in absoluten als auch in relativen Zahlen – auf einem niedrigen Niveau; in den Niederlanden ist der

entsprechende Wert im relativen Vergleich hoch, in absoluten Zahlen jedoch niedrig. Diese enormen Abweichungen lassen sich weder durch Methoden noch durch Rechtsvorschriften angemessen erklären.

Ähnliche Unstimmigkeiten zeigen sich bei einer Analyse der Methanlekraten in verschiedenen Erdgassegmenten der Erdgaslieferkette in Deutschland, den Niederlanden, Russland und den USA (siehe Abb. 9). In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die Quellenbestände unterschiedliche Schätzverfahren, Ausführungen und Berichtseinheiten aufweisen, was den folgenden quantitativen Analysen zwangsläufig Beschränkungen auferlegt. In manchen Fällen unterscheiden sich beispielsweise die Einheiten der Aktivitätsdaten voneinander, was einen Vergleich – angesichts des Stufenansatzes, der für diesen speziellen Parameter verwendet wird – erschwert (gCH₄-Austritte aus den Leitungen können z. B. wie folgt angegeben werden: i. als Menge von strömendem Gas; ii. als Leitungserweiterungseinheiten). Dennoch ist es möglich, Diskrepanzen festzustellen und hervorzuheben, die so ausgeprägt sind, dass sie eine tiefer gehende Betrachtung verdienen. Bemerkenswert ist beispielsweise, dass das Produktionssegment (ohne Verarbeitung) in den USA für einen Verlust von 0,68%⁴⁷ der Gesamterdgasproduktion verantwortlich ist, was 62% der Gesamtmethanverluste in der Erdgaslieferkette entspricht. Damit liegt dieser Wert deutlich über seinem russischen Gegenstück, wo bei der Produktion nur 0,2% des Gesamtvolumens verloren gehen. In Deutschland hingegen sind die Verluste in diesem Sektor laut Datenquelle unwesentlich: Im Bereich der Förderung sind sie irrelevant, in der Produktion liegen sie bei etwa 0,025% (wobei zu beachten ist, dass die Emissionen des Öl- und Gassektors zusammengefasst wurden). In den Niederlanden zeigt sich ein ähnliches Szenario: Nimmt man Gasproduktion und -verarbeitung zusammen, betragen die Verluste lediglich 0,029% des insgesamt produzierten Erdgases.

⁴⁶ UNFCCC (2016). *Common Reporting Format* (2016). Verfügbar unter: http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁴⁷ Eigene Berechnungen. Datenquellen: UNFCCC, Nationaler Inventarsbericht der USA (2016); Energy Information Administration. Daten für 2014.

Im Bereich des Übertragungssystems stoßen die Niederlande offensichtlich etwa ein Zehntel der in Deutschland freigesetzten Menge aus (wo das Versorgungsnetz großflächiger ist und aufgrund seiner geografischen Lage höhere Durchflussraten aufweist). Im großflächigeren deutschen Netzwerk gibt es entsprechend mehr Quellen für Austritte. Außerdem wurden kürzlich weitere Übertragungsnetzkomponenten, z. B. Hochdruckkompressorstationen, Schiebemuffen und andere Systeme zur Messung und Regulierung des Gasdrucks, ausgewertet und die zugehörigen Emissionen in den UNFCCC-Inventarbericht aufgenommen. Insbesondere hinsichtlich der Schiebemuffen schätzen die Autoren die Emissionsfaktoren als konservativ ein, weil sie aus veralteten Studien über Fernübertragungsleitungen in Russland stammen. In den Niederlanden hingegen dauern die Messungen mithilfe von LDAR-Geräten (Leak Detection and Repair, Lecksuch- und Reparaturprogramm) laut dem niederländischen Nationalen Inventarbericht (NIR) noch an.

Trotz eines vergleichbaren Entwicklungsstands der Übertragungsnetzwerke weisen die Emissionen der USA und Russland in diesem Segment deutliche Unterschiede auf. Die Zahlen belegen eine Inversion der Emissionsraten: In Russland betragen sie 0,9% im Vergleich zu 0,2% in den USA. Auch der Verteilungssektor in den vier analysierten Ländern weist eine große Varianz auf, die von 0,04% in den Niederlanden bis zu beinahe 0,4% in Deutschland reicht. Auch die USA geben eine Leckrate von unter 0,1% an (siehe Abb. 9). Nachdem es an unabhängigen Untersuchungen für diesen Sektor in den USA mangelt (insbesondere hinsichtlich der Produktionssysteme), sollen an dieser Stelle der qualitative Charakter dieser Schätzungen und das Fehlen eines umfassenden (und dringend notwendigen) Verständnisses der tatsächlichen Emissionseinheiten betont werden.

Nur wenige Länder haben bisher erkannt, dass Methan ein großes Problem für das Klima darstellt, und entsprechende Gesetze zur Reduzierung von Methanemissionen erlassen. Die Obama-Regierung unterstrich ihr Engagement für die Verlangsamung des Klimawandels und, in diesem Zusammenhang, die Reduzierung von Methanemissionen. Aus diesem Grund wurde im Januar 2015 im Rahmen einer INDC angekündigt, dass die Methanemissionen im Öl- und Gassektor bis 2025 um 40% 45% unter die Werte von 2012 gesenkt werden sollen. Die angegebenen Reduzierungsmaßnahmen beinhalten unter anderem eine Reihe von allgemein akzeptierten Standards für Methan, erhöhte Bemühungen im Bereich der Lecksuche und Verbesserungen bezüglich der Leckquantifizierung.⁴⁸ Russland führte bereits in den 1990er-Jahren Umweltafgaben ein. Der Föderale Dienst für die Überwachung von Rohstoffen (Rosprirodnadzor)⁴⁹ legt die zulässigen Höchstkonzentrationen von Schadstoffen, insbesondere Methan, fest. Die Nichteinhaltung dieser Richtlinien kann Mindestabgaben (für Emissionen im Bereich der Emissionsgrenzwerte), mittlere Abgaben (für Emissionen im Rahmen der temporären Emissionsgrenzwerte) oder hohe Abgaben (für Emissionen, die die temporären Emissionsgrenzwerte übersteigen) zur Folge haben.⁵⁰ Die Grundgebühr für Methanemissionen liegt dabei bei 0,62 Dollar/Tonne Methan, für Emissionen im Rahmen der temporären Emissionsgrenzwerte bei 3,12 Dollar/Tonne Methan und für Emissionen, die die temporären Emissionsgrenzwerte übersteigen,⁵¹ bei 15,62 Dollar/Tonne Methan.⁵² Gazprom führte in Zusammenarbeit mit zahlreichen internationalen Partnern Projekte durch, um eine Einschätzung der Methanlecks im russischen Gasystem zu erhalten: mit der US-amerikanischen EPA (1995), Ruhrgas (1997), dem Max-Planck-Institut/dem Wuppertal-Institut (2002), dem Wuppertal-Institut/E.ON (2005, 2007), der IEA (2006), dem US Pacific Northwest National Laboratory (2010) und Gasunie (2014).

⁴⁸ White House (2015). *Fact Sheet: Administration Takes Steps Forward on Climate Action Plan by Announcing Actions to Cut Methane Emissions*. Verfügbar unter: <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2015/01/14/fact-sheet-administration-takes-steps-forward-climate-action-plan-anno-1>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁴⁹ Sowohl der Föderale Dienst für die Überwachung von Rohstoffen (Rosprirodnadzor) als auch der Russische Föderale Dienst für Hydrometeorologie und Umweltüberwachung (Roshydromet) sind Dienste, die zum Ministerium für Natürliche Ressourcen und Umwelt gehören.

⁵⁰ Evans, M., Roshchanka, V. (2014). Russian policy on methane emissions in the oil and gas sector: A case study in opportunities and challenges in reducing short-lived forcers. - *Atmospheric Environment*, 92, S. 199-206.

⁵¹ Aufgrund der Entwertung des Rubels sanken die Abgaben des US-Dollar-Gegenwerts. Beispielsweise betragen sie 2013 entsprechend 1,57 \$ pro Tonne, 7,85 \$ pro Tonne und 39,25 \$ pro Tonne.

⁵² Regierung der Russischen Föderation (2014). *Regierungsdekret Nr. 344*. verfügbar unter: <http://docs.cntd.ru/document/901865490>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

4.3 Gründe für Abweichungen in den Emissionsdaten

Einige Gründe sind dafür verantwortlich, dass sich die bisher abgegebenen Schätzungen der Methanemissionen stark voneinander unterscheiden: Während die angewendeten regionalen Standards und Technologien als Hauptursache für die Abweichungen zwischen den einzelnen Ländern gelten können, kann auch das unzureichende Verständnis der Gesamtheit des Phänomens in diesem Kontext eine wichtige Rolle spielen.

Im Rahmen eines Erklärungsversuchs der im Verteilungssektor festgestellten Abweichung zwischen Deutschland und den Niederlanden – Ländern, in denen ähnliche Anlagen verwendet werden –, treten weitere Fragen auf: Um besagte Abweichung erklären zu können, müsste die Pipeline-Ausdehnung pro verbreiteter Gaseinheit pro Kopf in Deutschland höher sein, was jedoch nicht der Fall ist. Diese Unregelmäßigkeit lässt sich stattdessen besser anhand der von den beiden Ländern gemeldeten Emissionsfaktoren erklären, die jeweils auf einem Dreistufenansatz basieren (den verfügbaren länder- und technologiespezifischen Emissionsfaktoren). Der Durchschnittskoeffizient, der den Materialmix im Pipeline-Netzwerk ausmacht, beträgt in Deutschland 175 kg/km. Für die Niederlande wird dieser Wert im Einzelnen nicht angegeben, weshalb hier ein Bereich zwischen 35 kg/km und 51 kg/km angenommen wird (ausgehend von den Emissionsfaktoren für Nieder-, Mittel- und Hochdruckkunststoffrohrleitungen). In der Realität bestehen nur noch 3,5 % des gesamten niederländischen Pipeline-Netztes aus Graugusswerkstoff (für Stahlrohre und duktile Gussrohre liegen keine Daten vor), was den konservativen Charakter der Werte untermauert. Stahlrohre, duktile Rohre und Graugussrohre weisen bedeutend höhere Emissionsfaktoren auf, die von 62 kg/km bis 445 kg/km reichen.⁵³ Auch in Deutschland hat sich der Anteil dieser Rohre in den letzten Jahren erheblich verringert, und zwar auf Werte von 0,08 %, 2,4 % bzw. 7,8 %.⁵⁴ Auf der Grund-

lage der verfügbaren Daten lässt sich die große Diskrepanz zwischen den Emissionsfaktoren der beiden Länder somit nicht auf das Rohrleitungsmaterial zurückführen.

Für die festgestellten Abweichungen können außerdem die Anwendung unterschiedlicher Berichtsmethoden und deren Qualität sowie die mangelhafte Genauigkeit der Emissionsfaktoren und der Aktivitätsdaten verantwortlich gemacht werden, während andere Faktoren wie z. B. der Zustand der nationalen Infrastruktur (d. h. der Pipeline-Zustand sowie Materialien und Wartungsstandards) nicht immer umfänglich abgebildet werden und tiefer gehend untersucht werden müssen. Aus diesem Grund sind die bedeutenden Abweichungen der Emissionen in den vier untersuchten Ländern strittig, wenn man die Übereinstimmungen in den Energiesystemelementen und -technologien entlang der Produktionskette in Betracht zieht. Des Weiteren spiegeln die deutlichen Unterschiede der Emissionsfaktoren (z. B. von Kunststoffrohrleitungen) kaum die Realität wider, obwohl sie an nationale Richtlinien und Messungen gebunden sind. Trotz unterschiedlicher regionaler Richtlinien operieren Unternehmer und Dienstleistungsunternehmen im Gewinnungssektor international und wenden weltweit ähnliche Technologien und Standards an. Wie bereits besprochen, offenbarten zahlreiche Messkampagnen in den USA die tatsächlichen Klimaauswirkungen dieser Aktivitäten und lieferten empirische Einschätzungen. Eine ähnliche Situation ist für Deutschland zu verzeichnen, insbesondere für den dortigen Übertragungs- und Verteilungssektor. Das Umweltbundesamt (UBA) bereitet den deutschen Inventarbericht für dessen Einreichung beim UNFCCC vor. Die entsprechenden Daten und andere Informationen (z. B. Emissionsfaktoren, Ergebnisse der jüngsten Messkampagnen etc.) erhält es von Industrieverbänden und Institutionen wie dem BVEG (früher WEG), dem DVGW und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).⁵⁵ Gasverteilungs-Pipelines unterliegen regelmäßigen Kontrollen und die Emissionsfaktoren

⁵³ UNFCCC (2016). *Germany, Common Reporting Format*. Verfügbar unter: http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁵⁴ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2016). Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014. *Energie, Wasser-praxis*. Verfügbar unter: http://www.strukturdatenerfassung.de/fileadmin/strukturdaten/gasstatistik2011_2014.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁵⁵ Entsprechend dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. und dem Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.

werden ständig verbessert. Entsprechend den Daten, die vom BDEW und dem UBA (Letzterer ist auch Autor des Inventarberichts) bereitgestellt wurden, basieren die angestellten Berechnungen auf der dreistufigen Methode. Die Emissionsfaktoren wurden anhand von Messungen im letzten Jahr bestätigt und vom DBI, einem unabhängigen Unternehmen, das Messungen und Analysen durchführt, veröffentlicht. Die Angaben zu den in Deutschland in den Bereichen Förderung und Produktion anfallenden Emissionen basieren hingegen auf Schätzungen von nationalen Experten und Unternehmenspartnern und werden unseres Wissens weder durch öffentlich verfügbare Messungen noch durch externe, unabhängige Studien untermauert. Aus diesem Grund ist es schwierig, zu beurteilen, wie die Einschätzung dieser Emissionen erfolgt und ihre Korrektheit zu bewerten.

Wie bereits angesprochen, wurden in den letzten Jahren neben der Übertragungslinie (deren Emissionsfaktoren ebenfalls strenge Zertifizierungsprozesse durchlaufen haben) auch das Verteilungssegment (und in geringerem Maß das Übertragungssegment) sowie der US-amerikanische Produktionssektor einer gründlichen Untersuchung unterzogen. Vielleicht ist es kein Zufall, dass deutsche Verteilungs-Pipelines und US-amerikanische Produktionsanlagen für nahezu 50% bzw. mehr als 60% der Gesamtemissionen verantwortlich sind. Damit liegt ihr Beitrag deutlich über dem anderer Segmente und/oder Länder. Gezielte Erhebungen scheinen die Methanemissionsbestandsaufnahmen nach oben zu revidieren. Dieser Umstand sollte eine Warnung sein vor der allgemeinen Unzuverlässigkeit veralteter Datenbanken und unzureichend untersuchter Sektoren.

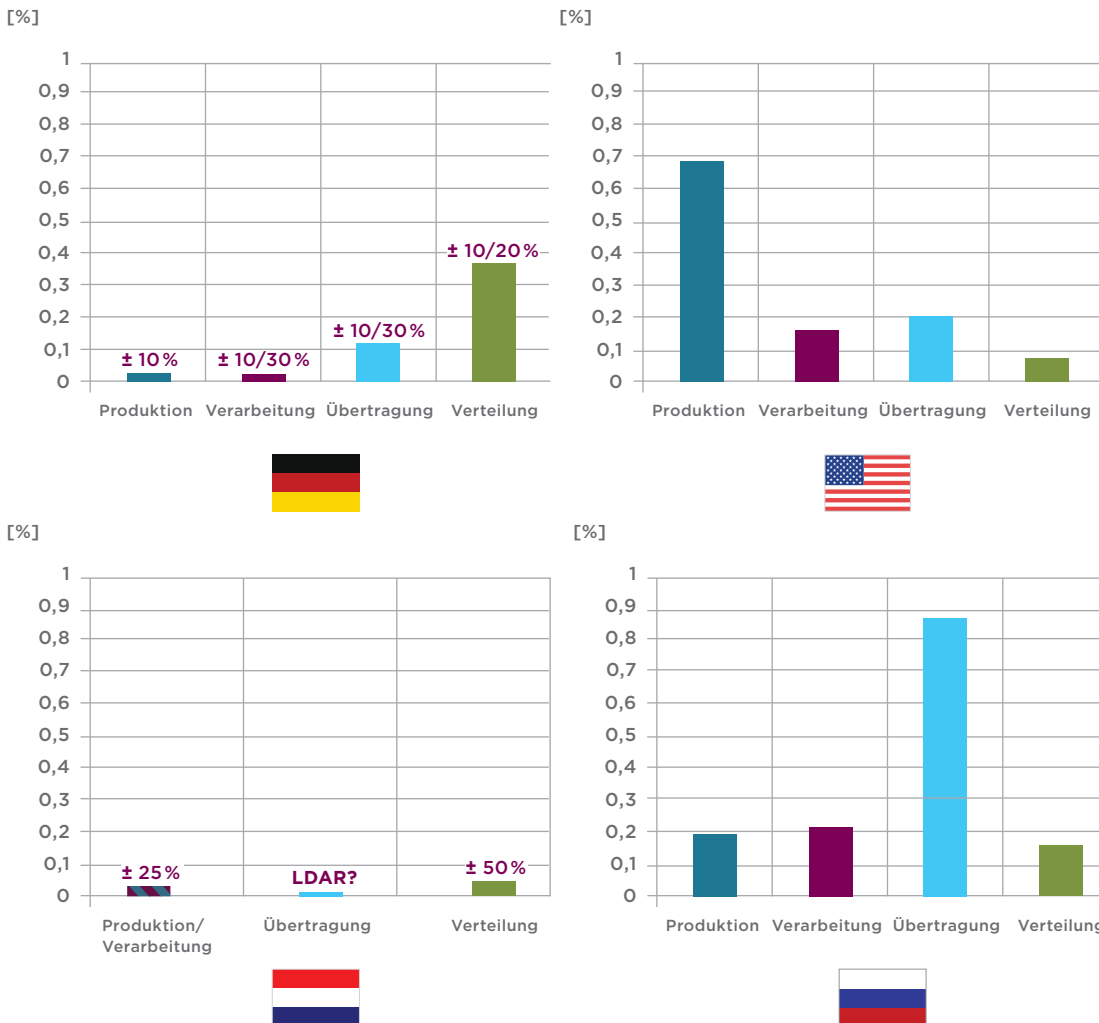


Abbildung 9: Methanleckraten im Erdgas-system Deutschlands, der Niederlande und der USA (Prozentsatz des insgesamt verarbeiteten Gases).

Quelle: Inventarberichte an UNFCCC (2016), BMWi (2014), NLOG, UVP, BVEG (früher WEG). Die Werte des Übertragungs- und Verteilungssektors wurden auf der Grundlage unserer Annahmen berechnet und sollten daher als vorläufig betrachtet werden. Die rote Beschriftung in den Histogrammen beschreibt jeweils das Ausmaß der Unbestimmtheit, die in den NIR-Berichten des UNFCCC angegeben wird; LDAR (Lecksuch- und Reparaturprogramm).

Abbildung 10: Hauptgründe für Diskrepanzen der Daten.

- Messungen mit unterschiedlichen Emissionsberechnungsmethoden und/oder Vorrichtungen;
- Unterschiedliche Messungsjahre (mit Auswirkungen auf die Technologien) und fehlende Aktualisierungen;
- Länderspezifische Anforderungen/Überprüfungen der Datenqualität und nationale Messüberwachungen;
- Unterschiedliche Berichtssysteme für die UNFCCC-Berichte (unterschiedliche Stufen);
- Unterschiedliche Untersuchungsniveaus in den Untersektoren (Produktion etc.);
- Unterschiedliche Emissionsfaktoren für ähnliche Infrastrukturen (z. B. Pipelines);
- Häufig unvollständige Aktivitätsdaten;
- Spezielle Pipeline-Struktur und Bevölkerungsdichte;
- Qualität der nationalen Infrastruktur.

Eine weitere Schwierigkeit beim Vergleich unterschiedlicher Länder sind die unterschiedlichen Methoden, die bei der Berechnung von Emissionen zur Anwendung kommen. Wie zuvor erwähnt, werden drei Methoden für die Messung von Emissionen empfohlen, die mit den UNFCCC-Standards übereinstimmen. Jede dieser Methoden muss in Abhängigkeit von der Qualität nationaler Datenbanken angewendet werden, was Unterschiede in der Komplexität mit sich bringt. Die vereinfachten Ansätze (als *TIER 1* bezeichnet), die mit Standardemissionsfaktoren aus den IPCC-Leitlinien arbeiten, weisen ein hohes Maß an Unsicherheit auf und führen im Vergleich zu anderen Methoden häufig zu höheren Emissionsschätzungen. Anspruchsvollere Ansätze (als 2- oder 3-stufige Ansätze bezeichnet), die sich bei

der Erfassung der unterschiedlichen Elemente des Gasnetzes länderspezifischer Emissionsfaktoren bedienen, sind verlässlicher und genauer.⁵⁶ Dennoch sind auch diese speziellen Emissionsfaktoren häufig das Ergebnis unterschiedlicher, in anderen Ländern festgelegter Emissionsuntersuchungstechniken (siehe Abb. 10). Diese beträchtlichen operativen Unterschiede, die manchmal sogar innerhalb ein und desselben Landes verzeichnet werden, verhindern einheitliche und vergleichbare Emissionsschätzungen im europäischen Gassektor. Initiativen in Zusammenarbeit mit internationalen Partnern bewerten den tatsächlichen Umfang von Vergleichen und sind bestrebt, potenzielle einheitliche Methoden festzulegen, die in den europäischen Ländern angewendet werden können.⁵⁷

⁵⁶ Für weitere Informationen siehe: IPCC (2006). *Task Force on National Greenhouse Gas Inventories*. Verfügbar unter <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁵⁷ Siehe z. B.: <http://www.gerg.eu/>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

- Battelle Methode 1989 → angewendet von Belgien, (Italien)
- Battelle Methode 1994 → von der Schweiz angewendet;
- FH ISI Methode 2000 → von Deutschland und den Niederlanden (Schweden) angewendet;
- Stoller-DBI Methode 2012 → von Deutschland angewendet;
- British Gas/Nationales Versorgungsnetz Methode → von Großbritannien angewendet
- GRDF/ENGIE Methode → von Frankreich angewendet;
- Gas Natural Fenosa Methode → von Spanien angewendet;
- EPA Methode → von den USA angewendet;
- IGU Methode 2000/IPCC Richtlinien 2006 → von Rumänien angewendet;
- Methode über den Verkauf von Erdgas → von Polen angewendet

Abbildung 11: Liste von Methoden⁵⁸ für Emissions-schätzungen im Gasverteilungsnetz, welche im GERG-Projekt untersucht wurden.

Quelle: DBI GUT GmbH.

Ein weiteres offensichtliches Beispiel für eine Daten-diskrepanz, die aus dem Einsatz unterschiedlicher Methoden resultiert, ist Russland. Selbst innerhalb der nationalen Bestände ist die Varianz beträchtlich: Abbildung 12 zeigt Emissionsbewertungen, die von Gazprom und dem Föderalen Institut für globales Klima und Ökologie gemeldet wurden, das die Berichte Russlands für die UNFCCC vorbereitet und dort einreicht. Für seine Bewertung wendet Gazprom eine national zertifizierte Methode an, die je-

doch noch keinen „offiziellen“, den IPCC-Standards entsprechenden Charakter erlangt hat. Aus diesem Grund werden für die Berechnung der Emissionen in Russland Standardemissionsfaktoren verwendet, die eigentlich für Entwicklungsländer herangezogen werden.⁵⁹ Eine Einreichung einer nationalen Emissionsmethode zur Genehmigung durch das IPCC ist derzeit jedoch in Planung und könnte den Umfang der Emissionen beträchtlich senken.

⁵⁸ Italien wendet die Emissionsfaktoren von Battelle, aber auch von weiteren Quellen an. Laut dem schwedischen Nationalen Inventarbericht (NIR) von 2014 setzt Schweden mit der Methode von FH ISI einen Emissionsfaktor ein, der für das niederländische Verteilungsnetz entwickelt wurde. GRDF/ENGIE ist das Zentrum für Forschung und operative Expertise, welches sich mit Gas, neuen Energiequellen und sich entwickelnden Technologien beschäftigt. GNF wendet von Marcogaz und weiteren Studien bereitgestellte Faktoren an. Die einzige Ausnahme stellen Mitteldruckpolyethylenetze dar, bei denen Emissionen anhand von Emissionsfaktoren geschätzt werden, die durch eigene Messungen mit einem Druckänderungsverfahren ermittelt werden.

⁵⁹ Davydova, A. (2016). Gazprom und Roshydromet stimmten den Schätzungen der Methanemissionen in Russland nicht zu. *Kommersant* (in russischer Sprache). Verfügbar unter: <http://www.kommersant.ru/doc/2984626>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

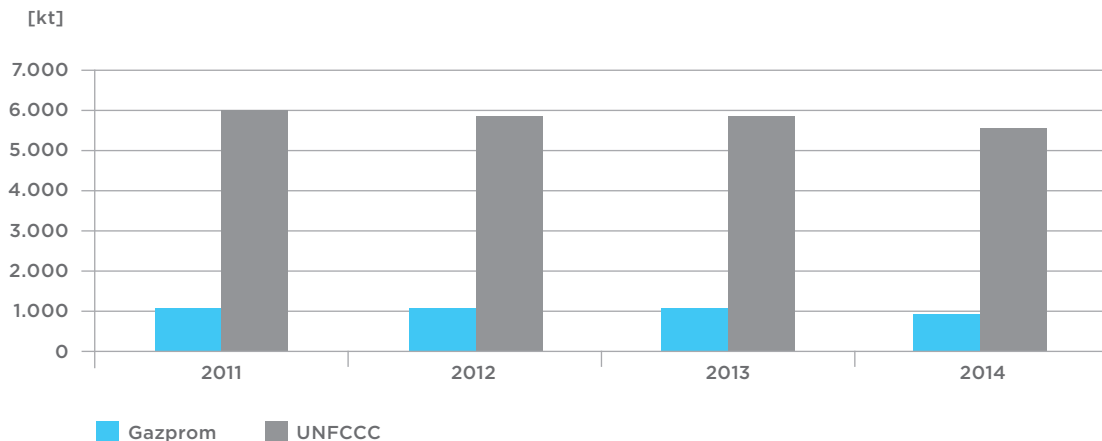


Figure 12: Methanemissionen (in kt) aus Erdgas-systemen in Russland.

Source: Gazprom-Umweltberichte, Russischer Inventarbericht (2016 bei der UNFCCC eingereicht).

Die untersuchten weltweiten Veröffentlichungen zu Methanemissionen belegen größtenteils, dass nur sehr wenige Emissionsfaktoren durch empirische Messungen verifiziert wurden. Eine vom polnischen Öl- und Gasinstitut durchgeführte Untersuchung,⁶⁰ die eine Kalkulation der Emissionsgrade für ein virtuelles Gassystem anhand unterschiedlicher Methoden umfasst, belegt eine erhebliche Diskrepanz zwischen den Ergebnissen, die von 30 Gg bis 170 Gg reichen (genauer gesagt liegen die Werte im Übertragungssektor zwischen 13% und 55% und im Verteilungssektor zwischen 42% und 85%). Dementsprechend geht aus der Studie hervor, dass „Emissionsfaktorenbestandslisten, die ausschließlich auf Literaturangaben beruhen, äußerst ungenaue Ergebnisse liefern“. Sie kommt zu dem Schluss, dass „eigene Messungen stets unerlässlich sind, zumindest, um die Wahl des Emissionsfaktors zu überprüfen“.

4.4 Emissionen von konventionellem und unkonventionellem Erdgas

Bei der Analyse von Methanemissionen während der Gasrückgewinnung müssen unterschiedliche Gewinnungstechniken erörtert werden, die in den hier untersuchten Ländern zur Anwendung kommen. Diese könnten nämlich zumindest teilweise für die

großen Abweichungen der Methanemissionen verantwortlich sein, die in diesem Bericht angesprochen wurden. In den USA kommt die Technik des Hydraulic Fracturing in Schieferlagerstätten häufig zum Einsatz, in Europa dagegen wird sie lediglich bei speziellen Vorkommen verwendet. Die Unterscheidung zwischen konventionellem und unkonventionellem Erdgas ist etwas willkürlich und nicht ausschließlich durch die geologischen Parameter der Lagerstätte oder des Gases bedingt, weshalb sie, insbesondere bei Laien, häufig für Verwirrung sorgt. Tight Gas beispielsweise (Gas, das sich in Lagerstätten mit geringer Durchlässigkeit befindet und deshalb durch Frakturierung gewonnen werden muss) wird in den USA als unkonventioneller Rohstoff eingestuft,⁶¹ während es in Europa im Allgemeinen als konventionelles Erdgas gilt.⁶² Insbesondere im US-amerikanischen Sprachgebrauch bezieht sich der Begriff „Tight“ mitunter auf sämtliche Gaslagerstätten mit einer geringen Durchlässigkeit, die ein Fracking erfordern. Damit sollen diese Lagerstätten von Quellen differenziert werden, die konventionelles Gas enthalten.

Messkampagnen zu Öl und Gas produzierenden Anlagen in den USA spielen eine entscheidende Rolle bei der Festlegung von Strategien gegen Gasverluste. Über fast allen Gasanlagen sowie in Regionen, in de-

⁶⁰ Öl- und Gasinstitut (2003). *Inventory of Methane Emissions from Gas Industry – The Problem Solved or Still Opened?* Verfügbar unter: http://members.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10292_1045234635_15234_1.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁶¹ Total, verfügbar unter: <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/unconventional-gas/presentation/three-main-sources-unconventional-gas>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁶² Wintershall. *How fossil fuels move the world – natural gas*. Verfügbar unter: <http://www.wintershall.com/en/different-types-of-reserves-tight-gas-and-shale-gas.html>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

nen Öl produziert wird, wurden verdächtig hohe Methankonzentrationen festgestellt, unabhängig davon, ob das Gas oder das Öl aus unkonventionellen Lagerstätten stammte. Emissionen von Methan, anderen flüchtigen organischen Verbindungen und Stickstoffoxiden können in allen Stadien der Gewinnung sowohl aus konventionellen als auch aus unkonventionellen Lagerstätten auftreten. Im Einzelnen wurde nachgewiesen, dass die Unterschiede zwischen den Umweltbilanzen (life cycle assessments, LCAs) von konventionellem Gas und Schiefergas unwesentlich sind, wenn Best-Practice-Verfahren angewendet werden.⁶³ Eine Betrachtung der diffusen Emissionen und der Entlüftung zeigt, dass der größte Nachteil von Schiefergas gegenüber konventionellem Gas in den großen Mengen von Flüssigkeiten besteht, die an der Bohranlage gesammelt und aufbereitet werden müssen. Bei einer Produktion von Gas oder Öl ohne Fracking müssen die Flüssigkeiten zudem noch von dem normalerweise in der Lagerstätte vorhandenen Salzwasser getrennt werden (Bildung von geogenem Wasser).⁶⁴ Laut Khatib und Verbeek (2003)⁶⁵ belief sich die Menge des von der Öl- und Gasindustrie produzierten Wassers im Jahr 1999 – also noch vor der Nutzung von Fracking zum Abbau von Schiefer – auf fast 300 Millionen Kubikmeter. Die höhere Flüssigkeitsmenge, die beim Abbau von Schiefer pro Gas-

einheit (oder Öleinheit) entsteht und anschließend gesammelt und aufbereitet werden muss, steigert das Risiko, das beträchtliche Mengen von Gas in die Atmosphäre entweichen. 20 % bis 300 % des Fracking-Wassers, das insgesamt in die Erde gepumpt wird, werden vor (Rücklaufwasser) und während der Produktion (Lagerstättenwasser) in einer Bohrlochanlage⁶⁶ wieder gesammelt. Das Fracking-Wasser enthält dabei unterschiedlich viel Salzwasser, das ursprünglich aus der Lagerstätte stammt. Die anfallende und zu behandelnde Flüssigkeit entspricht folglich nicht der ursprünglichen Menge an eingeleitetem Wasser. Im Eagle-Ford- und Marcellus-Schiefer beispielsweise ist die Menge von produziertem Wasser pro Bohrloch normalerweise gering, während der Mittelwert von produziertem Wasser zu Fracking-Flüssigkeiten nach einem Jahr 100% übersteigt und nach sechs Jahren 200% erreicht.⁶⁷ Flüssigkeit und Gas werden in speziellen, abgedichteten Kammern voneinander getrennt (Bohrlochkomplettierung). Dieser Vorgang kann in hohem Maß dazu beitragen, den Austritt von Gas in die Atmosphäre zu erhöhen, sofern keine umweltfreundliche Form der Bohrlochkomplettierung (auch Reduced Emissions Completion, RECs, oder Green Completion genannt) genutzt wird.⁶⁸ Wenn dieser Prozess allerdings in Übereinstimmung mit den EPA-Vorgaben verläuft,⁶⁹ lassen sich die poten-

⁶³ Burnham, A., Han, J., Clark, C. E., Wang, M., Dunn, J. B. Palou-Rivera, I. (2012). Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal and petroleum. – *Environmental Science & Technology*, 46, S. 619–627; Department of Energy and Climate Change, DECC (2013). *Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use*. Verfügbar unter: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/237330/MacKay_Stone_shale_study_report_09092013.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016; Westaway, R., Younger, P. L., Cornelius, C. (2015). Comment on 'Life cycle environmental impacts of UK shale gas' by L. Stamford and A. Azapagic. – *Applied Energy*, 148, S. 489–495; Weber, C. L., Clavin, C. (2012). Life cycle carbon footprint of shale gas: review of evidence and implications. – *Environmental Science and Technology*, 46, S. 5688–5695.

⁶⁴ Argonne National Laboratories (2004). *A White Paper Describing Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and Coal Bed Methane*. Verfügbar unter: <http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2004/02/49109.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁶⁵ Khatib, Z., Verbeek, P. (2003). Water to value – produced water management for sustainable field development of mature and green fields. – *Society of Petroleum Engineers*, 55, S. 26–28. SPE-73853-PA.

⁶⁶ Nicot, J. P., Scanlon, B. R., Reedy, R. C., Costley, R. A. (2014). Source and fate of hydraulic fracturing water in the Barnett Shale: A historical perspective. – *Environmental Science & Technology*, 48, S. 2464–2471.

⁶⁷ Ebd.; Wilson, J. M., Van Briesen, J. M. (2012). Oil and gas produced water management and surface drinking water sources in Pennsylvania. *Environmental Practices*, 14 (4), S. 288–300.

⁶⁸ EPA (2013). *National Greenhouse Gas Emission Inventory*. Verfügbar unter: http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/7383.php. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁶⁹ EPA (2016). *Controlling Air Pollution from the Oil and Natural Gas Industry*. <http://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/implement.html>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

ziellen Gasverluste deutlich verringern oder sogar ganz vermeiden.⁷⁰ Schätzungen gehen davon aus, dass durch die Umsetzung von RECs, die für in den USA tätige Betreiber seit Januar 2015 verbindlich sind, zwischen 90% und 95% des abgefackelten Gases eingefangen werden konnten.⁷¹ Die zusätzlichen Prozessschritte, die das Gas nach seiner Trennung vom Flüssigkeitsgemisch durchläuft, sind unabhängig von der jeweiligen Gewinnungsmethode. Sämtliche Schritte wie die Abscheidung von Öl bzw. Gas, Wasser, Kondensaten, Schwefelwasserstoffen, CO₂ und Erdgaskondensaten (Natural Gas Liquids, NGLs) sowie die Einspeisung ins Pipeline-Netzwerk zur Weiterleitung an den Ort des Endverbrauchs stellen potenzielle Leckquellen für jede Form von Gas dar. Eine der häufigsten Leckquellen sind Aufwältigungen in Form von invasiven Eingriffen in Gas- oder Ölbohrlöcher, einschließlich Re-Fracturing-Maßnahmen, die gelegentlich notwendig sind, um die Schiefergasproduktion im Bohrloch aufrechtzuerhalten. Im Rahmen dieses Vorgehens kann die Menge des entweichenden Gases sowohl bei konventionellen als auch bei unkonventionellen Bohrlochern deutlich reduziert werden, sofern die REC-Maßnahmen bei der Sammlung des Rücklaufwassers sachgemäß umgesetzt werden. Zur Beseitigung von Wasser und Flüssigkeiten, die gesättigte Bohrlöcher verstopfen, kommt die Flüssigkeitsentsorgung zum Einsatz. Sie sorgt für die Wiederherstellung des normalen Gasflusses. Wird auf die Anwendung spezieller Maßnahmen zur Minimierung von Gasverlusten (Kolbenhebessyste-

me, Verdrängersysteme etc.) verzichtet, kann dieses Verfahren hohe Emissionen verursachen.⁷² Obwohl einige Autoren die Flüssigkeitsentsorgung bisher nur mit Schiefergasbohrungen in Verbindung bringen,⁷³ weisen aktuelle Daten darauf hin, dass es sich dabei um ein Verfahren handelt, das in der gesamten konventionellen Festlandförderung von Erd- und Schiefergas verbreitet ist.⁷⁴ Die Mengen an geogenem und Rücklaufwasser, die von der Lagerstätte sequestriert werden, können in Abhängigkeit von der jeweiligen Quelle schwanken und beeinflussen die Häufigkeit solcher Verfahren in höherem Ausmaß als die Art des Gases.

In der Regel sind die niedrigeren Verwertungsquoten (Ultimate Recovery Rates, URR) von Schiefergasbohrungen für die höheren diffusen Emissionen verantwortlich, auf die in verschiedenen Studien hingewiesen wird.⁷⁵ Dementsprechend wird davon ausgegangen, dass punktuelle Emissionen wie Re-Fracking und Rücklaufwasseraufbereitung bei der Berechnung von Emissionen eine verhältnismäßig größere Rolle spielen.⁷⁶ Werden diese Ausnahmen mithilfe technischer Methoden in Angriff genommen, liegen bisher keine wissenschaftlichen Belege dafür vor, dass das Problem diffuser Gasemissionen ausschließlich oder größtenteils auf Schiefergasquellen beschränkt ist. Vielmehr kann es den gesamten Gasrückgewinnungssektor betreffen.

⁷⁰ Allen, D., Torres, V. M., Thimas, J., Sullivan, D. W., Harrison, M., Hendler, A., Herndon, S. C., Kolb, C. E., Fraser, M. P., Hill, A. D., Lamb, B. K., Miskimins, J., Sawyer, R. F., Seinfeld, J. H. (2013). Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. PNAS. DOI: /10.1073/pnas.1304880110.

⁷¹ World Resource Institute (2013). *Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from US Natural Gas System*. Verfügbar unter: http://pdf.wri.org/clearing_the_air_full.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁷² EPA, verfügbar unter: <http://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20140415liquids.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁷³ Howarth, R. W., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011). Methane and greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. - *Climate Change*, DOI: 10.1007/s10584-011-0061-5; Jiang, M., Griffin, W. M., Hendrickson, C., Jaramillo, P., VanBriesen, J., Venkatesh, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. - *Environmental Research Letters*, DOI: 10.1088/1748-9326/6/3/034014.

⁷⁴ American Petroleum Institute (API) and America's Natural Gas Alliance (AGA) (2012). *Characterizing Pivotal Sources of Methane Emissions from Natural Gas Production: Summary and Analysis of API and ANGA Survey Responses*. Verfügbar unter: <http://www.api.org/-/media/files/news/2012/12-october/api-anga-survey-report.pdf>. Letzter Zugriff am 20.12.2016.

⁷⁵ Howarth, R.W. (2014). A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. - *Energy and Science and Engineering*, 2(2) S. 47–60.

⁷⁶ Vgl. Fn. 63 (DECC); Stamford, L., Azapagic, A. (2014). Life cycle environmental impacts of UK shale gas. *Applied Energy*, 134, S. 506–518.

5. Fazit

Hohe Methangasemissionen haben enorme negative Auswirkungen auf das Klima und müssen vor allem angesichts der voraussichtlichen Erhöhung der globalen Öl- und Gasproduktion berücksichtigt werden. Einerseits stellt die Drosselung von Methanemissionen eine konkrete Möglichkeit dar, zeitnah zur Verlangsamung des Klimawandels und zu einer Verbesserung der Luftqualität beizutragen; andererseits untergraben die fehlenden Anstrengungen zur Lösung des Problems die umweltfreundlichen Eigenschaften und das Potenzial von Erdgas, als Übergangsbrennstoff in eine Zukunft zu dienen, die von EE geprägt ist. Dass eine Verringerung von Methan für die erfolgreiche Bewältigung des Klimawandels entscheidend ist, ist mittlerweile ebenso anerkannt wie die Tatsache, dass der Sektor der fossilen Brennstoffe einen großen Einfluss darauf hat. Beide Aspekte erfordern schnelle gemeinsame Bemühungen zur systematischen Ermittlung der in diesem Bereich noch vorliegenden unbekannt Faktoren.

Die Unstimmigkeiten in der Einschätzung von Methanemissionen in verschiedenen Regionen lassen sich nicht immer nur mit den regionalen Gegebenheiten erklären. Das gilt vor allem dann, wenn Länder betrachtet werden, die im Hinblick auf Infrastruktur und Umweltstandards vergleichbare Bestimmungen aufweisen. Zusätzlich erschwert wird eine Bewertung der in europäischen und deutschen Gassyste-

men tatsächlich vorhandenen Methanlecks dadurch, dass die Bedeutung solcher Emissionen nach wie vor unterschätzt wird. Unserer Ansicht nach ist dies zum einen auf die ausgeprägten Unsicherheiten zurückzuführen, die aus den uneinheitlichen Methoden resultieren, zum anderen auf die unsachgemäßen Berichte und Messungen sowie Wissenslücken im Hinblick auf Methanemissionen während der Gasproduktion, die noch immer nicht geschlossen werden konnten.

Der Mangel an Daten zu Methanemissionen in Gassystemen weltweit bedingt, dass die Klimabilanzen der unterschiedlichen europäischen Gasquellen, die neben Europa (die Niederlande, Russland und Norwegen) auch andere Länder (die USA und Katar) versorgen, nicht eindeutig sind. Zu den dringendsten Fragen gehören folgende: Welche Strategien eignen sich am besten für die Bekämpfung von Methanemissionen? Welche Richtlinien und Regulierungssysteme sind notwendig, um in kurzer Zeit relevante Verbesserungen zu erzielen? Aus welchen Quellen die Methanemissionen stammen ist ebenso bekannt wie die – kostengünstigen – Technologien, mit deren Hilfe sich diese senken lassen.⁷⁷ Außerdem geht aus zahlreichen Messungen, die in den USA und Russland vorgenommen wurden, hervor, dass der Großteil dieser Emissionen auf eine kleine Zahl von Anlagen (sogenannte Superemittenten) zurückzuführen ist, die kostenwirksam verbessert werden könnten.⁷⁸

⁷⁷IPCC (2007). *Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Verfügbar unter: www.mnp.nl/ipcc/pages_media/AR4-chapters.html. Letzter Zugriff am 20.12.2016; EPA (2014). *Global Mitigation of Non-CO₂ Greenhouse Gases: 2010–2030*. Verfügbar unter: https://www3.epa.gov/climatechange/Downloads/EPAactivities/MAC_Report_2013.pdf. Letzter Zugriff am 20.12.2016. Beide Quellen enthalten Informationen zu Möglichkeiten der Methanverringerng.

⁷⁸Brandt, A. R., Heath, G. A., Cooley, D. (2016). Methane Leaks from Natural Gas Systems Follow Extreme Distributions. – *Environmental Science and Technology*, 50, S. 12512–12520; Lyon, D. R., Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Brandt, A. R., Jackson, R. B., Hamburg, S. P. (2016). Aerial survey of elevated hydrocarbon emissions from oil and gas production sites. – *Environmental Science & Technology*, 50(9), S. 4877–4886.

Regierungen, EU-Institutionen und die Öffentlichkeit zeigen ein steigendes Interesse an diesem Thema, was wir als sehr ermutigend empfinden. Aktuell gibt es zahlreiche Projekte zur Methanemissionsreduzierung, die von der UN, der IEA, der Europäischen Kommission und weiteren Organisationen angeführt werden. Für konkrete Ergebnisse ist eine Zusammenarbeit von Forschungsinstituten, politischen Entscheidungsträgern und der Unternehmenswelt unerlässlich. Gemeinsame internationale Anstrengungen, die auf eine Lösung der vielfältigen Probleme abzielen, die mit der Schätzung von Methanlecks und den IPCC-Leitlinien verbunden sind, würden nicht nur den beteiligten wissenschaftlichen, politischen und privatwirtschaftlichen Akteuren unschätzbare Einblicke verschaffen, sondern auch die herausragende Bedeutung dieses Themas für Anstrengungen zur Bekämpfung des Klimawandels hervorheben. Genauer gesagt könnten gemeinsame Bemühungen unter Einbeziehung wichtiger inner- und außereuropäischer Akteure und Regierungen (z. B. der EU, Deutschlands, Russlands, der USA) dafür sorgen, dass Methanlecks in der Öl- und Gasindustrie bei den kommenden wichtigen internationalen Treffen, beispielsweise dem G20-Gipfel oder dem COP-23-Treffen, auf der politischen Tagesordnung stehen.

Trotz einiger Fortschritte bestehen noch immer erhebliche Wissenslücken und Unklarheiten. Schon ein geringes Ausmaß an Methanlecks wird schwerwiegende Auswirkungen auf unser Klima haben; das gilt vor allem für das Überschreiten von Wendepunkten innerhalb des Systems, denn dies würde unvorhersehbare und möglicherweise katastrophale globale Folgen nach sich ziehen. Aus der Perspektive der Nachhaltigkeit ist es besonders wichtig, dass sich die Akteure im Bereich der Klima- und Energiepolitik, insbesondere aber auch der Gasindustrie bezüglich der sensiblen blinden Flecken und der wahren Auswirkungen von Erdgas um Aufklärung bemühen. Angesichts der aufgeführten Unterschiede und der potenziellen Mängel der gegenwärtigen Messungen müssen diese Bewertungen zum einen auf wissenschaftlich fundierten Methoden basieren und zum anderen hohe Maßstäbe hinsichtlich der Transparenz von Messungen und Daten erfüllen. Unsere Vorsorgeprinzipien implizieren, dass, sofern nicht umgehend gesicherte gegenteilige Beweise erbracht werden, letztendlich von großen Methanverlusten ausgegangen werden muss. Ausgehend von dieser Annahme kann Erdgas weder als Rohstoff für nachhaltige Energiesysteme noch als Übergangsbrennstoff auf dem Weg zu Energiesystemen empfohlen werden, die auf der Grundlage von EE basieren. ■



IASS Working Paper Dezember 2016

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Kontakt:

Lorenzo Cremonese: lorenzo.cremonese@iass-potsdam.de

Alexander Gusev: alexander.gusev@iass-potsdam.de

Adresse:

Berliner Strasse 130

14467 Potsdam

Deutschland

Telefon 0049 331-28822-389

www.iass-potsdam.de

E-Mail:

media@iass-potsdam.de

Vorstand:

Prof. Dr. Mark G. Lawrence,

Geschäftsführender Wissenschaftlicher Direktor

Katja Carson, Administrative Direktorin

gemeinsam vertretungsberechtigt

Prof. Dr. Patrizia Nanz, Wissenschaftliche Direktorin

Prof. Dr. Ortwin Renn, Wissenschaftlicher Direktor

DOI: 10.2312/iass.2016.040

