

Lifecycle-Treibhausgasemissionen von LNG und Kohle sprechen nicht für die Kraftwerksstrategie

Franz-Josef Wodopia

In der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung soll der Bau von Gasturbinen finanziell angereizt werden. Ein Vergleich der Lifecycle-Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung aus LNG (Liquefied Natural Gas) und Kohle zeigt, dass dies klimapolitisch nicht belastbar ist. Es erscheint deshalb geboten, zum Ausgleich der Schwankungen der erneuerbaren Energieträger sowohl bezüglich Energieträger als auch technologischer Entwicklungen nach LNG-Alternativen zu suchen.

Während die Kohle in Deutschland als „Klimakiller“ gilt, kommt Erdgas die Rolle der „sauberen“ fossilen Übergangsenergie zu. Dabei wird ausgeblendet, dass bei Produktion und Transport von Erdgas insbesondere in verflüssigter Form (LNG) dessen Hauptbestandteil Methan, ein hochwirksames Treibhausgas, in die Atmosphäre entweicht.

Klimawirksamkeit von Methan

0,5°C des globalen Temperaturanstiegs seit der vorindustriellen Zeit wird durch Methan (CH_4) verursacht. Dem stehen ein Anstieg um 0,8°C durch Kohlenstoffdioxid (CO_2) und die kühlende Wirkung von Schwefeldioxid (SO_2) um 0,5°C gegenüber – somit ein verbrennungsbedingter Nettoeffekt fossiler Energieträger von 0,3°C. SO_2 -Emissionen haben eine direkte kühlende Wirkung auf das Klima, die durch den Einfluss auf die Wolkenbildung noch verstärkt wird [1].

Neben dem direkten Treibhauseffekt von CH_4 spielen indirekte Effekte durch den Zerfall des Moleküls in der Atmosphäre eine große Rolle. Die verstärkte Ozonbildung und der Anstieg der stratosphärischen Wasserdampfkonzentration bewirken einen zusätzlichen Temperaturanstieg. CH_4 wird zurzeit langsamer abgebaut, weil sich Kohlenstoffmonoxid als Folge u. a. von Waldbränden in der Atmosphäre anreichert und dem Zerfall des Moleküls in der Atmosphäre entgegensteht. Dieser Effekt ist in dem vom Weltklimarat IPCC 2021 [1] veröffentlichten Treibhauspotenzial von CH_4 noch nicht enthalten.

Ein Emissionsimpuls des kurzlebigen Treibhausgases CH_4 hat in den ersten Jahrzehnten ein viel größeres allgemeines Treibhauspo-



LNG-Infrastruktur

Bild Adobe Stock

tenzial (AGWP) als CO_2 . Das Verhältnis der AGWPs von CH_4 und CO_2 ist das Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) von CH_4 , ausgedrückt in CO_2 -Äquivalenten. Für einen Zeithorizont von 20 Jahren beträgt es 82,5 (GWP-20) – die Klimawirksamkeit ist also 82,5-mal so hoch wie die von CO_2 . Das GWP-100 beträgt 29,8 [1].

Der IPCC weist darauf hin, dass es „kein wissenschaftliches Argument für die Wahl von 100 Jahren im Vergleich zu anderen Möglichkeiten“ gibt. Die Wahl des Zeithorizonts sei ein Werturteil, das vom Gewicht abhängt, das den verschiedenen Zeitpunkten zugewiesen wird [2]. Zwar wurde mit Verabschiedung des Kyoto-Protokolls für die nationalen Berichtspflichten gegenüber der UNFCCC ein Zeithorizont von 100 Jahren gewählt, doch

weist der IPCC seit Jahren darauf hin, dass die Vertragsstaaten auch über alternative Zeithorizonte berichten sollten. Zuletzt wurde auf der COP 27 im November 2022 beschlossen, weitere Maßzahlen in die nationale Berichterstattung aufzunehmen.

Wenn Kipp-Punkte im Klimasystem überschritten werden, ist der Zustand des Klimasystems im Jahr 2124 irrelevant. Im Hinblick auf das von mehr als 140 Staaten getragene Ziel, die Treibhausgas-Emissionen bis 2030 um 45 % zu reduzieren und 2050 null zu erreichen („Net-zero Commitment“), ist das GWP-20 die passende Metrik. Der US-Bundestaat New York ersetzte im Climate Leadership and Community Protection Act aus dem Jahr 2019 das GWP-100 durch das GWP-20 [3]. Und auch wenn es um den deutschen Kohle-

ausstieg oder das Erreichen von nationalen Minderungszielen bis zum Jahr 2050 geht, ist der Zeithorizont von 20 Jahren der geeignere.

Bottom-up- versus Top-Down-Studien

Die Lifecycle-Emissionen der Energieträger Kohle und Erdgas setzen sich aus CO₂- und CH₄-Emissionen vom Bohrloch/Bergwerk bis zum Endverbraucher zusammen. Die deutschsprachige Literatur zu den „Vorkettenemissionen“ besteht fast ausschließlich aus Auftragsgutachten. In wissenschaftlichen Fachzeitschriften werden die Zeithorizonte von 20 und 100 Jahren unterschieden. Die 2019 und 2021 für das UBA erstellten Studien wählen einen Zeithorizont von 100 Jahren und veraltete IPCC-Daten [4].

Mit der Bottom-up-Methode werden z. B. für eine Pipeline aufgrund von Stichproben Emissionsfaktoren für Leckagen ermittelt, mit denen die Emissionen über die Länge der Pipeline hochgerechnet werden. In Deutschland erstellte Gutachten beruhen auf dieser Methode. Demgegenüber verwenden Top-Down-Studien Messergebnisse, die mit Satelliten oder Infrarot-Kameraaufnahmen gewonnen werden. Eine flächendeckende globale Emissionsermittlung ist derzeit noch nicht möglich.

In einer von 18 Vertretern hochrangiger US-Hochschulen 2018 in Science publizierte Bottom-up-Studie, die mit Messungen mit Flugzeugbeobachtungen validiert wurde [5], wird die Bandbreite der Emissionsrate der US-Öl- und Erdgasförderung mit 2,3 % (+0,4 %/-0,3 %) angegeben. Die Autoren stellen fest, dass aus Stichproben ermittelte Emissionskennziffern systematisch zu niedrig sind, weil anormale Betriebsbedingungen (z. B. Störungen) damit nicht erfasst werden. Das erkläre den Unterschied zu deutlich niedrigeren Zahlen der US-Umweltbehörde EPA. Howarth hat 2022 in einer Top-Down-Studie den Mittelwert der Emissionsraten der US-Erdgasförderung aus der begutachteten Fachliteratur mit 2,6 % beziffert [6]. Die im UBA-Gutachten aus 2021 verwendete CH₄-Emissionsrate für die US-Produktion liegt mit 0,54 % [4] noch unter dem Wert der EPA von 0,79 %.

Gordon et al. [7] haben 2023 gezeigt, dass die Lifecycle-Emissionen der globalen Erdgasversorgung - ohne Berücksichtigung der Transport- und SO₂-Emissionen - Parität mit den Emissionen der Kohle erreichen, wenn die CH₄-Emissionsrate über 4,7 % liegt (GWP-20) bzw. über 7,6 % (GWP-100). In den USA liegt sie bei 4,8 % [6], sodass die Parität in den USA erreicht ist (GWP-20). Wird die Wirkung von SO₂ eingerechnet, wird die Parität bei niedrigeren Emissionsraten erreicht. Nimmt man als Grenzfall Steinkohle, die in einem Tagebau (ohne CH₄-Emissionen) gewonnen wird, und deren 1,5 %iger Schwefelgehalt mit einem Wirkungsgrad von 90 % abgeschieden wird, darf bei einem GWP-20 die CH₄-Systemleckagerate nur noch bei 0,2 % liegen, damit Parität mit Steinkohle erreicht wird. Mit US-Gas kann dieser Wert nicht eingehalten werden.

Berechnungen der Gesamtemissionen der Stromerzeugung

Bei der Berechnung der Gesamtemissionen in [3] bleiben Downstream-Emissionen unberücksichtigt. Die Vorkettenemissionen für LNG und Steinkohle werden der UBA-Studie [4] entnommen. Die dort verwendeten sehr optimistischen Werte markieren die untere Grenze. Die CO₂-Emissionsfaktoren zur Be-

rechnung der Emissionen der Stromerzeugung stammen von UBA und Agora Energiewende. Daraus werden die Gesamtemissionen bezogen auf den Heizwert für GWP-100 und GWP-20 berechnet und die Ergebnisse der UBA-Studie [4] ergänzt. Die so ermittelten Gesamtemissionen von LNG und Kohle nähern sich bei Verwendung des GWP-20 deutlich an. LNG aus den USA liegt dann fast auf dem Niveau von Steinkohle aus Kolumbien oder Südafrika und nicht deutlich unter den Gesamtemissionen der mitteldeutschen Braunkohle.

Zur Berechnung der Netto-Gesamtemissionen der Stromerzeugung (unter Berücksichtigung von SO₂) werden Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung benötigt, die statistisch jedoch nicht nach offenen Gasturbinen und den teureren Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD) differenziert vorliegen. Für eine historische Betrachtung können Statistiken für „Gaskraftwerke“ verwendet werden. Geht es jedoch um die Frage, welche Kraftwerke künftig die Schwankungen der erneuerbaren Energieträger ausgleichen sollen, ist ein Vergleich von neuen offenen Gasturbinen mit den modernsten Kohlekraftwerken im Bestand notwendig. Bei den vier „besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ handelt es sich um offene Gasturbinen. Auch im

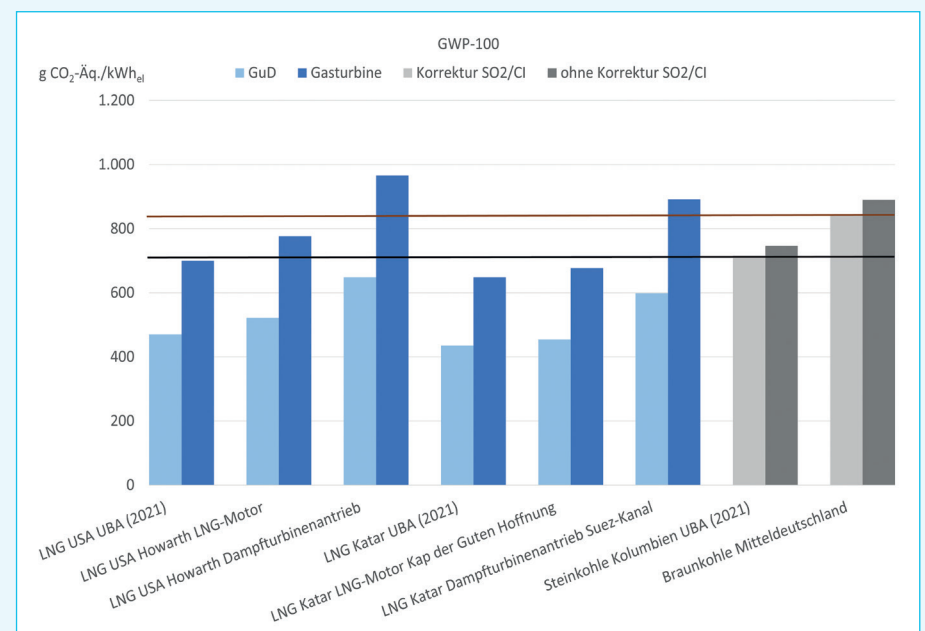


Abb. 1 Gesamtemissionen der Stromerzeugung bei Vollast (GWP-100)

Quelle: eigene Darstellung

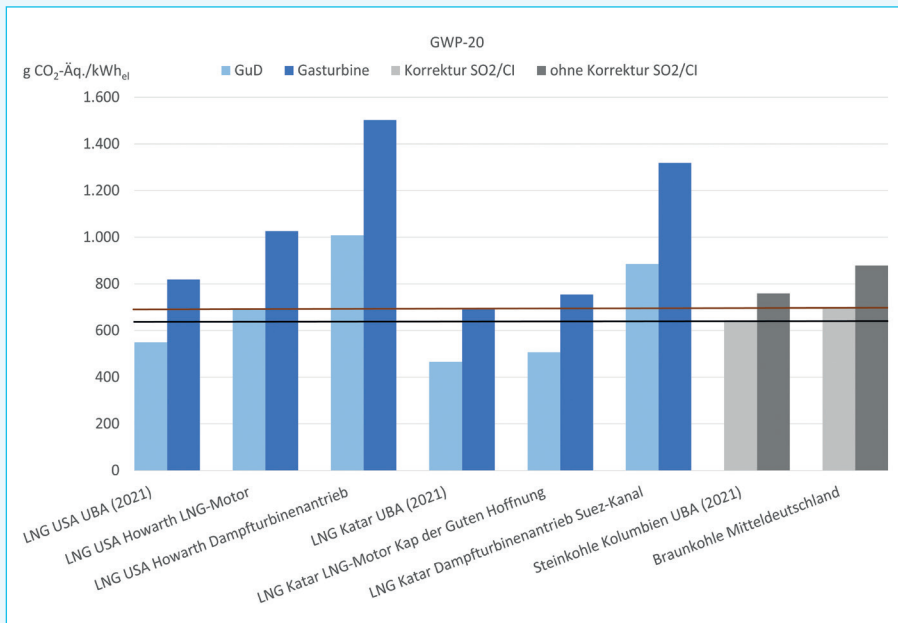


Abb. 2 Gesamtemissionen der Stromerzeugung bei Volllast (GWP-20)

Quelle: eigene Darstellung

Rahmen der angekündigten Kraftwerksstrategie der Bundesregierung dürften billigere offene Gasturbinen eingesetzt werden, die einen niedrigeren Wirkungsgrad als GuD aufweisen. Zum Vergleich werden nachfolgend auch Rechenergebnisse für neue GuD angegeben.

Für den Wirkungsgrad einer offenen Gasturbine/GuD (H₂-Ready) werden 38,6 %/59,2 % angesetzt (Siemens SGT-800). Der Wirkungsgrad des Steinkohlekraftwerks/Braunkohlekraftwerks von 46 %/43 % orientiert sich an den letzten Kraftwerkszugängen.

Als kurzfristiger Ersatz für russisches Gas ist US-LNG am Markt verfügbar. Perspektivisch kann in Deutschland auch LNG aus Katar eine Rolle spielen. Deshalb wird hier ein besonderes Augenmerk auf diese beiden Provenienzen gelegt. Für das US-LNG werden Bottom-Up- [4] und Top-Down-Schätzungen [6] für die Erdgasvorkette verglichen. Jedoch wird von Howarth [6] nur die CH₄-Emissionsrate der Gasproduktion in den USA von 2,6 % verwendet und ansonsten mit den Angaben bei UBA [4] zu den Vorkettenemissionen kombiniert, sodass Abweichungen in den Daten ausschließlich auf die unterschiedlichen CH₄-Emissionsraten zurückzuführen sind.

Schließlich werden Varianten zu den Transportemissionen betrachtet. Gemäß Howarth [8] sind dies ein LNG-Zweitaktmotor und ein Dampfturbinenantrieb. Im Hinblick auf Risiken bei der Passage des Golfs von Aden wird die Fahrt durch den Suez-Kanal und via Kap der Guten Hoffnung unterschieden.

Als Alternative zum Bau neuer Gasturbinen und Einsatz von LNG aus den USA oder Katar wurde der Einsatz von Steinkohle aus einem kolumbianischen Tagebau oder mitteldeutscher Braunkohle berechnet. In Abb. 1 und 2 wird nach Verwendung einer GuD (hellblau) oder einer offenen Gasturbine (dunkelblau) und Korrektur um den kühlenden Effekt von SO₂ auf die Atmosphäre (grau) unterschieden.

Selbst mit GWP-100 (Abb. 1) liegen die Netto-Gesamtemissionen der kolumbianischen Kohle bei drei Varianten unter den Gesamtemissionen von LNG aus den USA und Katar bei Einsatz in einer Gasturbine, die der mitteldeutschen Braunkohle bei zwei Varianten.

Mit GWP-20 (Abb. 2) liegt das Steinkohlekraftwerk unter den Emissionen einer GuD, die LNG aus den USA mit 2,6 % Methanverlustrate (Variante LNG-Motor) oder LNG

aus Katar (Variante Turbinendampfer) verbrennt. Mitteldeutsche Braunkohle erreicht nun Parität mit einer Gasturbine, die LNG aus Katar einsetzt, und unterschreitet die Emissionen einer GuD, die LNG aus den USA oder Katar in der Variante Turbinendampfer einsetzt.

Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energieträger wird der Teillastbetrieb konventioneller Kraftwerke von heute 50 % der Nennleistung auf unter 35 % zurückgehen [3]. Zwar können kleine Gasturbinen zu einem Verbundkraftwerk zusammengeschaltet werden, wie das von RWE betriebene netztechnische Betriebsmittel in Biblis (11 x 33 MW), doch haben die drei anderen Betreiber netztechnischer Betriebsmittel EnBW, LEAG und Uniper Gasturbinen mit jeweils gut 300 MW Leistung errichtet. Das Teillastproblem ist somit real. Die Wirkungsgraddifferenzen zwischen Voll- und Teillast betragen bei flexibilisierten Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken 3 bzw. 1 %-Punkte, bei GuD 6 %-Punkte und bei Gasturbinen 7,5 %-Punkte [3].

Unter Teillast (ohne Abb.) verschieben sich die Relationen der Emissionen von Kohle- und Gaskraftwerken auch mit GWP-100 deutlich zum Vorteil der Kohle. Bei 20-jähriger Betrachtung sind die Netto-Gesamtemissionen von Steinkohle dann fast auf dem Niveau einer GuD, die LNG aus den USA gemäß Daten von UBA [4] einsetzt.

Fazit/Schlussfolgerungen

Die deutsche Wasserstoffstrategie sieht vor, dass rund zwei Drittel der neu bereitzustellenden Kraftwerksleistung aus H₂-Ready-Gasturbinen bestehen soll. Dagegen spricht, dass der Neubau offener Gasturbinen wie hier erläutert klimapolitisch nicht belastbar begründet ist. Die Lifecycle-Treibhausgas-Emissionen von LNG aus USA oder Katar liegen bei Einsatz in einer offenen Gasturbine über denen der Kohle. Im Teillastbetrieb vergrößert sich der Unterschied noch.

Es gilt, nach Alternativen zu suchen. Da die Braunkohleförderung ausläuft, wird vor allem die Nutzung von Importsteinkohle in Kraftwerken als Alternative für den LNG-Einsatz in neuen Gasturbinen zur Verfügung stehen.

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft benötigt anfänglich keine H₂-Ready-Kraftwerke, die noch nicht an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden können, sondern Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke und Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke.

Zudem muss zur Absicherung der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energieträger auch der Entwicklung alternativer technologischer Entwicklungen wie Großspeichern Raum gegeben werden. Bis diese zur Verfügung stehen, können Steinkohlekraftwerke die Absicherung der fluktuierenden Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern übernehmen [9]. Schließlich kann Ammoniak als günstiger H₂-Träger im Kohlekraftwerk mitverbrannt werden [10].

Quellen

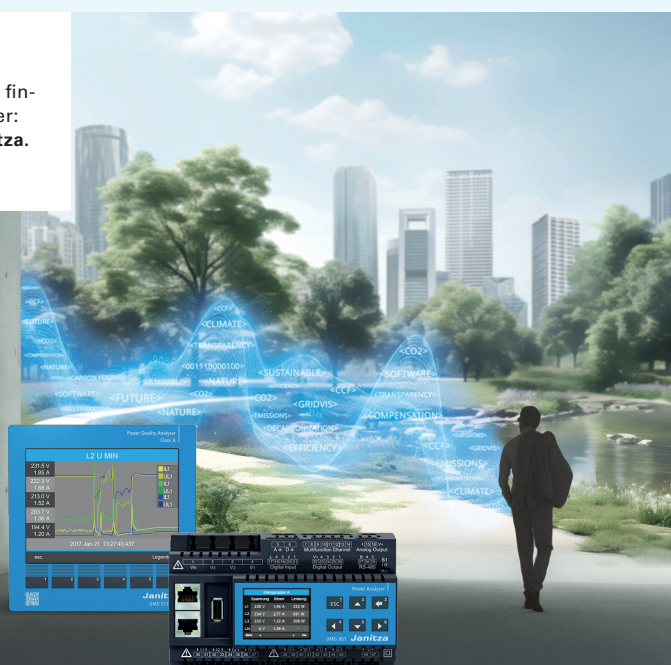
- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the IPCC. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the IPCC. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [3] Wodopia, F.-J.: Lifecycle Emissions from Gas and Coal Do Not Support a Coal-to-Gas Shift (December 23, 2023). Available at SSRN: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4674204>.
- [4] Baumann, M. & Schuller, O.: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle, Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamt (UBA), Climate Change 61/2021.
- [5] Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R., Davis, K. J., Herndon, S. C., Jacob, D. J., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B. K., Lauvaux, T., Maasackers, J. D., Marchese, A. J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A. L., Shepson, P. B., Sweeney, C., Townsend-Small, A., Wofsy, S. C. & Hamburg, S. P.: Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. In: Science 361, S. 186-188 (2018).
- [6] Howarth, R. W.: Methane Emissions from the Production and Use of Natural Gas. In: em The Magazine for Environmental Managers. Air and Waste Management Association (A&WMA), December 2022.
- [7] Gordon, D., Reuland, F., Jacob, D. J., Worden, J., Shindell, D., und Dyson, M.: Evaluating net life-cycle greenhouse gas emissions intensities from gas and coal at varying methane leakage rates. In: Environ. Res. Lett. 18 (2023), 084008, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ace3db>.
- [8] Howarth, R. W.: The Greenhouse Gas Footprint of Liquefied Natural Gas (LNG) Exported from the United States. Zur Veröffentlichung am 24. Oktober 2023 in einer begutachteten Zeitschrift eingereichtes Manuskript.
- [9] Wodopia, F.-J.: Steinkohlekraftwerke können Erneuerbare unterstützen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 70. Jg. (2020) Heft 1/2, S. 37-39.
- [10] IEA: The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, 2022.

Prof. Dr. F.-J. Wodopia, Honorarprofessor an der Technischen Hochschule Georg Agricola, Bochum
FranzJosef.Wodopia@thga.de

Der Artikel beruht auf der Literaturstudie in [3]



Mehr dazu finden Sie hier:
www.janitza.de/co2



MEHR TRANSPARENZ - WENIGER EMISSIONEN

EINFACHE ANZEIGE DER CO₂-EMISSIONEN, KOSTEN UND EINSPARUNGEN

Machen Sie den ersten Schritt und ermitteln Sie präzise und aktuelle Messdaten zu Ihrem Ressourcenverbrauch mit unseren Hardware- und Software-Lösungen.