

Präger, Fabian et al.

Research Report

Energiewirtschaftliche und industriepolitische Bewertung des Energie- und Industrieprojekts Mukran mit dem Bau von LNG-Infrastruktur und Pipelineanbindung nach Lubmin. Endbericht

DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 196

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Präger, Fabian et al. (2023) : Energiewirtschaftliche und industriepolitische Bewertung des Energie- und Industrieprojekts Mukran mit dem Bau von LNG-Infrastruktur und Pipelineanbindung nach Lubmin. Endbericht, DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 196, ISBN 978-3-946417-86-6, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/283270>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

196

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2023

Energiewirtschaftliche und industriepolitische
Bewertung des Energie- und Industrieprojekts
Mukran mit dem Bau von LNG-Infrastruktur
und Pipelineanbindung nach Lubmin

Fabian Präger, Lukas Barner, Franziska Hoffart, Claudia Kemfert, Björn Steigerwald und Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

DIW Berlin, 2023

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-86-6

ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 196

Fabian Präger²

Lukas Barner^{1,2}

Franziska Hoffart^{1,4}

Claudia Kemfert^{1,3}

Björn Steigerwald^{1,2}

Christian von Hirschhausen^{1,2}

Energiewirtschaftliche und industriepolitische Bewertung des Energie- und Industrieprojekts Mukran mit dem Bau von LNG-Infrastruktur und Pipelineanbindung nach Lubmin

Endbericht

Studie im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e. V.

Berlin, September 2023

- 1 DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin
- 2 TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin
- 3 Leuphana Universität Lüneburg, Energiewirtschaft und Energiepolitik, Universitätsallee 1, 21335 Lüneburg
- 4 Soziologisches Forschungsinstitut Göttingen e.V., an der Universität Göttingen, Friedländer Weg 31, 37085 Göttingen

Zusammenfassung

Nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine haben die Bundesregierung und die europäische Ebene Maßnahmen zur Versorgungssicherheit getroffen, u.a. die Projektentwicklung einiger schwimmender LNG-Terminals (engl. Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)) in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin. Seit dem Winter 2022/23 hat sich die energiewirtschaftliche Lage stabilisiert und es sind keine Gasmangellagen aufgetreten. Dennoch hält der Bundestag an der juristischen Einschätzung einer drohenden Gasmangellage, die im Sommer 2022 getroffen wurde, fest und treibt den weiteren Ausbau von LNG-Infrastruktur voran. In diesem Zusammenhang untersucht das Gutachten die Notwendigkeit zur Errichtung und Anbindung zweier schwimmender Speicher- und Regasifizierungseinheiten am Standort Mukran/Hafen (ehemaliger Fährhafen Saßnitz) zur Anlandung von Flüssigerdgas auf Rügen sowie den Bau einer 51 km langen Pipeline nach Lubmin. Dabei wird eingangs geprüft, ob das Energie- und Industrieprojekt der Transformation der Region im Sinne nachhaltiger Entwicklungsziele (SDGs) entspricht (Abschnitt 2). Nachfolgend werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Projekts, sowie der Beitrag zur Vermeidung einer Gasmangellage abgeschätzt (Abschnitt 3). Abschließend wird geprüft, ob die Perspektive einer Wasserstoffwirtschaft für die regionalwirtschaftliche Entwicklung förderlich ist (Abschnitt 4). Abschnitt 5 liefert ein Fazit.

Rahmenbedingungen nachhaltiger Regionalentwicklung

Die geplante neue Infrastruktur in Mukran/Hafen steht im Widerspruch zu den Nachhaltigkeitszielen. Sie gefährdet ebenso den Lebensraum der Ostsee, verursacht zusätzliche klimaschädliche Emissionen und behindert eine nachhaltige regionale Wirtschaftsentwicklung. Dabei sind insbesondere Widersprüche zu den Zielen für saubere Energie, menschenwürdige Arbeit und nachhaltige Wirtschaftsentwicklung sowie nachhaltige Industrie und Maßnahmen zum Klimaschutz identifizierbar. Das LNG-Projekt wirkt „transformationshindernd“ im Bezug auf die sozial-ökologische Transformation. Übergreifend stellen wir eine Umdeutung der Nachhaltigkeitsziele fest, die in diesem Fall für die Legitimation eines fossilen Projektes in Deutschland missbraucht werden.

Energiewirtschaftliche Notwendigkeit

Durch die Stabilisierung der deutschen und europäischen Erdgasmärkte im Jahr 2023 hat sich die energiewirtschaftliche Situation im Vergleich zum Vorjahr wesentlich verändert. Es hat im Winter 2022/23 keine Gasmangellage gegeben, und auch für den Winter 2023/24 ist diese nicht

absehbar. Die zu Beginn der Heizperiode 2023/24 vorherrschenden Speichervolumina von knapp 240 TWh in Deutschland (~ 95% der Kapazität), beziehungsweise 1070 TWh in ganz Europa (ebenfalls ~ 95% der Kapazität), sowie die im System befindlichen Mengen an Erdgas reichen aus, selbst in sehr kalten Wintermonaten sowohl Deutschland als auch Osteuropa, das teilweise mitbeliefert werden müsste, auskömmlich zu versorgen. Zusätzlich bestehen erhebliche Flexibilitäten bei der Nutzung bestehender Importkapazitäten für Flüssigerdgas. Es liegen absehbar keine strukturellen Netzengpässe vor, die die Versorgung Ostdeutschlands gefährden würden. Etwaige Netzengpässe innerhalb Deutschlands können kostengünstig und zeitnah durch Flussumkehr auf ehemals in Ost-West-Richtung betriebenen Verbindungsleitungen beseitigt werden. Zusätzliche Importkapazitäten für Flüssigerdgas in Ostdeutschland sind deshalb nicht zwingend notwendig. Der Standort Mukran ist energiewirtschaftlich nicht zur Vermeidung einer Gasmangellage im Winter 2023/24 notwendig.

Perspektiven einer regionalen Wasserstoffwirtschaft

Die perspektivische Weiterentwicklung der in Mukran geplanten Infrastruktur für die Nutzung von Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol sind rein hypothetisch zu betrachten und mit hohen Unsicherheiten versehen. Dies liegt daran, dass die eingeplanten FSRUs grundsätzlich nicht zur Umrüstung auf die Anlandung von Wasserstoff, bzw. von entsprechenden Derivaten geeignet sind. Erweiterungen, beispielsweise für feste LNG-, Wasserstoff- oder Ammoniakterminals, müssen eigene Genehmigungsverfahren durchlaufen und fallen nicht unter das LNG-Beschleunigungsgesetz. Der Aufbau fossiler Infrastruktur ohne ausgearbeitete einheitliche und detaillierte Transformations- und Investitionspläne sind hinsichtlich der techno-ökonomischen- aber auch klimaschutztechnischen Risiken nicht schlüssig und hoch risikobehaftet.

Fazit

Es gibt weder energiewirtschaftliche noch industriepolitische Argumente für die Entwicklung des LNG-Projekts Mukran. Die Bundesregierung sollte den Ausbau von LNG-Infrastruktur stoppen und die verfügbaren Finanzmittel für Energiewende-kompatible Projekte verwenden. Die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern sollte sich gegen das Industrieprojekt Mukran aussprechen, welches energiewirtschaftlich nicht notwendig ist, keine alternativen ökonomische Perspektiven im Bereich Wasserstoffwirtschaft bietet und gleichzeitig die nachhaltige Wirtschaftsentwicklung auf Rügen gefährdet.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	I
1 Einleitung.....	1
2 Rahmenbedingungen nachhaltiger Regionalentwicklung	3
2.1 Klimawirkung von fossilem Erdgas.....	3
2.2 Klimaschutzziele in Deutschland und die Gefahren des Aufbaus fossiler Importüberkapazitäten.....	4
2.3 Sozial-ökologische Transformation und Erdgasausstieg.....	6
2.4 Adäquate Verwendung nachhaltiger Entwicklungsziele (SDGs) für Rügen	9
2.5 Zwischenfazit	12
3 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit.....	12
3.1 Rahmenbedingungen und Prüfpunkte.....	12
3.2 Gasversorgung für den Winter 2023/24.....	13
3.3 Analyse potenzieller Kapazitätsengpässe im deutschen Pipelinesystem	25
3.4 Zwischenfazit	29
4 Perspektiven einer regionalen Wasserstoffwirtschaft am Standort Mukran/Hafen.....	30
4.1 Status Quo im Rahmen des LNG-Beschleunigungsgesetzes	30
4.2 Wasserstoffinfrastruktur: Zentrale vs. dezentrale Ansätze	31
4.3 Einschätzungen zur Entwicklung eines nachhaltigen Wasserstoff-Clusters in Mukran.....	33
4.4 Zwischenfazit	36
5 Fazit.....	37
Literatur.....	39

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Szenarien für Primärenergieverbrauch in Deutschland bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt.	8
Abbildung 2: Szenarien für Wärmeverbrauch in Deutschland bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt.	8
Abbildung 3: Großhandelspreis für Erdgas seit Anfang 2021 (€/MWh).	14
Abbildung 4: Gasverbrauch von Industrie, Haushalten und Gewerbe in Deutschland 2023 im Vergleich zu 2022 und den Jahren 2018-2021 [Monatlicher Mittelwert in GWh/Tag].	15
Abbildung 5: Gasverbrauch der Industrie 2023 im Vergleich zu 2022 und den Jahren 2018-2021 [Monatlicher Mittelwert in GWh/Tag].	16
Abbildung 6: Europäische Speicherfüllstände 2011 – 2023 [TWh].	21
Abbildung 7: Deutsche Speicherfüllstände (prozentual).	22
Abbildung 8: Deutsche Speicherfüllstände 2011 – 2023 [TWh].	23
Abbildung 9: Entwicklung der Europäischen LNG-Importe.	24
Abbildung 10: Entwicklung der zentraleuropäischen LNG-Importe.	25
Abbildung 11: Importe und Exporte von Erdgas in Deutschland seit Januar 2022.	25
Abbildung 12: Netzkarte Erdgasferntransport in Deutschland.	28

1 Einleitung

Deutschland befindet sich im Kontext der Energiewende auf einem Pfad, der einerseits die Umstellung des Energiesystems von fossilen und fissilen (Atomenergie) Energieträgern auf erneuerbare Energien beinhaltet (Sustainable Development Goal „SDG 7“)¹ und andererseits eine nachhaltige regionale Wirtschaftsentwicklung unter Berücksichtigung lokaler Potenziale erfordert („SDG 8“ und „SDG 9“).² In diesem Zusammenhang ist ein rascher Erdgasausstieg durch die Festlegung des Klimaschutzgesetzes (KSG),³ welches die Klima- und Plutoniumneutralität bis 2045 festschreibt, gesetzt. Daran orientierte Transformationsszenarien für Deutschland als auch für die EU bestätigen die Notwendigkeit einer raschen Beendigung der Nutzung fossilen Erdgases (Auer, Crespo del Granado, Huppmann, u. a. 2020; Wuppertal Institut 2020; Gagnebin und Graf 2023). In diesem Zuge werden große Teile der fossilen Erdgasinfrastruktur, insbesondere Verteilnetze, stillgelegt (Agora Energiewende 2023a). Der Aufbau alternativer Infrastrukturen, z.B. eines regionalen Wasserstoffclusters oder eines großskaligen Umschlagsknotens entsprechender Derivate, muss nicht nur technisch-ökonomisch darstellbar sein, sondern sich auch in die nachhaltige regionale Wirtschaftsstruktur und -entwicklung einbetten (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021; UNIDO 2023). Aktuell wird in Mukran/Hafen auf Rügen ein fossiles Flüssiggas (LNG)-Projekt geplant, welches im Zentrum dieser Studie steht.

Nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine haben die Bundesregierung und die europäische Ebene Maßnahmen zur Versorgungssicherheit getroffen, u.a. die Projektentwicklung einiger schwimmender und landseitiger LNG-Terminals (engl. Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)). Diese und andere Maßnahmen haben zu einer Stabilisierung der Gaswirtschaft beigetragen, sodass es zu keinem Moment zu einer energiewirtschaftlichen Gas-mangellage gekommen ist. Angesichts der Entspannung auf den deutschen und internationalen Erdgasmärkten werden die im Krisensommer 2022 vorbereiteten Kapazitäten zur Anlandung von Flüssigerdgas inzwischen einhellig als überdimensioniert angesehen (Höhne, Marquardt, und Fekete 2022; Schlund und et al. 2023; Holz, Hirschhausen, u. a. 2023; Holz, Barner, u. a. 2023). Insbesondere besteht durch Nutzung der aktuell umfangreich vorhandenen Anlandungs- und Speicherkapazitäten eine Versicherung, durch die auch kalte Wintermonate ohne Mangel-lagen beherrschbar sind.

¹ Ziele für nachhaltige Entwicklung, Ziel 7: Bezahlbare und saubere Energie. Siehe: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/nachhaltigkeitspolitik/nachhaltigkeitsziele-erklart-232174> (letzter Zugriff: 19.09.2023; dies gilt auch für die anderen Internetzugriffe, falls nicht anders erwähnt).

² Ebd. Ziel 8: Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum; Ziel 9: Industrie, Innovation und Infrastruktur.

³ <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf>.

Dennoch hält der Bundestag an der juristischen Einschätzung einer drohenden Gasmangellage fest, die im Sommer 2022 getroffen wurde und auch für die Winter 2023/24 und 2024/25 angenommen zu werden scheint. Vor diesem Hintergrund wurde ein Entwurf der Bundesregierung zur Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes,⁴ zur Sicherstellung der nationalen Energieversorgung diskutiert, welcher am 7. Juli 2023 durch namentliche Abstimmung im Bundestag angenommen wurde.⁵ Im Mittelpunkt dieses Gesetzes, sowie Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Studie, steht die Aufnahme eines neuen LNG Standortes Mukran/Hafen auf Rügen, mit der Verlegung zweier FSRU von Lubmin (Neptune) bzw. Spanien (TransGas Power) nach Mukran und der Errichtung einer Offshore „Ostseeanbindungsleitung OAL“ zum Einspeisepunkt nach Lubmin (51 km). In diesem Zusammenhang werden auch die Perspektiven einer Wasserstoffwirtschaft in Mukran diskutiert, u.a. - komplementär oder substitutiv zur Anlandung von Flüssigerdgas – der Bau eines festen Terminals für die Anlandung von Wasserstoff bzw. Derivaten sowie die Entwicklung von regionalen Konzepten. Dabei wird zum einen untersucht, ob das Gesetz den Leitgedanken zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie sowie den regionalen Nachhaltigkeitsbestrebungen entspricht, die der Umsetzung der UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung (United Nations 2015) dient. Dies umfasst die Ermittlung und Einordnung des möglichen Beitrags zur sozial-ökologischen Transformation („Transformationspotenzial“) des LNG-Projektes sowohl hinsichtlich der ökologischen und techno-ökonomischen Nachhaltigkeit als auch das Potenzial des Beitrages zur nachhaltigen regionalen Wirtschaftsentwicklung (Abschnitt 2). Zum anderen erfolgt eine Analyse und Bewertung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des geplanten Ausbaus am Standort Mukran/Hafen, insbesondere im Hinblick auf die Vermeidung von Gasmangellagen (Abschnitt 3). Abschließend werden die Perspektiven einer regionalen Wasserstoffwirtschaft oder eines Umschlagknotens entsprechender Derivate einer kritischen Würdigung unterzogen (Abschnitt 4). Der letzte Abschnitt schließt mit einem Fazit.⁶

⁴ BT-Drs. 20/7279, siehe: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/072/2007279.pdf>. Im Folgenden abgekürzt durch „Gesetzesentwurf“.

⁵LNG-Beschleunigungsgesetz vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 802), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 184) geändert worden ist, siehe: <https://www.gesetze-im-internet.de/lngg/BJNR080200022.html>. Im Folgenden durch „LNGG“ abgekürzt.

⁶ Die Forschungen zur vorliegenden Stellungnahme erfolgten hauptsächlich im Kontext der Forschungsgruppe „Ressourcen- und Umweltmärkte“, die gemeinsam durch das DIW Berlin (Abteilung Energie-Verkehr-Umwelt), die TU Berlin (Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik) sowie die Nachwuchsforschungsgruppe FossilExit an der Europa-Universität Flensburg betrieben werden. Die Verantwortung für diesen Text liegt ausschließlich bei den Autor*innen.

2 Rahmenbedingungen nachhaltiger Regionalentwicklung

Erdgas ist ein fossiler und emissionsintensiver Energieträger, der erheblich zur Klimakrise beiträgt. Die intensivierete Nutzung von fossilem Erdgas steht den Anstrengungen der sozial-ökologischen Transformation, hin zu einer nachhaltigen Gesellschaft, entgegen. Ein weiterer Ausbau von fossiler Erdgasinfrastruktur gefährdet die Klimaschutzziele, schafft zusätzliche fossile Lock-In Effekte und Pfadabhängigkeiten. Im folgenden Abschnitt werden einschlägige Argumente diskutiert und es wird auf weitergehende Studien verwiesen. Abgeleitet davon wird in einem Zwischenfazit das Transformationspotenzial des LNG-Projektes in Mukran/Hafen ermittelt.

2.1 Klimawirkung von fossilem Erdgas

In der öffentlichen und politischen Debatte wurde fossiles Erdgas oft als klimafreundliche Alternative zu Öl und Kohle dargestellt. Erdgas konnte sich vormals in der Stromversorgung Europas nicht gegen die Kohleverstromung und Kernkraft durchsetzen (C. von Hirschhausen u. a. 2018). Stattdessen wurde es im Zuge der Energiewende als vermeintliche "Brückentechnologie" etabliert, um der fossilen Erdgasindustrie eine Zukunft zu ermöglichen (Stern 2017a; 2017b; 2019).

Das Konzept der "Brückentechnologie" besagt, dass eine nicht zukunftsfähige Technologie (in diesem Fall fossiles Erdgas) zeitlich begrenzt weiterbetrieben werden kann, um so den Übergang zu alternativen Energiequellen zu ermöglichen. Diese Strategie wurde ausführlich analysiert, da sie einer nicht-nachhaltigen Technologie eine ungerechtfertigte Legitimation verschafft (Ahmels u. a. 2021; Brauers u. a. 2021; C. von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2022).

Im Fall von fossilem Erdgas wurde das Narrativ der Brückentechnologie dadurch erweitert, dass die Verbrennung von Erdgas klimafreundlicher sei als die Verbrennung von Kohle und Öl und dass somit ein einfacher „fuel-switch“ (Brennstoffwechsel) bereits eine Klimaschutzmaßnahme sei. Dies ist jedoch nicht zutreffend, betrachtet man nicht nur den reinen Verbrennungsprozess von Erdgas, sondern auch die prozessbezogenen Emissionen (Howarth 2014; Alvarez u. a. 2012; Zhang, Myhrvold, und Caldeira 2014). Die nachfolgenden Erkenntnisse wurden jüngst ausführlich und zusammenfassend in Kemfert et. al (2022) ausgeführt.

Erdgas besteht größtenteils aus Methan (CH_4), einem sehr klimawirksamen Gas. Die Gewinnung und Nutzung fossiler Brennstoffe sind global für etwa 15-22% der Methanemissionen verantwortlich (Schwietzke u. a. 2016). Die Klimawirkung von fossilem Erdgas wurde bisher unterschätzt, sowohl aufgrund der Klimawirkung von Methan als auch aufgrund höherer Emissionen entlang der Wertschöpfungskette (Kemfert u. a. 2022). Studien zeigen seit längerem auf, dass Methan einen größeren Einfluss auf das Klima hat als bisher angenommen (Shindell u. a. 2009;

Myhre u. a. 2013; Sauniois u. a. 2016). Laut des Weltklimarates (IPCC) ist das Erderwärmungspotenzial (GWP) von Methan in den ersten 20 Jahren nach dem Emittieren bis zu 87 Mal höher als das von CO₂ (26-mal höher in den ersten 100 Jahren) (Myhre u. a. 2013). Jüngere Arbeiten zeigen, dass die tatsächlichen Methanlekkageraten bei der Erdgasförderung, der Aufbereitung, der Speicherung und dem Transport weit höher liegen als frühere Schätzungen besagten (Schwietzke u. a. 2016; MacKay u. a. 2021). Die globale Gesamtlekagerate wird auf etwa 2,2% geschätzt, wobei einige Studien sogar von bis zu 6% oder 17% bei sogenannten Superemittern ausgehen (Kemfert u. a. 2022). Der Emissionsvorteil von Erdgas gegenüber Kohle verschwindet, wenn etwa 3,2% bis 3,4% des Gases vor der Verbrennung in die Atmosphäre entweichen (Kemfert u. a. 2022).

Neben der klimaschädlichen Wirkung von Methan wurde auch die Gesamtmenge der Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von Erdgas lange unterschätzt (CH₄ und CO₂). Diese entstehen sowohl bei der Aufbereitung, Verflüssigung und Verbrennung als auch bei der Förderung, dem Transport und der Lagerung. Diese Vorkettenemissionen führen bei LNG-Importen zu bis zu 50% zusätzlich Treibhausgasemissionen (ifeu 2023), so dass hier die Emissionen in der Größenordnung von Pipeline-Importen aus Russland liegen (Brauers u. a. 2021).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Argumentation für fossiles Erdgas als klimafreundliche Brückentechnologie wenig plausibel ist. Die prozessbezogenen Emissionen von Erdgas sowie die Emissionen bei der Verbrennung tragen im hohen Maße zur Klimaerwärmung bei und können daher nur durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Diese Erkenntnisse wurden in verschiedenen Studien und Veröffentlichungen diskutiert und dargestellt (Hainsch u. a. 2020; Brauers u. a. 2021; Ahmels u. a. 2021; C. von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2022; Kendziorzki u. a. 2021; Kemfert u. a. 2022).

2.2 Klimaschutzziele in Deutschland und die Gefahren des Aufbaus fossiler Importüberkapazitäten

2.2.1 Klimaschutzziele

Bei der Planung von fossiler Infrastruktur sollte nicht nur die Versorgungssicherheit berücksichtigt werden, sondern auch die bestehenden Klimaziele. Die deutsche Klimapolitik orientiert sich an internationalen Vereinbarungen und hat unverbindliche und verbindliche Ziele für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen festgelegt (Umweltbundesamt 2022a).⁷ Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), das im Dezember 2019 verabschiedet wurde, legte verbindliche

⁷ Eine an den 6. Sachstandsbericht des IPCC (IPCC 2021) angepasste Aktualisierung des verbleibenden CO₂-Budgets für Deutschland ab 2022 zeigt auf, dass das maximale Budget bei 6,1 Gt CO₂ (1,75 °C, 67 %), 3,1 Gt CO₂ (1,5 °C, 50 %) bzw. 2,0 Gt CO₂ (1,5 °C, 67 %) liegt (SRU 2022). Bei linearer Reduktionskure bedeutet dies, dass diese Budgets bis zum Jahre 2040, 2031 bzw. 2027 aufgebraucht wären und bis dahin Klimaneutralität erreicht sein müsste. Diese Rechnungen veranschaulichen die Dringlichkeit für die Maßnahmen und begründen die Beschleunigung der Energiewende.

(Sektor-) Ziele für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen für die Jahre 2020 bis 2030 fest. Die Verbindlichkeit der Sektorziele wurde jedoch im neuen Klimaschutzgesetz von 2023 entschärft.

Unabhängig davon zeigen Gutachten und Expertenberichte, dass die bisherigen Maßnahmen nicht ausreichen, um die gesteckten Ziele zu erreichen (SRU 2020, 10; Umweltbundesamt 2020). Dabei wurde das Klimaschutzgesetz aufgrund eines Urteils des Bundesverfassungsgerichts verschärft (Bundesverfassungsgericht 2021). Das im August 2022 in Kraft getretene KSG beinhaltet, dass das Reduktionsziel der THG-Emission von 55% auf 65% gegenüber 1990 bis 2030 erhöht wurde, sowie die THG-Neutralität bereits 5 Jahre früher (bis 2045) erreicht werden sollte. Deutschland verfehlt jedoch die Klimaziele für 2022 und droht auch die Ziele für 2030 deutlich zu verfehlen (Agora Energiewende 2022). Auf Basis der vergangenen Jahre wies auch der Expertenrat für Klimafragen (ERK) 2022 auf die Gefahr hin, dass Deutschland droht die Klimaschutzziele für 2030 deutlich zu verfehlen (Expertenrat für Klimafragen 2022). Dies zeigt insgesamt eine deutliche Umsetzungslücke und die Notwendigkeit, zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere im Energiesektor.

2.2.2 Die Gefahren des Aufbaus fossiler Importüberkapazitäten

Im Bereich der Energiewirtschaft entstehen erhebliche Fixkosten durch den Bau von kapitalintensiver Infrastruktur. Insbesondere in Bereichen der kritischen Versorgung ist es üblich, diese Infrastruktur mit ausreichenden Redundanzen zu planen, um unerwünschte oder unvorhergesehene Szenarien zu bewältigen. Das Argument, dass die deutsche bzw. europäische Erdgasimportinfrastruktur auch im Falle einer Verfehlung der Klimaschutzziele die Versorgungssicherheit gewährleisten muss, folgt dieser Leitlinie.

Umgekehrt besteht jedoch die Gefahr, durch den Bau neuer fossiler Infrastrukturen auch den Verbrauch fossilen Erdgases langfristig zu verlängern. Da bereits erhebliche Kosten für den Aufbau solcher Infrastrukturen angefallen sind, entsteht ein Anreiz, sie zu nutzen, um den angefallenen Ausgaben entsprechende Einnahmen gegenüberzustellen. Andernfalls besteht das Risiko, dass bereits getätigte Investitionen zu sogenannten "Stranded Assets" werden, wenn Importinfrastrukturen aufgrund einer rückläufigen Nachfrage nicht benötigt oder unzureichend genutzt werden bzw. diese inkompatibel mit den Klimazielen sind (Hoffart 2022b). Das Risiko von "Stranded Assets" im Zusammenhang mit fossiler Erdgasinfrastruktur und die damit verbundenen negativen Auswirkungen wurden mehrfach angemahnt (stellvertretend sei hier verwiesen auf Brauers et al. 2021), jüngst auch in Bezug auf LNG-Infrastruktur (Holz, Barner, u. a. 2023; Hoffart 2022a; Hoffart, D'Orazio, und Kemfert 2022).

Ein weiteres Risiko im Zusammenhang mit dem Ausbau fossiler Erdgasinfrastruktur ist die Verstärkung oder Neuschaffung von sogenannten fossilen "Lock-In Effekten" und Pfadabhängigkeiten (Brauers 2021; Hoffart 2022b). Im Fall von fossiler Erdgasinfrastruktur bedeutet dies eine langfristige Bindung an den fossilen Energieträger aufgrund ihrer Nutzungsdauer und umfangreicher Langzeitlieferverträge. Gasinfrastruktur hat eine technische Lebensdauer von 50 Jahren und mehr, was die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass diese Infrastruktur über das Jahr 2050 hinaus genutzt wird und somit im Widerspruch zu den Klimazielen steht (Brauers u. a. 2021). Gleichzeitig binden Investitionen, seien sie aus öffentlicher oder privater Hand, in fossile Infrastruktur Mittel, die dann nicht mehr für den Ausbau erneuerbarer Energien und für Energieeffizienzmaßnahmen zur Verfügung stehen. Projekte dieser Art behindern oder verzögern daher direkt die Energiewende und tragen nicht zum Klimaschutz bei.

2.3 Sozial-ökologische Transformation und Erdgasausstieg

Wie zuvor dargelegt ist Erdgas ein fossiler und emissionsintensiver Energieträger, der erheblich zur Klimakrise beiträgt und aufgrund der hohen Importabhängigkeit auch geopolitische Auswirkungen hat. Die intensivierete Nutzung von fossilem Erdgas steht daher den Anstrengungen der sozial-ökologischen Transformation, hin zu einer nachhaltigen Gesellschaft, entgegen.

Die spür- und messbare Klimakrise, die bereits in der Gegenwart besonders die Gesellschaften im globalen Süden am schwersten trifft und ihre Existenz bedroht, untermauert zweifellos die dringliche Erfordernis eines konsequenten sozial-ökologischen Transformationsprozesses (IPCC 2023). Für eine erfolgreiche sozial-ökologische Transformation (Kemfert und Hoffart 2023; Präger u. a. 2023) ist ein rascher Erdgasausstieg zwingend notwendig. In Anbetracht des verbleibenden Treibhausgasbudgets, welches beispielsweise der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2022) für Deutschland berechnet, ist die kurzfristige und langfristige Verringerung von Treibhausgasemissionen ein entscheidender Bestandteil für die Abschwächung des Klimawandels. Die Reduzierung und Überwachung von (Methan)-Leckagen ist notwendig, kann den benötigten Erdgasausstieg jedoch nicht ersetzen. Daher wurde vor dem weiteren Aufbau fossiler Erdgasinfrastruktur ausdrücklich gewarnt und stattdessen auf die Notwendigkeit eines raschen und geplanten Ausstiegs aus dem fossilen Erdgas hingewiesen (Hainsch u. a. 2020; Brauers u. a. 2021; Ahmels u. a. 2021; C. von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2022; Kendziorski u. a. 2021; Kemfert u. a. 2022). Der Erdgasausstieg muss einhergehen mit einem klaren, ordnungspolitischen, gesetzlich festgelegten Ausstiegsdatum – also einem Zeitpunkt, ab dem die fossile Erdgasnutzung eingestellt werden muss. Das spiegelt zum einen die Dringlichkeit der Sache wider, soll aber auch Grundlage für Planungssicherheit in der Industrie sowie Erdgaswirt-

schaft selbst sein. Aufgrund des äußerst knappen Treibhausgasbudgets, welches der Bundesrepublik auf dem Pfad zur Klimaneutralität bis 2045 noch zur Verfügung steht, ist ein Ausstiegsdatum, welches auf das Ziel der Klimaneutralität 2045 gesetzt wird, zu spät.⁸

In Deutschland sehen zwar die Energieszenarien für Treibhausgasneutralität bis 2045 einen zeitnahen Erdgasausstieg vor, jedoch wird gegenwärtig energiepolitisch genau das Gegenteil praktiziert: So sind in den vergangenen Jahren (2020-2023) 11 neue Gaskraftwerke ans Netz gegangen (Umweltbundesamt 2022b). Der Szenariorahmen sowie der Entwurf des aktuellen Netzentwicklungsplan der Gasnetzbetreiber sieht u.a. 22 weitere Neubauten vor (Gasanschlusskapazität ca. 23.000 MWh/h), die bereits im Bau bzw. der Planung sind (FNB Gas 2021; 2023). In einer „Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmen“ vom 11. November 2022 (Bundesnetzagentur 2022) wurden gar Anfragen von 182 GW LNG-Importkapazitäten zur Aufnahme in den Szenariorahmen genehmigt. Die überdimensionierten Ausbaupläne der Erdgasinfrastruktur werden von Umweltorganisationen bzw. der Zivilgesellschaft und NGOs regelmäßig kritisiert (DNR u. a. 2023; Agora Energiewende 2023b; Deutsche Umwelthilfe 2023). In diesem Kontext gefährdet der weitere Ausbau von fossiler Erdgasinfrastruktur die Klimaschutzziele und die erfolgreiche Umsetzung der sozial-ökologischen Transformation.

Eine Vielzahl von Analysen sehen daher einen starken Rückgang der Erdgasnachfrage vor, u.a. klimapolitisch ambitioniertere Szenarien aus unserem Forschungsbereich, bzw. dem openENTRANCE-Projekt (Auer, Crespo del Granado, Oei, u. a. 2020) (Abbildung 1 und Abbildung 2). Durch die Nachschärfung des deutschen Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021, nach der eine Treibhausgasneutralität bereits 2045 erreicht werden soll, ist ein Erdgasverbrauch nahe Null bereits früher notwendig.

⁸ Dass dies durchaus auch im Bewusstsein des verantwortlichen BMWK ist, zeigen investigative Recherchen aus denen hervorgeht, dass das Ausstiegsdatum für fossiles LNG für 2040 vorgesehen war und nur durch Interventionen aus dem Kanzleramt und dem Finanzministerium bis 2043 verzögert wurden. Siehe dazu: <https://www.abgeordnetenwatch.de/recherchen/informationsfreiheit/kanzleramt-und-finanzministerium-schwaechten-klimaschutz-in-lng-gesetz-ab>.

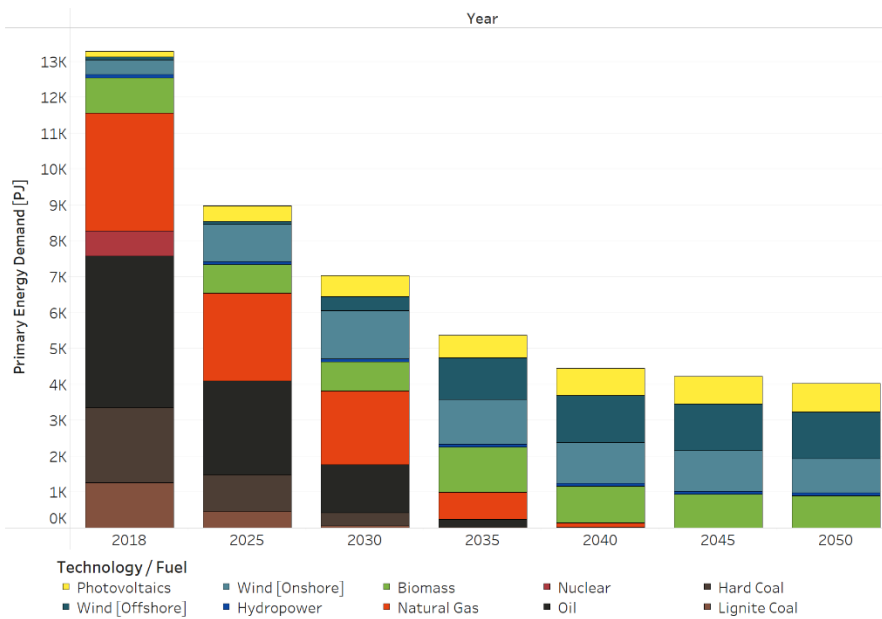


Abbildung 1: Szenarien für Primärenergieverbrauch in Deutschland bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt.

Quelle: Auer et al. (2020) (Erdgas-Anteil in rot).

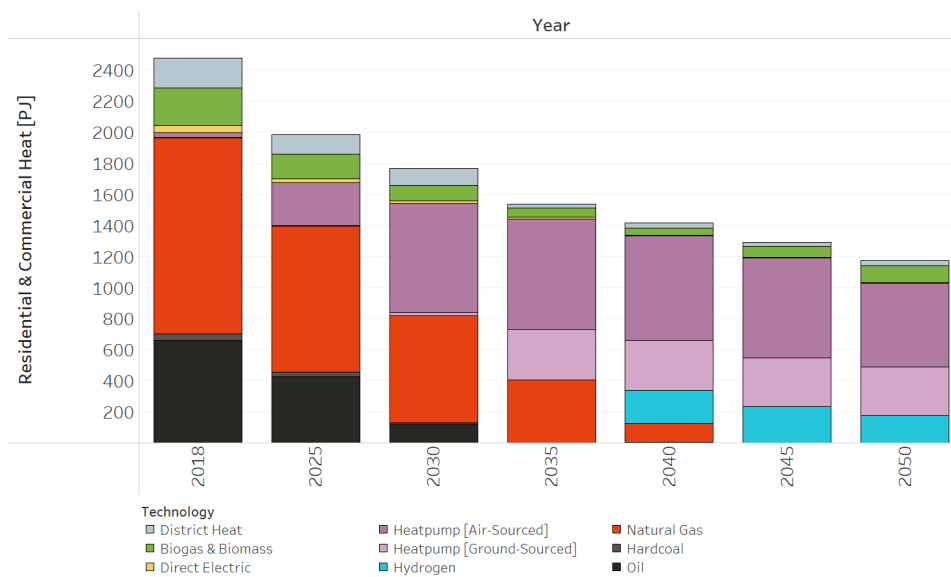


Abbildung 2: Szenarien für Wärmeverbrauch in Deutschland bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt.

Quelle: Auer et al. (2020) (Erdgas-Anteil in rot).

Im Zusammenhang mit dem Erdgasausstieg wird oftmals argumentiert, dass ein schrittweiser Übergang in eine Wasserstoffwirtschaft den Aufbau fossiler Erdgasinfrastruktur rechtfertigen würde, sofern diese „Wasserstoff-ready“ wäre. Dem ist mitnichten so: Zum einen besteht die Gefahr, dass dieses Narrativ dazu missbraucht wird, heute noch den Bau fossiler Infrastruktur

zu ermöglichen, die dann auch langfristig das fossile System aufrechterhält (Braunger, Grüter, und Präger 2021). Ein Beispiel ist der Plan eines stufenlosen Übergangs des Erdgaspipelinennetzes in ein Wasserstoff-Basisnetz (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021; kritisch hierzu: Kemfert u. a. 2022). Zum anderen ist gerade im Kontext der LNG-Diskussion kritisch anzumerken, dass umfangreiche Wasserstoffimporte aus Übersee mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind und Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen abschwächen (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021). Aus einer infrastrukturellen Perspektive ist zu Beginn die endogene Entwicklung lokaler Wasserstoff-Cluster wahrscheinlicher als der zentralisierte Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Auch hier sind Lock-in Effekte indirekter Art kritisch zu prüfen.

Eine gesetzliche Legitimation des Betriebs der FSRUs im Hafen Mukran bis 31. Dezember 2043,⁹ ist hinsichtlich der Dringlichkeit zusätzlicher Maßnahmen wenig plausibel. Es ist davon auszugehen, dass diese Erlaubnis nicht dazu motiviert, das Erdgasangebot kurz- und mittelfristig auf ein klimaschutztechnisch verträgliches Maß zu reduzieren. Vielmehr drohen die geschaffenen Regasifizierungskapazitäten betriebswirtschaftlich sinnvoll ausgenutzt und daher alle Spielräume hinsichtlich der Betriebsdauer aber auch der Erdgasmengen vollumfänglich erschlossen zu werden. Dass es sich keineswegs um temporäre Anlagen zur Überbrückung von wenigen Wintern handelt, zeigen die ersten abgeschlossenen Langfristverträge der Regasifizierungskapazitäten in Mukran (Deutsche ReGas 2023a; 2022) für 10 Jahre. Es lässt sich also bereits jetzt beobachten, dass der Aufbau fossiler Import-Infrastrukturen zu einer Verfestigung von Lock-In Effekten und Pfadabhängigkeiten führt.

2.4 Adäquate Verwendung nachhaltiger Entwicklungsziele (SDGs) für Rügen

Die sozial-ökologische Transformation bedeutet allerdings nicht nur den Wandel hin zu einer „klima- und plutoniumneutralen“ Gesellschaft, sondern vielmehr eine gesamtheitliche nachhaltige Entwicklung in allen Gesellschaftsbereichen (WBGU 2011), wie sie z.B. in den 17 Nachhaltigkeitszielen (SDGs) beschrieben sind,¹⁰ die wiederum auf nationaler Ebene in die Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie übersetzt wurden (Die Bundesregierung 2021). Zwar werden in den SDGs fossile Energieträger nur marginal mit Blick auf Forschung und Subventionen behandelt,¹¹ trotzdem wird im Gesetzesentwurf der Aufbau von fossiler LNG-Infrastruktur als vereinbar im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie identifiziert.

⁹ siehe BT-Drs. 20/7279, S. 4.

¹⁰ <https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>.

¹¹ „So mussten die beiden Ko-Vorsitzenden bereits zu Beginn [der Verhandlungen] dieses Thema [fossile Energieträger] ausklammern, um überhaupt die arabischen Staaten an den Verhandlungstisch zu bekommen“ (Denk 2023, 95).

Die regionale Wirtschaftsentwicklung sollte Nachhaltigkeitskriterien folgen, wie diese z.B. vom Kreis Vorpommern-Rügen als Ziel gesetzt wurden.¹² Ein fossiles Energie- und Industrieprojekt ist mit dieser Zielsetzung grundsätzlich unvereinbar und sollte weitreichende soziale Aspekte aller Stakeholder berücksichtigen (Hoffart, Schmitt, und Roos 2021). Dies wird umso deutlicher, betrachtet man die eigentlichen Nachhaltigkeitsdiskussionen in der Region, die sich um die Auswirkungen des Tourismus in der Region auf die Nachhaltigkeitsziele drehen.¹³ Fossile Erdgasinfrastruktur im Meeresgebiet sowie ein weiterer industrieller Ausbau des Hafens in Mukran stehen den Nachhaltigkeitsbestrebungen der Region entgegen und passen auch nicht zur Wirtschaftsstruktur in der Prorer Wiek und auf Rügen insgesamt. Einen grundsätzlichen Konflikt lässt sich auch mit den Nachhaltigkeitsbestrebungen des MV Zukunftsrates (MV Zukunftsrat 2021) feststellen.¹⁴

Im Entwurf zur Erweiterung des LNG-Beschleunigungsgesetzes wird behauptet, dass trotz der Tatsache, dass es sich um fossile Erdgasinfrastruktur handelt, diese mit den Nachhaltigkeitszielen (SDG 7, 8, 9, 13) vereinbar ist und sogar zu ihrer Erreichung beiträgt.¹⁵ Diese Ausführung ist jedoch im Kontext und bei Anwendung wesentlicher Nachhaltigkeitskriterien (ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit) wenig plausibel. Der Aufbau einer fossilen Infrastruktur zur Nutzung fossiler Energieträger geht zwingend einher mit einem schädlichen Eingriff in den Lebensraum Ostsee (Binzer Bucht und Greifswalder Bodden) und dessen Meeresbiologie (NABU 2023, 2; Deutsche Umwelthilfe u. a. 2023), verursacht zusätzliche klimaschädliche Emissionen (Kemfert u. a. 2022) und steht einer nachhaltigen regionalen Wirtschaftsentwicklung entgegen. In welchem Maße die geplante LNG-Infrastruktur am Standort Mukran/Hafen die genannten SDGs gefährdet ist zwar im Umfang dieser Studie nicht quantifizierbar, dass „etwaige Zielkonflikte zu SDGs nicht festgestellt wurden“,¹⁶ ist jedoch unplausibel. So beschreibt z. B.

¹² „Die Entwicklung attraktiver Standortfaktoren, die Stärkung der Wirtschaft im Einklang mit Natur und Umwelt und somit die Schaffung von dauerhaften Arbeitsplätzen sind Ziele einer nachhaltigen Regionalentwicklung des Landkreises.“ <https://www.lk-vr.de/Kreisportrait/Wirtschaft/Regionalentwicklung/>.

¹³ <https://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/panorama3/Touristenansturm-auf-Ruegen-Insulaner-im-Zwiespalt,panoramadreid4178.html>.

¹⁴ „Die erste von uns als notwendig erachtete wesentliche Weichenstellung ist: Nachhaltigkeit wird zum verpflichtenden Kriterium politischen und institutionellen Handelns gemacht.“ S. 6; „Für die Aufstellung des Landeshaushalts (insb. Ressourcen- und Landnutzung) sowie ab sofort bei Vergabe und Beschaffung werden verbindliche [Gemeinwohlorientierung wird als wichtiges Kriterium in Vergabeverfahren eingebaut (2021-2025)] Nachhaltigkeitskriterien formuliert und konsequent angewendet.“ S. 35; „Die Treibhausgas-Emissionen müssen sehr schnell gesenkt und der weitere Verlust von Tier- und Pflanzenarten sowie Ökosystemen gestoppt werden. Besonders die vollständige Dekarbonisierung* von Produktion und Konsum innerhalb von nicht einmal zwanzig Jahren erfordert eine Notbremsung und konsequentes Umsteuern.“ S.12 (MV Zukunftsrat 2021)

¹⁵ siehe BT-Drs. 20/7279, S. 12: „Das Gesetz entspricht den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie, die der Umsetzung der UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung dient. [...] Etwaige Zielkonflikte zu SDGs wurden nicht festgestellt.“

¹⁶ ebd.

SDG 7 den „Zugang zu bezahlbarer und sauberer Energie“, SDG 8 „Menschenwürdige Arbeit und nachhaltiges Wirtschaftswachstum“, SDG 9 „nachhaltige Industrie, Innovation und Infrastruktur“ sowie SDG 13 „Maßnahmen zum Klimaschutz“ (ebd.).

Fossiles Erdgas ist ein teurer Energieträger und die Preise für fossiles Erdgas werden in Zukunft durch die Einführung eines wirksamen CO₂-Preises weiter ansteigen.¹⁷ Die Klimaschädlichkeit von Erdgas wurde zuvor ausführlich dargestellt (Kemfert u. a. 2022). Daher kann der Aufbau von fossiler Erdgasinfrastruktur mitnichten mit „bezahlbarer und sauberer“ Energie in Verbindung gebracht werden, zumal die alternative – Erneuerbare Energien – weitaus günstiger sind (Lazard 2023; Ram u. a. 2017). Fossile Energieerzeugung und die fossile Industrie werden aufgrund von SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) in mittelfristiger Perspektive ersetzt werden müssen und stellen daher keine nachhaltige Wachstumsperspektive (SDG 8) dar (IPCC 2023; Gerhards u. a. 2021).

Dasselbe gilt für SDG 9, da fossile Infrastruktur keine nachhaltige Perspektive darstellt, zumal sie einem 100% Erneuerbaren Energiesystem im Wege steht (Präger u. a. 2023). Die Nachhaltigkeitskriterien von SDG 7, 8 und 9 können daher nur 100% Erneuerbare Energien erfüllen, die dezentrale und lokale Wertschöpfung ermöglichen (Kendziorzski u. a. 2021). SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) in Zusammenhang mit einem fossilen Energieträger zu bringen ist nicht haltbar. Speziell bei der Verwendung von Fracking hat die Produktion fossilen Erdgases verheerende Umweltauswirkungen, unter denen die Betroffenen in den zugehörigen Ländern am stärksten leiden (Andy Gheorghiu Consulting, Urgewald, und Deutsche Umwelthilfe 2023). Schließlich „kann die Nutzung von fossilen Energieträgern als ein krasser Widerspruch zum Konzept der Nachhaltigkeit interpretiert werden“ (Denk 2023, 95–96).

An dieser Stelle sei auch nochmals eine grundsätzliche Reflektion über den eigentlichen Sinn und die Adressaten der Zielsetzungen der 17 Nachhaltigkeitsziele angestoßen. Zwar sind die SDGs, im Gegensatz zu den vorausgegangenen Millennium-Entwicklungszielen (MDGs), nicht nur für sogenannte „Entwicklungsländer“ gültig, sondern für alle Staaten. Aus Gerechtigkeitsgründen ist es aber problematisch, wenn z.B. das Ziel 7 („Zugang zu bezahlbarer und sauberer Energie“) als Legitimation für die Nutzung eines fossilen Energieträgers in einem hochindustrialisierten Land wie Deutschland genutzt wird. Denn während in Deutschland längst die technischen Alternativen zur Verfügung stehen und auch die ökonomische Grundlage für diese gegeben sind, gibt es andere Länder und Regionen, welchen der generelle Zugang zur Energienutzung grundsätzlich erst ermöglicht werden muss (SDG „Energy access“). Eine Umdeutung wie

¹⁷ siehe dazu: <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/kurzmeldungen/Webs/BMWSB/DE/2022/co2-preis.html>.

im vorliegenden Falle stellt einen Missbrauch dieses Zieles/dieser Ziele dar, um ökonomische Vorteile am globalen LNG-Markt durch ein höheres und diversifiziertes Import-Angebot (von LNG) auszuspielen und führt letztendlich den Sinn und Zweck der SDGs ad absurdum.

2.5 Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Aufbau von fossiler LNG-Infrastruktur mit den SDGs grundsätzlich nicht vereinbar ist. Die geplante LNG-Infrastruktur im Hafen Mukran steht im Widerspruch zu den Nachhaltigkeitszielen und gefährdet unter anderem den Lebensraum der Ostsee, verursacht zusätzliche klimaschädliche Emissionen und behindert eine nachhaltige regionale Wirtschaftsentwicklung. Die Nutzung von fossilen Energieträgern wie LNG ist schon heute teuer und wird bei einem zukünftig steigenden CO₂-Preis weder „bezahlbar“ noch „sauber“ sein. Dabei sind insbesondere Widersprüche zu den Zielen für saubere Energie, menschenwürdige Arbeit und nachhaltiges Wirtschaftswachstum, nachhaltige Industrie und Maßnahmen zum Klimaschutz, identifizierbar. Zudem wird das Ziel des Zugangs zu bezahlbarer und sauberer Energie auf fragwürdige Weise für einen wirtschaftlichen Vorteil in Deutschland uminterpretiert, anstatt es denjenigen Ländern zur Verfügung zu stellen, denen der generelle Zugang zur Energieversorgung noch fehlt. Diese Umdeutung stellt einen Missbrauch der SDGs dar und widerspricht dem eigentlichen Sinn und Zweck der Ziele.

Ausgehend von diesen Ergebnissen ist das Transformationspotenzial des LNG-Projektes am Hafen Mukran als negativ zu bewerten. Das bedeutet, dass dieses Projekt „transformationshindernd“ im Bezug auf die sozial-ökologische Transformation wirkt und damit die Energiewende behindert.

3 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit

3.1 Rahmenbedingungen und Prüfpunkte

Im Folgenden wird ein möglicher Beitrag der Anlandung von Flüssigerdgas im Hafen Mukran zur Vermeidung potentieller Gasmangellagen sowohl innerhalb der Bundesrepublik Deutschland als auch in den europäischen Nachbarstaaten geprüft. Anlässlich ist die Aufnahme des Vorhabenstandorts Mukran/Hafen (Mecklenburg-Vorpommern) in die Anlage zu § 2 des Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz - LGG).¹⁸ Konkret handelt es sich hierbei - in substituierender Funktion - um die Verlegung der bisher bei Lubmin stationierten Kapazitäten einer schwimmenden Einheit zur Regasifizierung, sowie - in additiver Funktion - der Kapazitäten einer weiteren FSRU. Dabei wird die Aufnahme

¹⁸ LNG-Beschleunigungsgesetz vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 802), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 184) geändert worden ist, <https://www.gesetze-im-internet.de/Ingg/BJNR080200022.html>.

des Vorhabenstandortes im Gesetzentwurf damit legitimiert, als dass diese unbedingt erforderlich für die Versorgungssicherheit in Deutschland sei.¹⁹ Dieser Sachverhalt wird insbesondere daraufhin geprüft, ob die zusätzliche Kapazität signifikant zur Versorgungssicherheit im Winter 2023/24 beitragen könnte. Im Mittelpunkt steht dabei die Notwendigkeit zusätzlicher Kapazitäten in Ostdeutschland aufgrund vermuteter Netzengpässe innerhalb des deutschen Erdgaspipelinesystems. Die langfristig verschwindende Bedeutung des fossilen Energieträgers Erdgas ist bereits in Abschnitt 2.4 dargelegt worden, weshalb zusätzliche Importkapazitäten für Flüssigerdgas vorrangig in der kurzen Frist eine Rolle spielen. Daneben muss auch die allgemeine Versorgungslage für die nächsten Winter analysiert werden.

3.2 Gasversorgung für den Winter 2023/24

3.2.1 Deutsche und europäische Gasmärkte

Angesichts der Entspannung auf den deutschen und europäischen Erdgasmärkten, sowie der auskömmlichen Versorgung mit Erdgas ist die im Herbst 2022 befürchtete Gasmangellage nicht eingetreten und wird nach aktuellem Stand der Entwicklung auch im Winter 2023/24 nicht auftreten.²⁰

Die Gaspreise in Deutschland (und international) sind seit Ende 2022 stark rückläufig und haben sich inzwischen in der Größenordnung der Vorkriegsphase eingependelt (Abbildung 3). Auch die Forward-Preise, d.h. die heute für eine zukünftige Belieferung, z.B. Februar 2024, zu zahlenden Preise liegen in dieser Größenordnung. Dasselbe gilt auf den europäischen und internationalen Erdgasmärkten. Auch die Situation auf den internationalen LNG-Märkten hat sich entspannt. LNG am internationalen Handelspunkt, dem „Henry Hub“ in den USA, wird im Sommer 2023 und auch für den kommenden Winter 2023/24 im Bereich von einigen USD/MBTU (Million british thermal units) gehandelt, so niedrig wie vor der Gaskrise.

¹⁹ „Eine Genehmigung und Realisierung der FSRU im Raum des Hafengebiets von Mukran ist unbedingt erforderlich, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.“ BT-Drs. 20/7279, S. 18.

²⁰ Außergewöhnliche Ereignisse und höhere Gewalt, sowie die Sabotage von Importpipelines oder auch Teilen der deutschen Energieinfrastruktur werden in dieser Kurzstellungnahme nicht vertieft. In dieser Situation, die z.B. norwegische Importkapazitäten betreffen könnte, wären jedoch auch die in Mukran geplanten Kapazitäten für die energiewirtschaftliche Betrachtung vernachlässigbar.

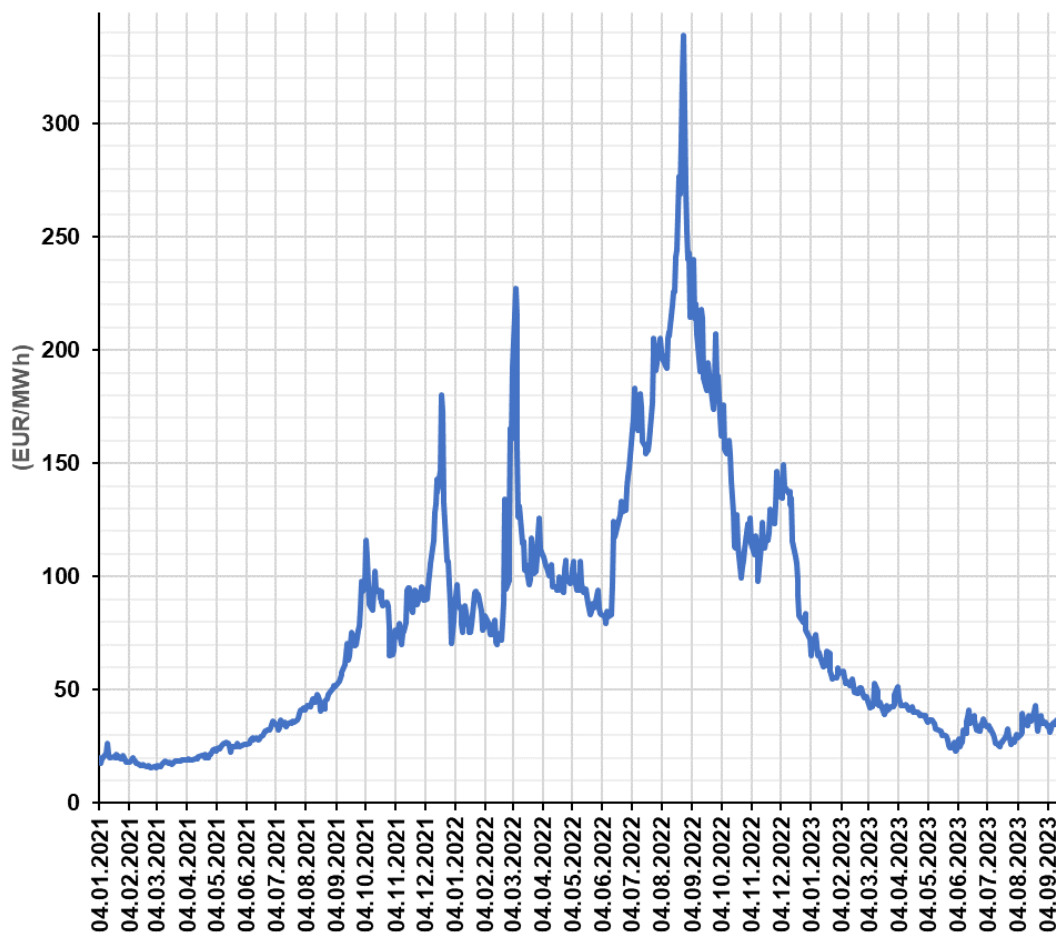


Abbildung 3: Großhandelspreis für Erdgas seit Anfang 2021 (€/MWh).

Quelle: TTF, Statista.

3.2.1.1 Deutschland

In Deutschland wurden im Jahr 2022, 847.470 GWh Gas verbraucht was einem Rückgang von 17,6% vom Vorjahr entspricht.²¹ Einsparungen wurden schnell von der Industrie realisiert und mit etwas Verspätung auch von den Haushalten umgesetzt (Ruhnau u. a. 2023).

Die Tendenz zu geringeren Gasverbräuchen, die 2022 beobachtbar war, hat sich 2023 fortgesetzt. Der Verbrauch von Industrie, Haushalten und Gewerbe der ersten sieben Monate 2023 lag signifikant unter dem durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2018-2021 und in den ersten Monaten des Jahres auch unter dem Verbrauch 2022 (Abbildung 4). Die Industrie hat 2023 weniger Gas verbraucht als 2022 (Abbildung 5). Die Strommengen aus Erdgas im ersten Halbjahr 2023

²¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html.

belief sich auf 325.000 GWh was einem Anteil an der gesamten Stromerzeugung von 13,9% entspricht und im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022 einen Anstieg von 3,8% beschreibt (Destatis 2023).

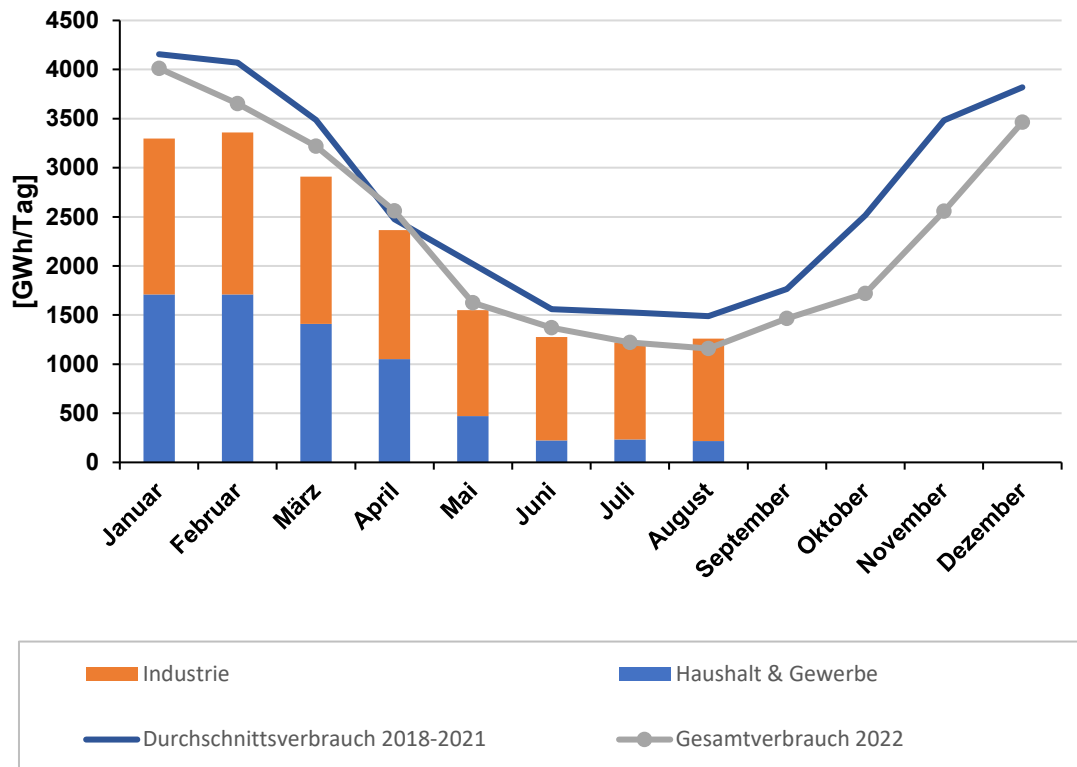


Abbildung 4: Gasverbrauch von Industrie, Haushalten und Gewerbe in Deutschland 2023 im Vergleich zu 2022 und den Jahren 2018-2021 [Monatlicher Mittelwert in GWh/Tag].

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Bundesnetzagentur.

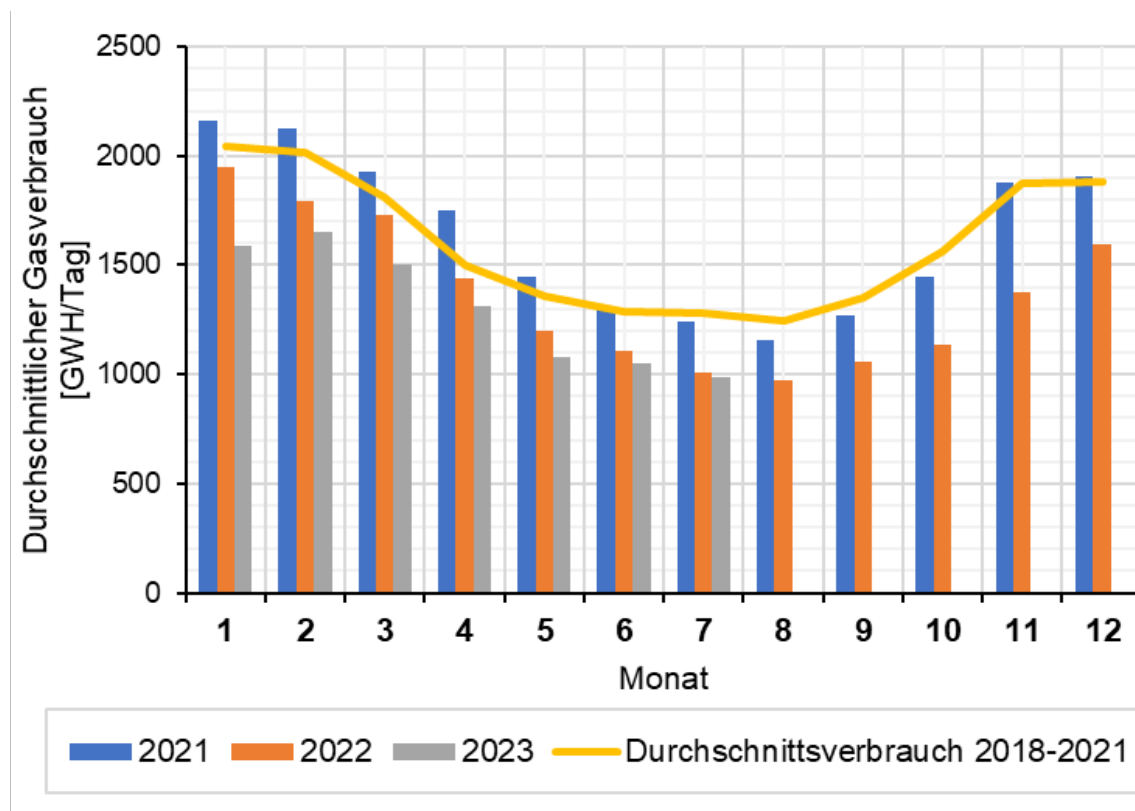


Abbildung 5: Gasverbrauch der Industrie 2023 im Vergleich zu 2022 und den Jahren 2018-2021 [Monatlicher Mittelwert in GWh/Tag].

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Bundesnetzagentur.²²

3.2.1.2 Erdgasversorgung der östlichen Nachbarn / Regionalisierte Betrachtung für Durchleitungen nach Ost- bzw. Südosteuropa

Die mittel- und osteuropäischen Länder sind von der Reduktion der Gaslieferungen aus Russland besonders getroffen worden. Im Rahmen der Europäischen Union lag daher ein besonderes Gewicht auf Gaseinsparungen sowie der Diversifizierung dieser Region (Mišík und Nosko 2023). Gleichzeitig wurden in Osteuropa Erweiterungen der Gasinfrastruktur vorgenommen. Polen, Südosteuropa und das Baltikum arbeiten an einer Vergrößerung der eigenen Kapazitäten zum Import von verflüssigtem Gas.²³ Im Folgenden wird die aktuelle Situation der östlichen Nachbarn auf Gasunabhängigkeit untersucht.

²² <https://agsi.gie.eu/data-overview/graphs/eu>.

²³ <https://jamestown.org/program/czechia-and-poland-eye-cooperation-on-natural-gas-infrastructure/>.

3.2.1.2.1 Tschechische Republik

Im Jahr 2022 verbrauchte die Tschechische Republik 7,5 Mrd. m³ Erdgas, so wenig wie seit acht Jahren nicht mehr und 20 Prozent weniger als im Jahr 2021.²⁴ In den tschechischen Medien wurde im April über den kompletten Verzicht (im ersten Quartal 2023) auf Gaslieferungen aus Russland und den Ersatz durch norwegisches Gas und Flüssiggas, das auf dem Seeweg von Terminals in den Niederlanden und Belgien geliefert wurde, berichtet.²⁵ Die Kapazitäten aus den Niederlanden betragen hierbei bis zu 3 Mrd. m³ pro Jahr und sollen von den beiden FSRUs Exmar S188 und der Golar Igloo mit einer Gesamtkapazität von 8 Mrd. m³ pro Jahr in Eemshafen bereitgestellt werden.²⁶ Es wurden in der ersten Jahreshälfte 2023 3,75 Mrd. m³ Gas verbraucht, was einer Einsparung von 13% im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Die Speicher waren bereits im Sommer 2023 mit über 2,91 Mrd. m³ Gas (oder 84%) gefüllt.²⁷

Die Tschechische Republik ist an das europäische Pipeline Netz durch die Netzknoten bei Olbernhau und Waidhaus an Deutschland angeschlossen, besitzt eine Verbindung zu Polen bei Cieszyn (Stork Pipeline), eine Verbindung in die Slowakei bei Dolni Bojanovice und Břeclav.²⁸ Ein Ausbau der Stork II Pipeline nach Polen zu einer Verbesserung des Zuganges zu polnischen LNG-Terminals ist dabei bereits in Arbeit und soll 2026 in Betrieb gehen.²⁹ Die Gasverbindungsleitung soll umgerechnet 330 Millionen Euro kosten und ist bidirektional, also in beide Richtungen führend vom tschechischen Bezměrov über den neuen Grenzpunkt Ha' nach Kędzierzyn in Polen mit einer Länge von 123 Kilometern in der Nennweite (DN) von 1.000 Millimetern und einer Kapazität von bis zu 7 Mrd. m³ Gas pro Jahr geplant.³⁰ Dies würde dabei 80% des Jahresbedarfs abdecken können.

3.2.1.2.2 Polen

Im Jahr 2022 wurden in Polen 17,4 Mrd. m³ Erdgas verbraucht wobei 85% der erzeugten Energie auf fossilen Brennstoffen beruhen (45% Kohle, 23% Öl, 17% Gas) (Dusilo 2023). Es existiert ein stationäres LNG – Terminal in Swinoujscie mit einer Kapazität von 6,2 Mrd. m³ pro Jahr.³¹ Im

²⁴ <https://en.trend.az/world/europe/3756825.html>.

²⁵ <https://en.trend.az/world/europe/3756825.html>.

²⁶ <https://ceenergynews.com/lng/czech-republic-to-source-3-BCM-of-lng-annually-through-dutch-terminal/>.

²⁷ <https://deutsch.radio.cz/gasverbrauch-tschechien-erster-jahreshaelfte-um-13-prozent-gesunken-8787603>.

²⁸ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf.

²⁹ <https://www.gtai.de/de/trade/tschechische-republik/branchen/tschechien-und-polen-wollen-ihre-gasnetze-ueber-pipeline-verbinden-913662>.

³⁰ <https://www.gtai.de/de/trade/tschechische-republik/branchen/tschechien-und-polen-wollen-ihre-gasnetze-ueber-pipeline-verbinden-913662>.

³¹ <https://www.dw.com/en/why-poland-is-taking-so-long-to-build-floating-gas-terminal/a-65190724>.

Jahr 2022 entluden 58 Tanker ihre Fracht mit einem Volumen von 4,4 Millionen Tonnen verflüssigtem Erdgas, was einer Steigerung von 57 % zum Jahr 2021 entspricht.

Im Juni 2020 schlossen der österreichische Baukonzern PORR und die deutsche TGE Gas Engineering GmbH mit der polnischen Gesellschaft Polskie LNG und der Verwaltung der Hafengruppe Szczecin-Świnoujście (Stettin-Swinemünde) drei Verträge im Gesamtwert von 426 Millionen Euro zur Erweiterung der bestehenden Infrastruktur ab. Demnach entwirft und baut das Konsortium bis Ende 2023 den technologischen Teil eines zweiten Kais mit Anlegestellen für Schiffe zum Be- und Entladen von LNG sowie einer Bunkerinfrastruktur zum Betanken von Schiffen mit LNG-Antrieb neben einem weiteren bereits geplanten Projekt zum Bau von Bahngleisen für Tankwaggons und Container zum LNG-Transport. Der neu gebaute Tank soll hierbei die Regasifizierung von jährlich 3,3 Mrd. m³ LNG ermöglichen und erhält ein Fassungsvermögen von rund 180.000 Kubikmetern, wodurch die Gesamtkapazität in Świnoujście auf insgesamt 8,3 Mrd. m³ jährlich steigt. Bereits im Februar 2020 hatte das österreichisch-deutsche Konsortium mit Gaz-System die Installation einer Anlage in Świnoujście mit einer Aufnahmekapazität von 2,5 Mrd. m³ LNG bis Ende 2021 für knapp 28 Millionen Euro netto vereinbart. Geliefert wird sie von der deutschen Selas-Linde GmbH. Die EU-Kommission steuert 103 Mio. Euro dazu bei.³²

Die USA fungierten hier im Jahr 2022 als Hauptlieferant für Flüssiggas mit einer Menge von 3,4 Mrd. m³ neben dem Zukauf von weiteren LNG-Kapazitäten vom Terminal in Lettland (Klaipeda).³³ Das polnische Gasunternehmen Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo hat sich hier im September 2022 Kapazitäten von bis zu 500 Millionen Kubikmeter Gas pro Jahr für die nächsten 10 Jahre gesichert.^{34, 35}

Polen ist darüber hinaus mit verschiedenen Pipelines in das europäische Gasnetz eingebunden und hat unter anderem eine Verbindung nach Norwegen durch die Baltic Pipe, welche über eine Kapazität von 10 Mrd. m³ pro Jahr verfügt. Aktuell hat sich Polen ca. 20 Mrd. m³ Erdgaslieferungen für das Jahr 2023 gesichert.³⁶ Betrachtet man die Werte 2022 und die gesicherten Mengen an Gas für 2023 scheint eine eigene Gasversorgung ohne zusätzliche Importe möglich.

³² <https://www.gtai.de/de/trade/polen/entwicklungsprojekte/ausbau-des-lng-terminals-am-hafen-von-swinemuende-271310>.

³³ <https://www.dw.com/en/why-poland-is-taking-so-long-to-build-floating-gas-terminal/a-65190724>.

³⁴ <https://www.reuters.com/business/energy/polands-pgnig-signs-10-year-capacity-deal-with-klaipeda-lng-2022-09-30/>.

³⁵ Das Terminal Klaipeda wurde 2014 128 Millionen USD gebaut und beheimatet aktuell das von Klaipedos Nafta AB gecharterte FSRU Hoegh – Independence.

(<https://web.archive.org/web/20141027171638/http://www.businessweek.com/news/2014-10-27/lithuania-grabs-lng-in-effort-to-curb-russian-dominance>).

³⁶ <https://www.gtai.de/de/trade/polen/branchen/polen-setzt-auf-gas-aus-norwegen-katar-und-den-usa-837236>.

3.2.1.2.3 Weitere Entwicklungen in Mittel- und Osteuropa

Im Jahr 2022 hat Österreich 86,4 TWh (ca. 8,84 Mrd. m³) Erdgas verbraucht.³⁷ Österreich ist hierbei noch immer abhängig von russischen Importen und importiert auch 2023 noch erhebliche Mengen aus Russland.

In Estland wurden 2022 3,8 TWh Gas im Jahr 2022 verbraucht.³⁸ Es bestehen Pipeline Verbindungen über den Baltic Connector mit Finnland mit einer Kapazität von 7 Mrd. m³ pro Jahr³⁹ und über eine weitere Pipeline der Vireši-Tallinn DN700 Pipeline mit dem Übergang Karksi mit Lettland.⁴⁰

In Lettland wurden 2022 8,21 TWh (0,84 Mrd. m³) verbraucht. Dies entspricht einer Ersparnis von 31% zum Vorjahr.⁴¹ Es besteht eine Pipelineverbindung mit Litauen über den Knotenpunkt Kimėnai welcher im Januar 2023 explodiert ist und aktuell repariert wird.⁴² Russland hat seine Gaslieferungen an Lettland im Juli 2022 beendet.⁴³

In Litauen wurden 2022 etwa 1,6 Mrd. m³ verbraucht was einer Ersparnis von 35% zum Jahr 2021 entspricht.⁴⁴ Es besteht eine Pipelineverbindung mit Polen über die GIPL-Pipeline mit einer Kapazität von 1,9 Mrd. m³ und die Möglichkeit über ein FSRU (Hoegh – Independence) in Klaipėda mit einer Kapazität von 3,75 Mrd. m³ Gas in das Land zu bringen mit der Option, diese Kapazität auf 6.25 Mrd. m³ auszubauen.⁴⁵

Die Republik Moldau war zu großen Teilen Abhängig von Russland, arbeitet aber mittlerweile für die Stromerzeugung mit der EU zusammen.⁴⁶ Es wurden im Jahr 2022 etwa 0,87 Mrd. m³ Erdgas verbraucht.⁴⁷

Etwa ein Drittel des slowenischen Stroms stammt aus Wasserkraft, ein Drittel aus thermischen Quellen und ein Drittel aus Kernkraft (wobei der Anteil der erneuerbaren Energien, die nicht

³⁷ https://www.konsumentenfragen.at/konsumentenfragen/Bauen__Wohnen_und_Versorgungsleistungen/News/Das_Jahr_2022-_Fakten_ueber_unseren_Strom-_und_Gasverbrau.html#:~:text=Der%20Gasverbrauch%20in%20%C3%96sterreich%20lag,TWh%20mehr%20Gas%20als%202022.

³⁸ [https://ceenergynews.com/oil-gas/estonias-government-allocates-30-million-euros-to-increase-natural-gas-reserves/.](https://ceenergynews.com/oil-gas/estonias-government-allocates-30-million-euros-to-increase-natural-gas-reserves/)

³⁹ https://commission.europa.eu/news/balticconnector-gas-pipeline-and-running-1-january-2020-2020-01-08_en.

⁴⁰ https://en.wikipedia.org/wiki/Vire%C5%A1i%E2%80%93Tallinn_pipeline_

⁴¹ [https://data.stat.gov.lv/pxweb/en/OSP_PUB/START__NOZ__EN__ENB/ENB020m/table/tableViewLayout1/.](https://data.stat.gov.lv/pxweb/en/OSP_PUB/START__NOZ__EN__ENB/ENB020m/table/tableViewLayout1/)

⁴² <https://www.rferl.org/a/lithuania-latvia-gas-pipeline-explosion/32222571.html.>

⁴³ <https://www.dw.com/en/russias-gazprom-says-it-has-stopped-gas-supplies-to-latvia/a-62656789.>

⁴⁴ <https://ceenergynews.com/oil-gas/amber-grid-gas-consumption-in-lithuania-dropped-by-more-than-a-third-in-2022/#:~:text=In%202022%2C%20Lithuania%20consumed%2015.6,transmission%20system%20operator%20Amber%20Grid.>

⁴⁵ [https://lngprime.com/lng-terminals/lithuanias-kn-offers-klaipeda-fsru-regas-slot/70455/.](https://lngprime.com/lng-terminals/lithuanias-kn-offers-klaipeda-fsru-regas-slot/70455/)

⁴⁶ <https://ecfr.eu/article/escape-routes-how-the-eu-can-help-moldova-end-its-dependence-on-russian-gas/>

⁴⁷ [https://interfax.com/newsroom/top-stories/90187/.](https://interfax.com/newsroom/top-stories/90187/)

aus Wasserkraft stammen, zwei Prozent ausmacht). Fast die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs Sloweniens besteht aus importiertem Erdöl, das auf den Weltmärkten gekauft wird. Russland liefert den größten Teil des slowenischen Erdgases, das 12% des Gesamtenergieverbrauchs ausmacht. Slowenien verbraucht jährlich etwa 0,8 Mrd. m³ Gas.⁴⁸

Im Jahr 2022 wurden in der Ukraine 20,1 Mrd. m³ Erdgas verbraucht, was einer Ersparnis von 25% gegenüber dem Vorjahr entspricht.⁴⁹ Es wurden hiervon wiederum 18,5 Mrd. m³ aus eigenen Gebieten gefördert und 1,5 Mrd. m³ importiert.⁵⁰

3.2.2 Versorgungs- und Speichersituation in Deutschland

Von Februar 2022 an sind die deutschen und europäischen Speicher erfolgreich und (nahezu) vollständig bis zum Beginn der Heizperiode im Herbst und Winter 2023 gefüllt worden. Dies geschah insbesondere als Reaktion auf die niedrigen Speicherfüllstände zum Zeitpunkt des russischen Überfalls auf die Ukraine. Zu beachten ist, dass im Laufe des Frühjahrs und Sommers 2022 noch eine erhebliche Menge russischen Erdgases via Pipeline nach Deutschland und Europa exportiert wurde, jedoch wurden diese Exporte spätestens mit den Anschlägen auf die Pipelinestränge der NordStream I und II im September 2022 weitestgehend eingestellt.⁵¹ Damit ist die aktuelle Situation zu Beginn des Winters 2023/24 insgesamt vergleichbar mit der Situation zum Winter 2022: In beiden Fällen stehen zu Beginn der Heizperiode keine pipelinebasierten Importe aus russischen Erdgasfeldern nach Deutschland zur Verfügung, während die Speicher (nahezu) vollständig gefüllt sind.

⁴⁸ <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/slovenia-energy>.

⁴⁹ <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2023-01-12/ukraine-how-gas-sector-performed-2022#:~:text=Gas%20consumption%20and%20import,history%20of%20the%20independent%20state>.

⁵⁰ <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2023-01-12/ukraine-how-gas-sector-performed-2022#:~:text=Gas%20consumption%20and%20import,history%20of%20the%20independent%20state>.

⁵¹ An dieser Stelle ist anzumerken, dass der alleinige Wegfall russischer Pipelineexporte keineswegs dazu geführt hat, dass kein russisches Erdgas mehr in die Europäische Union eingeführt wird bzw. wurde. Die LNG Exporte von Russland nach Europa sind über den internationalen Handel sogar gestiegen. Siehe dazu: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/eu-gas-lng-russland-100.html>.

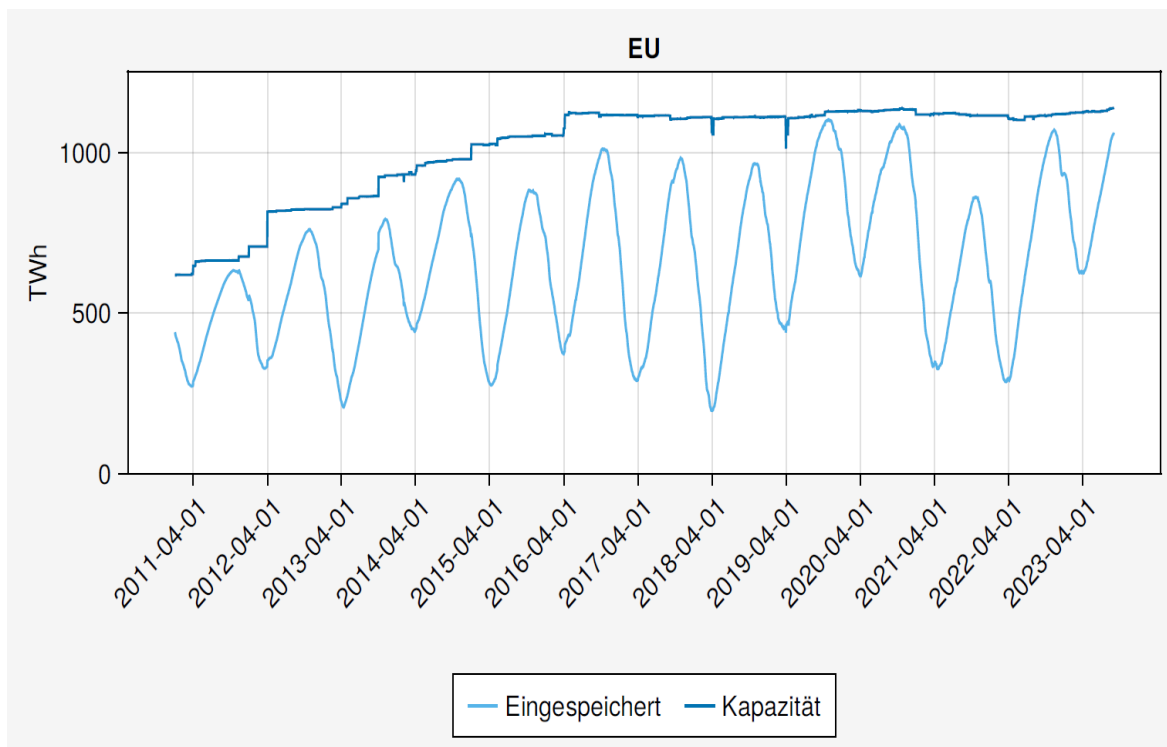


Abbildung 6: Europäische Speicherfüllstände 2011 – 2023 [TWh].

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Gas Infrastructure Europe (GIE).⁵²

Dies gilt analog für Speicherkapazitäten im europäischen Ausland (Abbildung 6), diese tragen zur Entspannung der Situation auch in Deutschland bei. Es kommt zugute, dass sich die europäischen Erdgasspeicherkapazitäten seit Beginn des Jahres 2011 (dem Jahr der Betriebsaufnahme der NordStream I Pipelinestränge) von ca. 620 TWh auf über 1100 TWh nahezu verdoppelt haben. Im Laufe des letzten Jahres sind die aggregierten europäischen Speicherfüllstände niemals unterhalb der noch vor etwas mehr als 10 Jahren maximal zur Verfügung stehenden Kapazität gefallen. Im Winter 2022/23 hätte es also sowohl im deutschen als auch im europäischen Kontext ein erhebliches Flexibilitätspotential bei der Ausspeicherung gegeben, z.B. im Fall eines ausnehmend kalten Winters oder reduzierter russischer Lieferungen nach Osteuropa. Die insgesamt am Ende des Winters 2022/23 in Europa zur Verfügung stehenden Reserven hätten ausgereicht, um weit mehr als die Hälfte des deutschen, oder fast das Zehnfache des österreichischen Jahresverbrauchs zu decken.

Ein ähnliches Bild zeichnet sich für die in Deutschland selbst eingespeicherten Quantitäten ab. Der durchschnittliche Speicherfüllstand im Jahr 2023 liegt erheblich über dem von 2022 und

⁵² <https://agsi.gie.eu/data-overview/graphs/eu>.

nahe am Maximalwert der Periode 2018-2021 (Abbildung 8). In absoluten Werten ist der Speicherfüllstand im Winter 2022/23 niemals unterhalb von 150 TWh gefallen. Dies ist (unter Berücksichtigung einer weitestgehend konstanten Nachfrage) erheblich mehr als die noch zu Beginn der 2010er Jahre insgesamt vorliegende Speicherkapazität von unter 100 TWh und hätte nicht bloß ausgereicht, um einige kalte Wintermonate zu überbrücken, sondern sogar um den vollständigen Ausfall aller Importinfrastruktur nach Deutschland (inkl. aller Pipelines aus Norwegen, den Niederlanden, etc.) für über einen Monat zu kompensieren.

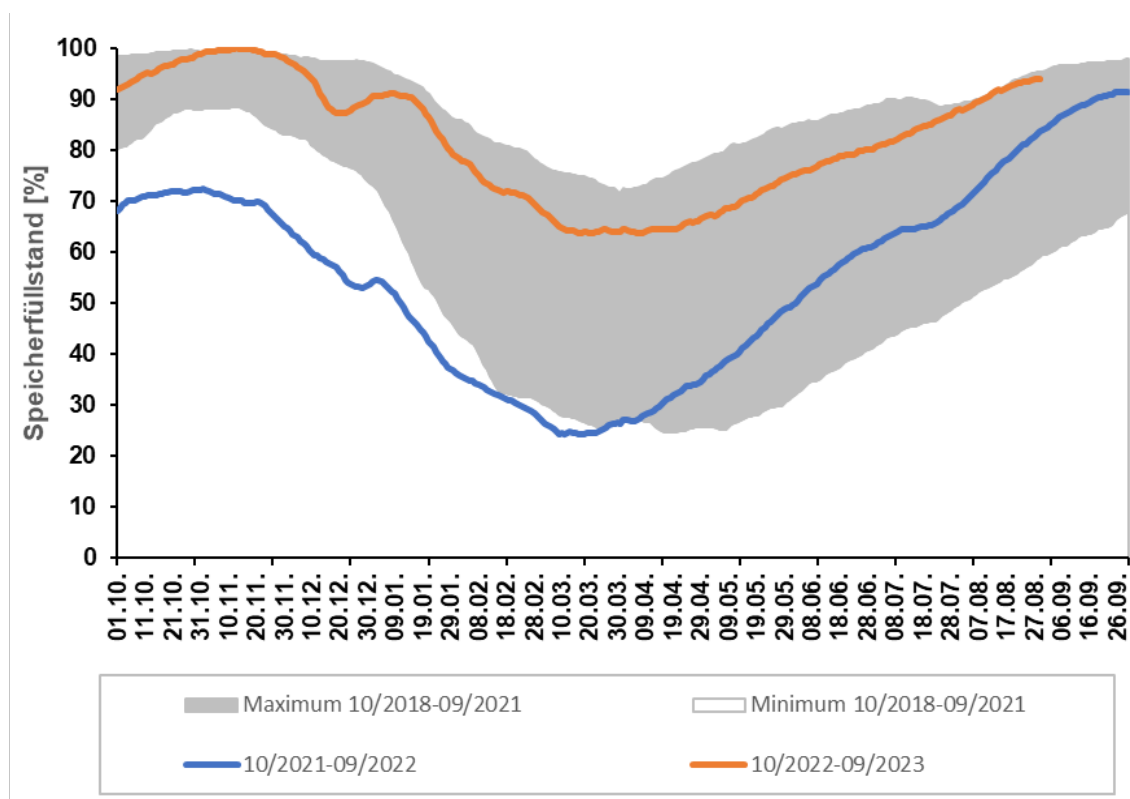


Abbildung 7: Deutsche Speicherfüllstände (prozentual).

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur.

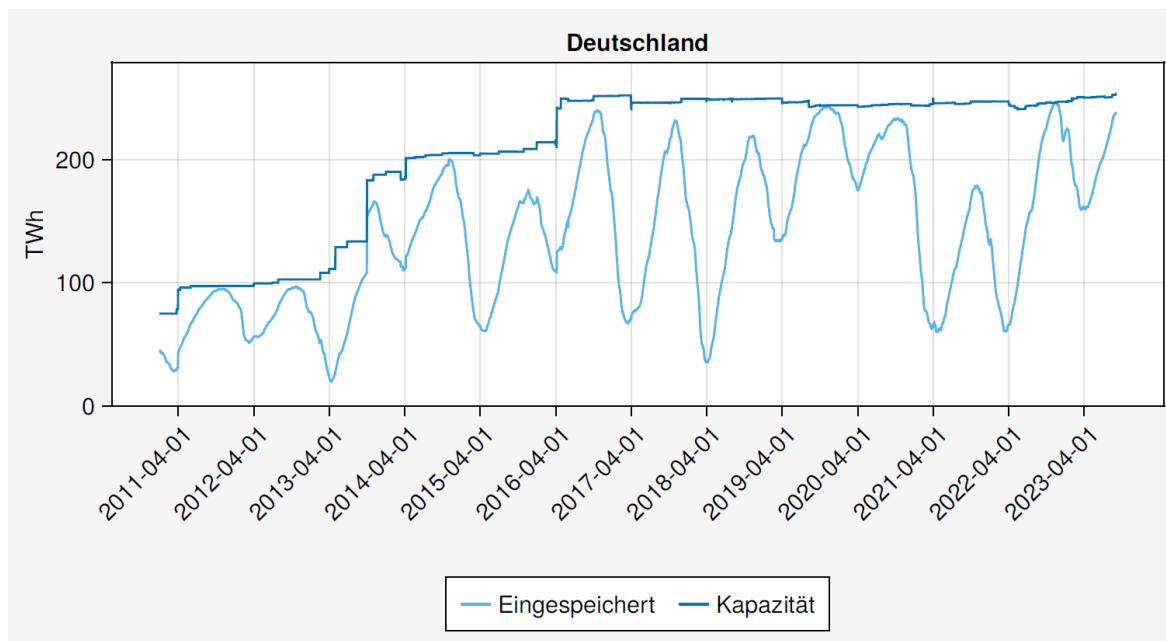


Abbildung 8: Deutsche Speicherfüllstände 2011 – 2023 [TWh].

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Gas Infrastructure Europe (GIE).⁵³

3.2.3 Anlandungskapazitäten für Flüssigerdgas

Auch bei den verfügbaren Importkapazitäten bestand im vergangenen Winter 2022/23 ein deutliches Flexibilitätspotential. Die aggregierten Flüssigerdgasimporte nach Europa schwankten regelmäßig von September 2022 bis März 2023 zwischen 3000 GWh/d und 4500 GWh/d (Abbildung 9). In Summe liegt die derzeit insgesamt zur Verfügung stehende Importkapazität für Flüssigerdgas bei 6500 GWh/d, wenngleich ein gewisser Teil der ungenutzten Kapazitäten im schlecht angebundenen Spanien zu verorten ist.

Ein genaueres Bild lässt sich durch Aggregation der zentraleuropäischen Importkapazitäten aufzeigen (Abbildung 10). Für Deutschland, Polen, Belgien, die Niederlande und Frankreich stehen derzeit Importkapazitäten von 3177 GWh/d zur Verfügung. Seit März 2022 wurden im Durchschnitt 2100 GWh pro Tag an diesen Terminals angelandet, von September 2022 bis September 2023 lag dieser Wert bei 2172 GWh pro Tag; dies entspricht ca. 2/3 der Kapazität. Die durchschnittlichen Tagesimporte im letzten Winter (zwischen September 2022 und April 2023) lagen mit 2134 GWh pro Tag zwischen diesen beiden Werten. Die Beibehaltung der zuvor analysierten hohen Speicherfüllstände zum Ende des Winters 2022/23 impliziert einen verhältnismäßig hohen Importbedarf im gleichen Zeitraum. Trotz dieses erhöhten Importvolumens sind die derzeit

⁵³ <https://agsi.gie.eu/data-overview/graphs/de>.

verfügbaren Kapazitäten zur Anlandung von Flüssigerdgas in der Region nur zu etwa 2/3 ausgelastet worden.

Die hierfür zugrunde gelegte Kapazität bezieht sich auf Mitte September 2023 und schließt weitere geplante Kapazitätsadditionen (z.B. an der deutschen Nordseeküste oder im west- und ost-europäischen Ausland) noch nicht mit ein.

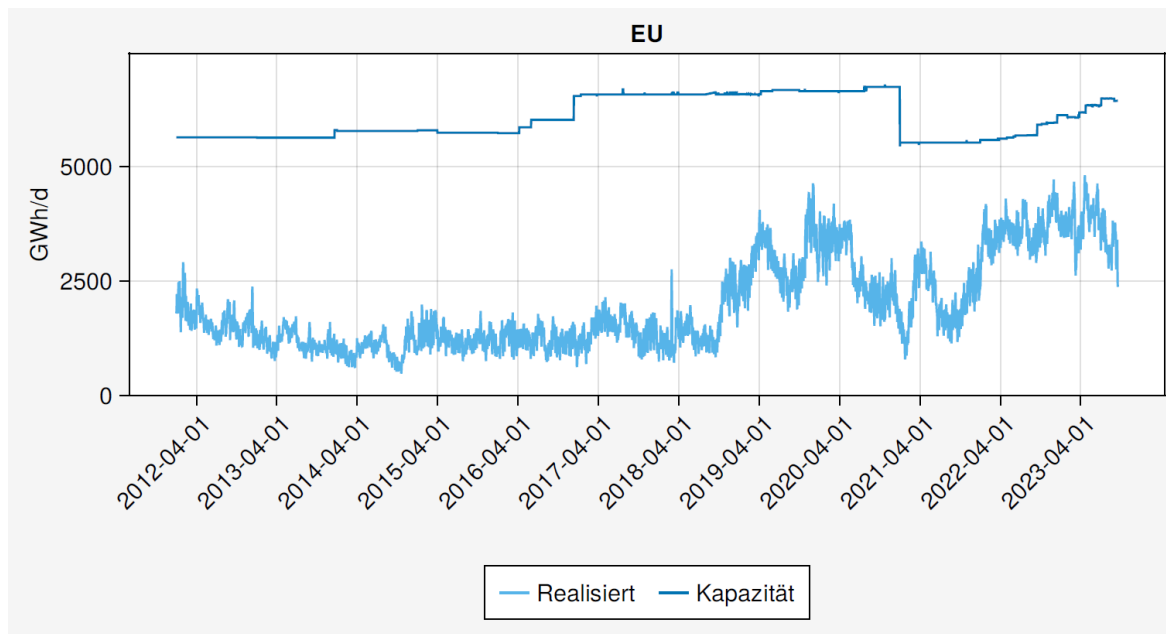
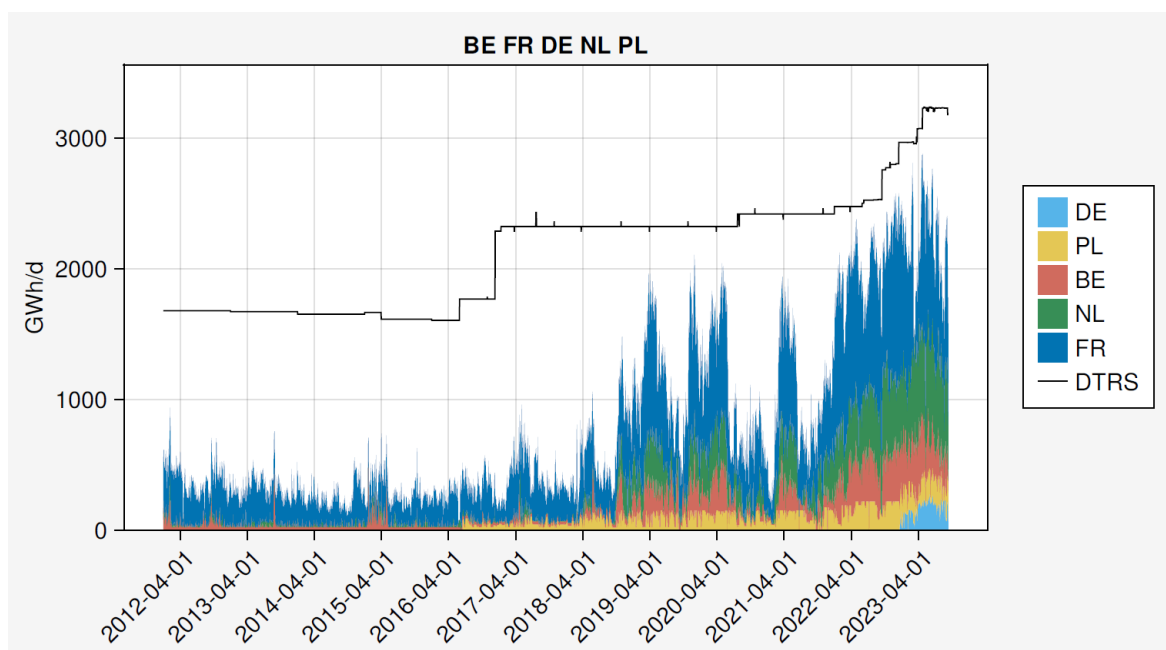


Abbildung 9: Entwicklung der Europäischen LNG-Importe.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Gas Infrastructure Europe (GIE).⁵⁴



⁵⁴ <https://alsi.gie.eu/data-overview/graphs/eu>.

Abbildung 10: Entwicklung der zentraleuropäischen LNG-Importe.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Gas Infrastructure Europe (GIE).⁵⁵

Insgesamt bleibt festzustellen, dass die Versorgung mit an den drei deutschen Terminals angelandetem LNG bisher eine untergeordnete Rolle in der Versorgung gespielt hat, dominierend ist hier die Rolle der Importe aus Norwegen, und den Niederlanden.⁵⁶ Besonders ist hier festzustellen, dass ein signifikanter Beitrag in Form von LNG aus Belgien geleistet wird, welches nicht über relevante einheimische Produktion verfügt. Die zuvor angeführten Flexibilitäten sowohl in der Ausspeicherung als auch beim Import von Flüssigerdgas stellen daher insgesamt eine auskömmliche Situation dar, bei der die zusätzlichen Kapazitäten in Mukran keinen relevanten Beitrag darstellen.

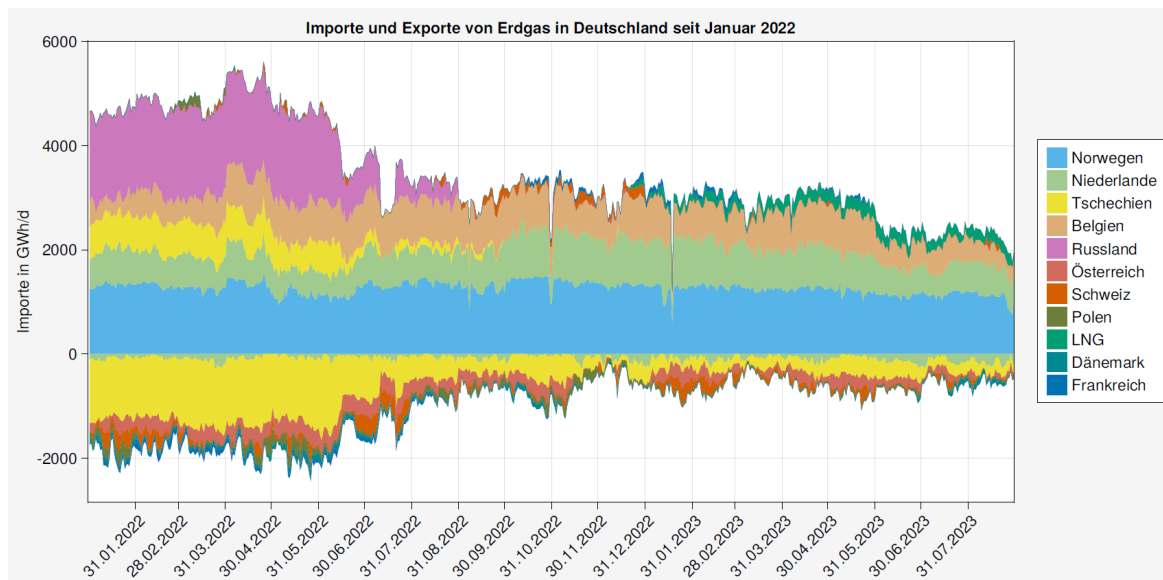


Abbildung 11: Importe und Exporte von Erdgas in Deutschland seit Januar 2022.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur.⁵⁷

3.3 Analyse potenzieller Kapazitätsengpässe im deutschen Pipelinesystem

Wenn, wie oben ausgeführt, ausreichend Gasmengen selbst für einen sehr kalten Winter zur Verfügung stehen, ist noch zu prüfen, ob es regionale Transportengpässe im deutschen Erdgasnetz gibt, die zusätzliche Gaskapazitäten in Ostdeutschland, z.B. am Standort Mukran, rechtfertigen würden. Dies erfolgt in diesem Abschnitt. Sowohl das deutsche als auch das europäische

⁵⁵ <https://alsi.gie.eu/data-overview/graphs>

⁵⁶ Wenngleich ein Teil der Importe aus Belgien und den Niederlanden mittels Reexport von auf dem Seeweg angelandetem Flüssigerdgas dargestellt wurde.

⁵⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

Erdgasnetz sind in den vergangenen Jahrzehnten umfänglich ausgebaut worden, sodass strukturelle Netzengpässe weitgehend ausgeblieben sind. Wenige Ausnahmen bestätigen die Regel eines engpassfreien Betriebs, wie z.B. der Nord-Süd Engpass in Frankreich.

3.3.1 Gelegentlich genannte Engpassituationen

Für das deutsche Netz wird im Gesetzentwurf erklärt, der Standort Mukran würde zur Vermeidung regionaler Transportnetzengpässe benötigt. Dabei werden, je nach Quelle und Ansprechperson, unterschiedliche Regionen genannt, an denen unterschiedliche Engpässe herrschen sollen:

- Die Gesetzesbegründung spricht von einem Engpass zwischen Nordwestdeutschland und dem Süden bzw. Osten Deutschlands.⁵⁸
- Die Bundesnetzagentur (2023, 2) verweist auf einen allgemeinen Netzengpass zwischen West- und Ostdeutschland, der laut Netzentwicklungsplan bis 2026 behoben werden soll. Weiterhin wird gelegentlich auf einen Netzengpass zwischen Nord und Süd verwiesen (Bundesnetzagentur 2023, 2).
- Darüber hinaus kommt es gelegentlich bei den Import-Einspeisepunkten (Belgien, Niederlande) zu größeren Mengen, als im durchschnittlichen Betrieb transportiert werden können.

In keinem der in den vergangenen Monaten vorgelegten Dokumente wurde belegt, inwiefern die temporär auftretenden Engpässe die Erdgasversorgung Ostdeutschlands bzw. der osteuropäischen Nachbarländer erheblich beeinträchtigen sollen. Weder die Lokalität der Netzknoten noch die Häufigkeit und Dauer drohender Netzengpässe werden dabei näher dargelegt.

Selbst wenn es temporäre Engpässe geben sollte, entspricht dies dem Normalfall ökonomischer Infrastrukturplanung, bei der ein gewisses Maß an Engpässen Teil der Gesamtplanung ist (Jochimsen 1966; Hirschman 1967; Jeff D. Makhholm 2012; Kirschen und Strbac 2019).⁵⁹ Gelegentlich bindende Kapazitätsrestriktionen transportierender Infrastruktur sind deshalb nicht notwendigerweise gesamtgesellschaftlich suboptimal. Relevant ist vielmehr die Frage, ob die gemittelte Durchleitungskapazität ausreichend ist, nachgelagerte Märkte (kosteneffizient) zu versorgen und in den (seltenen) Engpassfällen übermäßigen Schaden zu vermeiden bzw. andere Flexibilität zum Einsatz zu bringen. Im deutschen Gasnetz ist dies auskömmlich der Fall.

⁵⁸ „Mit der Einspeisung von vier FSRUs an der Nordsee-Küste wird das nachgelagerte Gasnetz in Nordwest-Deutschland und die von dort bestehende Transportachse nach Süden und Osten zudem ausgelastet“. BT-Drs. 20/7279, S. 18.

⁵⁹ Ein anschauliches Beispiel ist die Auslegung eines Fußballstadions, welches sich nicht an der möglichen Spitzenauslastung, z.B. dem WM-Finale, ausrichten sollte.

3.3.2 Flexibilitätspotenziale im deutschen Pipelinesystem

Eine genauere Betrachtung in diesem Kontext zeigt, dass keine solchen Netzengpässe vorliegen, die ursächlich für den Bedarf zusätzlicher LNG-Kapazitäten in Mukran wären. Zum einen sind entsprechende Engpässe im Winter 2022/23 ausgeblieben, und zum anderen verfügt das deutsche Gasnetz über umfängliche Ost-West Verbindungen, insb. folgende Leitungen (Abbildung 12):

- ~ NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung, zwischen Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern) und dem Speicher Rehden (Niedersachsen) mit einer Kapazität von ca. 20 Mrd. m³
- ~ NETRA (Norddeutsche Erdgas-Transversale, zwischen dem Importpunkt der Europipe in Dornum (Niedersachsen) und Salzwedel-Steinitz (Sachsen-Anhalt) mit einer Kapazität von ca. 21 Mrd. m³
- ~ STEGAL (Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung, zwischen Sachsen und dem Speicher Rehden (Niedersachsen) mit einer Kapazität von ca. 10 Mrd. m³.
- ~ Darüber hinaus sind auch Gastransporte in die ostdeutschen Bundesländer via der MEGAL-Pipeline sowie Transit durch die Tschechische Republik möglich.



Abbildung 12: Netzkarte Erdgasferntransport in Deutschland.

Quelle: Basierend auf Netzinformationen des Anbieters GASCADE (mit eigener Bearbeitung).⁶⁰

Von den vier genannten Ost-West Verbindungen wurde in der Vergangenheit lediglich die NETRA in West-Ost-Richtung betrieben. Die anderen Pipelines wurden zwar in umgekehrter Richtung genutzt und dienten vor allem der Durchleitung russischen Erdgases in den Westen Deutschlands und Europas. Dennoch ist mit diesen Pipelines die Versorgung Ostdeutschlands möglich. Eine effiziente Nutzung der bestehenden Pipelines bietet eine kostengünstige Alternative:

- Bereits im regulären Betrieb ist die Richtungsumkehr durch Verschiebung der Druckverhältnisse möglich, d.h. eine für Ost-West Transporte genutzte Pipeline kann auch in Richtung West-Ost genutzt werden.⁶¹
- Darüber hinaus können mit geringen Investitionen in Flussumkehr die bisherigen Ost-West Verbindungen auch langfristig weiter genutzt werden und so einen wertvollen Beitrag zur Versorgungssicherheit der neuen Bundesländer und Osteuropas leisten.⁶² Es ist nicht nachvollziehbar, warum diese geringfügigen baulichen Veränderungen, die im Bedarfsfall auch im Bereich von wenigen Wochen liegen dürften, nicht bereits bis heute durchgeführt worden sind, parallel aber Investitionen in milliardenschwere, hochkomplexe LNG-Terminals im „Deutschlandtempo“ binnen weniger Monate möglich waren.

Sowohl eigene Modellrechnungen und Literatur zur Netznutzung (Cremer, Gasmi, und Lafont 2003; C. V. Hirschhausen 2008; J. D. Makhholm 2015), als auch die fehlende empirische Evidenz struktureller Engpässe legen nahe, dass es keiner gesonderten LNG-Importkapazitäten in Ostdeutschland bedarf, um potenzielle Gasmangellagen zu verhindern. Die insge-

⁶⁰ www.gascade.de/netzinformation.

⁶¹ Ein anschauliches Beispiel ist eine Landstraße, bei der die Kapazität in West-Ost bzw. Ost-West Richtung mit geringfügigen Veränderungen der Rahmenbedingungen (Signalisation) verändert werden kann.

⁶² „Die technische Umsetzung dieser Flussrichtungsumkehr (reverse flow) ist, v. a. zeitlich, mit vergleichsweise geringem Aufwand verbunden. Hierfür werden die Leitungsanschlüsse der Verdichterstationen um weitere Verbindungsleitungen und Ventile ergänzt und die Verdichter können in entgegengesetzter Richtung zur ursprünglichen Strömungsrichtung in den Transportleitungen wirken. So kann die Reversibilität der Erdgasleitungen zügig realisiert werden, da aufgrund der Lokalisierung der Verdichterstationen auf den Betriebsgeländen der Fernleitungsnetzbetreiber in der Regel keine aufwendigen Genehmigungsverfahren mit umfangreicher Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen sind, wie dies bei Leitungsbauprojekten der Fall ist. Als zeitlicher Rahmen können für diese Umbaumaßnahmen etwa sechs bis zwölf Monate angenommen werden.“ (Ragwitz u. a. 2022, 12).

samt zu erzielenden Transportkapazitäten von West nach Ost dürften auf Basis der bisherigen Kapazitäten oberhalb von 50 Milliarden Kubikmeter pro Jahr liegen und würden grundsätzlich hinreichende Redundanzen bieten.⁶³

3.4 Zwischenfazit

Der Beitrag eines zusätzlichen Regasifizierungsterminals in der deutschen Ostsee auf die deutsche und die europäische Versorgungslage wäre sehr gering. Die aktuelle Speichersituation ist auskömmlich und dürfte es auch im kommenden Jahr bleiben. Die bereits realisierten Anbindungskapazitäten für Flüssigerdgas in Deutschland, sowie im west- und osteuropäischen Ausland sind ausreichend, um auch kältere Winter abzudecken. Zusätzliche Kapazitätsadditionen in Form von FSRUs an der deutschen Nordseeküste sind nicht notwendig. Relevante Kapazitätsengpässe von West nach Ostdeutschland sind im vergangenen Winter 2022/23 nicht aufgetreten und auch für den Winter 2023/24 nicht zu erwarten.

Im Falle eines ähnlichen, oder moderat kälteren Winters als im Jahr 2022/23 wären keine preismindernden Effekte eines zusätzlichen Terminals in Mukran zu beobachten, da bestehende Importkapazitäten nicht vollständig ausgelastet würden. Der Eintritt einer echten Gasmangellage in Europa erscheint für diesen Fall unplausibel. Selbst, wenn ein mit geringer Wahrscheinlichkeit eintretender, ausnehmend kalter Winter bevorstünde und die Gasnachfrage während der Wintermonate 2024 erheblich höher läge als der Durchschnitt, wäre auch hier eine Gasmangellage nicht zu erwarten.⁶⁴

Darüber hinaus verbliebe grundsätzlich genug Erdgas zur ausreichenden Versorgung für Osteuropa. Die Bundesregierung rechnet hier i.d.R. mit einer potenziellen Nachfrage von 7 Mrd. m³ (BMWK 2023), angesichts der aktuellen Versorgungssituation könnten wohl auch über 10 Mrd. m³ Nachfrage der Nachbarländer über Deutschland gedeckt werden.

Aufgrund der rückläufigen Bedeutung von fossilem Erdgas auf dem deutschen Weg zur Klimaneutralität ist der geplante Bau eines zusätzlichen LNG-Terminals in Mukran weder energiewirtschaftlich notwendig noch klimapolitisch sinnvoll.

⁶³ Eine konkrete Quantifizierung der Kosten ist nicht durchführbar, da die neuen Kapazitäten aufgrund der auskömmlichen Verfügbarkeit auch deutlich unterhalb der bisher von Ost nach West nominierten Kapazitäten liegen könnten. Die anfallenden Kosten sind jedoch im Vergleich zur Errichtung und Anbindung neuer Regasifizierungsterminals vernachlässigbar gering.

⁶⁴ Allenfalls denkbar wären in diesem Fall preismindernde Effekte an einzelnen Tagen.

4 Perspektiven einer regionalen Wasserstoffwirtschaft am Standort Mukran/Hafen

Ausgehend von den diskutierten Perspektiven zur Industrialisierung des Hafens Sassnitz – Mukran, im Zuge der Erschaffung von Importmöglichkeiten von LNG, Wasserstoff und dessen Derivaten, werden im Folgenden die verlauteten Industrialisierungsszenarien diskutiert und eine Einschätzung auf Plausibilität gegeben.

4.1 Status Quo im Rahmen des LNG-Beschleunigungsgesetzes

Das LNG-Vorhaben in Mukran/Hafen sieht den Bau von Anlandestellen für zwei FSRUs und einer 51 km langen Ostsee-Anbindung-Leitung (OAL) zum Knotenpunkt Lubmin vor. Nach Ausführungen im Gesetzesentwurf sowie vom BMWK ist der Aufbau fossiler Infrastruktur im Hafen Mukran zum einen durch die Sicherung der Energieversorgung begründet.⁶⁵ Die tatsächliche Legitimation der Erschließung des Standortes durch ein fossiles LNG-Projekt sowie des Baus einer langfristig vorhandenen Pipeline durch die Prorer Wiek und den Greifswalder Bodden nach Lubmin erhält der Standort jedoch erst durch die perspektivische Weiterentwicklung für die Nutzung der Infrastruktur des Hafens und der Leitungen mit Wasserstoff und dessen Derivaten in einer hypothetischen Zukunft mit einer transformierten und klimaneutralen Energieversorgung in Deutschland. Dies geht sowohl aus den offiziellen Bundestagsdokumenten als auch aus den Verlautbarungen des Betreibers Deutsche ReGas hervor.⁶⁶

Die Realisierung dieses Szenarios würde bedeuten, dass ein Ausbau des Hafens Mukran zum Industriehafen mit festem Importterminal umgesetzt werden muss. Aus den Ankündigungen der Deutschen ReGas geht hervor, dass neben dem FSRU-Projekt auch die Errichtung eines

⁶⁵ BT-Drs. 20/7279, S. 2.

⁶⁶ „Zur Sicherung der Energieversorgung wird mit Mukran auf Rügen ein neuer Standort aufgenommen, bei dem sich eine Realisierbarkeit für den Import von LNG abzeichnet und der perspektivisch weiterentwickelt werden kann für eine Nutzung der Infrastruktur des Hafens und der Leitungen mit Wasserstoff und dessen Derivaten. Damit werden erste Weichen gestellt, damit der Standort auch in einer Zeit ohne LNG grundsätzlich einen Beitrag zu einer transformierten und klimaneutralen Energieversorgung in Deutschland leisten kann.“ BT-Drs. 20/7279 S. 2; „Das Energie-Terminal Mukran „Deutsche Ostsee“ soll neben den zwei Regasifizierungsschiffen zum Import von Flüssigerdgas noch aus einem Wasserstoff-Elektrolyseur sowie ein KWK-Anlage (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage) bestehen. Der bis 2026 geplante Elektrolyseur soll in zwei Ausbaustufen 150 bzw. 500 MW (Megawatt) leisten. Die KWK-Anlage wird voraussichtlich über eine elektrische Leistung von 39 MW und eine Nutzwärmeleistung von rund 47 MW verfügen. Zudem besteht die Möglichkeit der Schaffung von Infrastruktur zum Import von Wasserstoff ab 2027/28 im neu entstehenden Industriepark im Hafen Mukran.“ <https://deutsche-regas.de/>; „Die Planungen der Deutschen ReGas und ihrer Partner sind auf den Bau und Betrieb eines zukunftsgerichteten Energieterminals im Hafen Mukran ausgerichtet. Unser Ziel ist es auch, so schnell wie möglich am Standort grünen Wasserstoff zu produzieren sowie zu importieren“. https://deutsche-regas.de/wp-content/uploads/2023/08/Deutsche_ReGas_Presseinfo_DRG-wehrtsich-gegen-Gemeinde-Binz_2023-08-18.pdf.

Elektrolyseurs (erste Ausbaustufe 150 MW)⁶⁷ bis 2026 angestrebt werden soll, „sowie die Schaffung von Infrastruktur zum Wasserstoff-Import ab 2027/28“ (Deutsche ReGas 2023b). Dergleichen wird vom BMWK und im Gesetzentwurf in Aussicht gestellt. Die Begründung der Bundesregierung für ein Industrieprojekt mit festen Terminals am Hafen Mukran stellt den Zusammenhang zwischen den Entwicklungsphasen explizit her, so z. B. im Vortrag des Abteilungsleiters Energiesicherheit des BMWK bei der Bürgerinformationsveranstaltung in Mukran am 20. Juni 2023 (Steinberg, Philipp 2023): Zwar sollen die FSRUs nach den bereits heute absehbarem Rückgang der Nachfrage „wieder schnell abgezogen werden, wenn der Bedarf sinkt“ (Steinberg, Philipp 2023, 2). Jedoch ist explizit bereits der Bau fester Gaslandinfrastruktur vorausgesetzt, da „FSRU als sinnvolle temporäre Lösung auf dem Weg der Wärmewende schnellstmöglich durch H₂-ready Festlandterminals ersetzt werden sollen“ (Steinberg, Philipp 2023, 8).

Diese Perspektiven sind durch das LNG-Beschleunigungsgesetz nicht gedeckt. Die Argumentation bezüglich der Umrüstung auf Wasserstoff, Ammoniak oder andere Derivate am Standort Mukran/Hafen im Zuge der Änderungen des LNG-Beschleunigungsgesetzes ist zum jetzigen Zeitpunkt hinfällig, da Gegenstand der Anlage lediglich 2 FSRUs sowie die Anschlussleitung an Lubmin sind. Diese FSRUs eignen sich grundsätzlich nicht zur Anlandung von Wasserstoff und können auch nicht sinnvoll dafür umgerüstet werden (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022). Alle weiteren Ausführungen zum zukünftigen Umbau der Infrastruktur für die Nutzung von Wasserstoff, Ammoniak oder anderer Derivate sind also rein hypothetisch zu betrachten und mit hohen Unsicherheiten versehen. Erweiterungen, beispielsweise für feste LNG-, Wasserstoff- oder Ammoniakterminals, müssen eigene Genehmigungsverfahren durchlaufen und fallen nicht unter das LNG-Beschleunigungsgesetz.

Der Aufbau fossiler Infrastruktur ohne ausgearbeitete, einheitliche und detaillierte Transformations- und Investitionspläne, hinsichtlich der techno-ökonomischen- aber auch klimaschutztechnischen Risiken, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht ratsam.

4.2 Wasserstoffinfrastruktur: Zentrale vs. dezentrale Ansätze

Aktuelle Energieszenarien sehen einen gewissen Anteil an Wasserstoff für eine klima- und plutonium-neutrale Energieversorgung spätestens 2045 vor (siehe Abschnitt 2.). Jedoch gibt es sowohl über die technische Ausgestaltung, die Wirtschaftlichkeit als auch die künftige infrastrukturelle Untersetzung starke Divergenzen (Braunger, Grüter, und Präger 2021). Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021) rät angesichts der Unsicherheiten zu einem behutsamen Vorgehen („Klasse statt Masse“). Zudem legt u.a. Hoffart (2022a) dar, dass nur eine H₂-Infrastruktur,

⁶⁷ siehe FAQ <https://deutsche-regas.de/>

die ausschließlich für erneuerbaren Wasserstoff ausgerichtet ist, kompatibel mit den Klimazielen wäre. Dagegen drängen die Industrie und die fossile Gaswirtschaft auf eine sehr umfangliche und zeitnahe Entwicklung der Infrastruktur (BDEW 2020). Im Folgenden werden die Unsicherheiten konkret auf den potenziellen Industriestandort Mukran angewendet und in die Kategorien Technik, Ökonomik und Konsistenz der Zeiträume heruntergebrochen.

Grundsätzlich ist bei der Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur, sowohl bei der Produktion und Import als auch beim Weitertransport sowie der Nutzung, zwischen einem eher „zentralen“ und einem „dezentralen“ Ansatz zu unterscheiden:

- Beim dezentralen Ansatz gibt es eine weitgehende Konsistenz zwischen der regionalen Wasserstoffproduktion und dem –verbrauch, sodass die Infrastrukturentwicklung weitgehend endogen und nachfrageorientiert erfolgt.
- Dagegen benötigt der zentrale Ansatz einen exogenen und großflächig angelegten Infrastrukturausbau, bei dem hochkapazitiäre zentrale Anlagen mit Verbrauchern in weiter geographischer Ferne verbunden werden; dies kann sowohl innerhalb Deutschlands, aber auch aus größerer ausländischer Produktion erfolgen.

Bzgl. der Perspektiven der Wasserstoffentwicklung auf Rügen gibt es bisher keine Festlegung auf eine eher dezentrale bzw. zentrale Infrastrukturentwicklung. Während die Errichtung eines 150 MW Elektrolyseurs im Hafen Mukran einen dezentralen Ansatz beschreibt, folgt der Aufbau eines stationären Import-Terminals für größere Mengen Wasserstoff oder dessen Derivate einem zentralen Ansatz. Beide Varianten werden derzeit vom BMWK und der Deutschen ReGas eingebracht und als Legitimierung des Aufbaus fossiler Infrastruktur im Hafen Mukran herangezogen.⁶⁸ Daher müssen alle weiteren Ausführungen zu zukünftigem Umbau der Infrastruktur für die Nutzung von Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol als hypothetisch und mit großen Unsicherheiten betrachtet werden. Hier bestehen hinsichtlich der Planungen große Unsicherheiten. Jedoch stellen gerade diese Konzeptionierungen eine Notwendigkeit dar, um zukünftige lokale (industriepolitische-) Entwicklungsperspektiven seriös zu eruieren und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Unplausibel ist, dass die perspektivische Erzeugungsmenge aus einem 150 MW Elektrolyseur dazu dienen kann, eine Erdgasleitung der geplanten Größenordnung zu legitimieren. Diese könnte perspektivisch Wasserstoff in die geplante „Flow-Leitung“⁶⁹ von Bornholm

⁶⁸ Die BNetzA legt sich in öffentlichen Schreiben und Stellungnahmen nicht auf die konkrete Weiternutzung bzw. Erweiterung der Infrastruktur für Wasserstoff oder dessen Derivate fest. Siehe dazu: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/LNGAnlagen/Stellungnahme_LNG_Terminals.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

⁶⁹ <https://www.flow-hydrogen.com/>.

nach Lubmin und darüber hinaus leiten, das Projekt „Flow-Leitung“ plant jedoch eine Einspeisekapazität von 20 GW. Dementgegen sind die 150 MW Elektrolyseleitung am Hafen Mukran als vernachlässigbar zu betrachten.

Sollten am Standort Mukran in Zukunft wirklich bedeutende Mengen Wasserstoff erzeugt werden, könnte die benötigte Leitung dann auch entsprechend beantragt werden. Die lokale Erzeugung von großen Mengen an Wasserstoff am Standort Mukran ist insgesamt unwahrscheinlich.

4.3 Einschätzungen zur Entwicklung eines nachhaltigen Wasserstoff-Clusters in Mukran

Das LNGG gibt vor, dass neu zu errichtende, stationäre landgebundene Anlagen, im Zuge des LNGG nur genehmigt werden können, wenn eine Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff und dessen Derivaten technisch berücksichtigt ist und punktuell nachgewiesen ist, um eine Nachnutzung der Terminals zu gewährleisten.⁷⁰ Diese Anforderungen beziehen sich dabei in erster Linie auf eine Nachnutzung mit verflüssigtem Ammoniak.⁷¹ Der Transport von flüssigem Ammoniak wird aktuellen Untersuchungen zufolge dem Transport von flüssigem Wasserstoff vorgezogen (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021). Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass ein LNG-Terminal ohne umfassende Umbaumaßnahmen, weder mit Wasserstoff noch mit Ammoniak betrieben werden kann (und umgekehrt). Ein nachträglicher Umbau ist zwar technisch möglich, jedoch mit erheblichen Kosten verbunden. Bei den vorhandenen und eingesetzten FSRUs ist eine Umwidmung wie zuvor argumentiert aber ohnehin unplausibel (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022).

Die Import-Infrastruktur in Mukran ist also ausschließlich für fossile LNG-Lieferungen nutzbar, nicht für Wasserstoff und dessen Derivate. Ammoniak könnte nur durch eine umfangreiche Umrüstung von Erdgasleitungen abtransportiert werden (Umweltbundesamt 2022c). FSRU-Schiffe für flüssigen Wasserstoff sind nicht im industriellen Maßstab erprobt und verfügbar.

Es lässt sich festhalten, dass der Aufbau für ein Wasserstoff-Cluster gesamtheitlich konzipiert und geplant werden muss und bei diversen Unsicherheiten nicht als Legitimierung für vorgezogene fossile Infrastrukturmaßnahmen, wie die geplante Anbindung von zwei FSRUs oder die OAL dienen kann. Weiterhin ist aus heutiger Sicht völlig unklar, welche Mengen an Ammoniak (oder andere Derivate) aus welchen Ursprungsländern in Mukran anlanden sollen. Zwar ist

⁷⁰ Es ist an dieser Stelle zu betonen, dass in den Ausführungen des BMWK, der BNetzA und weiteren Akteuren die Begriffe „Wasserstoff“, „Ammoniak“ und „Derivate“ technisch nicht differenziert werden und (fälschlicherweise) meist synonym verwendet werden, was eine detaillierte Analyse erschwert.

⁷¹ Zwar sind Weiternutzungen mit flüssigem Wasserstoff oder anderen Derivaten grundsätzlich auch erlaubt, diese werden allerdings nicht weiter ausgeführt.

der schiffsgebundene, nicht-erneuerbare Ammoniaktransport bereits global ausreichend etabliert, jedoch ist unklar, unter welchen Bedingungen erneuerbaren-basierter Ammoniak gewonnen, importiert, weiterverarbeitet und transportiert werden soll.

Darüber hinaus ist Ammoniak (NH₃) nicht unbedingt ein nachhaltiger und sauberer Energieträger. Ammoniak ist giftig, korrosiv und ein umweltgefährdender Gefahrenstoff und hat daher hohe Anforderungen an Sicherheitstechnik- und vorgaben. Dies macht die Nutzung dieses Stoffes aufwendig und kostenintensiv. Die aktuelle Ammoniakproduktion ist keineswegs klimaneutral bzw. sind Erneuerbare Konzepte erst noch in der Entwicklung (Umweltbundesamt 2022c).⁷² Die bisherige Produktion mittels Haber-Bosch Verfahren hat gesundheitsschädliche Effekte auf Menschen und negative Einflüsse auf die Natur (Sutton u. a. 2011), u.a. durch die Entstehung von Feinstaub (Pozzer u. a. 2017). NH₃-Leckagen und deren klimatische und ökologische Auswirkungen werden in Studien zur Treibhausgasintensität bis jetzt nicht berücksichtigt (Umweltbundesamt 2022c). Der bisherige Einsatz von Ammoniak bezieht sich zum größten Teil auf die Herstellung von Mineraldünger (Fertilizers Europe 2000; Gilbert und Thornley 2010). Die großskalige Ausbringung desselben stellt einen Eingriff in den natürlichen, globalen Stickstoffkreislauf dar, der bereits die rote Zone der planetaren Grenzen überschritten hat (Richardson u. a. 2023; Rockström u. a. 2023). Auch wenn dieses Feld noch nicht komplett erforscht ist, ist ein Ungleichgewicht zwischen anthropogenen und natürlichem Stickstoff zu beobachten (Umweltbundesamt 2022c).

Aus heutiger Sicht ist ebenso unklar, wer wasserstoffbasierte Produkte aus Mukran nachfragen würde, sodass daraus ein rentables Geschäftsmodell entsteht. Industrielle Abnehmer im Raum Sassnitz bzw. Rügen sind dünn gesät. Ein zukünftiger Aufbau einer ammoniakbasierten, nachhaltigen Industrie am Standort Hafen Mukran ist aus heutiger Sicht als unrealistisch einzuschätzen.

Bzgl. der Kosten bestehen erhebliche Unsicherheiten. Die Kosten für den Umbau eines LNG-Terminals auf Ammoniak werden auf 30 % der ursprünglichen Investitionsausgaben (CAPEX) geschätzt (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022).⁷³ Diese Kostenangaben übersteigen die im Gesetzesentwurf angegebene Obergrenze für die Umrüstung auf Ammoniak von 15 % der Kosten für die Errichtung der beantragten Anlage.⁷⁴

⁷² Aktuelle Pläne von BASF und Yara umfassen explizit eine nicht klimaneutrale, fossile Ammoniakherstellung mit Erdgas und angeblich großindustrielle CO₂-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage (CCTS) in den USA. <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2023/06/p-23-255.html>.

⁷³ Der Umbau auf LH₂ wird mit 50 % der Investitionsausgaben geschätzt, allerdings nur, wenn bereits bei der Konstruktion des LNG-Terminals H₂-kompatible Stahllarten genutzt werden (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022).

⁷⁴ BGBl. I S. 802, S. 4.

Eine zukünftige Anlandung von größeren Mengen flüssigen Wasserstoffs ist aus heutiger Sicht ökonomisch unplausibel (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021), weshalb sich die Aufbaubestrebungen des weltweiten „Wasserstoffmarktes“ aktuell auf die Erzeugung von Ammoniak konzentrieren.⁷⁵ Ein perspektivischer Import von Ammoniak steht der Errichtung einer (wasserstofffähigen) Erdgasleitung entgegen und kann damit nicht als Begründung für die Errichtung der Ostseeanbindungsleitung herangezogen werden.

Die in der Begründung der Bundesregierung angegebene zeitliche Kongruenz von LNG-Infrastruktur und Wasserstoff-Cluster ist unplausibel. Neben den genannten legen auch weitere Dokumente und Pläne⁷⁶ nahe, dass es beim LNG-Projekt auf Rügen nicht nur um den Aufbau einer kurzfristigen Importkapazität für LNG geht, sondern dass es sich vielmehr um eine (wasserstoffbasierte-) Energie- und Industriestrategie für den Hafen in Mukran handelt. Diese Zukunftsperspektive geht weit über die Anstrengungen der Bundesregierung zur Vermeidung einer Gasmanngelage hinaus.

Die Ausführungen zum Energie- und Industriecluster am Hafen Mukran sind zum jetzigen Zeitpunkt inkonsistent und bieten keine Grundlage für Geschäftsmodelle. Die Vorteile des Transports von Ammoniak, im Gegensatz zu LH₂, sind dann realisierbar, wenn der importierte Ammoniak direkt genutzt wird und der Wasserstoff nicht in einem weiteren, energieintensiven Verfahren („Cracking“) zurückgewonnen werden muss (Umweltbundesamt 2022c). Die Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak ist mit weiteren Kosten und einem erheblichen Energieaufwand behaftet, was den daraus gewonnenen Wasserstoff teuer macht. Daher ist eine direkte Nutzung von Ammoniak die plausiblere Anwendung für die Zukunft (Umweltbundesamt 2022c). Jedoch kann weder durch die Ostseeanbindungsleitung noch durch den Einspeisepunkt in die EUGAL und die OPAL in Lubmin, Ammoniak transportiert werden. Weiter sind die Technologien zur energetischen Nutzung von Ammoniak (in Motoren, Turbinen oder Brennstoffzellen) noch nicht im industriellen Maßstab erprobt und verfügbar. Der Aufbau einer chemischen Industrie in Mukran, welche Ammoniak nutzt (z.B. Düngemittel, Harnstoff) ist aufgrund der bereits bestehenden Chemiecluster in Deutschland (u.a. Brunsbüttel oder Ludwigshafen) unwahrscheinlich.

⁷⁵ So wird aktuell ein Projekt in Namibia mit deutscher Beteiligung vorangetrieben. Dabei soll erneuerbarer Ammoniak hergestellt und exportiert werden. Der Begriff „grüner Wasserstoff“ ist hier also irreführend. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/2022/10/gruener-wasserstoff-aus-namibia.html>.

⁷⁶ Siehe z.B. die Ausführungen des Hafenbetreibers Mukran Port: <https://www.mukran-port.de/de/industrial-site/energy-hydrogen-business.html> und des Betreibers der FSRUs ReGas: <https://deutsche-regas.de/>.

4.4 Zwischenfazit

In Abschnitt 4 wurden die infrastrukturpolitischen und regionalwirtschaftlichen Aspekte eines perspektivischen Wasserstoff-Clusters am Standort Mukran, insbesondere im Zusammenhang mit dem LNG-Vorhaben und der geplanten Ostsee-Anbindung-Leitung (OAL), diskutiert. Die zentrale Fragestellung betrifft die Rationalität dieses Zukunftsprojektes und gibt eine fundierte Bewertung der potenziellen Nutzungsoptionen von Wasserstoff und dessen Derivaten sowie der Konsistenz mit nachhaltigen Entwicklungszielen.

Auch wenn die Legitimation des LNG-Vorhabens und der OAL in Mukran in erster Linie mit der Sicherung der Versorgungssicherheit begründet wird, ist das Argument der perspektivischen Nutzung von Wasserstoff und dessen Derivaten zwingender Bestandteil zur Legitimation des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur. Im Gesetzentwurf sowie den Ausführungen des BMWK und der Deutschen ReGas, bzw. des MukranPort wird betont, dass die geplante Entwicklung des Hafens Mukran zu einem Industriebahnhof mit festem Importterminal im Zusammenhang mit Wasserstoff und Ammoniak betrachtet wird.

Die Argumentation bezüglich der Umrüstung auf Wasserstoff, Ammoniak oder andere Derivate am Standort Mukran/Hafen im Zuge der Änderungen des LNG-Beschleunigungsgesetzes sind zum jetzigen Zeitpunkt hinfällig. Gegenstand des Gesetzentwurfs sind nur 2 FSRUs sowie die Anschlussleitung an Lubmin. Diese FSRUs sind nicht zur Anlandung von Wasserstoff geeignet, eine Umrüstung ist an dieser Stelle nicht plausibel. Alle weiteren Ausführungen zu zukünftigem Umbau der Infrastruktur für die Nutzung von Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol sind also rein hypothetisch zu betrachten und mit hohen Unsicherheiten versehen. Der Aufbau fossiler Infrastruktur ohne ausgearbeitete einheitliche und detaillierte Transformations- und Investitionspläne sind hinsichtlich der techno-ökonomischen- aber auch klimaschutztechnischen Risiken nicht schlüssig und hoch risikobehaftet. Erweiterungen, beispielsweise für feste LNG-, Wasserstoff- oder Ammoniakterminals, müssen eigene Genehmigungsverfahren durchlaufen und fallen nicht unter das LNG-Beschleunigungsgesetz.

Erste Plausibilitätsprüfungen hinsichtlich der technologischen, wirtschaftlichen und zeitlichen Aspekte der Erweiterung von fossiler LNG-Infrastruktur zu einem wasserstoff-basierten Industriecluster in Mukran weisen hohe Unsicherheiten hinsichtlich der Technologie, Wirtschaftlichkeit und Infrastruktur auf, die die Realisierung dieser Vorhaben in Frage stellen. Die Konsistenz der geplanten Entwicklung eines Wasserstoff-Clusters in Mukran ist nicht mit Zielen einer nachhaltigen regionalen Wirtschaftsentwicklung vereinbar. Ebenso ist ein fossiles Energie- und Industrieprojekt nicht mit den Nachhaltigkeitszielen der Region vereinbar, insbesondere im Hinblick auf die Auswirkungen auf den Tourismus und die ökonomische Struktur der Region.

5 Fazit

Die geplante neue Infrastruktur in Mukran/Hafen steht im Widerspruch zu den Nachhaltigkeitszielen. Sie gefährdet ebenso den Lebensraum der Ostsee, verursacht zusätzliche klimaschädliche Emissionen und behindert eine nachhaltige regionale Wirtschaftsentwicklung. Dabei sind insbesondere Widersprüche zu den Zielen für saubere Energie, menschenwürdige Arbeit und nachhaltige Wirtschaftsentwicklung sowie nachhaltige Industrie und Maßnahmen zum Klimaschutz identifizierbar. Das LNG-Projekt wirkt „transformationshindernd“ im Bezug auf die sozial-ökologische Transformation. Übergreifend stellen wir eine Umdeutung der Nachhaltigkeitsziele fest, die in diesem Fall für die Legitimation eines fossilen Projektes in Deutschland missbraucht werden.

Durch die Stabilisierung der deutschen und europäischen Erdgasmärkte im Jahr 2023 hat sich die energiewirtschaftliche Situation im Vergleich zum Vorjahr wesentlich verändert. Es hat im Winter 2022/23 keine Gasmangellage gegeben, und auch für den Winter 2023/24 ist diese nicht absehbar. Die zu Beginn der Heizperiode 2023/24 vorherrschenden Speichervolumina von knapp 240 TWh in Deutschland (~ 95% der Kapazität), beziehungsweise 1070 TWh in ganz Europa (ebenfalls ~ 95% der Kapazität), sowie die im System befindlichen Mengen an Erdgas reichen aus, selbst in sehr kalten Wintermonaten sowohl Deutschland als auch Osteuropa, das teilweise mitbeliefert werden müsste, auskömmlich zu versorgen. Zusätzlich bestehen erhebliche Flexibilitäten bei der Nutzung bestehender Importkapazitäten für Flüssigerdgas. Es liegen absehbar keine strukturellen Netzengpässe vor, die die Versorgung Ostdeutschlands gefährden würden. Etwaige Netzengpässe innerhalb Deutschlands können kostengünstig und zeitnah durch Flussumkehr auf ehemals in Ost-West-Richtung betriebenen Verbindungsleitungen beseitigt werden. Zusätzliche Importkapazitäten für Flüssigerdgas in Ostdeutschland sind deshalb nicht zwingend notwendig. Der Standort Mukran ist energiewirtschaftlich nicht zur Vermeidung einer Gasmangellage im Winter 2023/24 notwendig.

Die perspektivische Weiterentwicklung der in Mukran geplanten Infrastruktur für die Nutzung von Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol sind rein hypothetisch zu betrachten und mit hohen Unsicherheiten versehen. Dies liegt daran, dass die eingepplanten FSRUs grundsätzlich nicht zur Umrüstung auf die Anlandung von Wasserstoff, bzw. von entsprechenden Derivaten geeignet sind. Erweiterungen, beispielsweise für feste LNG-, Wasserstoff- oder Ammoniakterminals, müssen eigene Genehmigungsverfahren durchlaufen und fallen nicht unter das LNG-Beschleu-

nigungsgesetz. Der Aufbau fossiler Infrastruktur ohne ausgearbeitete einheitliche und detaillierte Transformations- und Investitionspläne sind hinsichtlich der techno-ökonomischen- aber auch Klimaschutztechnischen Risiken nicht schlüssig und hoch risikobehaftet.

Es gibt weder energiewirtschaftliche noch industriepolitische Argumente für die Entwicklung des LNG-Projekts Mukran. Die Bundesregierung sollte den Ausbau von LNG-Infrastruktur stoppen und die verfügbaren Finanzmittel für Energiewende-kompatible Projekte verwenden. Die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern sollte sich gegen das Industrieprojekt Mukran aussprechen, welches energiewirtschaftlich nicht notwendig ist, keine alternative ökonomische Perspektiven im Bereich Wasserstoffwirtschaft bietet und gleichzeitig die nachhaltige Wirtschaftsentwicklung auf Rügen gefährdet.

Literatur

- Agora Energiewende. 2022. „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022“. Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE-JAW2021/A-EW_247_Energiewende-Deutschland-Stand-2021_WEB.pdf.
- . 2023a. „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunktionale Transformation.“
- . 2023b. „Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber“. Stellungnahme. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/AEW_Stellungnahme_NEP_Gas_2022-2032_WEB.pdf.
- Agora Energiewende und AFRY Management Consulting. 2021. „No-Regret Hydrogen: Charting Early Steps for H₂ Infrastructure in Europe“. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf.
- Ahmels, Peter, Jana Bosse, Hanna Brauers, Isabell Braunger, Andy Gheorghiu, Eric Häublein, Franziska Holz, Claudia Kemfert, und Fabian Präger. 2021. „Am Klimaschutz vorbeigepant – Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland“. *Politikberatung kompakt*, Politikberatung kompakt, 166. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.815872.de/diwkompakt_2021-166.pdf.
- 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* 109 (17): 6435–40. <https://doi.org/10.1073/pnas.1202407109>.
- Andy Gheorghiu Consulting, Urgewald, und Deutsche Umwelthilfe. 2023. „Investitionen ins Klimachaos. Wie deutsche Banken und Unternehmen Fracking-LNG-Projekte ermöglichen“. Factsheet. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/LNG/230420_Factsheet_Investitionen_ins_Klimachaos.pdf.
- Auer, Hans, Pedro Crespo del Granado, Daniel Huppmann, Pao-Yu Oei, Karlo Hainsch, Konstantin Löffler, und Thorsten Burandt. 2020. „Quantitative Scenarios for Low Carbon Futures of the Pan-European Energy System“. Deliverable 3.1. <https://openentrance.eu/wp-content/uploads/openENTRANCE-D3.1.pdf>.
- Auer, Hans, Pedro Crespo del Granado, Pao-Yu Oei, Karlo Hainsch, Konstantin Löffler, Thorsten Burandt, Daniel Huppmann, und Ingeborg Grabaak. 2020. „Development and modelling of different decarbonization scenarios of the European energy system until 2050 as a contribution to achieving the ambitious 1.5°C climate target—establishment of open source/data modelling in the European H2020 project openENTRANCE“. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 2020 (7). <https://doi.org/10.1007/s00502-020-00832-7>.
- BDEW. 2020. „Roadmap Gas - Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen“. D. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20200702_Roadmap_Gas_V3.pdf.
- BMWK. 2023. „Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals“. BMWK. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-lng-bericht.html>.
- Brauers, Hanna. 2021. „Coal and Natural Gas Lock-Ins: Analysis of Drivers and Barriers of Phase-Outs to Accelerate Sustainability Transitions“. Doctoral Thesis, Berlin: Technische Universität Berlin. 10.14279/depositonce-12117.
- Brauers, Hanna, Isabell Braunger, Franziska Hoffart, Claudia Kemfert, Pao-Yu Oei, Fabian Präger, Sophie Schmalz, und Manuela Troschke. 2021. „Ausbau der Erdgas-Infrastruktur:

- Brückentechnologie oder Risiko für die Energiewende?“ 6. Diskussionsbeiträge der Scientists for Future. doi:10.5281/zenodo.4474498.
- Braunger, Isabell, Carolin Grüter, und Fabian Präger. 2021. „Wasserstoffstrategie für eine sozial-ökologische Transformation“. Studie im Auftrag der Fraktion „Die Linke“ im Europäischen Parlament. Berlin, Brüssel. https://www.oekologische-plattform.de/wp-content/uploads/2021/07/Broschu%CC%88re_Wasserstoff_web.pdf.
- Bundesnetzagentur. 2022. „Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens“. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmart-Grid/Gas/NEP_2022/NEPGas2022Teilneubescheidung.pdf?__blob=publication-File&v=2.
- . 2023. „Stellungnahme der Bundesnetzagentur zur Notwendigkeit von LNG Terminals im Nordosten Deutschlands“. Bonn: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/LNGAnlagen/Stellungnahme_LNG_Terminals.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Bundesverfassungsgericht. 2021. „Bundesverfassungsgericht - Presse - Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich“. Pressemitteilung Nr. 31/2021. 29. April 2021. <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>.
- Cremer, Helmuth, Farid Gasmi, und Jean Jacques Laffont. 2003. „Access to Pipelines in Competitive Gas Markets“. *Journal of Regulatory Economics* 24 (1): 5–33. <https://doi.org/10.1023/A:1023943613605>.
- Denk, Albert. 2023. *Nachhaltige Entwicklung und globale Ungleichheit: eine wissenspolitologische Studie über die Entwicklungsagenda der Vereinten Nationen*. 1. Auflage. Entwicklungstheorie und Entwicklungspolitik, Band 25. Baden-Baden: Nomos.
- Destatis. 2023. „Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2023: 11,4 % weniger Strom als im Vorjahreszeitraum“. Pressemitteilung Nr. 351. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/09/PD23_351_43312.html.
- Deutsche ReGas. 2022. „Open Season Buchungen von über 15 Mrd. m³ LNG-Lieferungen für Lubmin gesichert“. Press release October 28th. Lubmin. https://deutsche-regas.de/wp-content/uploads/2022/10/Deutsche_ReGas_Presseinfo_Ergebnis-Open-Season_2022-10-28.pdf.
- . 2023a. „LNG-Lieferungen für Mukran bereits gesichert. Marktnachfrage untermauert Bedarf für Terminal auf Rügen“. Presseinformation. Lubmin. https://deutsche-regas.de/wp-content/uploads/2023/08/Deutsche_ReGas_Presseinfo_LNG-Lieferungen-fuer-Mukran-bereits-gesichert_2023-08-09.pdf.
- . 2023b. „Überblick LNG-Aktivitäten kompakt“. <https://deutsche-regas.de/wp-content/uploads/2023/07/DRG-Ueberblick-LNG-Aktivitaeten-kompakt.pdf>.
- Deutsche Umwelthilfe. 2023. „Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber“. Berlin. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Gas/230131_DUH_Stellungnahme_NEP_Gas_2022-2032_final.pdf.
- Deutsche Umwelthilfe, BUND, NABU, und WWF. 2023. „LNG-Planungen Rügen: Hintergrundpapier zur Belastung von Natur und Umwelt“. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/LNG/Naturschutzfachliches_Hintergrundpapier.pdf.
- Die Bundesregierung. 2021. „Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie - Weiterentwicklung 2021“. <https://www.bundesregierung.de/re-source/blob/975274/1873516/9d73d857a3f7f0f8df5ac1b4c349fa07/2021-03-10-dns-2021-finale-langfassung-barrierefrei-data.pdf?download=1>.

- DNR, BUND, BürgerBegehren Klimaschutz e.V., Deutsche Umwelthilfe, E3G, Germanwatch, NABU, Umweltinstitut München e.V., und WWF. 2023. „Raus aus der fossilen Abhängigkeit– mit Klimaschutz durch die Krise“. NGO-Forderungen für eine schnelle und sozialgerechte Abkehr von fossilem Gas. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Gas/2023_02_NGO-Forderungen_Gasausstieg.pdf.
- Dusifo, Marcin. 2023. „Energy Transition in Poland“. Poland: Forum Energii. [https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Energy%20Transition%20in%20Poland%202023%20Edition\(2\).pdf](https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Energy%20Transition%20in%20Poland%202023%20Edition(2).pdf).
- Expertenrat für Klimafragen. 2022. „Zweijahresgutachten 2022: Gutachten zu bisherigen entwicklungen der treibhausgasemissionen, trends der jahreemissionsmengen und wirk-samkeit von maßnahmen (gemäß 12 abs. 4 bundes-klimaschutzgesetz“. Expertenrat für Klimafragen. https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2022/11/ERK2022_Zweijah-resgutachten.pdf.
- Fertilizers Europe. 2000. „Best Available Techniques for Pollution Prevention and Control in the European Fertilizer Industry“. Booklet No. 1 of 8: Production of Ammonia. https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2019/08/Booklet_1_final.pdf.
- FNB Gas. 2021. „Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Szenariorahmen“. Szenariorahmen. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909_DE_FNB_GAS_2022_SR.pdf.
- . 2023. „Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Entwurf“. Entwurf. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_FNB_GAS_2022_P4_NEP_Entwurf_DE.pdf.
- Gagnebin, M., und A. Graf. 2023. „Breaking Free from Fossil Gas“. 292/02-S. Berlin: Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_EU_GEXIT/A-EW_292_Breaking_free_WEB.pdf.
- Gerhards, C., U. Weber, P. Klafka, S Golla, und et al. 2021. „Klimaverträgliche Energie-versorgung für Deutschland – 16 Orientierungspunkte“. Diskussionsbeiträge der Scientists for Future 7. Berlin: Scientists for Future.
- Gilbert, Paul, und Patricia Thornley. 2010. „Energy and Carbon Balance of Ammonia Production from Biomass Gasification“. Tyndall Centre, Department of Mechanical, Aerospace and Civil Engineering, University of Manchester. <https://www.escholar.manchester.ac.uk/api/datastream?publicationPid=uk-ac-man-scw:91274&datastreamId=FULL-TEXT.PDF>.
- Hainsch, Karlo, Hanna Brauers, Thorsten Burandt, Leonard Goeke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Mario Kendziorski, u. a. 2020. „Make the European Green Deal Real – Combining Climate Neutrality and Economic Recovery“. *Politikberatung Kompakt*, Nr. 153. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.791736.de/diwkompakt_2020-153.pdf.
- Hirschhausen, Christian Von. 2008. „Infrastructure, Regulation, Investment and Security of Supply: A Case Study of the Restructured US Natural Gas Market“. *Utilities Policy* 16 (1): 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.08.001>.
- Hirschhausen, Christian von, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Casimir Lorenz, und Pao-Yu Oei, Hrsg. 2018. *Energiewende „Made in Germany“: Low Carbon Electricity Sector Reform in the European Context*. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG.
- Hirschhausen, Christian von, Claudia Kemfert, und Fabian Praeger. 2022. „Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation Towards Decarbonization“. *Economics of Energy & Environmental Policy* 10 (2). <https://doi.org/10.5547/2160-5890.10.2.chir>.
- Hirschman, Albert O. 1967. *Die Strategie der wirtschaftlichen Entwicklung*. Bd. 13. Ökonomische Studien. Stuttgart, Germany: Gustav Fischer.

- Hoffart, Franziska M. 2022a. *What Is a Feasible and 1.5°C-Aligned Hydrogen Infrastructure for Germany? A Multi-Criteria Economic Study Based on Socio-Technical Energy Scenarios*. DE: RWI. <https://doi.org/10.4419/96973144>.
- . 2022b. „Building new H₂ pipelines or repurposing natural gas pipelines for H₂ admixture? – An economic perspective on effective climate mitigation“. Preprint. Volume 29: Closing Carbon Cycles – A Transformation Process Involving Technology, Economy, and Society: Part IV. <https://doi.org/10.46855/energy-proceedings-10326>.
- Hoffart, Franziska M., Paola D’Orazio, und Claudia Kemfert. 2022. „Geopolitical and climate risks threaten financial stability and energy transitions“. Preprint. Volume 29: Closing Carbon Cycles – A Transformation Process Involving Technology, Economy, and Society: Part IV. <https://doi.org/10.46855/energy-proceedings-10325>.
- Hoffart, Franziska M., Elias-Johannes Schmitt, und Michael Roos. 2021. „Rethinking Economic Energy Policy Research – Developing Qualitative Scenarios to Identify Feasible Energy Policies“. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems* 9 (2): 1–28. <https://doi.org/10.13044/j.sdewes.d8.0331>.
- Höhne, Niklas, Mats Marquardt, und Hanna Fekete. 2022. „German LNG terminal construction plans are massively oversized“. Briefing. NewClimate - Institute for Climate Policy and Global Sustainability.
- Holz, Franziska, Lukas Barner, Karlo Hainsch, Claudia Kemfert, Konstantin Löffler, Björn Steigerwald, und Christian von Hirschhausen. 2023. „LNG Import Capacity Expansion in Germany – Short-Term Relief Likely to Turn into Medium-Term Stranded Assets“. *IAEE Energy Forum*, IAEE Energy Forum, , 13–18.
- Holz, Franziska, Christian von Hirschhausen, Robin Sogalla, Lukas Barner, Björn Steigerwald, und Claudia Kemfert. 2023. „Deutschlands Gasversorgung ein Jahr nach russischem Angriff auf Ukraine gesichert, kein weiterer Ausbau von LNG-Terminals nötig.“ DIW aktuell 86. Sonderausgaben zum Krieg in der Ukraine. Berlin: DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- 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>.
- ifeu. 2023. „Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland“. <https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS-Studie-CO2Bilanz.pdf>.
- IPCC. 2021. „The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change“. Summary for Policymaker. Climate Change 2021. IPCC. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf.
- . 2023. „Urgent climate action can secure a liveable future for all“. IPCC Press Release. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/resources/press>.
- Jochimsen, Reimut. 1966. *Theorie der Infrastruktur – Grundlagen der marktwirtschaftlichen Entwicklung*. Freiburg i.Br., Univ., Habil.-Schr.; 1964. Tübingen, Germany: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- Kemfert, Claudia, und Franziska Hoffart. 2023. „Wie können die sozial–ökologische Transformation und der Zusammenhalt in Krisenzeiten gelingen?“ Böll.Thema. Berlin. <https://www.boell.de/de/2023/03/24/wie-koennen-die-sozial-oekologische-transformation-und-der-zusammenhalt-krisenzeiten>.
- Kemfert, Claudia, Fabian Präger, Isabell Braunger, Franziska M. Hoffart, und Hanna Brauers. 2022. „The Expansion of Natural Gas Infrastructure Puts Energy Transitions at Risk“. *Nature Energy* 7 (Juli): 582–87. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01060-3>.

- Kendziorski, Mario, Leonhard Göke, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, und Elmar Zozmann. 2021. „100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe - Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen“. 167. Politikberatung Kompakt. Berlin: DIW Berlin. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf.
- Kirschen, Daniel Sadi, und Goran Strbac. 2019. *Fundamentals of power system economics*. Second Edition. Hoboken: Wiley.
- Lazard. 2023. „Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis“. 16.o. <https://www.lazard.com/media/20200vyg/lazards-lcoepus-april-2023.pdf>.
- MacKay, Katlyn, Martin Lavoie, Evelise Bourlon, Emmaline Atherton, Elizabeth O’Connell, Jennifer Baillie, Chelsea Fougère, und David Risk. 2021. „Methane Emissions from Upstream Oil and Gas Production in Canada Are Underestimated“. *Scientific Reports* 11 (1): 8041. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-87610-3>.
- Makholm, J. D. 2015. „Regulation of Natural Gas in the United States, Canada, and Europe: Prospects for a Low Carbon Fuel“. *Review of Environmental Economics and Policy* 9 (1): 107–27. <https://doi.org/10.1093/reep/reu017>.
- Makholm, Jeff D. 2012. *The political economy of pipelines: A century of comparative institutional development*. Chicago ; London: The University of Chicago Press.
- Mišík, Matúš, und Andrej Nosko. 2023. „Each One for Themselves: Exploring the Energy Security Paradox of the European Union“. *Energy Research & Social Science* 99 (Mai): 103074. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103074>.
- MV Zukunftsrat. 2021. „Unsere Zukunft ist jetzt! Für ein nachhaltiges, digitales und gemeinwohlorientiertes MV“. Schwerin. <https://www.regierung-mv.de/static/Regierungsportal/Ministerpr%C3%A4sidentin%20und%20Staatskanzlei/Dateien/pdf-Dokumente/Empfehlungen%20des%20MV%20Zukunftsrates%20-%20Deutsch%20-%20Druckfassung.pdf>.
- Myhre, Gunnar, Drew Shindell, François-Marie Bréon, William Collins, Jan Fuglestedt, Jianping Huang, Dorothy Koch, u. a. 2013. „Anthropogenic and Natural Radiative Forcing“. In *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, herausgegeben von T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, und P.M. Midgley, 659–740. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. www.climatechange2013.org.
- NABU. 2023. „Stellungnahme des NABU M-V zum 2. Seeabschnitt OAL 2“. Schwerin. <https://mecklenburg-vorpommern.nabu.de/imperia/md/content/mecklenburgvorpommern/230828-nabu-stellungnahme-Ing-lubmin-oal2.pdf>.
- Pozzer, Andrea, Alexandra P. Tsimpidi, Vlassis A. Karydis, Alexander De Meij, und Jos Lelieveld. 2017. „Impact of Agricultural Emission Reductions on Fine-Particulate Matter and Public Health“. *Atmospheric Chemistry and Physics* 17 (20): 12813–26. <https://doi.org/10.5194/acp-17-12813-2017>.
- Präger, Fabian, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, und Elmar Zozmann. 2023. „Energieinfrastrukturentwicklung für Klimaneutralität – Empfehlungen für die Weiterentwicklung einer Energiewende-kompatiblen Systementwicklungsstrategie (SES)“. *Politikberatung kompakt*, Nr. 190 (April). https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.870989.de/diwkompakt_2023-190.pdf.
- Ragwitz, Mario, Joachim Müller-Kirchenbauer, Bernhard Klaußen, Marieke Graf, Ulrike Herrmann, Christoph Nolden, Maximilian Evers, Okan Akça, Dongrui Jiang, und Kristian Hurtig. 2022. „Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland. Im

- Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)“. Cottbus. https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/Gutachten_Gasversorgungssicherheit_bei_unterbrochener_Versorgung_aus_Russland_Fraunhofer_TUBerlin_14072022.pdf.
- Ram, Manish, Michael Child, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, und Alena Poleva. 2017. „Vergleich der Stromgestehungs-kosten von Erneuerbaren Energien mit denen fossiler und nuklearer Kraftwerke in den G20 -Ländern“. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V. Lappeenranta University of Technology (LUT). <https://www.greenpeace.de/g20-studie>.
- Richardson, Katherine, Will Steffen, Wolfgang Lucht, Jørgen Bendtsen, Sarah E. Cornell, Jonathan F. Donges, Markus Drüke, u. a. 2023. „Earth beyond Six of Nine Planetary Boundaries“. *Science Advances* 9 (37): eadh2458. <https://doi.org/10.1126/sciadv.adh2458>.
- Riemer, Matia, Florian Schreiner, und Jakob Wachsmuth. 2022. „Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations“. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf.
- Rockström, Johan, Joyeeta Gupta, Dahe Qin, Steven J. Lade, Jesse F. Abrams, Lauren S. Andersen, David I. Armstrong McKay, u. a. 2023. „Safe and Just Earth System Boundaries“. *Nature* 619 (7968): 102–11. <https://doi.org/10.1038/s41586-023-06083-8>.
- Ruhnau, Oliver, Clemens Stiewe, Jarusch Muessel, und Lion Hirth. 2023. „Natural Gas Savings in Germany during the 2022 Energy Crisis“. *Nature Energy* 8 (6): 621–28. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01260-5>.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen. 2021. „Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse“. Stellungnahme. Berlin. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf;jsessionid=09346CF40CBDB77B06CF9D19E5ADA349.2_cid292?__blob=publicationFile&v=4.
- Saunio, 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>.
- Schlund, David, und et al. 2023. „Analyse der globalen Gasmärkte bis 203 - Szenariobasierte Modellsimulation und Gasbilanzanalyse“. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- Schwietzke, Stefan, Owen A. Sherwood, Lori M. P. Bruhwiler, John B. Miller, Giuseppe Etiope, Edward J. Dlugokencky, Sylvia Englund Michel, u. a. 2016. „Upward Revision of Global Fossil Fuel Methane Emissions Based on Isotope Database“. *Nature* 538 (7623): 88–91. <https://doi.org/10.1038/nature19797>.
- Shindell, D. T., G. Faluvegi, D. M. Koch, G. A. Schmidt, N. Unger, und S. E. Bauer. 2009. „Improved Attribution of Climate Forcing to Emissions“. *Science* 326 (5953): 716–18. <https://doi.org/10.1126/science.1174760>.
- SRU. 2020. „Umweltgutachten 2020 - Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa“. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=18.
- . 2022. „Wie viel CO₂ darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO₂-Budget“. Stellungnahme. Berlin. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2022_06_fragen_und_antworten_zum_co2_budget.pdf?__blob=publicationFile&v=13.
- Steinberg, Philipp. 2023. „Bürgerinformationsveranstaltung zum LNG- Projekt Mukran“. Bürgerinformationsveranstaltung BMWK, Mukran (Rügen).

- Stern, Jonathan. 2017a. „The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: The Need for a New Approach“. Oxford Institute for Energy Studies (OIES) Paper NG 116. Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies (OIES). <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/01/The-Future-of-Gas-in-Decarbonising-European-Energy-Markets-the-need-for-a-new-approach-NG-116.pdf>.
- . 2017b. „Challenges to the Future of Gas: Unburnable or Unaffordable?“ Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784670993>.
- . 2019. „Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets“. Oxford Institute for Energy Studies (OIES) Paper NG 141. Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies (OIES). <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/02/Narratives-for-Natural-Gas-in-a-Decarbonising-European-Energy-Market-NG141.pdf>.
- Sutton, Mark A., Oene Oenema, Jan Willem Erisman, Adrian Leip, Hans Van Grinsven, und Wilfried Winiwarter. 2011. „Too Much of a Good Thing“. *Nature* 472 (7342): 159–61. <https://doi.org/10.1038/472159a>.
- Umweltbundesamt. 2020. „Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung“. CLIMATE CHANGE 33/2020. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregierung.pdf.
- . 2022a. „Treibhausgasminderungsziele Deutschlands“. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg>.
- . 2022b. „Datenbank ‚Kraftwerke in Deutschland‘“. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>.
- . 2022c. „Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff“. Dessau - Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/kurzeinschaetzung-von-ammoniak-als-energietraeger>.
- UNIDO. 2023. „Green Hydrogen Industrial Clusters Guidelines“. Vienna. https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-08/GH2_ClusterGuidelines.pdf.
- United Nations. 2015. „Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development“. Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015. New-York, USA: United Nations. <https://documents-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N15/291/89/PDF/N1529189.pdf?OpenElement>.
- WBGU. 2011. *Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation [Hauptgutachten]*. 2. veränderte Auflage. Berlin, Deutschland: WBGU.
- Wuppertal Institut. 2020. „CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze“. Bericht. Wuppertal.
- Zhang, Xiaochun, Nathan P Myhrvold, und Ken Caldeira. 2014. „Key factors for assessing climate benefits of natural gas versus coal electricity generation“. *Environmental Research Letters* 9 (11): 114022. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/11/114022>.