ENERGYWATCHGROUP

Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz

Der Umstieg von Kohle und Erdöl auf Erdgas beschleunigt den Klimawandel durch alarmierende Methanemissionen

Thure Traber
Hans-Josef Fell

Energy Watch Group
Erdgasstudie
September 2019

Berlin, September 2019

Impressum

Energy Watch Group - EWG
Albrechtstr. 22
10117 Berlin
Tel.: +49 (30) 609 8988 10
www.energywatchgroup.org

ENERGYWATCHGROUP

Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz

Der Umstieg von Kohle und Erdöl auf Erdgas beschleunigt den Klimawandel durch alarmierende Methanemissionen

Thure Traber* & Hans-Josef Fell

Abstract

Erdgas wird immer wieder als klimafreundliche Alternative für den Strom- und Wärmebereich dargestellt und als „Brückentechnologie" eine Schlüsselrolle auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem zugeschrieben. Betrachtet man jedoch neben den Kohlendioxidemissionen auch die Methanemissionen, so zeigt sich, dass eine auf Erdgas basierende Klimaschutzstrategie das genaue Gegenteil bewirkt. Einsparungen von Kohlendioxid bei der Verbrennung vor Ort werden nur durch deutliche Erhöhungen der Methanemissionen in der Gesamtkette erkauft. Insgesamt erhöht die Umstellung von Kohle und Erdöl auf Erdgas in Kraftwerken und Heizungen sogar den Treibhauseffekt des Energieverbrauchs um rund 40%. Gekoppelt mit gleichzeitigen Hemmnissen für erneuerbare Energiequellen wird so ein zukunftsfähiges emissionsfreies Wirtschaftssystem verhindert und wirksamer Klimaschutz blockiert. Dennoch wird das höchst klimaschädliche Erdgas weiterhin von vielen Regierungen mit Subventionen und durch indirekte Fördermaßnahmen unterstützt, trotz paralleler Bekenntnisse für die damit unvereinbaren Pariser Klimaschutzziele.

*Kontaktautor: traber@energywatchgroup.org

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung……1

2 Die Treibhauswirkung der Substitution von Kohle und Erdöl durch Erdgas……5

2.1 Verharmlosende Darstellung der Methanemissionen von Erdgas durch die Internationale Energieagentur (IEA)…… 7

2.2 Aktualisierte Methanemissionen von Erdgas…….. 8

2.3 Zusätzliche Treibhausgasemissinoen durch „fossil-fossilen“ Ersatz mit Erdgas……..11

3 100% erneuerbare Energien sind die einzige Option für eine schnelle Transformation zu Nullemissionen im Energiebereich……. 15

4 Neue Subventionen für Erdgas trotz gleichzeitigen Bekenntnissen zum Subventionsabbau……..... 19

5 Zusammenfassung…….. 22

6 Politikempfehlungen…….. 23

Literaturverzeichnis ……..25

Appendix……...29

1 Einleitung

Das Zeitfenster für einen möglichen Übergang in eine Welt, die durch Nullemission von CO_2 gefährlichen Klimawandel verhindert, schließt sich in wenigen Jahren. Es sind jedoch nicht nur die weltweiten CO_2-Emissionen, sondern auch die steigenden Methanemissionen, die zunehmende Klimaschäden verursachen. Diese Tatsache wird von der fossilen Energiewirtschaft oft heruntergespielt, obwohl ihre wachsende Bedeutung durch wissenschaftliche Erkenntnisse belegt ist. Insgesamt ist die Nutzung fossiler Rohstoffe für mindestens 60% der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Daher ist es für eine wirksame Klimapolitik unerlässlich, alle Subventionen für fossile Brennstoffe abzubauen und den Markt für kostengünstigere erneuerbare Energien zu öffnen.

Trotz 30 Jahren internationaler UN-Konferenzen und unzähliger Vereinbarungen zur Bekämpfung des Klimawandels haben die Klimagasemissionen im Jahr 2018 einen neuen Höchstwert erreicht. Die globale Erwärmung liegt bereits bei 1,1 °C (Stand 2019) und wir erleben weltweite Wetterextreme und einen rasanten Anstieg des Meeresspiegels. Unter Berücksichtigung der vereinbarten Klimaziele von Paris und dieser Entwicklungen muss eine emissionsfreie Welt bereits um 2030 erreicht werden, dabei ist jede neue Emissionsquelle schon heute untragbar. Der Hauptgrund dafür, dass selbst die in Paris vereinbarten, unzureichenden Klimaschutzziele derzeit nicht erreicht werden, ist das stete Festhalten an den fossilen Energieträgern Erdöl, fossile Kohle und Erdgas. Das vom Weltklimarat IPCC festgesetzte verbleibende Kohlenstoffbudget von 420 Gigatonnen wird aufgrund der Rekordemissionen der letzten Jahre spätestens 2030 aufgebraucht sein, solange nicht eine sofortige Emissionsreduktion erfolgt [1] . Ein Verbleib innerhalb dieses Budgets begrenzt wohlgemerkt nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 66% die Erderwärmung auf 1,5 °C, die alleine schon in weiten Bereichen der Welt katastrophale Auswirkungen haben wird.

[1] Siehe Global Carbon Project, https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/. Diese Budgets sind bemerkenswerter Weise 300 GT großzügiger ausgestattet als vom Weltklimarat vor einer Aktualisierung in 2014 angegeben.

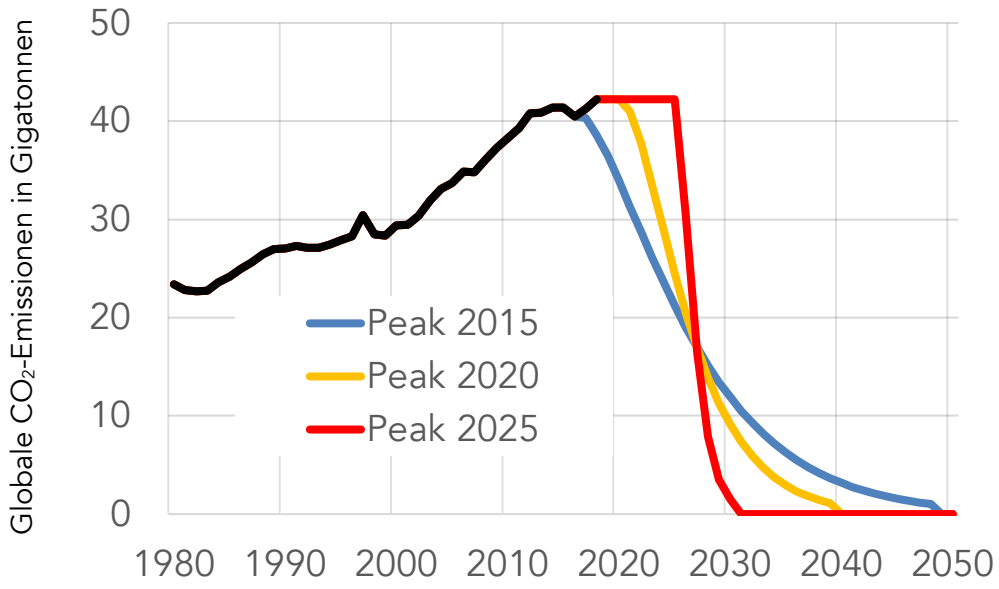

Abbildung 1: Die globalen Treibhausgasemissionen müssen ihren Höhepunkt deutlich vor 2025 erreichen, um innerhalb des 1.5-Grad-Emissionsbudgets bleiben zu können. Quelldaten aus dem Global Carbon Project (GCP) mit Minderungskurven nach Raupach et. al (Raupach et al., 2014), eigene Darstellung.

Abbildung 1 zeigt die zunehmende Geschwindigkeit je nach Startdatum der effektiven Kohlendioxidreduktion, die notwendig ist, um das 1,5 °C-Ziel noch zu erreichen. Wenn die Welt nicht schon lange vor 2025 einen drastischen Transformationspfad einschreitet, wird es in hohem Maße unwahrscheinlich eine unkontrollierbare Heißzeit zu verhindern. Dabei spielt Erdgas eine entscheidende Rolle.

In den letzten zehn Jahren ist der Erdgasverbrauch schneller gestiegen als andere fossile Energieträger und hat seinen Anteil an den globalen Kohlenstoffemissionen erhöht. Neben den erheblichen CO_2-Emissionen gefährden insbesondere die durch Erdgas verursachten Methanemissionen kurz- und mittelfristige Temperaturziele und potenzielle Klima-Kipppunkte, sogenannte Tipping Points. Es ist daher dringend notwendig höchste Aufmerksamkeit auf die steigenden Methanemissionen zu richten, nicht nur wegen des viel schnelleren Anstiegs der Methankonzentration in der Atmosphäre als bisher prognostiziert (Broderick and Anderson, 2017; M. Saunois et al., 2016), sondern auch wegen steigender Emissionen aus der Erdgasförderung, die höchstwahrscheinlich die Hauptquelle für den Anstieg des atmosphärischen Methangehalts sind (Howarth, 2019; Worden et al., 2017).

In Anlehnung an die Ergebnisse von Howarth zeigt Abbildung 2, dass erdgasbedingte Methanemissionen bereits für etwa 5% aller Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Insgesamt macht Methan etwa 41% aller Treibhausgase aus [2].

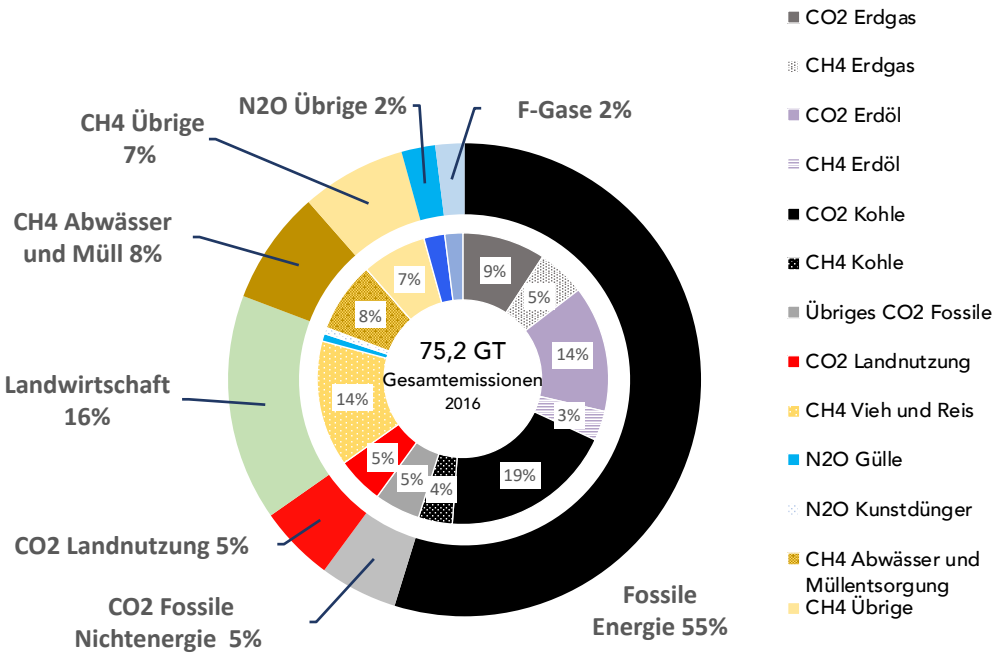

Abbildung 2: Anteil der Quellentypen an den gesamten Treibhausgasemissionen 2016: Die Emissionen fossilen Methans tragen mit einem wachsenden Anteil bei, der durch die Nutzung von Erdgas getrieben wird. EWG, 2019; eigene Berechnung auf Basis von Howarth et al. und Olivier et al. (Howarth, 2019; Olivier J.G.J. et al., 2017).

Die Alternative zum derzeitigen fossilen Energiesystem bieten erneuerbare Energien und zugehörige kostengünstige Nullemissions-Technologien die einen umfassenden und schnellen Übergang zu einem klimafreundlichen Energiesystem ermöglichen, insbesondere durch Solar- und Windenergie verbunden mit Batteriespeichern, elektrische Antrieben und Wärmepumpen. Die bestehende Gasinfrastruktur kann bereits heute für Biogas und grünes Gas genutzt werden.

[2] Eine Beschreibung der Anteile der verschiedenen Treibhausgasemissionen findet sich in einer aktuellen Kurzanalyse der EWG, verfügbar unter http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG-Kurzanalyse-THG_2019.pdf.

Diese kosten- und klimaschonenden Möglichkeiten basieren auf der Annahme eines fairen Kostenwettbewerbs und damit auf dem sofortigen Wegfall von Subventionen und Entlastungen für fossile Brennstoffe. Dies ist auf globaler Ebene keinesfalls gegeben, wie der Internationale Währungsfonds (IWF) in einer aktuellen Studie erneut berichtet (Coady et al., 2019). Einige Länder führen derzeit sogar national weitere Subventionen für fossile Brennstoffe ein.

Im Folgenden wird die Wirkung eines Ersatzes von Kohlestromerzeugung und Erdölheizung durch erdgasgefeuerte Alternativen unter der Berücksichtigung neuester Erkenntnisse zu den Methan- und den gesamten Vorkettenemissionen von erdgasbasierter Strom- und Wärmeerzeugung berechnet. Anschließend werden auf erneuerbare Energien bauende Alternativen aufgezeigt und ein Überblick über vorhandene und geplante Erdgassubventionen am Beispiel der EU und ihrer Mitgliedsstaaten gegeben. Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst und Politikempfehlungen vorgelegt.

2 Die Treibhauswirkung der Substitution von Kohle und Erdöl durch Erdgas

Ein wesentlicher Teil der Treibhausgaswirkung durch Erdgas entsteht durch beabsichtigtes oder unbeabsichtigtes Entweichen von Methan auf dem Weg des Erdgases von der Quelle zum Endverbrauch. In den zehn Jahren von 2003 bis 2012 wurden nach einer von Saunois et al. durchgeführten Metastudie (Saunois et al., 2016) die jährlichen Methanemissionen aus fossilen Brennstoffen mit Hilfe sogenannter Bottom-up-Modelle auf etwa 121 Terragramm (Tg) geschätzt, mit einer Mindestmenge von 114 Tg. Darin enthalten sind rund 41 Tg, die durch Kohle verursacht wurden. Die zentrale von Saunois veröffentlichte Schätzung für Erdgas und Erdöl lag alleine bei jährlich etwa 79 Tg (Saunois et al., 2016). Diese älteren Schätzungen spiegeln jedoch die Situation um etwa 2007 (2003-2012) wider und erklären nicht den drastischen Anstieg des Methangehalts in der Atmosphäre innerhalb der letzten zehn Jahre (Worden et al., 2017).

Die Entwicklung des zunehmenden Methangehalts in der Atmosphäre wird zumindest teilweise durch verschiedene Studien erklärt, die – oft mit regionalem Fokus – verschiedene Teile der Vorkette der Erdgasnutzung untersuchen. So unterstützt beispielsweise eine aktuelle Analyse der US-Erdgas- und Mineralölerzeugung, die zunehmend von unkonventionellen Ressourcen dominiert wird, diese Erklärung (Alvarez et al., 2018). Auf der Grundlage eingehender Messungen kommen die Autoren zu dem Schluss, dass die tatsächlichen Methanemissionen die hierzu bis dahin veröffentlichten Angaben der US-Umweltschutzbehörde (EPA) um rund 60% übertreffen. Zusätzlich zu den von Alvarez et al. bewerteten Emissionen vor allem aus dem Förderbereich, müssen auch nachgelagerte Emissionen aus der Endnutzung von Erdgas, z.B. in Haushalten, Kraftwerken und in der chemischen Industrie, hinzugerechnet werden. Einen aktuellen Beleg hierfür liefert beispielsweise eine Studie von Lavoie und Kollegen (Lavoie et al., 2017), die Methanleckagen in US-Kraftwerken von rund 0,5% der Brutto-Erdgasversorgung aufzeigt. Darüber hinaus ist auch das Erdgasverteilungsnetz eine häufig vernachlässigte Quelle für Leckagen.

Insgesamt tragen die geschätzten Downstream-Methanemissionen oft nochmals bis zu 100% der vorgelagerten Upstream-Methanemissionen der Erdgasversorgung bei, d.h. bis zu 2,7% des geförderten Erdgases gehen noch nach dem Förderprozess verloren (Europäische Kommission 2015; McKain et al. 2015; Nace, Plante und Browning 2019). Zum Vergleich: Alvarez et al. zeigten bereits 2012, dass durch den Ersatz von Strom aus Kohlekraftwerken durch Strom aus sogar unrealistisch effizienten Erdgaskraftwerken unmittelbare Klimawirkungen nur dann eingespart werden können, wenn die gesamte Erdgasleckage unter 3,2% liegt (Alvarez et al. 2012).

Alleine der Import nach Europa, aber ebenso in große Importländer wie Japan und China, beinhaltet in den meisten Fällen nochmals vergleichbar hohe Downstream-Emissionen, entweder durch Fernpipelines oder durch LNG-Verschiffung. Beide Routen sind häufig – bereits ab Entfernungen von etwa 4.000 Kilometern – für den überwiegenden Teil der Emissionen der gesamten Lieferkette verantwortlich (Europäische Kommission, 2015). In Übereinstimmung sowohl mit der wachsenden Bedeutung von fossilen Ressourcen für die Methanemissionen, die sich in den genannten einzelnen Untersuchungen abzeichnet, als auch mit der Entwicklung der atmosphärischen Methankonzentration sind die Studien von Worden und Kollegen (Worden et al., 2017) sowie von Howarth. Howarth zeigt zudem, dass die Versorgung mit fossilen Brennstoffen der wahrscheinliche Haupttreiber der Methanemissionen ist und dabei der Anstieg von Schiefergas, das auch als Frackinggas bezeichnet wird, dominiert (Howarth, 2019).

2.1 Verharmlosende Darstellung der Methanemissionen von Erdgas durch die Internationale Energieagentur (IEA)

Im Widerspruch zu den neueren Erkenntnissen liefert der jüngste World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur IEA (International Energy Agency, 2018) eine eher beschwichtigende Bewertung der globalen Emissionen aus der Mineralöl- und Erdgasversorgung. Es gibt jedoch mehrere Gründe, warum dieses von der IEA geschaffene Bild insbesondere in Bezug auf Erdgas fehlerhaft ist und die realen Emissionen durch die Umstellung auf Erdgas wesentlich höher sind. Die von der IEA genannte, zu geringe Treibhausgaswirkung der Umstellung auf Erdgasnutzung lässt sich mit folgenden fünf problematischen Annahmen der IEA erklären, die im nachfolgenden Abschnitt näher erläutert werden:

1. Zuweisung eines Niveaus an Methanemissionen aus fossilen Brennstoffen, das für das Jahrzehnt 2003 bis 2012 repräsentativ war, wodurch fast zehn Jahre Wachstum der Erdgasnutzung ignoriert werden,
2. Vernachlässigung der Emissionen durch Methanverluste im Zusammenhang mit der Endverwendung,
3. Fokussierung auf durchschnittliche, bestehende Erdgasanlagen anstelle der wettbewerbsfähigsten, aber weniger energieeffizienten zukünftigen Anlagen im Bereich der Stromerzeugung,
4. Bewertung der Klimawirkung von Methan in einem 100-jährigen Zeitraum und somit die Darstellung von lediglich einem Drittel (35%) der 20-jährigen Klimawirkung von Methan, die für die Vermeidung von Kippunkten entscheidend ist,
5. Hervorhebung der Emissionen von durchschnittlichem Erdgas bei der Bewertung der Klimawirkung durch die Umstellung von fossilen auf andere fossile Brennstoffe, obwohl zusätzliche Erdgasmengen teurer und umweltbelastender sind als durchschnittliche Quellen.

Die Darstellung der IEA verharmlost die Klimarisiken durch neue Investitionen in das fossile Energiesystem. Damit liefert die IEA ein Bild, das zugunsten der fossilen und nuklearen Energien wirkt und zugleich Skepsis gegenüber den erneuerbaren Energien provoziert. Diese einseitige Darstellung zeigte sich bereits regelmäßig bei vorherigen Veröffentlichungen der IEA. Dies belegen mehrere Untersuchungen zu Kosten und Ausbeutung fossiler und nuklearer Reserven, sowie zu Kosten und Ausbau erneuerbarer Energien der Energy Watch Group (EWG, 2017; Metayer et al., 2015; Zittel et al., 2013; Zittel and Schindler, 2007, 2006). Die IEA-Darstellung basiert jedoch auf einer umfassenden Datenbank, die teilweise auch online verfügbar ist und als Grundlage für die folgenden Berechnungen dient [3] .

2.2 Aktualisierte Methanemissionen von Erdgas

Aufbauend auf den Daten der IEA entwickeln wir durch die sukzessive Korrektur der problematischen Annahmen ein konsistentes Bild der Emissionen zusätzlicher Erdgasnutzung. Wir korrigieren die erste Annahme der IEA-Darstellung mit Erkenntnissen aus der Untersuchung der jüngsten Entwicklung von Methanemissionen von Howarth (Howarth, 2019), die einen Anstieg der fossilen Methanemissionen um rund 20% in zehn Jahren feststellt, während die IEA nur einen Anstieg von 5% im gleichen Zeitraum annimmt. Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse und der Prognose für 2016 belaufen sich die Methanemissionen fossiler Brennstoffe im Jahr 2016 auf 136 Tg [4] . Verglichen mit dem WEO 2018, führt diese Berechnung zu etwa 20% höheren tatsächlichen Emissionen durch fossile Brennstoffe und zu etwa 32% höheren tatsächlichen Emissionen durch Erdgas. Diese Anpassung löst annahmegemäß auch das zweite Problem der IEA-Darstellung, da mit dem Ansatz von Howarth auch die Methanemissionen aus dem Endverbrauch erfasst sind.

[3] Siehe Webseite der IEA: https://www.iea.org/weo/methane/.

[4] Dieser Wert liegt noch im Bereich der für das Jahr 2012 mit Bottom-up-Modellen geschätzten Werte zwischen 90 und 137 Tg jährlich (Saunois et al., 2016). Im Anhang sind unsere wesentlichen Annahmen und die Methode der Datenanpassung dokumentiert.

Um die dritte problematische Annahme zu beheben, nehmen wir die am ehesten wettbewerbsfähigen Erdgaskraftwerke und Heizkessel als potentielle Erdgastechnologien an und bewerten die entsprechenden Klimawirkungen im Vergleich zu kohlebasiertem Strom und mineralölbasierter Wärme. Im Rahmen der beschleunigten Entwicklung erneuerbarer Energien haben Open-Cycle-Gasturbinen mit vergleichsweise geringem thermischem Wirkungsgrad einen Wettbewerbsvorteil, wie in Marktanalysen mit Strommarktmodellen bestätigt wird (Traber, 2017).

In Bezug auf die vierte kritische Annahme betrachten wir in unserer Schätzung die Auswirkungen der Methanemissionen auf die Erwärmung in 20 Jahren, da die globale Erwärmung und ihre Anzeichen schneller als erwartet auftreten [5] . Beispiele sind das Abschmelzen von Polareis, Gletschern und Permafrost, das regional mehr als 70 Jahre früher auftritt als vom Weltklimarat prognostiziert (Farquharson et al., 2019). Dadurch besteht die Gefahr einer schnelleren Erreichung von Kipppunkten, als bisher angenommen, weshalb ein Fokus auf die Verhinderung der kurzfristigen Erwärmung dringend notwendig ist. Bemerkenswerterweise verwendet auch der Weltklimarat zumeist Werte, die mit denen der IEA vergleichbar sind.

Schließlich korrigieren wir die problematische fünfte Annahme, dass für neue Erdgasanwendungen durchschnittliches Gas verfügbar sei. Aus jedem Anstieg des Erdgasverbrauchs durch die Umstellung von Kohle- und Mineralölanwendungen wird aber das bestehende Angebot erhöht und führt daher zu einer erhöhten Produktion der teuersten und meist schmutzigsten Versorgungsquellen im Gegensatz zur IEA-Annahme. Diese bestehen meist aus kleinen Onshore-Feldern und sind mit der höchsten Umweltbelastung verbunden (Balcombe et al., 2017; Crow et al., 2019). Hierzu zählen insbesondere auch Frackinggasfelder.

Die genannten Korrekturen ergeben Emissionen in Höhe von 0,34 Tonnen CO_2 Äquivalente pro MWh für das im Folgenden als „neues Gas" bezeichnete Erdgas. Diese Berechnungen

[5] Das hier angenommene globale Erwärmungspotential (GWP) von Methan nach 20 Jahren ist 85-mal so hoch wie das GWP von CO_2.

sind in vergleichbarer Höhe mit den bereits 2011 von Howarth et al. veröffentlichten Schätzungen für Schiefergas (Howarth et al., 2011)[6]. In anderen Fällen, z.B. bei der Nutzung bestehender konventioneller Gaslieferungen, die nicht auf Fracking basieren und ohne langen LNG- oder Pipelinetransport auskommen, kann die im Folgenden als „durchschnittliches Gas" bezeichnete Schätzung anwendbar sein.

Es ist zu beachten, dass die mit dieser Studie vorgelegten Schätzungen der Methanemissionen noch als konservativ einzuordnen sind. Einerseits würde die Umstellung auf Erdgastechnologien weitere erhebliche Emissionen durch die Produktion und Installation neuer Anlagen auslösen. Zusätzlich verringert die sukzessive Erschöpfung von effizienteren Erdgasvorräten im Laufe der Zeit die wirtschaftliche und ökologische Effizienz noch weiter, was in den folgenden Betrachtungen nicht berücksichtigt wird. Damit wird die zukünftige Erdgasversorgung über die technische Lebensdauer von Kraftwerken und Heizkesseln, die typischerweise über mehrere Jahrzehnte genutzt werden, deutlich schmutziger sein, als die hier vorgestellten, kurzfristig zu erwartenden Werte nahelegen. Neue Investitionen in erneuerbare Energien haben hingegen eine Lebensdauer, die aufgrund des geringen Anteils variabler Kosten – überwiegend operative Ausgaben (OPEX) – wirtschaftlich kaum begrenzt ist.

[6] Der Appendix enthält die wesentlichen Annahmen und eine Darstellung der Ergebnisse von Howarth (2011).

2.3 Zusätzliche Treibhausgasemissionen durch „fossil-fossilen" Ersatz mit Erdgas

Welche Wirkung ist für unser Klima zu erwarten, wenn die derzeitige Nutzung fossiler Brennstoffe durch zusätzliches Erdgas ersetzt wird? Um die neuesten Erkenntnisse zu den Vorkettenemissionen von Erdgas in den Kontext der Klimagaswirkung der Brennstoffumstellung von Kohle und Erdöl zu Erdgas zu stellen, gehen wir von der besten verfügbaren Technologie zur Strom- und Wärmeerzeugung aus. Wir leiten die damit verbundenen Emissionen ab und vergleichen sie mit den Emissionen anderer fossiler Energieträger, die durch Erdgas ersetzt werden könnten. Genauer gesagt, vergleichen wir (a) Strom aus Erdgas in einer Gasturbine [7] mit Strom aus Kohle in einem Kohlekraftwerk mit Dampfturbine und (b) Wärme aus einem Brennwertkessel der entweder mit fossilem Gas oder mit Mineralöl gefeuert wird.

Stromsektor: Ersatz von Kohlekraftwerken durch Erdgaskraftwerke

Abbildung 3 zeigt den erheblichen negativen Klimaeffekt durch Ersatz von Stromerzeugung in bestehenden Kohlekraftwerken durch Stromerzeugung in neuen Erdgaskraftwerken. Der geschätzte Anstieg der Treibhausgasemissionen dieses Wechsels beträgt +41%.

Dies ist zwar zum Teil darauf zurückzuführen, dass neue Erdgasanwendungen relativ teure und emissionsintensive Ressourcen erfordern, aber es wird auch deutlich, dass durch die Nutzung von hypothetischem Durchschnittsgas ebenfalls keine Einsparungen erzielt werden können.

[7] Einzelheiten zu den technologischen Annahmen befinden sich im Anhang. Wir gehen für unseren Vergleich von einer neu gebauten offenen Gasturbine (OCGT) mit einem Wirkungsgrad von 38% aus. Andere Publikationen wie Howarth, 2014 und Heath et al., 2014 verwenden höhere Wirkungsgrade, die für kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) repräsentativ sind. Diese Kraftwerke sind jedoch auf vielen Märkten einschließlich des europäischen nicht wettbewerbsfähig und haben im Vergleich zu Gasturbinen mit offenem Zyklus deutlich höhere Investitionskosten. Aufgrund der größeren Intermittenz erneuerbarer Energien bei der Entwicklung nachhaltiger Stromsysteme sind OCGTs aufgrund der niedrigeren Kapitalkosten attraktiver, insbesondere als Ergänzung und Unterstützung für das Stromnetz. Zum Vergleich zeigt Abbildung 7 des Anhangs auch die Umstellung auf erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke.

Dieses Ergebnis steht in völligem Gegensatz zur Darstellung von Erdgas als Brückenenergieträger hin zu einer klimafreundlichen Energiezukunft, wie es von der IEA in ihrem WEO 2018, [8] sowie in ihrem Methane tracker dargestellt wird. Dort wird behauptet, dass „die Umstellung von Kohle auf Erdgas bei der Stromerzeugung im Durchschnitt die Emissionen um 50% reduziert", was in Abbildung 3 als Differenz zwischen kohlebasierter Elektrizität und der blau dargestellten Emissionsbewertung von Erdgas der IEA zu sehen ist.

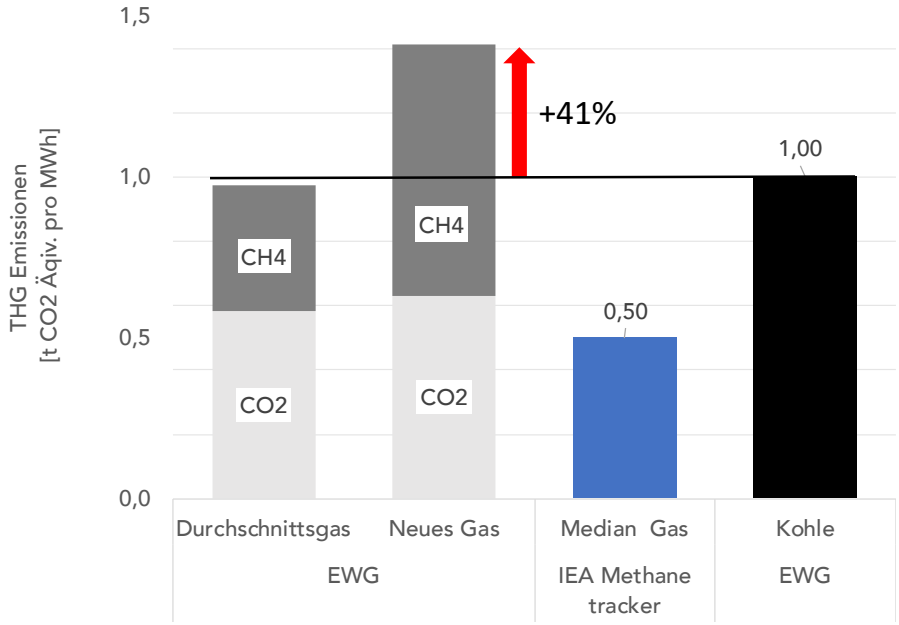

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen fossiler Quellen und zusätzliche Emissionen durch die Umstellung von Kohle auf neues Erdgas zur Stromerzeugung: Zusätzliche Methanemissionen überkompensieren etwaige CO_2-Einsparungen. Quelle: Eigene Berechnungen, IEA Methane tracker.

[8] Siehe Kapitel 11 in: Internationale Energieagentur, 2018.

Wärmesektor: Ersatz von Erdölheizungen durch Erdgasheizungen

Ähnliche Schlussfolgerungen müssen für den Wärmesektor gezogen werden, wie in Abbildung 4 dargestellt. Hier erhöht der Austausch von Mineralölheizungen durch modernste Gaskessel die Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit um 40%.

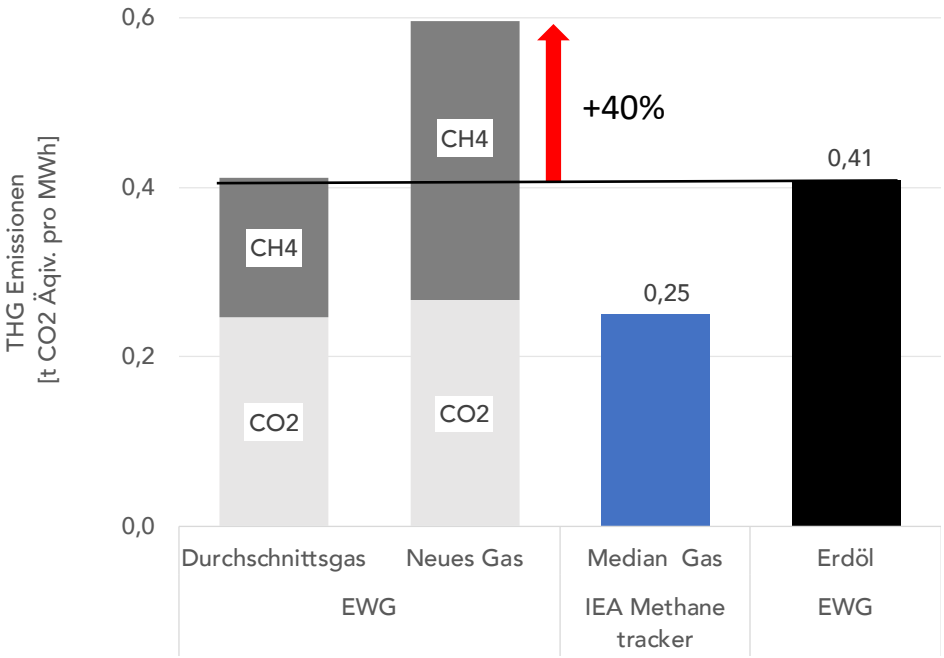

Abbildung 4: Treibhausgasemissionen fossiler Quellen und zusätzliche Emissionen durch die Umstellung von Erdöl auf neues Erdgas zur Wärmeerzeugung: Zusätzliche Methanemissionen überkompensieren etwaige CO_2-Einsparungen. Quelle: Eigene Berechnungen, IEA Methane tracker.

Ein Vergleich zwischen den von der IEA für Erdgas veröffentlichten Heizungsemissionen mit den Emissionen eines Mineralölkessels, wie in Abb. 4 dargestellt, würde fiktiv einer Absenkung der THG-Äquivalente von 0,41 auf 0,25 Tonnen pro MWh und einer entsprechenden, beeindruckenden Reduktion der Treibhausgase um 39% nahelegen. Die IEA verwendet jedoch mit nur etwa 0,38 Tonnen pro MWh eine vergleichsweise niedrige Emissionsrate durch Kohleheizung als Referenzfall und weist auf eine Treibhausgasreduktion von 33% durch Erdgaseinsatz an Stelle von Kohle hin.

Im Gegensatz zu den Darstellungen der IEA zeigt sich somit ein drastischer Anstieg der Treibhausgasemissionen um mindestens 40% durch die Umstellung auf Erdgas im Strom- und auch im Wärmesektor. Darüber hinaus belegen unsere Berechnungen, dass selbst wenn unerwartet „Durchschnittsgas" zur Verfügung stehen sollte – z.B. über lokale, leicht zugängliche konventionelle, nicht gefrackte Quellen – keine Emissionseinsparungen zu erwarten sind. Lediglich die CO_2-Emissionen könnten potentiell so gesenkt werden. Die Darstellung als Beitrag zum Klimaschutz mit ausschließlichem Bezug auf die mögliche CO_2-Ersparnis ist aber eine Täuschung der Öffentlichkeit, da sie die für die Klimawirkung entscheidenden Methanemissionen unterschlägt.

3 100% erneuerbare Energien sind die einzige Option für eine schnelle Transformation zu Nullemissionen im Energiebereich

Der schnelle Ausbau erneuerbarer Energien auf 100% weltweit ist die einzige tragfähige Option um die gegenwärtig vor allem auf fossilen und nuklearen Quellen basierenden Energiesysteme schnell genug auf Nullemissionen umzustellen. Wie inzwischen eine Vielzahl an wissenschaftlichen Studien belegt, kann ein schneller, preiswerter und weitgehend dezentraler Übergang zu einem emissionsfreien Energiesektor weltweit bis 2050 oder früher erreicht werden. Hansen et al. (Hansen et al., 2019) geben einen umfassenden Überblick über Studien mit Szenarien für 100% erneuerbare Energiesysteme, während Brown und Kollegen vermeintliche Zuverlässigkeits- und Kostenargumente widerlegen und entkräften (Brown et al., 2018). Die Studien zeigen auf, wie eine Vielzahl von kostengünstigen Lösungen zu einer Strom- und Wärmeversorgung beitragen können, die als Teil eines Energiesystems auf Basis von 100% erneuerbaren Energiequellen zu Nullemissionen führen.

Bereits heute können erneuerbare Energien mit nuklearen und fossilen Energieträgern auf Kostenbasis konkurrieren, selbst wenn in der Rechnung Umweltschäden und andere Kosten der konventionellen Lösungen weiterhin vergemeinschaftet werden (Jacobson et al., 2015; Plessmann und Blechinger, 2016; Teske, 2019). Insbesondere in den G20-Ländern sind die voraussichtlichen Kosten erneuerbarer Energien niedriger als die Kosten fossiler Energien, auch wenn deren negative Externalitäten teilweise vernachlässigt werden (Ram et al., 2017).

Wie die Umstellung technisch und wirtschaftlich realisiert werden kann, hat die Energy Watch Group (EWG) in Zusammenarbeit mit der finnischen LUT University kürzlich in einer umfangreichen Studie simuliert (Ram et al., 2019). Diese zeigt, dass eine erdgasbetriebene Strom- und Wärmeerzeugung ab 2030 kaum noch wirtschaftlich sein wird.

Die kostengünstigsten Technologien, um in allen Energiesektoren Nullemissionen zu erreichen, sind Photovoltaik- und Windanlagen, gefolgt von Geothermie, Wasserkraft und solarthermischen Kraftwerken (CSP). Diese Technologien werden schon kurzfristig die Energieinvestitionen dominieren, wenn eine angemessene Politik vorhanden ist. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Quellen der globalen Stromerzeugung nach dem EWG/LUT-Szenario, die eine Emissionsreduktion im Einklang mit dem Pariser Abkommen ermöglicht. Die Übergangspfade sind im Allgemeinen durch eine kontinuierliche Reduzierung aller fossil-nuklearen Brennstoffe einschließlich Kohle, Erdgas, Mineralöl und Atomkraft gekennzeichnet, bei gleichzeitiger Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 100%.

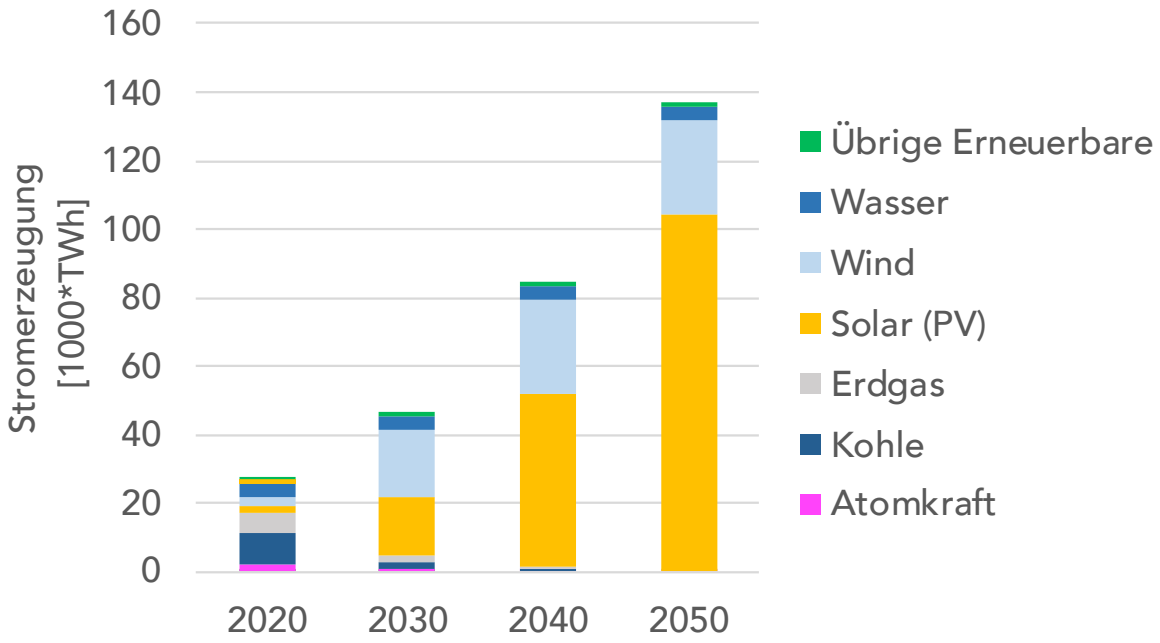

Abbildung 5: Entwicklung der globalen Stromerzeugung nach der EWG/LUT-Studie (Ram et al., 2019): Verfünffachung der weltweiten Stromerzeugung im Wesentlichen auf Basis von PV.

Ein breites Spektrum von Technologien im Wärmesektor kann bereits heute auf Kostenbasis mit der Erzeugung aus fossilen Brennstoffen konkurrieren. Dazu gehören insbesondere Wärmepumpen, direkte Elektroheizung, Heizen mit Biomasse und – in einer zweiten Stufe der Energiewende – Heizen mit synthetisch erzeugtem Methan auf Basis erneuerbarer Energien, welches fossiles Methan bis 2050 vollständig ersetzten kann [9] . Abbildung 6 stellt den kostengünstigen Übergang im Wärmesektor dar.

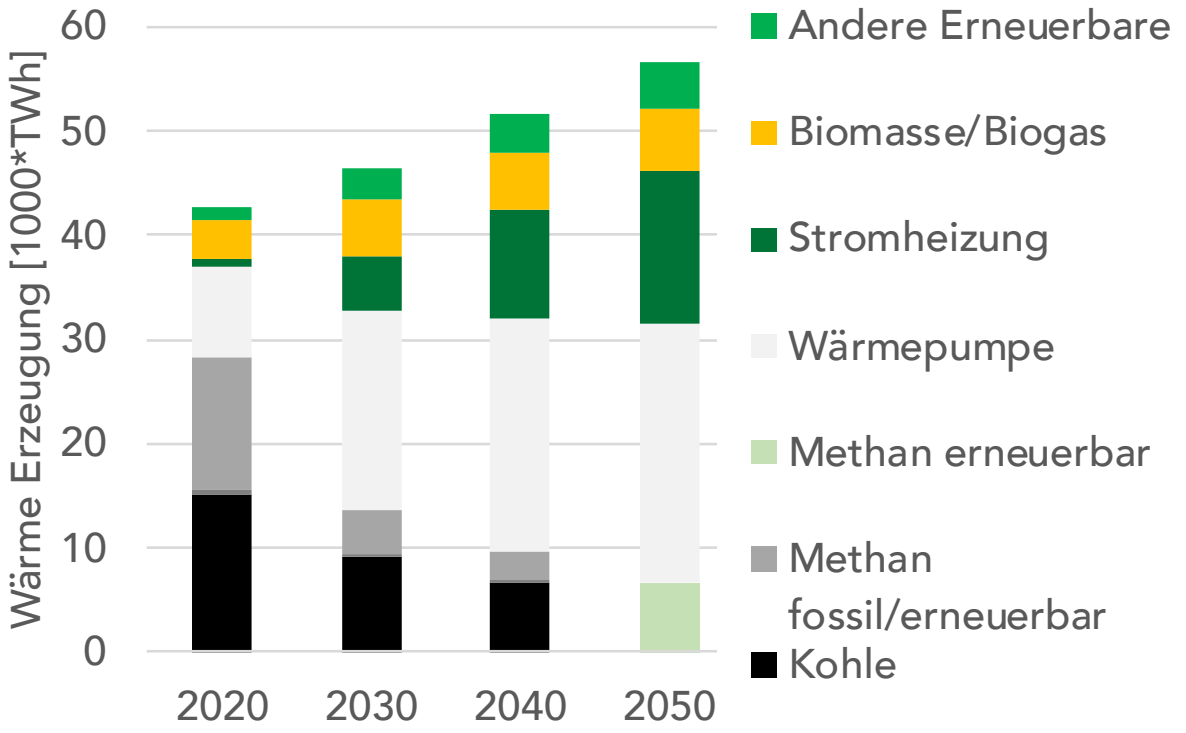

Abbildung 6: Entwicklung der globalen Wärmeerzeugung nach der EWG/LUT-Studie (Ram et al., 2019): Ablösung von fossilem Methan und Kohle vor allem durch Wärmepumpen und Stromheizung. Die Wärmeerzeugung durch Erdölheizungen, die sich im Jahr 2015 noch auf 111 TWh belief, fällt mengenmäßig in der Grafik nicht auf, ist aber insbesondere in Europa durchaus klimarelevant.

Das integrierte Wärme- und Stromsystem auf Grundlage erneuerbarer Energien wird durch eine Reihe von Speichertechnologien ergänzt, die eine stabile Energieversorgung über das ganze Jahr hinweg gewährleisten. Die EWG/LUT-Studie prognostiziert eine Dominanz von elektrischen Batteriespeichern, ergänzt durch adiabatische Druckluftspeicher, Wasserkraftspeicher und umfangreiche solarthermische Speicher.

[9] Methan wird bis 2050 im Laufe der Transformation von einem überwiegend fossilen Energieträger zu einem Energieträger auf Basis erneuerbaren Stroms.

Der oben skizzierte Übergang erfordert eine schnelle Veränderung des Kapitalstocks über alle Sektoren des Energiesystems hinweg. Um Fehlinvestitionen nach Möglichkeit zu vermeiden, können Teile der bestehenden Gasinfrastruktur als Grundlage für die schnelle Integration von grünem Gas genutzt werden. Die folgenden bereits heute vorhandenen Technologien können hierfür eine zentrale Rolle spielen:

- Methan aus Biogas auf Basis ökologischen Landbaus,
- Methan direkt aus Algen,
- synthetisches Methangas auf Basis von Windenergie und Photovoltaik in Kombination mit direkter CO_2-Abscheidung aus der Luft,
- Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Photovoltaik und Windstrom,
- Wasserstoff direkt aus Algen,
- Heißluft aus Hochtemperaturspeichern, z.B. aus Flüssigsalz, heißen Steinen oder Flüssigmetall, die mit Wind- und Sonnenenergie beladen sind.

Grünes Methan könnte aus technischer Sicht Erdgas in bestehenden Pipelines bis zu 100% ersetzen. Im Status einer vollendeten Energiewende zeigt die Studie eine optimale Nutzung von grünem Methan allein für Heizzwecke in Höhe von 36% des im Jahr 2015 dafür verwendeten Erdgases. Die Beimischung von Wasserstoff zum Pipelinegas ist heute mit der bestehende Rohrleitungsinfrastruktur bis zu rund 20% problemlos möglich. Eine weitere Möglichkeit bestehende Energieanlagen zu nutzen ist die Nutzung von Hochtemperaturspeichern zur Erzeugung von Heißluft, die von bestehenden Gasturbinen zur Stromerzeugung in Zeiten geringer Versorgung mit erneuerbarem Strom genutzt werden können.

Unter der Voraussetzung politischen Willens und Engagements ist auf Grundlage schon vorhandener Technologien ein noch weiter beschleunigter Übergang möglich, der alle Energiesektoren noch deutlich vor 2050 emissionsfrei machen kann. Trotz des enormen Potentials an kostengünstigen erneuerbaren Energien wird jedoch weiter an fossil-nuklearen Technologien festgehalten. Dabei spielen Subventionen eine entscheidende Rolle.

4 Neue Subventionen für Erdgas trotz gleichzeitigen Bekenntnissen zum Subventionsabbau

Im Jahr 2009 kündigten die OECD-Länder den Abbau von Subventionen, insbesondere für fossile Brennstoffe, an, da so bis 2050 10% aller Treibhausgasemissionen vermieden werden könnten (Belschner et al., 2011). Zehn Jahre später stellt der Internationale Währungsfonds in einer aktuellen Studie (Coady et al., 2019) fest, dass bis 2017 noch 6,7% des globalen Bruttoinlandsprodukts für Subventionen für fossile Brennstoffe ausgegeben wurden. Dies entspricht etwa 4,6 Billionen Euro (5,2 Billionen Dollar). Im Vergleich dazu wurden in der Europäischen Union im Jahr 2015 laut demselben Bericht rund 264 Milliarden Euro (289 Milliarden US-Dollar) an Subventionen für fossile Brennstoffe aufgewendet. Von den weltweiten Subventionen für fossile Brennstoffe entfielen etwa 10% auf Erdgas.

Insbesondere Estland, Irland und Deutschland gehören zu den europäischen Ländern, die LNG-Importanlagen planen (Nace et al., 2019). In diesem Zusammenhang beabsichtigt die Bundesrepublik neue nationale Subventionen für die Errichtung von LNG-Terminals zu gewähren, ähnlich wie Finnland, das seine LNG-Infrastruktur bereits finanziell unterstützt. Die EU vergibt zusätzlich supranationale Zuschüsse über ihre „Connecting Europe Facility", ein Programm zur Integration der europäischen Energiemärkte. Polen, Kroatien, Schweden und Irland erhalten über dieses Instrument EU-Zuschüsse in Höhe von mehreren hundert Millionen Euro allein zur Förderung von LNG-Terminals. Weitere Subventionen aus der EU fließen für Verteilernetze, die die Betankung von Schiffen mit LNG anstelle von Dieselöl erleichtern [10] .

Deutschland, als eines der jüngsten Beispiele, subventioniert Erdgas bereits erheblich und plant, die Unterstützung der Infrastruktur für Erdgasimporte durch LNG weiter zu erhöhen, wie in einer Studie vom Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft (FÖS) im Auftrag der EWG

[10] https://www.lngworldnews.com/eu-funds-german-lng-fueling-project/; http://www.foeeurope.org/EU-hitches-itself-climate-incompatible-gas-subsidies-until-2027-121218; https://www.lngworldnews.com/eu-grants-funds-for-polish-lng-terminal-expansion/; https://tem.fi/en/investment-support-for-lng-terminals, allesamt letztmalig abgerufen im am 18.06.2019.

im Jahr 2019 untersucht wurde [11] [12] . Das FÖS stellt fest, dass die deutschen Subventionen für Erdgas im Jahr 2017 mindestens 1,4 Milliarden Euro betrugen [13] , von denen die wichtigsten Posten die Steuererleichterungen für Brennstoffe zur Stromerzeugung (1,2 Milliarden Euro) und für den Kraftstoffverbrauch von Autos (180 Millionen Euro) sind.

Dies zeigt die Widersprüchlichkeit der gegenwärtigen Klima- und Energiepolitik, die zwar regelmäßig Klimaschutz fordert und entsprechende Ziele auch in Paris mitbeschlossen hat, aber gleichzeitig die Subventionen für fossile Energien ausbaut, anstatt sie wie angekündigt abzubauen. Es liegt auf der Hand, dass die Subventionen für die Erdgasinfrastruktur nicht nur eine Belastung für die Staatshaushalte sind, sondern darüber hinaus auch erhebliche Risiken für Investoren darstellen. Falls die Terminals genutzt werden, wird ihr potenzieller wirtschaftlicher Erfolg aufgrund der schlechten Klimabilanz grundsätzlich von effektiver Klimapolitik in Frage gestellt. Aber auch schon bei Beibehaltung der gegenwärtigen Situation, ohne die Organisation eines wirksamen Klimaschutzes, werden die Investitionen sich aufgrund zu geringer Erdgaspreise nicht amortisieren. Mit steigenden Preisen würde letztlich Erdgas immer weniger konkurrenzfähig, da die Preise für erneuerbare Energie immer weiter fallen werden. Von 2010 bis heute hat die Schiefergasindustrie bereits negative Cashflows von rund 168 Milliarden Euro (184 Milliarden Dollar) generiert (Nace et al., 2019).

Auf der Exportseite unterstützen Länder wie die USA Flüssiggaslieferungen, insbesondere an Europa. Die US-Regierung bezeichnet das überwiegend gefrackte Erdgas auch als „Freiheitsgas" oder „Freiheitsmoleküle". [14] Dabei ist Frackinggas nach Untersuchungen von Howarth

11 Die Studie wurde im Auftrag der Energy Watch Group erstellt und im März 2019 veröffentlicht.

12 Damit dies geschehen kann, scheint die Regierung sogar – wissentlich oder unwissentlich – die Verletzung des Gesetzes zu unterstützen oder zu akzeptieren. So steht beispielsweise das geplante LNG-Terminal in Brunsbüttel im Widerspruch zur lokalen Gesetzgebung. Unterstützt wird dies durch einen aktuellen Bericht der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), die auf die Unvereinbarkeit mit den Sicherheitsvorschriften hinweist. Herunterladbar: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/190528_DUH_Stellungnahme_ROV_Erdgasleitung_ETL_180.pdf DUH 2019.

13 Diese Zahl umfasst nicht die indirekte Unterstützung der Regierung aufgrund fehlender oder unvollständiger Internalisierung der Kosten von Schäden durch Versorgung und Verbrauch fossiler Brennstoffe.

14 Siehe https://www.theguardian.com/business/2019/may/29/energy-department-molecules-freedom-fossil-fuel-rebranding, letztmalig abgerufen im am 18.06.2019.

und Kollegen (Howarth, 2015; Howarth et al., 2011) deutlich überdurchschnittlich methanintensiv und durch die Lieferung als Flüssiggas (LNG) in jedem Fall kontraproduktiv für den Klimaschutz. Europa und andere Zielregionen solcher LNG-Exporte sollten sich der Umweltauswirkungen bewusstwerden.

Zusätzlich bringt ein subventionierter Wechsel von Kohle und Erdöl zu Erdgas viele weitere negative Nebeneffekte mit sich. Diese sind unter anderem:

1. Geringere finanzielle Möglichkeiten für Investitionen in erneuerbare Energien, da Investitionsmittel grundsätzlich begrenzt sind.
2. Angebot von Erdgas zu marktverzerrend niedrigen Preisen, welche nicht einmal die vollen betriebswirtschaftlichen[15] Kosten von Förderung, Transport und Verteilung decken, da ein Teil durch die Subventionen bezuschusst wird und so den Marktvorteil alternativer, klimaneutralen Energiequellen verringert.
3. Es wird dem längst überholten Narrativ einer klimakompatiblen fossil-nuklearen Zukunft ein weiteres Kapitel hinzugefügt.

[15] Die gesellschaftlichen Kosten liegen noch höher als die betrieblichen Kosten, denen die Kosten von Umwelt- und Gesundheitsschäden hinzuzurechnen sind.

5 Zusammenfassung

Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz. Aufgrund seiner schlechten Methanbilanz ist Erdgas keine klimafreundlichere Alternative zu anderen fossilen Energieträgern und somit keine Brückentechnologie im Rahmen des Übergangs zu einem emissionsfreien Energiesystem. Die Umstellung von Kohle und Erdöl auf Erdgas führt nicht zu Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen, sondern erhöht diese zusätzlich. Zudem behindert sie den dringend notwendigen schnellen Einsatz und Ausbau emissionsfreier erneuerbarer Energien. In der öffentlichen und politischen Debatte wird Erdgas trotzdem oft als Beitrag zum Klimaschutz durch mögliche CO_2-Reduktionen dargestellt. Diese Sichtweise ignoriert aber unakzeptabel hohe Emissionen durch zusätzliche CO_2- und Methanemissionen aus der Erdgaslieferkette.

Aufbauend auf den neuesten besorgniserregenden Schätzungen der IEA quantifiziert vorliegende Untersuchung unter Berücksichtigung der neuesten Forschung zu Methanemissionen aus fossilen Brennstoffen die Klimawirkung einer fossil-fossilen Substitution durch Erdgas. Die Bilanz ist ernüchternd: Anstelle einer Klimaschonung bewirkt der Ersatz von Steinkohle und Erdöl durch Erdgas im Strom- und Wärmesektor erhebliche zusätzliche Klimagasemissionen in Höhe von 40%.

Darüber hinaus stehen Erdgasinvestitionen in Konkurrenz mit den immer kostengünstigeren erneuerbaren Energien und stellen daher eine wachsende Gefahr durch die Bindung an obsolete Technologien dar. Die steuerliche Unterstützung dieser veralteten Technologien schafft insgesamt große Hindernisse für den reibungslosen Aufbau eines zukunftsfähigen Energiesystems. Insgesamt stellt also die fossil-fossile Umstellung des Energiesystems auf zusätzliches Erdgas nicht nur jeglichen wirksamen Klimaschutz in Frage, sondern birgt auch enorme wirtschaftliche Risiken.

6 Politikempfehlungen

Eine verantwortungsbewusste und wirksame Klima- und Energiepolitik muss sich auf Erkenntnisse stützen, die durch die neueste wissenschaftliche Literatur gestützt werden und das Vorsorgeprinzip im Hinblick auf das Risiko eines katastrophalen Klimawandels berücksichtigen. Im Falle von Erdgas zeigen sich deutlich höhere Emissionen aus der Erdgasversorgung als in früheren Studien, in denen wissenschaftliche Erkenntnisse aus den letzten fünf bis zehn Jahren nicht berücksichtigt wurden. Während der World Energy Outlook der IEA zwar anerkennt, dass die Nutzung von Erdgas für einige Quellen höhere Emissionen verursacht als die Nutzung von Kohle, ist die Darstellung durch die IEA und viele nationale Regierungen von Erdgas als notwendige Klimaschutzmaßname mit den neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen nicht vereinbar. Diese fälschliche Darstellung bestärkt weiterhin Regierungen weltweit, Milliarden Euro an die fossile Industrie in Form von direkten Subventionen, Steuererleichterungen und -befreiungen sowie Unterstützung von Infrastrukturprojekten zur Ein- und Ausfuhr von Erdgas zu vergeben.

Die Unterstützung langlebiger Erdgasinfrastrukturen wird vielmehr unwiederbringbare Kosten durch überflüssige und klimaschädliche Investitionen verursachen und potentiell zu einer Lock-in-Situation führen, in der Erdgas unterhalb seiner Vollkosten verkauft wird. Dies würde ein weiteres Hindernis für fairen Wettbewerb und insbesondere den Ausbau erneuerbarer Energien darstellen.

Eine vernünftige Klima- und Energiepolitik muss alle Subventionen für fossile Brennstoffe – insbesondere auch für Erdgas – abschaffen. Darüber hinaus ist ein Moratorium für weitere Infrastrukturinvestitionen zumindest für solche Anlagen unerlässlich, die nicht schnell in ein sauberes, zu 100% erneuerbares Energiesystem integriert werden können.

Von besonderer Bedeutung für die Politikgestaltung sind die Sektoren Wärme, Strom und Verkehr und deren Entwicklung ohne fossile Emissionen. Im Wärmesektor beruht eine erfolgreiche Transformation auf der Steigerung der Energieeffizienz durch die Gebäudesanierung,

dem Einsatz von ökostrombetriebenen Wärmepumpen und solarthermischen Kollektoren, sowie der Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Biomassepellets oder auf grünes Gas. Im Stromsektor ist es entscheidend, dass der Anteil erneuerbarer Energiequellen 100% erreicht und ausreichende Speicherkapazitäten den rechtzeitigen Ausstieg aus der Erdgasverstromung ermöglichen. Für den Verkehrssektor muss ein schneller Übergang zu möglichst vollständigen Stromlösungen im Bereich Straßen- und Schienenverkehr mit Verkehrslösungen auf Grundlage von Ökostrom und grünem Gas ergänzt werden.

Um Erdgas zu ersetzen, sollten insgesamt alle Teile des Energiesystems auf erneuerbare Energiequellen umgestellt werden. Die vorhandene Vielzahl an kostengünstigen Technologien für ein 100% erneuerbares Energiesystem müssen durch Märkte gefördert werden, die ihren Wert für ein mit den klimapolitischen Zielen vereinbares Energiesystem der Zukunft honorieren. Dies gilt nicht nur für Photovoltaik und Wind, sondern auch für Batterien und Kraftstoffe auf der Grundlage erneuerbarer Energien und darüber hinaus für Technologien, die Ersatz für fossile Brennstoffe im Verkehrs- und Industriesektor bieten. Hierzu sollten administrativ festgesetzte Einspeisevergütungen genutzt werden, wie sie bereits für den Wandel der Strombranche weltweit erfolgreich eingesetzt werden. Einspeisevergütungen sollten aber ebenso zur Förderung von Speichern und grünem Gas eingesetzt werden.

Statt neue Importoptionen zu schaffen, ermöglicht die beschleunigte Entwicklung von Biogas und grünem Gas auf Basis von Ökostrom nicht nur schnelle Einsparungen bei der Emission von Klimagasen, sondern auch die Beseitigung von Brennstoffimportabhängigkeiten und deren strategischer Implikationen. So können sich beispielsweise des östlichen und mittleren Europas, insbesondere die Ukraine, aus der Abhängigkeit von einseitigen Erdgasimporten befreien, indem sie ihre eigenen lokalen Quellen für Biogas entwickeln. Die zügige Umsetzung strategischer Pläne für Biogas birgt besonders für die Energieunabhängigkeit enormes Potenzial.

Literaturverzeichnis

Alvarez, Ramón A., Stephen W. Pacala, James J. Winebrake, William L. Chameides und Steven P. Hamburg. 2012. 'Greater Focus Needed on Methane Leakage from Natural Gas Infrastructure'. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 109 (17): 6435–40. https://doi.org/10.1073/pnas.1202407109.

Alvarez, Ramón A., Daniel Zavala-Araiza, David R. Lyon, David T. Allen, Zachary R. Barkley, Adam R. Brandt, Kenneth J. Davis, et al. 2018. 'Assessment of Methane Emissions from the U.S. Oil and Gas Supply Chain'. Science 361 (6398): 186–88. https://doi.org/10.1126/science.aar7204.

Balcombe, Paul, Kris Anderson, Jamie Speirs, Nigel Brandon und Adam Hawkes. 2017. 'The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions'. ACS Sustainable Chemistry & Engineering 5 (1): 3–20. https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.6b00144.

Belschner, Tobias und Kirsten Westphal, Stiftung Wissenschaft und Politik. 2011. 'Die G20 und der Abbau von Energiesubventionen - Das Übel der Preisverzerrungen an der Wurzel gepackt?', 8.

Broderick, John und Kevin Anderson. 2017. 'Natural Gas and Climate Change'. https://www.foeeurope.org/sites/default/files/extractive_industries/2017/natural_gas_and_climate_change_anderson_broderick_october2017.pdf.

Brown, T. W., T. Bischof-Niemz, K. Blok, C. Breyer, H. Lund und B. V. Mathiesen. 2018. 'Response to "Burden of Proof: A Comprehensive Review of the Feasibility of 100% Renewable-Electricity Systems"'. Renewable and Sustainable Energy Reviews 92 (September): 834–47. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.113.

Coady, David, Ian Parry, Nghia-Piotr Le und Boaping Shang. 2019. 'Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level Estimates'. International Monetary Fund Working Paper.

Crow, Daniel J. G., Paul Balcombe, Nigel Brandon und Adam D. Hawkes. 2019. 'Assessing the Impact of Future Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas Production'. Science of The Total Environment 668 (June): 1242–58. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.03.048.

European Commission. 2015. 'Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas'. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf.

Energy Watch Group. 2017. 'International Energy Agency Still Gets Its World Energy Outlook Wrong'. 2017. http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/01/EWG_WEO17_EN-.pdf.

Farquharson, Louise M., Vladimir E. Romanovsky, William L. Cable, Donald A. Walker, Steven V. Kokelj und Dmitry Nicolsky. 2019. 'Climate Change Drives Widespread and Rapid Thermokarst Development in Very Cold Permafrost in the Canadian High Arctic'. Geophysical Research Letters 46 (12): 6681–89. https://doi.org/10.1029/2019GL082187.

Hansen, Kenneth, Christian Breyer und Henrik Lund. 2019. 'Status and Perspectives on 100% Renewable Energy Systems'. Energy 175 (May): 471–80. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.092.

Heath, Garvin A., Patrick O'Donoughue, Douglas J. Arent und Morgan Bazilian. 2014. 'Harmonization of Initial Estimates of Shale Gas Life Cycle Greenhouse Gas Emissions for Electric Power Generation'. Proceedings of the National Academy of Sciences 111 (31): E3167–76. https://doi.org/10.1073/pnas.1309334111.

Howarth, Robert W. 2014. 'A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas'. Energy Science & Engineering 2 (2): 47–60. https://doi.org/10.1002/ese3.35.

Howarth, Robert W. 2015. 'Methane Emissions and Climatic Warming Risk from Hydraulic Fracturing and Shale Gas Development: Implications for Policy'. Energy and Emission Control Technologies. 8 October 2015. https://doi.org/10.2147/EECT.S61539.

Howarth, Robert W. 2019. 'Is Shale Gas a Major Driver of Recent Increase in Global Atmospheric Methane?' Biogeosciences Discussions, April, 1–23. https://doi.org/10.5194/bg-2019-131.

Howarth, Robert W., Renee Santoro und Anthony Ingraffea. 2011. 'Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations'. Climatic Change 106 (4): 679. https://doi.org/10.1007/s10584-011-0061-5.

Internationale Energieagentur. 2018. 'World Energy Outlook 2018'.

Jacobson, Mark Z., Mark A. Delucchi, Guillaume Bazouin, Zack A. F. Bauer, Christa C. Heavey, Emma Fisher, Sean B. Morris, et al. 2015. '100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight (WWS) All-Sector Energy Roadmaps for the 50 United States'. Energy & Environmental Science 8 (7): 2093–2117. https://doi.org/10.1039/C5EE01283J.

Lavoie, Tegan N., Paul B. Shepson, Chloe A. Gore, Brian H. Stirm, Robert Kaeser, Bernard Wulle, David Lyon und Joseph Rudek. 2017. 'Assessing the Methane Emissions from Natural Gas-Fired Power Plants and Oil Refineries'. Environmental Science & Technology 51 (6): 3373–81. https://doi.org/10.1021/acs.est.6b05531.

McKain, Kathryn, Adrian Down, Steve M. Raciti, John Budney, Lucy R. Hutyra, Cody Floerchinger, Scott C. Herndon, et al. 2015. 'Methane Emissions from Natural Gas Infrastructure and Use in the Urban Region of Boston, Massachusetts'. Proceedings of the National Academy of Sciences 112 (7): 1941–46. https://doi.org/10.1073/pnas.1416261112.

Metayer, Matthieu, Christian Breyer und Hans-Josef Fell. 2015. 'The Projections for the Future and Quality in the Past of the World Energy Outlook for Solar PV and Other Renewable Energy Technologies', 27.

Nace, Ted, Lydia Plante und James Browning. 2019. 'TRACKING GLOBAL LNG INFRASTRUCTURE', 21.

Olivier J.G.J., K.M. Schure und J.A.H.W. Peters. 2017. 'Trends in Global CO2 and Total Greenhouse Gas Emissions - 2017 Report', 69.

Plessmann, Guido und Philipp Blechinger. 2016. 'How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe's electricity supply system until 2050'. Reiner Lemoine Institut (blog). 1 December 2016. https://reiner-lemoine-institut.de/meet-eu-ghg-emission-reduction-targets-model-based-decarbonization-pathway-europes-electricity-supply-system-2050-plessmann-et-al-2016/.

Ram, Manish, Dmitrii Bogdanov, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Solomon A. Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, et al. 2019. 'Global Energy System Based on 100% Renewable Energy'. http://energywatchgroup.org/new-study-global-energy-system-based-100-renewable-energy.

Ram, Manish, Michael Child, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Alena Poleva und Christian Breyer. 2017. 'Comparing Electricity Production Costs of Renewables to Fossil and Nuclear Power Plants in G20 Countries'. https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20170705_greenpeace_studie_comparing_electricity_costs_engl.pdf.

Raupach, Michael R., Steven J. Davis, Glen P. Peters, Robbie M. Andrew, Josep G. Canadell, Philippe Ciais, Pierre Friedlingstein, et al. 2014. 'Sharing a Quota on Cumulative Carbon Emissions'. Nature Climate Change 4 (10): 873–79. https://doi.org/10.1038/nclimate2384.

Saunois, M., R. B. Jackson, P. Bousquet, B. Poulter und J. G. Canadell. 2016. 'The Growing Role of Methane in Anthropogenic Climate Change'. Environmental Research Letters 11 (12): 120207. https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/12/120207.

Saunois, Marielle, Philippe Bousquet, Ben Poulter, Anna Peregon, Philippe Ciais, Josep G. Canadell, Edward J. Dlugokencky, et al. 2016. 'The Global Methane Budget 2000–2012'. Earth System Science Data 8 (2): 697–751. https://doi.org/10.5194/essd-8-697-2016.

Teske, Sven. 2019. Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-Energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C. Cham: Springer International Publishing Imprint,Springer.

Traber, Thure. 2017. 'Capacity Remuneration Mechanisms for Reliability in the Integrated European Electricity Market: Effects on Welfare and Distribution through 2023'. Utilities Policy 46 (June): 1–14. https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.005.

Worden, John R., A. Anthony Bloom, Sudhanshu Pandey, Zhe Jiang, Helen M. Worden, Thomas W. Walker, Sander Houweling, et al. 2017. 'Reduced Biomass Burning Emissions Reconcile Conflicting Estimates of the Post-2006 Atmospheric Methane Budget'. Nature Communications 8 (1): 2227. https://doi.org/10.1038/s41467-017-02246-0.

Zittel, Werner und Jörg Schindler. 2006. 'Uranium Resources and Nuclear Energy'. 2006. http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/01/EWG_Report_Uranium_3-12-2006ms1.pdf.

Zittel, Werner und Jörg Schindler. 2007. 'Crude Oil – The Supply Outlook'. 2007. http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/01/2008-02_EWG_Oil_Report_updated.pdf.

Zittel, W., J. Zerhusen, M. Zerta und N. Arnold. 2013. 'Fossil and Nuclear Fuels – the Supply Outlook'. 2013. http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/01/EWG-update2013_long_18_03_2013up1.pdf.

Appendix

Annahmen

Barrel pro Tonne Öläquivalent	7.33
Megawattstunden pro Tonne Öläquivalent	12
Megawattstunden Energiegehalt pro Barrel Öläquivalent	0.61
Wirkungsgrad offene Gasturbine (OCGT)	0.38
Wirkungsgrad Gas- und Dampfturbine (GuD)	0.58
Wirkungsgrad Brennwertkessel Erdgas	0.90
Wirkungsgrad Brennwertkessel Erdöl	0.90
Spezifische Verbrennungsemissionen - Erdgas [kg/MWh]	200
Spezifische Verbrennungsemissionen - Erdöl [kg/MWh]	266
Treibauspotential in 20 Jahren [CO_2 Äquivalente]	85
Erdgas Vorkettenemissionen „Durchschnittsgas“ (gesamt/CH_4)* [kg CO_2 Äqiv./MWh_brenn]	170/148
Erdgas Vorkettenemissionen „Neues Gas“ (gesamt/CH_4)* [kg CO_2 Äqiv./MWh_brenn]	337/297

*Differenzen zwischen gesamt und CH_4 entsprechen den CO_2 Emissionen.

Methode für den Datenabgleich

Die für diese Studie verwendeten Daten passen die im WEO 2018 (IEA, 2018) und über die im Methane tracker der IEA veröffentlichten Daten an die Erkenntnisse aus neuesten Publikationen an, insbesondere zu den Methanemissionen aus fossilen Brennstoffen (Howarth, 2019). Howarth stellt eine Zunahme der globalen jährlichen Methanemissionen aus Erdöl und Erdgas von 2005 bis 2015 von etwa 19,1 Tg fest, während der Methane tracker der IEA einen Anstieg der jährlichen Emissionen von nur 5,3 Tg im gleichen Zeitraum meldet. Wir korrigieren diese IEA-Informationen über Erdgasemissionen um die Differenz im Emissionswachstum unter der Annahme, dass es keinen Konflikt bei den Zuweisungen der Emissionsänderung in der

Mineralölversorgung zwischen der Studie von Howarth sowie der IEA-Darstellung gibt, d.h. 1,6 Tg Anstieg der jährlichen Emissionen im jeweiligen Zeitraum. Dies führt zu einem Anstieg der Erdgasemissionen um 32% gegenüber dem von der IEA verwendeten Datensatz, was einer geschätzten jährlichen Emission von 57 Tg-Methan aus der Erdgasversorgung entspricht. Wir skalieren die Methanemissionen der Erdgasversorgung aus dem WEO 2018 daher mit dem Faktor 132% im gesamten Papier.

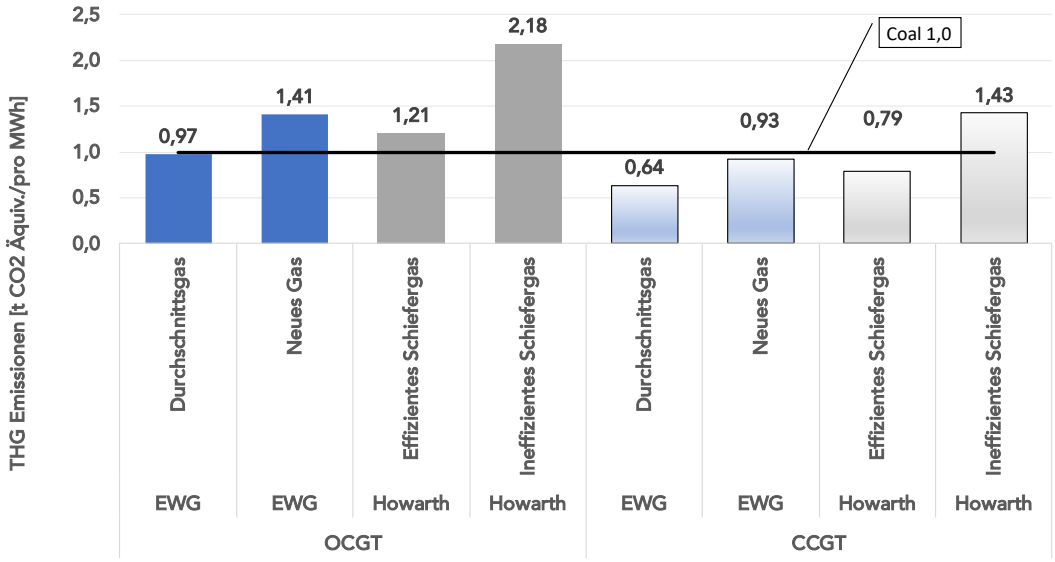

Abbildung 7: Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung mit Erdgas auf Basis von Lieferkettenschätzungen der EWG für durchschnittliches und neues Gas. Die grauen Balken zeigen die resultierenden Emissionen an, die auf den Emissionen von Schiefergas in der Lieferkette basieren, wie in Howarth (2011) berichtet, jedoch unter Verwendung unserer Annahmen für die Stromerzeugung. Die hellen Farben auf der rechten Seite zeigen die Emissionen teurer GuD-Kraftwerke (CCGT) mit extrem hohem Wirkungsgrad (58%), die in Europa und den meisten Märkten weltweit nicht wettbewerbsfähig sind.