



Sachstand

CO₂ - Bilanzen

Einzelfragen zu Energieträgern, insbesondere Flüssiggas

CO2 - Bilanzen

Einzelfragen zu Energieträgern, insbesondere Flüssiggas

Aktenzeichen:	WD 8 - 3000 - 003/18
Abschluss der Arbeit:	16.02.2018
Fachbereich:	WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	LNG - Strategie der Europäischen Union	4
3.	CO₂-Bilanzen	6
3.1.	Vorbemerkung	6
3.2.	Basisinformationen zu Erdgas	8
3.2.1.	Prozessketten für Flüssiggas (LNG)	9
3.3.	Einzelne Studien zu Ökobilanzen von Energieträgern	10
3.3.1.	Kurzstudie „Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland,“	10
3.3.2.	Nord Stream 2 Pipeline: „Treibhausgasprofile für Erdgastransporte“	11
3.3.3.	Life cycle CO ₂ analysis of LNG and city gas	13
3.3.4.	LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions	13
3.3.5.	Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: A Comparative Analysis of Australian Energy Sources	14
3.3.6.	Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States	14
3.3.7.	Schiefergas (shale gas)	15
3.3.8.	Fossile Energieträger	16
3.4.	Kernkraft	18
3.5.	Nicht fossile Energieträger	18
3.6.	Carbon-Capture-Storage (CCS)	19
4.	Fazit	19
5.	Quellen und Literatur	20

1. Einleitung

Der vorliegende Sachstand gibt einen Einblick in die CO₂-Bilanzen der in Deutschland gewonnenen Energieträger von der Förderung über ihren Transport bis zu ihrem Verbrauch sowie der nach Deutschland zur Energiegewinnung importierten Energieträger, insbesondere zur Art ihrer Gewinnung, des Importweges und ihres Herkunftslandes.

Der Fokus liegt neben den weitgehend bekannten direkten Emissionen vor allem auf den indirekten Emissionen, die bei der Gewinnung bzw. Produktion z.B. von Flüssigerdgas (LNG, liquefied natural gas) entstehen und deren länderspezifische Unterschiede.

Aus den Informationen soll sich ablesen lassen, ob oder inwieweit sich die aktuelle LNG-Strategie der EU auf die globalen CO₂-Emissionen auswirkt und beziffern lässt.

2. LNG - Strategie der Europäischen Union

Flüssigerdgas ist Erdgas, das, auf etwa minus 162 Grad Celsius abgekühlt, vom Aggregatzustand gasförmig zu flüssig wechselt. Danach hat Flüssiggas nur noch ein Sechshundertstel des Volumens von Erdgas und der Transport von Erdgas per Schiff wird auf entsprechende Entfernungen auch wirtschaftlich attraktiv.

Mit ihrer LNG-Strategie¹ beabsichtigt die EU-Kommission die Energiesicherheit in der EU zu erhöhen und Emissionen zu senken. Die Länder sollen zukünftig nicht nur von einer einzigen Quelle Pipelinegas abhängig sein, wozu die EU den Import von Flüssiggas (LNG) ermöglichen möchte: „Europa ist der weltgrößte Importeur von Erdgas. Europa verfügt insgesamt über beträchtliche LNG-Einfuhrkapazitäten – momentan reichen sie aus, um rund 43 % des derzeitigen Gasbedarfs (Stand 2015) zu decken. Allerdings gibt es nach wie vor beträchtliche regionale Unterschiede, was den Zugang zu Flüssigerdgas (LNG) angeht. Die Kommission legt eine Strategie für Flüssigerdgas (LNG) fest, um den Zugang aller Mitgliedstaaten zu LNG als alternative Gasversorgungsquelle zu verbessern. Die wichtigsten Elemente dieser Strategie sind der Aufbau der für die Vollendung des Energiebinnenmarktes strategisch wichtigen Infrastruktur und die Ermittlung der Projekte, die erforderlich sind, um die Abhängigkeit einiger der Mitgliedstaaten von einer einzigen Versorgungsquelle zu beenden.“²

1 European Commission (2016). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage”, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v10-1.pdf

2 Europäische Kommission (2016). „Auf dem Weg zur Energieunion: Kommission legt Paket zur nachhaltigen Sicherung der Energieversorgung vor“, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-307_de.htm und https://ec.europa.eu/germany/news/sichere-energieversorgung-eu-kommission-will-europa-krisenfester-machen_de

In einem Artikel der Zeitschrift Der Spiegel wird Oliver Krischer, MdB (Bündnis 90/Die Grünen) mit der Aussage zitiert: „Diversifizierung der Gaslieferländer ist im Interesse Deutschlands und der EU“.³

Erdgas soll zudem als Brückentechnologie zwischen Kohle und den Erneuerbaren Energien eingesetzt werden.

Ebenso wird ein CO₂-Einsparpotential innerhalb des Verkehrssektors durch Erhöhung des Anteils von LNG betriebenen Fahrzeugen (LKW, PKW) und Schiffen gesehen.

Die Fundstätten der Erdgasvorkommen sind nicht, wie beim Erdöl, geografisch konzentriert. Liegen Förderstelle und Verbrauchsort in relativ kurzer Entfernung, scheinen Gaspipelines am sinnvollsten, bei weiteren Entfernungen scheint der Transport in Form von Flüssiggas sinnvoller.⁴ Die bedeutendsten Fundstätten für Erdgas liegen innerhalb der OECD in Australien, Kanada, USA, Großbritannien, Norwegen und den Niederlanden und bei Nicht-OECD-Ländern in Russland, China, Algerien, Iran, Katar, Turkmenistan und Nigeria, und mit steigenden Produktionszahlen in Saudi Arabien, Indonesien, Argentinien, Malaysia und Peru.⁵

„Weniger als die Hälfte des Gasbedarfs der EU wird derzeit durch die heimische Förderung gedeckt. Der Rest wird eingeführt, hauptsächlich aus Norwegen (30 %), Russland (39 %) und Algerien (13 %). In den letzten Jahren machte LNG rund 10 % der Einfuhren aus, wovon der größte Teil aus Katar, Algerien und Nigeria stammt. [...] Katar ist derzeit mit rund 100 Mrd. Kubikmetern bei weitem der größte LNG-Anbieter der Welt. Andere große Lieferanten (mehr als 20 Mrd. Kubikmeter) sind beispielsweise Nigeria, Malaysia, Indonesien und Australien. Allerdings werden die weltweiten Verflüssigungskapazitäten wohl massiv ansteigen, da in den nächsten Jahren neue Anlagen in den USA und Australien in Betrieb genommen werden.“⁶

Der Einsatz von Flüssiggas als Energieträger hat in den letzten Jahren zugenommen. Die folgende Grafik liefert einen Überblick der weltweiten Flüssiggas-Transporte innerhalb der OECD und ihrer mengenmäßigen Bedeutung.⁷

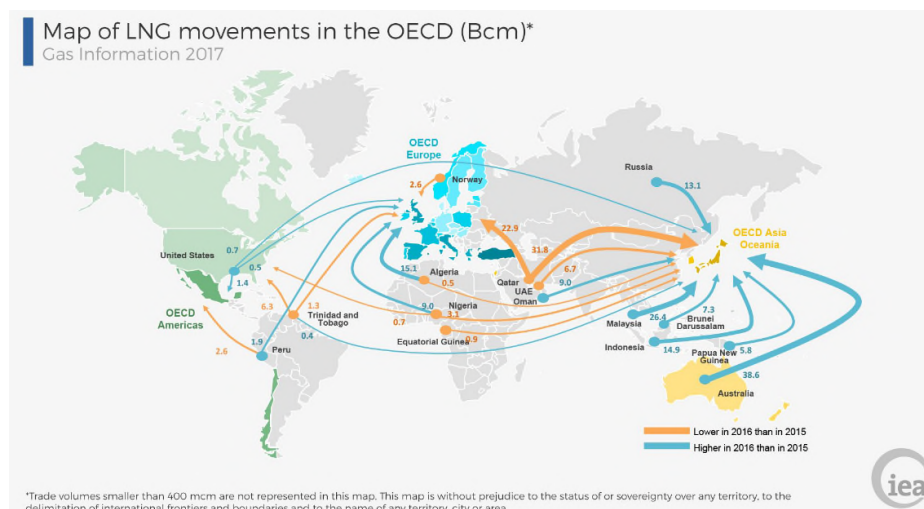
3 Der Spiegel (2018). „Konkurrenz für Nord Stream“, Seite 63 vom 27.1.2018, Spiegel Verlag, 2018

4 Arlt, S-A., Hofmann, J., Nachtmann, K. (2018). „Der Markt für Liquefied Natural Gas bis 2030“, Seite 234, DIV Deutscher Industrie-Verlag GmbH, 2018

5 International Energy Agency (IEA) (2017). „Natural Gas Information 2017“

6 Europäische Kommission (2016). Factsheet „Energieversorgungssicherheit in der EU soll mithilfe von Flüssigerdgas und der Gasspeicherung erhöht werden“, [http://europa.eu/rapid/press-release MEMO-16-310_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-310_de.htm)

7 International Energy Agency (IEA) (2017). „Natural Gas Information 2017“



3. CO₂-Bilanzen

3.1. Vorbemerkung

„Für die Abschätzung energiebedingter Umwelteffekte stehen seit einigen Jahren leistungsfähige Instrumente zur Verfügung. Das seit 1997 entwickelte Instrumentarium für Klimagas-Reduktionsstrategien IKARUS ermöglicht mittels unterschiedlicher Modelle und einer umfassenden Technik-Datenbank die Analyse künftiger energiewirtschaftlicher und insbesondere technischer Entwicklungen. Mit Ökobilanzmodellen wie GEMIS, Balance, Umberto, GaBi u.a. lassen sich Umwelteffekte der Energiebereitstellung und Energienutzung vergleichend untersuchen. Mit diesen Instrumenten können komplette Lebenswege z.B. der Strombereitstellung – von der Rohstoffgewinnung bis zur Nutzung – inklusive Hilfsenergien sowie Materialaufwänden zur Herstellung von Anlagen und Transportsystemen ermittelt und auf dieser Basis die Gesamtemissionen und der Ressourcenbedarf berechnet werden.

Als Grundlage für die Berechnung nutzen diese Ökobilanzmodelle Datenbanken, die Lebenszyklusdaten für Rohstoffe, Vorprodukte, industrielle Prozesse sowie Material- und Energieflüsse enthalten. Vielfache Anwendung erfährt hierbei z.B. die Schweizer Datenbank ecoinvent, in der hunderte aktualisierter Ökobilanzen und Referenzdaten vorliegen.“⁸

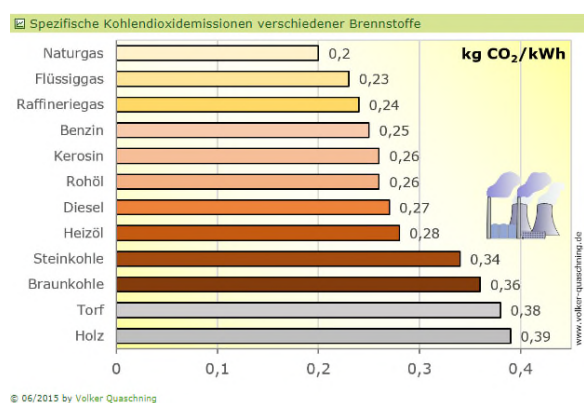
Zahlreiche Angaben bzw. Auswertungen von CO₂-Emissionsfaktoren aus jeweils unterschiedlichen Jahren stehen zur Verfügung. Die Faktoren der CO₂-Emissionen, in der Regel betrachtet bei vollständiger Verbrennung, beziehen sich auf den Brennstoffeinsatz [g/kWh], den Stromverbrauch [g/kWh] oder den Strommix [g/kWh]. Wobei die Angaben die Bereitstellung einer Kilowattstunde (kWh) elektrischer Energie oder die reine Wärmeerzeugung betreffen können. Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bei der Erzeugung der elektrischen Energie fallen die

8 BINE-Informationsdienst (2005). „Analyse energiebedingter Umweltauswirkungen“, <http://www.bine.info/publikationen/publikation/bewertung-kuenftiger-stromerzeugungstechniken/analyse-energiebedingter-umweltauswirkungen/>

Werte für die Wärmeerzeugung geringer aus.⁹ Weitere Faktoren sind die reine Energiebereitstellung, die Nutzung der Energieträger durch Industrie oder Haushalte und die Einbeziehung oder das Herauslassen der Vorkette. Zum Teil wird die gesamte Wertschöpfungskette berücksichtigt, wobei insbesondere die Angaben der importierten Energieträger von Dritten bzw. von den jeweiligen Erzeugerländern abhängen. Alter und Wirkungsgrad der verwendeten Anlage bzw. des Kraftwerks lassen eine Vergleichbarkeit nur bedingt zu. Inwieweit sich Fördermethoden der einzelnen Länder und damit die Emissionsfaktoren unterscheiden und diese beziffert werden können, hängt auch von den Angaben der Erzeuger ab. Die für Europa erstellten Bilanzen verwenden oft das Tool „Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) des Ökoinstituts bzw. I-INAS, das über die Jahre weiterentwickelt wurde und in unterschiedlichen Softwareversionen eingesetzt wurde. Ein kanadisches Modell, GHGhenius, das für den europäischen Markt weiterentwickelt wurde, setzten die Experten für Auswertungen jüngsten Datums ein.¹⁰ Amerikanische Studien verwenden oft das GREET-Tool und die Datenbank eGRID¹¹.

Auch ist nicht immer klar, ob indirekte Emissionen wie z.B. Methan berücksichtigt wurden. Die Klimawirkung von Methan ist zwar deutlich höher, der Anteil an den Emissionen aber deutlich geringer und Methan verbleibt auch deutlich weniger Zeit in der Atmosphäre als CO₂. Da Erdgas aus etwa 90 % Methan (CH₄) besteht, betrachten einige Studien die Treibhausgas-Emissionsprognose für 20 bzw. 100 Jahre.

Die nachfolgende Grafik zeigt eine Übersicht von CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger aus dem Jahr 2015 und liefert einen Einblick in die Größenordnungen.¹²



- 9 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (2010). „Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie“, https://www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf
- 10 Umweltbundesamt (UBA) (2018). Kurzstudie „Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland“, Climate Change 02/2018, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-30_climate-change_02-2018_roadmap-gas_0.pdf
- 11 United States Environmental Protection Agency (EPA) “Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID)”, <https://www.epa.gov/energy/emissions-generation-resource-integrated-database-egrid>
- 12 Quaschnig, V. “Statistiken”, <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>

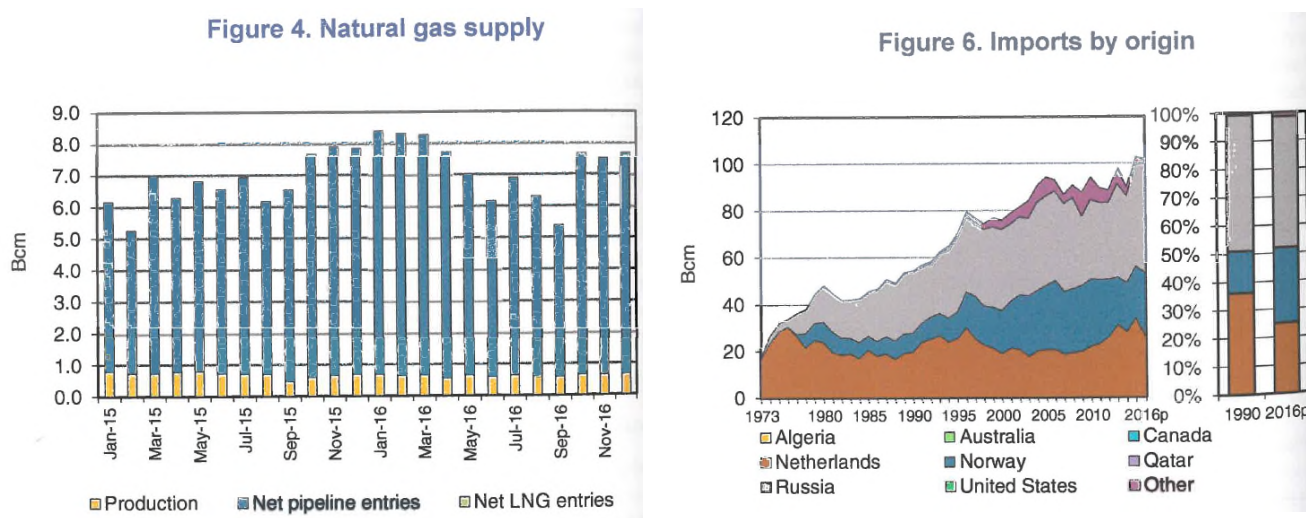
3.2. Basisinformationen zu Erdgas

Beim Erdgas differenzieren die Analysten nach konventioneller und unkonventioneller Fördermethode, wie z.B. dem Schiefergas (Shale Gas), dem Bezugsland und der Transportart (Pipeline oder LNG) sowie der Länge der Transportwege.¹³ Hinzu kommen durch Leckagen verursachte Emissionen, Erdgasaufbereitung, Verdichtung für den Transport oder das Abfackeln der Restgase und nicht zuletzt die Zusammensetzung des deutschen Erdgasmixes.

Deutschland besitzt ein ausgedehntes Netzwerk von Pipelines, die Gas aus Norwegen, Russland und den Niederlanden nach Deutschland transportieren, und ein weniger ausgedehntes Netz, das Gas aus Dänemark und Großbritannien (über Belgien) nach Deutschland bringt.

Mit Tankschiffen kann Flüssiggas aus Norwegen, Barbados, Westafrika oder aus Algerien importiert werden. Das Joint Venture "German LNG Terminal GmbH" favorisiert den Standort Brunsbüttel für den Bau eines nationalen Flüssiggas-Terminals.¹⁴

Die nachfolgende Grafik zeigt den Anteil der nationalen Produktion und den des Pipelinegases. Flüssiggas hat aufgrund eigener fehlender nationaler Terminals keine Anteile in der Grafik. Die zweite Grafik zeigt die Verteilung auf die jeweiligen Herkunftsländer.¹⁵



13 Lambertz, J., Schiffer, H., Thielemann, Th., Voß, M. (2012). „Carbon Footprints fossiler Energieträger in der Stromerzeugung“, <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/28/Carbon-Footprints-fossiler-Energietraeger-in-der-Stromerzeugung.aspx>

14 Kieler Nachrichten (2018). „Ein Meilenstein auf dem Weg zum LNG-Terminal“ vom 18.1.2018, Seite 7

15 International Energy Agency (IEA) (2017). „Natural Gas Information 2017“

3.2.1. Prozessketten für Flüssiggas (LNG)

Je nach Technologie der Gasaufbereitung, Gasverflüssigung, Länge des Transports, Rückwandlung in Gas und Transport zum Verbraucher und deren Qualitätsstandards fließen unterschiedliche Emissionsdaten in die Betrachtung der Ökobilanzen ein. Die folgende Abbildung¹⁶ gibt einen schematischen Einblick über unterschiedliche Prozessketten, auch Bereitstellungspfade genannt.

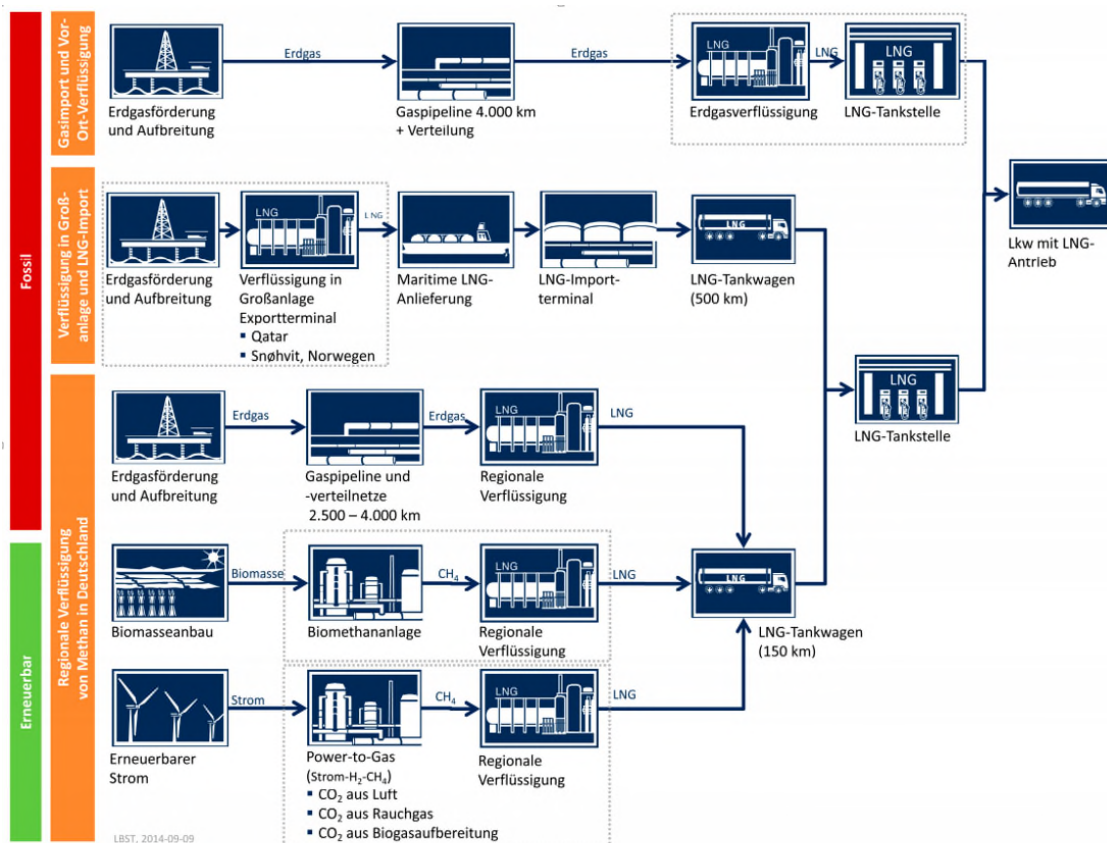
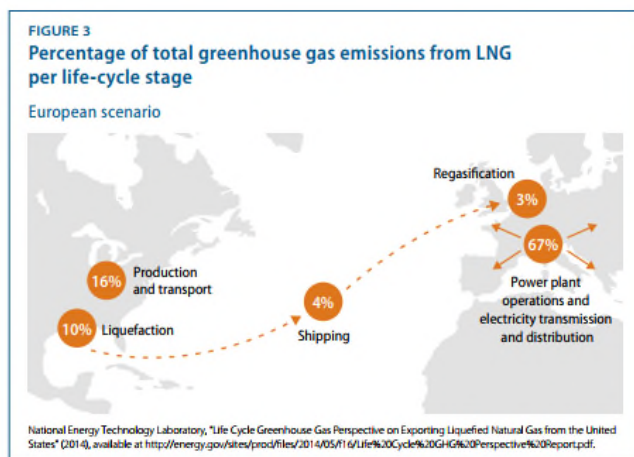


Abbildung 4: Überblick über die untersuchten LNG-Bereitstellungspfade (LBST, 2014)

Die nachfolgende Grafik zeigt, wie sich die Anteile der gesamten Treibhausgasemissionen auf die einzelnen Prozessschritte für den amerikanischen Exportmarkt verteilen.¹⁷ Dabei fällt der weit größte Teil auf die Weiterverarbeitung in den importierenden europäischen Ländern, gefolgt von der Produktion und dem Transport bis zur Verflüssigung von der Ostküste des exportierenden Landes USA.

16 Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2014). „LNG in Deutschland Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr“, [http://www.lbst.de/download/2014/LNG in Deutschland Fluessigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr.pdf](http://www.lbst.de/download/2014/LNG_in_Deutschland_Fluessigerdgas_und_erneuerbares_Methan_im_Schwerlastverkehr.pdf)

17 Taraska, G., Banks, D., Center for American Progress (2014). „The Climate Implications of U.S. Liquefied Natural Gas, or LNG, Exports“, Seite 7 https://cdn.americanprogress.org/wp-content/uploads/2014/08/TaraskaLNG_report.pdf



3.3. Einzelne Studien zu Ökobilanzen von Energieträgern

3.3.1. Kurzstudie „Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland,“

Ein vom Umweltbundesamt (UBA) in Auftrag gegebener Vergleich zweier Studien zu den Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung zeigt, dass bei nahezu identischer Vorgehensweise (gleiche Softwareversion, Vorgehen nach den gleichen DIN EN-Normen) die Datenlage entscheidend ist. Es wurden Daten aus drei verschiedenen Jahren und verschiedene Transportwege verglichen. Die Daten wurden aus dem Nationalen Inventarbericht (NIR)¹⁸ entnommen und mit Daten von u.a. Verbänden verglichen. Trotz der gleichen Vorgehensweise gibt es signifikante Unterschiede in den Emissionsdaten.¹⁹ Dieses Ergebnis bezieht sich auf die Betrachtung nur eines Energieträgers:

„Die Kurzstudie kommt trotz der signifikanten Unterschiede zu dem Schluss, dass eine Beurteilung der Rolle von Erdgas zur Erfüllung der Klimaschutzziele die Berücksichtigung der Vorkettenemissionen der konventionellen Erdgasgewinnung in Relation zu anderen fossilen Endenergieträgern und in der absoluten Höhe keinen signifikanten Einfluss haben.“

Die in der Studie ermittelten CO₂-Emissionsfaktoren sind in [g/GJ] angegeben und bleiben deutlich unter denen von Stein- und Braunkohle und Erdölprodukten.

18 Umweltbundesamt (UBA) (2018). „Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016“ aktueller Bericht unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envwldoww/2018_01_15_EU-NIR_2018.pdf

19 Umweltbundesamt (UBA) (2018). Kurzstudie „Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland“, Climate Change 02/2018, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-30_climate-change_02-2018_roadmap-gas_0.pdf

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2016). Abschlussbericht „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas“, https://zukunft.erdgas.info/fileadmin/public/PDF/Politischer_Rahmen/dbi-berichtkritische-ueberpruefung-treibhausgasvorketteerdgas.pdf , Seite 60

Tabelle 1: Spezifische Treibhausgasemissionen über den Produktlebensweg von Erdgas im Jahr 2014 gemäß DBI-Studie

in g/GJ		Gastransport, Speicherung und Verteilung innerhalb Zentral-EU	Gasaufbereitung	Gastransport ¹⁾	Gasproduktion	Entfernung von CO ₂ und H ₂ S	Total
Deutschland	CO ₂	134,7	819,5	0,0	2005,2	2172,3	5131,8
	CH ₄	66,8	6,1	0,0	18,1	0,0	90,9
	N ₂ O	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
	CO	0,0	0,6	0,0	2,5	0,0	3,2
Niederlande	CO ₂	127,3	24,2	1,1	924,0	0,8	1077,5
	CH ₄	66,8	0,0	6,0	11,0	0,0	83,8
	N ₂ O	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CO	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	1,3
Norwegen	CO ₂	131,3	269,3	269,3	1438,1	16,8	3431,8
	CH ₄	66,8	1,7	1,7	15,4	0,0	85,9
	N ₂ O	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
	CO	0,0	0,2	0,6	2,6	0,0	3,4
Russland (gewichteter Mittelwert)	CO ₂	146,2	0,0	11791,0	856,5	2,4	12797,0
	CH ₄	66,8	0,0	69,2	11,7	0,0	147,7
	N ₂ O	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
	CO	0,0	0,0	1,5	1,4	0,0	6,0

¹⁾ Gastransport bis zur Außengrenze von Zentral-EU (im Fall von Norwegen und Russland) oder in ein anderes Land in Zentral-EU (betrifft Deutschland und Niederlande, da das Produktionsland in Zentral-EU liegt).

3.3.2. Nord Stream 2 Pipeline: „Treibhausgasprofile für Erdgastransporte“

In einem Vergleich der Treibhausgasprofile der Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen kommen die Autoren der Studie in ihrem Abschlussbericht zu folgenden Ergebnissen:

Es wurden zwei Produktsysteme angenommen: A = Erdgas-Importe aus Russland via Nord Stream 2 Pipeline (NSP2) und B = vier LNG-Importe aus den USA, Katar und Australien mit North West Shelf (NWS) und Queensland (QL) und Algerien. Für das Pipelineszenario wurden die für die CO₂-Bilanz jeweils schlechteren Daten und für die LNG-Szenarien die besseren Daten verwendet. Zudem haben die Autoren ihre Ergebnisse mit denen anderer verglichen.

„Wie in Abbildung C dargestellt, hat der Transport von Erdgas aus Russland via Pipeline nach Europa ein signifikant geringeres Treibhausgas-Profil. Im Basisszenario sind die Treibhausgasemissionen der LNG-Importe um den Faktor 2,4 bis 4,6 höher als die der NSP2. Die Treibhausgasprofile der betrachteten Lieferketten sind in die jeweiligen Wertschöpfungsstufen aufgeteilt. Der größte Beitrag an Treibhausgasemissionen der LNG-Importe stammt von der Verflüssigung des Erdgases, von der Förderung und Aufbereitung (Algerien, Australien-QL, USA) sowie vom Transport nach Europa (mit Ausnahme Algeriens). Die Treibhausgasemissionen des Pipeline-Transports aus Russland werden hauptsächlich durch den Betrieb der Langstrecken-Pipeline verursacht. In Abbildung C sind die Treibhausgasemissionen der Nord Stream 2 Pipeline im Vergleich zu allen LNG-Importvarianten dargestellt.“

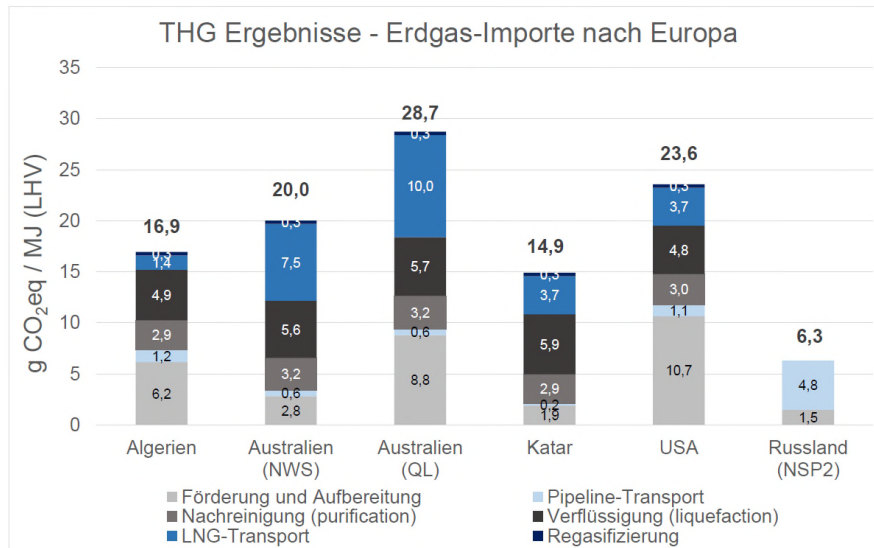


Abbildung C Treibhausgas-Profile der Produktsysteme A und B [g CO₂eq/MJ] – Basis-szenario

Die Autoren stellen zusammenfassend fest:

„Erdgas-Importe nach Europa mittels der Nord Stream 2 Pipeline zeigen im Hinblick auf ihren Beitrag zum Klimawandel ein vorteilhaftes Treibhausgas-Profil im Vergleich mit den LNG-Importen. Zusätzlich durchgeführte Analysen zeigen, dass selbst optimistische Szenarien für die LNG-Importe höhere THG-Emissionen verursachen als pessimistische Szenarien für Importe aus Russland.“

Im Basisszenario werden 17,1 bis 44,6 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente gegenüber der besten (Katar)- und schlechtesten (Australien-QL) LNG-Importalternative pro Jahr eingespart. Diese Werte basieren auf einer jährlich transportierten Erdgasmenge von 55 Mrd. m³.

Die größten Anteile an den Treibhausgasemissionen der LNG-Importe stammen aus der Förderung und Aufbereitung, der Verflüssigung und dem Transport. Beim Erdgas-Transport via Pipeline kommt der größte Anteil des THG-Profiles vom Betrieb der Pipeline.

Die ermittelten Treibhausgas-Profile dieser Studie werden Studienergebnissen von Dritten gegenübergestellt. Die Literaturwerte und die Ergebnisse dieser Studie sind vergleichbar. Die Literaturangaben weichen im Schnitt von den Ergebnissen des Basisszenarios wie folgt ab: für die USA -10 %, für Katar +15 %, für Australien-QL +15 %, für Algerien +140 % und für Russland +15 %. Die hohen Literaturwerte für Algerien liegen in den hohen Methanemissionen bei Förderung und Aufbereitung sowie der niedrigen Effizienz der alten LNG-Anlagen begründet. Abweichungen

zwischen den Ergebnissen dieser Studie und Literaturwerten können auch an unterschiedlich gewählten Referenzjahren liegen.“²⁰

3.3.3. Life cycle CO₂ analysis of LNG and city gas²¹

Weiterentwicklungen der einzelnen Technologien führen zu geringeren Werten der Emissionen:

“Moreover, the analysis includes CO₂ emissions during the LNG transportation from exporting countries to Japan, [...] The reduction effect of CO₂ using LNG cryogenic energy was also considered. [...] The evaluation showed that the level of greenhouse gas emissions and energy consumptions in the modern natural gas production and liquefaction plants were lower than those previously reported due to improvements in the production process.”

3.3.4. LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions²²

Die Studie aus dem Jahr 2012 vergleicht Treibhausgasemissionen von Flüssiggas und Kohle. Wie erwartet schneidet Kohle deutlich schlechter ab.

Table 2 - Comparison of Overall Greenhouse Gas Emissions: Coal versus Natural Gas in Power Plants

Greenhouse Gases Emissions			
lbs/MWh	Coal	Natural Gas	Δ of Emission
CO ₂	2200	861.1	61%
CH ₄	0.2523	0.0168	93%
SO ₂	18.75	0.0043	100%
N ₂ O	0.0367	0.0017	95%

Source: Energy Information Administration, U. S. Department of Energy.

Die Daten stammen aus einer umfangreichen Studie²³, die Life-Cycle-Analysen von ja heimischer Kohle und importiertem Flüssiggas vergleicht. Das Herkunftsland des Erdgases ist Texas (USA), die Flüssiggas verbrauchenden Länder sind China, Indien, Japan und Südkorea sowie Deutschland, stellvertretend für Westeuropa: „LNG shipping emissions were calculated on a per nautical mile basis. Total emissions were calculated assuming U.S. exports originate at Galveston, Texas, to markets in Japan, South Korea, China, India, and Europe, the latter represented by Bremerhaven, Germany. Galveston was selected due to its proximity to several U.S. LNG export projects

-
- 20 Nord Stream 2 AG, thinkstep AG (2017). Abschlussbericht „Treibhausgasprofile für Erdgas-Transporte – Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen“, <https://www.nord-stream2.com/de/download/document/87/>
- 21 Tamura, I. et al. (2001). “Life cycle CO₂ analysis of LNG and city gas”, Applied Energy, Volume 68, Issue 3, March 2001, Pages 301-319, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261900000623> (Abstract)
- 22 International Gas Union (2015). “LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions”, Seite 16 http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/LNGLifeCycleAssessment.pdf
- 23 Center for Liquefied Natural Gas (2015). “LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions”, <http://www.paceglobal.com/wp-content/uploads/2015/10/LNG-and-Coal-Life-Cycle-Assessment-of-Greenhouse-Gas-Emissions.pdf>

currently being developed.” Deutschland wurde als führendes Kohle verbrauchendes Land ausgewählt.

Die Autoren bewerten ihre Analyse zusammenfassend wie folgt: „The results of the LNG and coal life cycle emissions assessments are dependent on a wide array of assumptions, as referenced throughout this report. This analysis is particularly sensitive to GHG emission factors and emission rates presented by the EPA, IPCC, NERL, and GHG protocol, among others. Importantly, outcome uncertainty is inherent in an LCA study of this breadth of scope due to the wide variety of data and analytical inputs. Actual GHG emissions for both the LNG and coal analysis can vary substantially depending (inter alia) on the specific power plant, coal mine, LNG technology, transport mode, and destination market being analyzed.”

Detaillierte Tabellen und Grafiken runden die Ergebnisdarstellung ab.

3.3.5. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: A Comparative Analysis of Australian Energy Sources²⁴

Die Studie vergleicht verschiedene Energieträger, bezogen auf den australischen Markt. “This analysis compares the life-cycle greenhouse gas (GHG) intensities per megawatt-hour (MWh) of electricity produced for a range of Australian and other energy sources, including coal, conventional liquefied natural gas (LNG), coal seam gas LNG, nuclear and renewables, for the Australian export market. [...] In general, natural gas exported as LNG is less GHG intensive than black coal but the gap is smaller for OCGT plant [Open Cycle Gas Turbine] and for CSG [coal seam gas]. [...] LNG in general is less GHG intensive than black coal, but the gap is smaller for gas combusted in open cycle gas turbine plant (OCGT) and for LNG derived from coal seam gas (CSG). On average, conventional LNG burned in a conventional OCGT plant is approximately 38% less GHG intensive over its life cycle than black coal burned in a sub-critical plant, per MWh of electricity produced. [...] When exported for electricity production, LNG was found to be 22 to 36 times more GHG intensive than wind and concentrated solar thermal (CST) power and 13–21 times more GHG intensive than nuclear power.”

3.3.6. Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States²⁵

Eine weitere Studie, die regionale Kohle mit amerikanischen Gasexporten nach Europa und Asien vergleicht, kommt zu folgendem Ergebnis: “This analysis has determined that the use of U.S. LNG exports for power production in European and Asian markets will not increase GHG emissions, on a life cycle perspective, when compared to regional coal extraction and consumption for power production. Given the uncertainty in the underlying model data, it is not clear if there are any significant differences between the corresponding European and Asian cases other than the LNG transport distance from the U.S. and the pipeline distance from Russia. Differences

24 Hardisty P. E. et al. (2012). “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: A Comparative Analysis of Australian Energy Sources”, <http://www.mdpi.com/1996-1073/5/4/872/htm> (ganzer Aufsatz)

25 Skone, T.J., National Energy Technology Laboratory (NETL) (2014). “Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States”, <https://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f16/Life%20Cycle%20GHG%20Perspective%20Report.pdf>

between the U.S LNG, regional LNG, and Russian natural gas options are also indeterminate due to the underlying uncertainty in the modeling data, therefore no significant increase or decrease in net climate impact is anticipated from any of these scenarios.”

Beispielhaft für die vielen Grafiken der Studie und zeigen die nachfolgenden Szenarien für Exporte aus den USA und Russland nach Rotterdam.

Figure 6-3: Speciated Life Cycle GHG Emissions of Natural Gas Power – U.S. LNG to Rotterdam Scenario

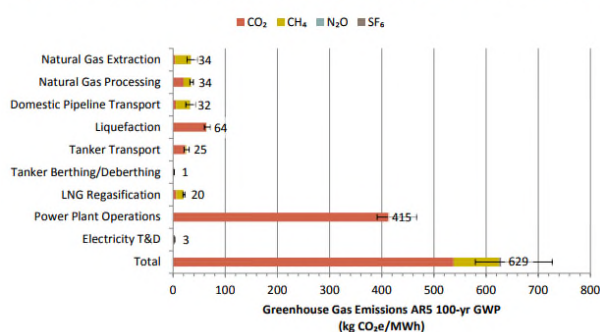
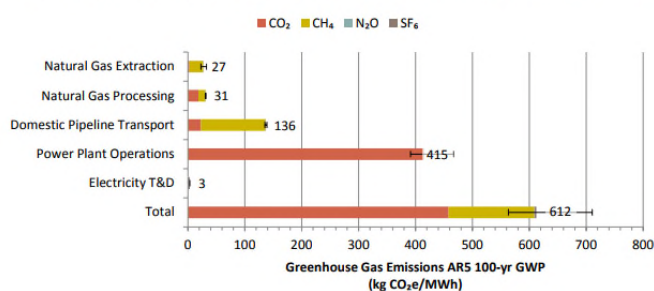


Figure 6-4: Speciated Life Cycle GHG Emissions of Natural Gas Power – Russian NG to Rotterdam Scenario



3.3.7. Schiefergas (shale gas)

Auch die Herkunft des Gases spielt bei der Ökobilanzierung eine Rolle. Insbesondere für die USA hat Schiefergas eine Bedeutung als Energieträger. Schiefergas wird hauptsächlich durch Hydraulic Fracturing (Fracking) gewonnen und wird auch als Fracking Gas bezeichnet. In Zusammenhang mit den Methan-Emissionen betrachten die Autoren Howarth, Santoro und Ingraffe in ihrem Meta-Aufsatz den Emissionsanteil von Erdgas und Schiefergas wie folgt: “The GHG footprint of shale gas consists of the direct emissions of CO₂ from enduse consumption, indirect emissions of CO₂ from fossil fuels used to extract, develop, and transport the gas, and methane fugitive emissions and venting. Despite the high level of industrial activity involved in developing shale gas, the indirect emissions of CO₂ are relatively small compared to those from the direct combustion of the fuel: 1 to 1.5 g C MJ⁻¹ (Santoro et al. 2011) vs 15 g C MJ⁻¹ for direct emissions (Hayhoe et al. 2002). Indirect emissions from shale gas are estimated to be only 0.04 to 0.45 g C MJ⁻¹ greater than those for conventional gas (Wood et al. 2011). Thus, for both conventional and shale gas, the GHG footprint is dominated by the direct CO₂ emissions and fugitive methane emissions. Here we present estimates for methane emissions as contributors to the GHG footprint of shale gas compared to conventional gas. [...] Summing all estimated losses, we calculate that during the life cycle of an average shale-gas well, 3.6 to 7.9% of the total production of the well is emitted to the atmosphere as methane (Table 2). This is at least 30% more and perhaps more than twice as great as the life-cycle methane emissions we estimate for conventional gas, 1.7% to 6%. Methane is a far more potent GHG than is CO₂, but methane also has a tenfold shorter residence time in the atmosphere, so its effect on global warming attenuates more rapidly (IPCC 2007).[...] Methane dominates the GHG footprint for shale gas on the 20-year time horizon, contributing 1.4- to 3-times more than does direct CO₂ emission. [...] At this time scale, the GHG footprint for shale gas is 22% to 43% greater than that for conventional gas. When viewed at a time 100 years after the emissions, methane emissions still contribute significantly to the GHG footprints, but the effect is diminished by the relatively short residence time of methane in the atmosphere. On this

time frame, the GHG footprint for shale gas is 14% to 19% greater than that for conventional gas.”²⁶

3.3.8. Fossile Energieträger

Nicht nur bei Erdgas, auch bei Kohleszenarien sind die Abbaumethode (Tagebau- oder Untertagebauförderung), Aufbereitung, Art und Länge der Transportwege und die Herstellung der Anlage zu betrachten. Die folgende Auswahl von Ergebnissen aus verschiedenen Ökobilanzierungen geben einen Einblick über die historische Entwicklung der Daten. Die Bilanzen wurden von unterschiedlichen Autoren, in unterschiedlichen Jahren und mit unterschiedlichen Berechnungstools erstellt.

Die folgende Tabelle²⁷ etwas älteren Datums zeigt Erdgasbereitstellung aus Russland, den Niederlanden, Norwegen und Algerien (DZ). Die Daten aus der Vorkette, die auch die Vorkette der einzelnen Länder beinhaltet, wurden zu Gesamtemissionsfaktoren je bereitgestellter Endenergie zusammengefasst.

Tabelle 2 Treibhausgasemissionen der Erdgasbereitstellung im Jahr 2005 (ohne Nutzung der Energieträger)

Option [g/kWh _{end}]	CO ₂ -Äquivalent	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Erdgas aus DE	9,6	6,9	0,12	0,000
Erdgas aus RU	67,8	36,0	1,37	0,001
Erdgas aus NL	9,6	5,4	0,18	0,000
Erdgas aus NO	13,9	9,1	0,20	0,000
LNG aus DZ	46,3	36,1	0,43	0,002
Erdgas-mix frei KW/IN	31,8	18,1	0,58	0,001
Erdgas-mix frei HH-KV	42,9	18,3	1,06	0,001
Erdgas (CNG) frei Tankstelle	51,5	27,0	1,05	0,001

Quelle: GEMIS 4.4

In einem weiteren Beispiel hat die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. spezifische CO₂-Emissionen der verschiedener Energieträger, die durch die Bereitstellung einer Kilowattstunde Strom anfallen, zusammengestellt. Die Werte aus dem Jahr 2009 sind mit und ohne Vorkette ermittelt worden.²⁸ „Die CO₂-Emissionen können mit den Daten aus den Energiebilanzen in Verbindung mit den brennstoffspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren unmittelbar errechnet werden.“²⁹

-
- 26 Robert W. Howarth, Renee Santoro, Anthony Ingraffea (2011). “Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations“, in “Climatic Change”, Seite 680, Springer link, doi: 10.1007/s10584-011-0061-5, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs10584-011-0061-5.pdf>
- 27 Öko-Institut e.V. für Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) (2007). Kurzbericht „Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten“, http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2007_thg_fossil_BGW.pdf
- 28 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE) (2010). „Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie“, https://www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf
- 29 AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) (2012). „Arbeit in Zahlen“, https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_broschuere_2012_web.pdf

Tabelle 1: Spezifische CO₂-Emissionen der eingesetzten Energieträger zur Stromerzeugung, Deutscher Strommix 2009 /Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen/, /FfE-interne Daten/

Strom aus: (für Deutschland, 2009)	Bruttonutzungsgrad in %	Spez. CO ₂ -Emissionen in g/kWh _{netto} , ohne Vorkette	Spez. CO ₂ -Emis- sionen in g/kWh _{netto} , inkl. Vorkette
Steinkohle	41,0	894	931
Braunkohle	38,0	1.152	1.175
Mineralöl	39,2	776	859
Erdgas	44,4	469	518
Sonstige	83,2	277	297
Wasser-/Windkraft	100,0	-	32
Kernenergie	33,0	-	11
Insgesamt	40,7	542	570

Tabelle 2: Basisdaten von Energieträgern /FfE interne Daten/

	Heizwert in MJ/kg MJ/m ³ bei Gasen	KEA in MJ _{prim} /MJ _{Brst}	Dichte in kg/m ³	CO ₂ -Emissionen bei vollständiger Verbrennung			
				ohne Vorkette		inkl. Vorkette	
				in t/TJ	in g/kWh	in t/TJ	in g/kWh
Steinkohle	30,0	1,05	1.320	94	337	98	351
Braunkohle	9,2	1,03	1.150	112	403	114	411
Heizöl leicht	42,8	1,11	840	74	266	83	299
Heizöl schwer	40,5	1,07	980	78	281	90	324
Sonst. Mineralöle	39,9	1,07	980	80	288	92	331
Erdgas	37,5	1,12	0,73	56	202	62	223
Sonstige Gase	16,0	1,12	0,73	52	187	58	209
Müll, Sonst.	9,2	1,10	250	45	162	47	169
Benzin	43,5	1,16	740	65	234	82	295
Diesel	43,0	1,12	840	74	266	83	299

Die Auswertungen einer Studie des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) aus dem Jahr 2014 ergeben aus dem kumulierten Energieverbrauch Emissionsfaktoren für die CO₂-Emissionen inklusive vorgelagerter Kette, bezogen auf die Endenergie bis zur Übergabe im Gebäude.³⁰

30 Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2014). „Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen“, <http://www.biomacon.com/pdf/IWU.pdf>

Kumulierter Energieverbrauch verschiedener Energieträger und Energieversorgungen					
Ergebnisse berechnet mit GEMIS Version 4.93 (Sommer 2014)					
Energieart	Prozess ¹⁾	Kumulierter Energieverbrauch [kWh _{prim} /kWh _{End}]			Treibhausgase CO ₂ -Äquivalent [g/kWh _{End}]
		Gesamt	nicht regenerativer Anteil	regenerativer Anteil ³⁾	
Brennstoffe ²⁾	Heizöl EL	1,16	1,15	0,00	313
	Erdgas H	1,13	1,13	0,00	241
	Flüssiggas	1,10	1,10	0,00	261
	Steinkohle	1,06	1,06	0,00	427
	Braunkohle	1,21	1,20	0,01	449
	Holzchackschnitzel	1,05	0,03	1,01	14
	Brennholz	1,01	0,01	1,00	11
	Holz-Pellets	1,08	0,06	1,02	18
Fernwärme Mix	Deutschland (gemäß Gemis)	1,32	1,08	0,24	295
Nahwärme Mix	Beispielnetz mit 74 WE	0,98	0,98	0,00	216
Solarwärme	Flachkollektor	1,04	0,03	1,00	13
am Gebäude	Vakuumröhrenkollektor	1,05	0,05	1,00	18
Strom	Strom-mix	2,67	2,12	0,55	617
	PV-Strom (amorph)	1,29	0,27	1,03	83
	PV-Strom (monokristallin)	1,53	0,47	1,05	129
	PV-Strom (multikristallin)	1,25	0,23	1,02	62
	Wind (Park Mittelwert 2010)	1,03	0,03	1,00	10

¹⁾ Vorgelagerte Kette für Endenergie bis Übergabe im Gebäude, inkl. Materialaufwand für Wärme-/Stromerzeuger und ohne Hilfsenergie im Haus

²⁾ Bezugsgröße: unterer Heizwert H_u

³⁾ Der regenerative Anteil beinhaltet auch sekundäre Ressourcen, z. B. Restholz und Müll

IWU, 17.12.14

Die Größenordnungen bleiben im Allgemeinen gleich. Kohle zeigt die größten Werte, Erdgas und Flüssiggas folgen, wobei Flüssiggas aufgrund seiner Prozesskette höhere Werte erzielt, die Erneuerbaren zeigen die geringsten Werte für Emissionen.

3.4. Kernkraft

Wegen des deutschen Atomausstiegs wird die Ökobilanzierung hinsichtlich der CO₂-Emissionen im Vergleich zu Flüssiggas nicht betrachtet. Die Emissionsfaktoren liegen deutlich unterhalb derer der fossilen Energieträger.

3.5. Nicht fossile Energieträger

Die CO₂-Emissionen, die die erneuerbaren Energien wie Solarthermie, Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Geothermie oder auch Biomasse ausstoßen, werden aufgrund der zum Teil Größenordnungen niedriger liegenden Werte in diesem Kontext nicht näher betrachtet. Das Beispiel Windkraft zeigt, in welchen Wertebereichen die Werte der Ökobilanzen liegen: „Den CO₂-Fußabdruck gibt Enercon bezogen auf die Standorte mit 8,9 g CO₂/kWh, 7,7 g CO₂/kWh und 6,1 g CO₂/kWh an. [...] Treibhausgasemissionen: zwischen 6,1 g CO₂-Äquivalent und 8,9 g CO₂-Äquivalent pro erzeugter kWh Strom. Vergleichswert ist die kWh aus dem deutschen Strommix von

665 g CO₂-Äquivalent. Offshore-Windkraftanlagen liegen bei 30 g CO₂-Äquivalent/kWh.³¹ Weitere Beispieldaten sind in den Abbildungen dieser Arbeit enthalten.

3.6. Carbon-Capture-Storage (CCS)

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Carbon Capture Storage (CCS)-Technologie wurde diese zunehmend in Ökobilanzen berücksichtigt. Mit der Betrachtung der CCS-Technologie können Ökobilanzen für fossile Kraftwerke niedrigere CO₂-Werte erzielen. Um einen Vergleich mit anderen Energieträgern durchführen zu können, sollten jedoch alle Aspekte, auch die der Leckagen, in die Analyse einbezogen werden. Zum Beispiel schreiben die Autoren Viebahn und Falk zur Thematik „CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung“ zusammenfassend:

„Durch einen Review existierender Ökobilanz-Studien wird gezeigt, dass mit CCS die CO₂-Emissionen eines fossilen Kraftwerkes in 2020/2025 um 72 bis 95 % (in Ausnahmefällen 97 %) reduziert werden können. Betrachtet man die gesamten Treibhausgas-Emissionen, sind Reduktionsraten von 67 bis 87 % (95 %) möglich. Im Vergleich zu CCS-Kraftwerken verursachen erneuerbare Energien wiederum nur 5 bis 24 % an Treibhausgasen. In den meisten anderen Umweltwirkungskategorien schneiden CCS-Kraftwerke jedoch schlechter als solche ohne CCS ab, verursacht durch den Mehrverbrauch an Energie, den Transport des CO₂ und die Herstellung des Waschmittels. Die Möglichkeit von Leckagen der Lagerstätten wurde dabei in allen untersuchten Ökobilanzen vernachlässigt. Alle weiteren Annahmen für Abscheidung, Transport und Lagerung des CO₂ wurden sehr uneinheitlich vorgenommen; teilweise konnten die notwendigen Parameter mangels konkreter Daten nur abgeschätzt werden. Dies zeigt einen hohen Harmonisierungs- und Datenbedarf bei der Ökobilanzierung der CCS-Technologie auf.“³²

4. Fazit

Eine Studie für den deutschen Markt, die Ökobilanzen für Flüssiggas in Abhängigkeit von ihren Herkunftsländern und ihrer Prozesskette miteinander oder mit anderen Energieträgern erstellt und diese vergleicht, konnte bei den Recherchen nicht gefunden werden. Vergleichende Studien liegen meist einige Jahre zurück, können daher oft nicht alle technischen Weiterentwicklungen berücksichtigen. Dem mittlerweile erreichten Detaillierungsgrad der Bilanzen können vergleichende Studien kaum gerecht werden.

Neben dem Bestreben, wirtschaftliche Interessen, Diversifikation der Gas-Herkunftsländer aus politischen und energieverorgungstechnischen Gründen und die klimatechnisch notwendige Reduktion der CO₂-Emissionen zusammen zu bringen, sollte der Ausbau der Erneuerbaren Energien, schon aufgrund ihrer vergleichsweise günstigen CO₂-Bilanz, nicht aus dem Fokus geraten.

Ökobilanzen, die notwendigerweise mit einem großen Anteil von Datensätzen, die Betreiber zur Verfügung stellen, und bei nahezu identischer Vorgehensweise zu signifikanten Unterschieden

31 Verein Deutscher Ingenieure (VDI), ingenieur.de (2011). „Ökobilanzen für Onshore-Windenergieanlagen im Blick“, <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/oekobilanzen-fuer-onshore-windenergieanlagen-im-blick/>

32 Peter Viebahn, Bianca Falk, (2015). „Ökobilanzen der CCS-Prozesskette“, in „CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung“ pp 605-632, https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-19528-0_12

im Ergebnis führen, scheinen nicht allein geeignet, um strategische Entscheidungen zu begründen.

5. Quellen und Literatur

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) (2012). „Arbeit in Zahlen“, https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_broschuere_2012_web.pdf

Arlt, S-A., Hofmann, J., Nachtmann, K. (2018). „Der Markt für Liquefied Natural Gas bis 2030“, DIV Deutscher Industrie-Verlag GmbH, 2018

BINE-Informationsdienst (2005). „Analyse energiebedingter Umweltauswirkungen“, <http://www.bine.info/publikationen/publikation/bewertung-kuenftiger-stromerzeugungstechniken/analyse-energiebedingter-umweltauswirkungen/>

Center for Liquefied Natural Gas (2015). „LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions“, <http://www.paceglobal.com/wp-content/uploads/2015/10/LNG-and-Coal-Life-Cycle-Assessment-of-Greenhouse-Gas-Emissions.pdf>

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2016). Abschlussbericht „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas“, https://zukunft.erdgas.info/fileadmin/public/PDF/Politischer_Rahmen/dbi-berichtkritische-ueberpruefung-treibhausgasvorketteerdgas.pdf

Der Spiegel (2018). „Konkurrenz für Nord Stream“, Seite 63 vom 27.1.2018, Spiegel Verlag, 2018

Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2014). „LNG in Deutschland Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr“, http://www.lbst.de/download/2014/LNG_in_Deutschland_Fluessigerdgas_und_erneuerbares_Methan_im_Schwerlastverkehr.pdf

Europäische Kommission (2016). „Auf dem Weg zur Energieunion: Kommission legt Paket zur nachhaltigen Sicherung der Energieversorgung vor“, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-307_de.htm und https://ec.europa.eu/germany/news/sichere-energieversorgung-eu-kommission-will-europa-krisenfester-machen_de

Europäische Kommission (2016). Factsheet „Energieversorgungssicherheit in der EU soll mithilfe von Flüssigerdgas und der Gasspeicherung erhöht werden“, [http://europa.eu/rapid/press-release MEMO-16-310_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-310_de.htm)

European Commission (2016). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage“, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v10-1.pdf

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (2010). „Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie“, https://www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf

Hardisty P. E. et al. (2012). “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: A Comparative Analysis of Australian Energy Sources”, <http://www.mdpi.com/1996-1073/5/4/872/htm>

Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2014). „Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen“, <http://www.bioma-con.com/pdf/IWU.pdf>

International Energy Agency (IEA) (2017). „Natural Gas Information 2017“

International Gas Union (2015). “LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions”, http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/LNGLifeCycleAssessment.pdf

Kieler Nachrichten (2018). „Ein Meilenstein auf dem Weg zum LNG-Terminal“ vom 18.1.2018, Seite 7

Lambertz, J., Schiffer, H., Thielemann, Th., Voß, M. (2012). „Carbon Footprints fossiler Energieträger in der Stromerzeugung“, <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/28/Carbon-Footprints-fossiler-Energietraeger-in-der-Stromerzeugung.aspx>

Nord Stream 2 AG, thinkstep AG (2017). Abschlussbericht „Treibhausgasprofile für Erdgas-Transporte – Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen“, <https://www.nord-stream2.com/de/download/document/87/>

Öko-Institut e.V. für Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) (2007). Kurzbericht „Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten“, http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2007_thg_fossil_BGW.pdf

Peter Viebahn, Bianca Falk, (2015). „Ökobilanzen der CCS-Prozesskette“, in „CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung“ pp 605-632, https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-19528-0_12

Quaschnig, V. “Statistiken”, <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>

Howarth, R.W., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011). “Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations“, in “Climatic Change“, Seite 680, Springer link, doi: 10.1007/s10584-011-0061-5, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs10584-011-0061-5.pdf>

Skone, T.J., National Energy Technology Laboratory (NETL) (2014). “Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States“, <https://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f16/Life%20Cycle%20GHG%20Perspective%20Report.pdf>

Tamura, I. et al. (2001). "Life cycle CO₂ analysis of LNG and city gas", Applied Energy, Volume 68, Issue 3, March 2001, Pages 301-319, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261900000623> (Abstract)

Taraska, G., Banks, D., Center for American Progress (2014). „The Climate Implications of U.S. Liquefied Natural Gas, or LNG, Exports”, https://cdn.americanprogress.org/wp-content/uploads/2014/08/TaraskaLNG_report.pdf

Umweltbundesamt (UBA) (2018). „Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016“ aktueller Bericht unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envwldoww/2018_01_15_EU-NIR_2018.pdf

Umweltbundesamt (UBA) (2018). Kurzstudie „Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland“, Climate Change 02/2018, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-30_climate-change_02-2018_roadmap-gas_0.pdf

United States Environmental Protection Agency (EPA) "Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID)", <https://www.epa.gov/energy/emissions-generation-resource-integrated-database-egrid>

Verein Deutscher Ingenieure (VDI), ingenieur.de (2011). „Ökobilanzen für Onshore-Windenergieanlagen im Blick“, <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/oekobilanzen-fuer-onshore-windenergieanlagen-im-blick/>
