

DIW Berlin: Kurzugutachten

Franziska Holz*
Claudia Kemfert**

Die kurz- und langfristige Bedarfsentwicklung im deutschen und europäischen Erdgasmarkt: Stellungnahme zur Fertigstellung und Inbetriebnahme des Nord Stream 2 Pipeline-Projekts

Gutachten im Auftrag des Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU)

Berlin, 8. Januar 2021

* DIW Berlin, Stellv. Leiterin, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt, und NTNU. fholz@diw.de

** DIW Berlin, Leiterin Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt und Professorin für Energiewirtschaft und Energiepolitik, Leuphana Universität Lüneburg. sekretariat-evu@diw.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Keine kurzfristige „Deckungslücke“ in der deutschen bzw. europäischen Erdgasversorgung	2
2.1	Erdgasspeicher	3
2.2	Flüssiggas (LNG)	4
2.3	Das erste Nord Stream Projekt	5
2.4	Ukraine-Transit und weitere Fernleitungen von Russland nach Osteuropa	6
2.5	ENTSO-G-Stresstest.....	6
2.6	Zwischenfazit.....	7
3	Langfristige Bedarfs- und Angebotsentwicklung mit Erdgas bzw. Gasen	7
3.1	Aktuelle Rahmenbedingungen in der Europäischen Union.....	8
3.2	Aktuelle globale Energieszenarien.....	11
3.3	Aktuelle Energieszenarien für Europa	12
3.4	Aktuelle Energieszenarien für Deutschland.....	14
3.5	Gase in der Energiewende	15
3.6	Zwischenfazit.....	16
4	Abschließendes Fazit	17

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Die Projekt Nord Stream und Nord Stream 2 im europäischen Erdgas-Pipeline-Netz (Karte, Quelle: DIW Berlin).....	1
Abbildung 2: Entwicklung der Erdgasnachfrage in Europa 2000-2020 (Quelle: Honore, 2020)	2
Abbildung 3: Schätzungen der Methanemissionen der Erdgas- und Erdölproduktion in Russland (links) und den USA (rechts) (Quelle: IEA Methane Tracker 2020, https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/interactive-country-and-regional-estimates#abstract)	10
Abbildung 4: Durchschnittliche Methanintensität der Erdgasförderung (blaue Linie, rechte Achse) und EU-Importe (rote Balken, linke Achse) der wichtigsten Erdgaslieferanten in die EU 2019 (Quelle: Stern, 2020) ²⁶	11
Abbildung 5: Szenarien für Primärenergieverbrauch und Wärmeerzeugung in Europa bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt (Erdgas-Anteil in rot, Quelle: Auer et al.) ³⁸	14
Abbildung 6: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in Deutschland im Vergleich von Szenarien mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 zwischen 80% und 95 % gegenüber 1990 (Quelle: Wachsmuth et al., 2019, S. 23) ³³	15

1 Einleitung

Das Nord Stream 2 (NS2) Projekt besteht aus zwei Pipeline-Strängen à ca. 27,5 Milliarden Kubikmeter jährliche Durchleitungskapazität, die zusätzlich zu den bestehenden zwei Pipeline-Strängen gleicher Kapazität des Nord Stream Projekts Erdgas aus Russland durch die Ostsee nach Deutschland transportieren sollen (Abbildung 1). Die Fertigstellung des Nord Stream 2 Projekts hat sich im Jahr 2020 gegenüber der ursprünglichen Planung verschoben, insbesondere aufgrund von transatlantischen Spannungen und US-Sanktionen gegenüber am Bau beteiligten Parteien.

Dieses Kurzgutachten nimmt aus energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Sicht Stellung zur Frage, ob angesichts der entstandenen Verzögerung nunmehr eine raschere Fertigstellung des NS2-Projekts notwendig ist. Dazu wird zum einen untersucht, ob es kurzfristig in Deutschland und Europa eine „Deckungslücke“ in der Versorgung mit Erdgas gibt, die durch das NS2-Projekt gedeckt werden könnte. Zum anderen werden aktuelle Erwartungen für die langfristige Bedarfs- und Angebotsentwicklung sowohl mit Erdgas als auch mit Gasen allgemein dokumentiert.

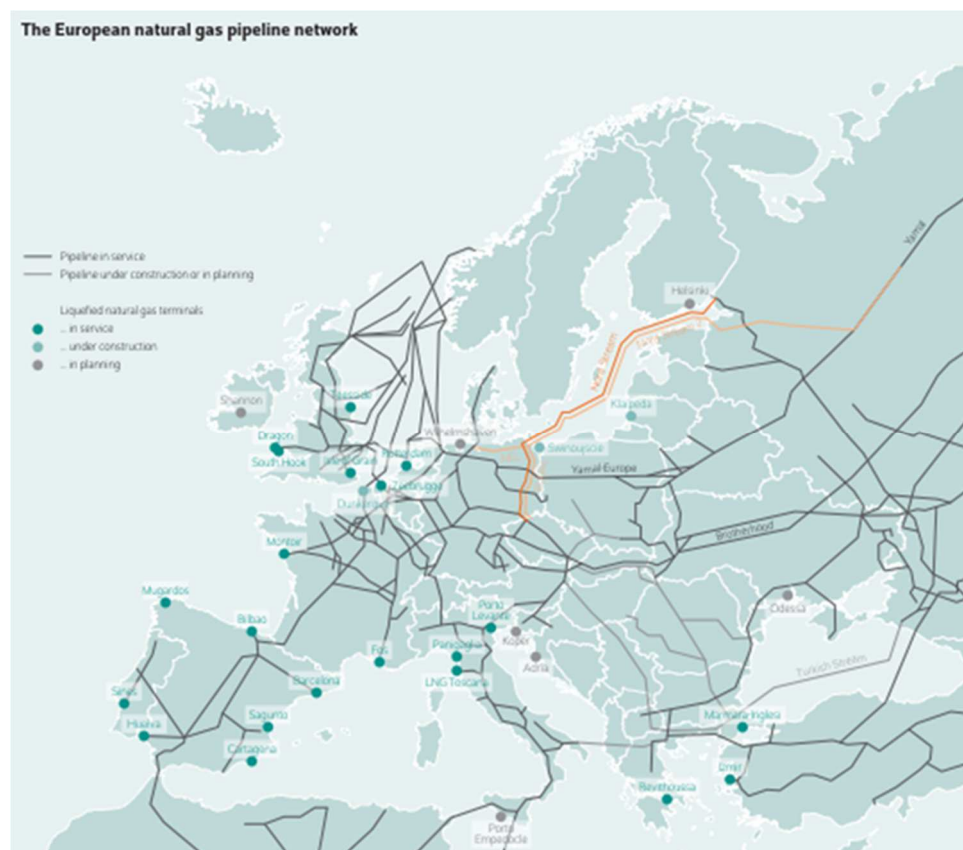


Abbildung 1: Die Projekt Nord Stream und Nord Stream 2 im europäischen Erdgas-Pipeline-Netz (Karte, Quelle: DIW Berlin)

2 Keine kurzfristige „Deckungslücke“ in der deutschen bzw. europäischen Erdgasversorgung

Von einer „Deckungslücke“ spricht man, wenn die Nachfrage höher ist als das Angebot aus allen verfügbaren Quellen zusammen, so dass die Nachfrage nicht komplett gedeckt werden kann. Zu den kurzfristig verfügbaren Quellen zur Sicherung der Versorgung zählt man Erdgasspeicher, den Import von Erdgas über Pipelines sowie als Flüssiggas. Im Folgenden werden diese Quellen daher hinsichtlich ihrer aktuellen Verfügbarkeit untersucht. Wir werden zeigen, dass in Europa und Deutschland aktuell keine Deckungslücke in der Erdgasversorgung vorhanden ist.

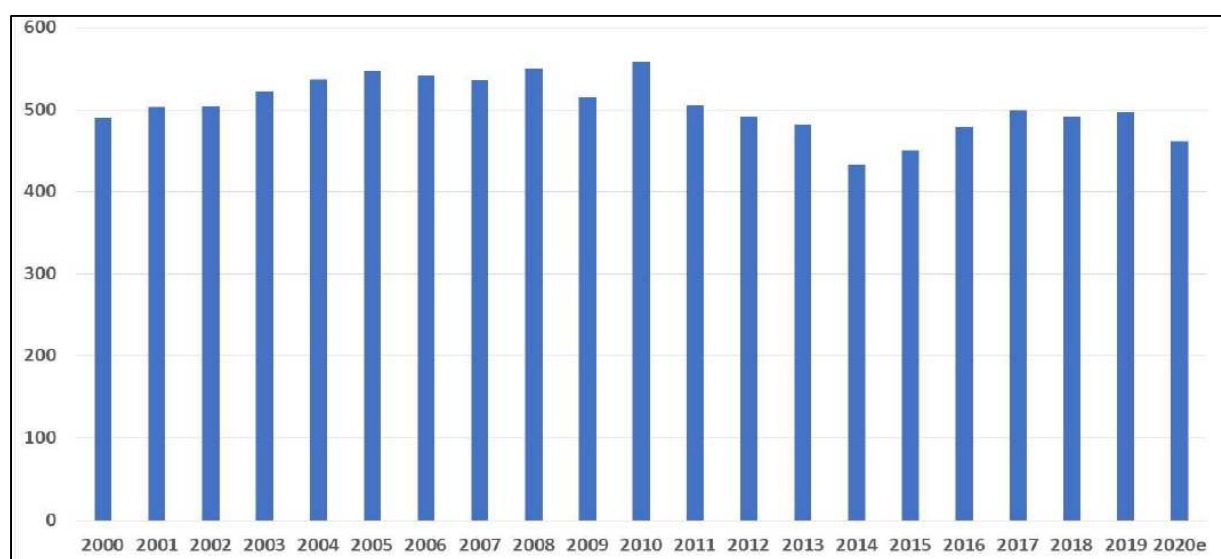


Abbildung 2: Entwicklung der Erdgasnachfrage in Europa 2000-2020 (Quelle: Honore, 2020)¹

Die Nachfrage nach Erdgas in Europa ist bereits seit einigen Jahren stabil bzw. leicht rückläufig (Abbildung 2). Als Verstärkung dieses bereits bestehenden Trends ergibt sich 2020 und absehbar auch im Jahr 2021 durch die Corona-Pandemie eine deutliche Nachfrageschwäche.² Die IEA gibt für das erste Halbjahr 2020 an, dass die Erdgasnachfrage in Europa um mehr als 6% gegenüber dem Vorjahr gesunken ist.³ Besonders stark war der Nachfragerückgang jeweils in den Ländern bzw. Monaten mit strengen Lockdown-Regelungen. In Deutschland ging die Erdgasnachfrage um 3,4 % im Vergleich zu 2019 zurück.⁴ Auch global ging die Erdgasnachfrage sehr deutlich

¹ Honore (2020): Natural gas demand in Europe: The impacts of COVID-19 and other influences in 2020. Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies.

² Der Rückgang der Gesamtnachfrage 2020 entstand trotz der Steigerung des europäischen CO₂-Preises seit der Reform des EU-ETS 2018, der zu einer Erhöhung der Nachfrage nach Erdgas im Stromsektor geführt hat.

³ IEA (2020): Global Gas Security Review. International Energy Agency, OECD, Paris.

⁴ AGEB (2020): Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Pressedienst 07/2020.

zurück, insbesondere in traditionellen Erdgasmärkten in Asien und Nordamerika. Die Internationale Energie-Agentur rechnet für 2020 daher mit einem um 3% geringeren Erdgasverbrauch als 2019, trotz des weiteren Erdgasnachfragewachstums in Schwellenländern wie China und im Nahen Osten.

Hinzu kamen in Deutschland und Europa in den vergangenen Jahren vergleichsweise milde Winter – die traditionell die stärkste Nachfragesaison für Erdgas in unseren Breitengraden sind. Der Klimawandel führt zu einer Steigerung der Wintertemperaturen⁵, womit die jährliche Erdgasnachfrage weiter sinken wird.

2.1 Erdgasspeicher

Europa verfügt mit mehr als 100 Milliarden Kubikmeter Arbeitsgaskapazität über Speicher im Umfang von mehr als einem Fünftel seines jährlichen Erdgasverbrauchs.⁶ Davon befinden sich allein 24 Milliarden Kubikmeter – also fast ein Viertel der europäischen Speicherkapazität – in Deutschland, das damit mehr als ein Viertel seines jährlichen Verbrauchs decken könnte.

In den vergangenen Jahren waren die Speicher vergleichsweise voll, was mehreren Faktoren geschuldet war. Neben den verhältnismäßig niedrigen Erdgaspreisen, die eine Einspeicherung günstig machten, hielten die milden Winter und die Corona-Pandemie die Nachfrage nach Auspeicherung niedrig. Zudem bevorrateten sich viele Marktteilnehmer 2019 aus Sorge vor einer Unterbrechung der russischen Lieferungen durch die Ukraine zum Ende des letzten Transitvertrags zur Jahreswende 2019/2020. Seit Februar 2019 liegt der Füllstand der europäischen Erdgasspeicher an jedem Tag über dem langjährigen Durchschnitt der Jahre 2011-2018 für denselben Kalendertag, in der Spitze um mehr als 60% über dem langjährigen Durchschnitt (April/Mai 2020).⁷ Auch wenn die Abweichung vom langjährigen Durchschnitt mittlerweile zurückgegangen ist, sind die Erdgasspeicher in Europa nach wie vor mit ca. 75% ihrer Speicherkapazität auf hohem Niveau gefüllt.⁸ Der Füllstand in Deutschland ist aktuell mit 71% auf ähnlich hohem Niveau.⁹

⁵ Siehe zum Beispiel Umweltbundesamt (<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/trends-der-lufttemperatur#mildere-herbste-und-winter>) und Kaspar, Friedrich (2020): Rückblick auf die Temperatur in Deutschland im Jahr 2019 und die langfristige Entwicklung. Deutscher Wetterdienst, online verfügbar: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/200103/temperatur_d_2019_langfristig.html

⁶ IEA (2019): Natural Gas Information. International Energy Agency, OECD, Paris.

⁷ Datenquelle: <https://agsi.gie.eu/#/historical/eu>. Daten werden erst seit 2011 bereitgestellt.

⁸ Stand 5. Januar 2021, Quelle: <https://agsi.gie.eu/#/historical/eu>. Der Füllstand an diesem Tag lag 4,6% höher als der Durchschnitt der Jahre 2011-2018.

⁹ Stand 4. Januar 2021, Quelle: <https://agsi.gie.eu/#/historical/eu>.

2.2 Flüssiggas (LNG)

Europa verfügt über Anlandekapazitäten für Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, LNG), sogenannte Regasifizierungskapazitäten, im Umfang von 167 Milliarden Kubikmeter pro Jahr (ohne Großbritannien).¹⁰ Das entspricht mehr als einem Drittel der europäischen Nachfrage. LNG ist trotzdem in Europa traditionell eher ein „Nischenprodukt“ mit einem deutlich geringeren Anteil an den Importen (ca. ein Viertel) als Pipeline-Lieferungen (ca. drei Viertel). Dies liegt insbesondere an Europas geographischer Lage in „Pipeline-Nähe“ verschiedener großer Erdgasexporteure (Russland, Norwegen, Algerien) sowie den höheren Kosten für den Transport per LNG. LNG trägt zur Diversifizierung der europäischen Erdgasbezüge bei, indem es den Zugang zu Exportquellen ermöglicht, die nicht per Pipeline erschlossen sind. Durch LNG wird die Anzahl der Exporteure verdreifacht, die den europäischen Markt beliefern.¹¹

Deutschland verfügt selber nicht über ein LNG-Terminal, importiert aber gleichwohl LNG vom globalen Markt, indem deutsche Firmen Kapazitäten in den Nachbarländern nutzen, insbesondere in den Niederlanden (Rotterdam) sowie in Belgien (Zeebrugge). Weitere Nachbarländer Deutschlands verfügen über LNG-Importterminals (Frankreich, Polen).

Bei Lieferausfällen können LNG-Lieferungen kurzfristig (d.h. innerhalb weniger Tage bis Wochen) verfügbar sein. Dafür ist jedoch das Vorhandensein von (freien) Kapazitäten in LNG-Importterminals notwendig. Im abgelaufenen Jahrzehnt war die Auslastung der europäischen LNG-Terminals sehr niedrig, mit durchschnittlich weniger als 25% der Kapazitäten.¹² Seit 2019 wird ein höherer Anteil der Regasifizierungskapazitäten genutzt, mit durchschnittlich 50% zwischen Januar und Oktober 2020, aber es sind noch umfangreiche freie Kapazitäten in Europa bzw. Nordwesteuropa verfügbar.¹³

Die – im Vergleich zur Periode bis 2018 – derzeit hohe Nutzung der europäischen LNG-Importkapazitäten (d.h. seit 2019 sowie im Verlauf der corona-bedingten weltweiten Nachfrageschwäche) liegt an der vergleichsweise hohen Liquidität der europäischen Handelsplätze im Vergleich zu anderen weltweiten Nachfrageregionen, beispielsweise in Asien. Die zuletzt hohen LNG-Importe zeigen damit an, dass Europa problemlos jederzeit LNG importieren kann. Europa hat sich

¹⁰ GIIGNL (2020): The LNG industry. GIIGNL Annual Report. Groupement International des Importateurs de Gaz Natural Liquefié (International Group of Liquefied Natural Gas Importers), Neuilly-sur-Seine. Mit Großbritannien erhöht sich die LNG-Import-Kapazität Europas auf 215 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr.

¹¹ IEA (2019): Natural Gas Information. International Energy Agency, OECD, Paris.

¹² FWE (2019): The Insanity of European LNG Utilization Rates. Food and Water Europe, online verfügbar: <https://www.foodandwatereurope.org/wp-content/uploads/2019/09/FoodandWaterUrope2019EuropeanLNGUtilisation.pdf>.

¹³ Nach Daten der Transparenz-Website der Internationalen Energieagentur (<https://www.iea.org/reports/gas-trade-flows>).

aufgrund der zunehmend liquiden Handelsplätze zu einem attraktiven Markt für LNG entwickelt, da Exporteure hier immer (und auch außerhalb von Langfristverträgen) einen Abnehmer finden. In der aktuellen Situation schwacher globaler Nachfrage werden daher viele LNG-Lieferungen nach Europa geschickt.

Gleichzeitig bestehen auf dem Weltmarkt derzeit „Überkapazitäten“ an Exportkapazitäten (sog. Verflüssigungsanlagen bzw. -terminals), da in den vergangenen Jahren viele neue Anlagen eröffnet wurden, insbesondere in den USA, aber auch in Russland und Australien. Vergleichsweise viele dieser neuen Verflüssigungskapazitäten sind nicht in Langfristverträgen gebunden und können daher flexibel den Weltmarkt – und somit auch Europa – beliefern. Es stehen also kurz- und mittelfristig sowohl ausreichend Angebot auf dem Weltmarkt als auch Importkapazitäten in Europa bzw. für Deutschland zur Verfügung, um im Bedarfsfall mehr LNG zu importieren. Der Bau weiterer Pipeline- und LNG-Kapazitäten ist nicht notwendig.¹⁴

2.3 Das erste Nord Stream Projekt

Das erste Nord Stream Projekt besteht ebenfalls aus zwei Pipeline-Strängen à ca. 27,5 bcm, die seit Ende 2011 in Betrieb sind. Seit Herbst 2017 werden diese quasi kontinuierlich auf Vollast betrieben.¹⁵ Dies wurde durch eine Änderung der Regulierung der Kapazitätsnutzung auf den Anschlussleitungen – und insbesondere der Ostsee-Anschlussleitung OPAL – möglich.¹⁶ Nachdem Gazprom in den ersten Jahren nur 50% der OPAL-Kapazität nutzen durfte und die restlichen 50% für potenziell interessierte andere Firmen bereitgehalten werden mussten, entschied die Europäische Kommission Ende 2016 aufgrund des preiserhöhenden Effekts der bisherigen Situation, dass Gazprom einen höheren Anteil der OPAL-Kapazität (80% und mehr) nutzen darf.¹⁷

Die hohe Auslastung auf der Nord Stream Pipeline zeigte bereits deutlich vor Ende des letzten Transitvertrags mit der Ukraine (Ende 2019) den Willen Russlands bzw. Gazproms, den Ukraine-Transit so weit wie möglich für die Lieferungen nach Mittel- und Westeuropa zu vermeiden. Zu einem großen Teil werden dieselben Länder über Nord Stream wie über den Ukraine-Transit

¹⁴ Holz, Kermfert (2020): „Neue Gaspipelines und Flüssiggas-Terminals sind in Europa überflüssig“. DIW Aktuell 50. DIW Berlin.

¹⁵ Nach Daten der Transparenz-Website der Internationalen Energieagentur (<https://www.iea.org/reports/gas-trade-flows>, man beachte, dass die Nord Stream Pipeline fälschlicherweise als Verbindung zwischen Kroatien und Italien angegeben wird). Nur im Juli jedes Jahres liegt die Auslastung aufgrund geplanter Wartungsarbeiten deutlich unter 100% (2018-2020 bei durchschnittlich 66%).

¹⁶ Das an der Ostsee in Deutschland angelandete Erdgas wird nicht vor Ort genutzt, sondern über drei sog. Anschlussleitungen weitertransportiert: OPAL (Ostsee-Anschlussleitung) Richtung Süden, NEL (Nordeuropäische Erdgas-Leitung) Richtung Westen, und EUGAL (Europäische Gasanbindungs-Leitung) Richtung Süden. Die Anschlussleitungen speisen dann weiter ins deutsche bzw. Europäische Erdgasnetz ein und sind bspw. mit Tschechien (GAZELLE-Pipeline) und den Niederlanden verbunden.

¹⁷ Yafimava (2017): The OPAL Exemption Decision: past, present, and future. OIES Paper: NG 117, Oxford Institute for Energy Studies.

beliefert (v.a. Deutschland, Tschechien, Slowakei). Nord Stream und Nord Stream 2 schaffen also keine zusätzlich benötigte Transportkapazität sondern vielmehr Doppelinfrastruktur.

2.4 Ukraine-Transit und weitere Fernleitungen von Russland nach Osteuropa

Traditionell werden Ost-, Mittel- und Westeuropa über Onshore-Hochdruckpipelines über die Ukraine sowie über Belarus beliefert. Bereits der Bau der Verbindung über Belarus (sog. Yamal-Europe-Pipeline) in den 1990er Jahren zeugte vom Willen Russlands und Gazproms, die Bedeutung des Ukraine-Transits nach der Unabhängigkeit der ehemaligen Sowjetrepublik zu verringern. Der Transit durch die Ukraine erfolgt im Wesentlichen über das sog. Brotherhood-Pipeline-System. Es fehlen verlässliche Zahlen über die heutige Kapazität des Ukraine-Transits, die in der Vergangenheit bei über 150 Milliarden Kubikmeter pro Jahr lag. Aufgrund mangelnder Wartung in den vergangenen Jahrzehnten und Stilllegung einzelner Grenzübergangspunkte im Rahmen des aktuellen Transitvertrags dürfte die Kapazität heute niedriger liegen. In den Jahren 2017-2019 wurden jährlich zwischen 81 und 88 Milliarden Kubikmeter Erdgas über die Ukraine geleitet; die physische (technische) Durchleitungskapazität dürfte jedoch darüber liegen.

Ende 2019 haben Russland und die Ukraine den derzeitigen Transitvertrag beschlossen, der bis Ende 2024 gültig ist.¹⁸ Darin ist die Nutzung von nur noch 65 Milliarden Kubikmeter (im Jahr 2020) bzw. 40 Milliarden Kubikmeter Kapazität jährlich (2021-2024) für den Transit russischen Erdgases durch die Ukraine vorgesehen. Gazprom kann bedarfsabhängig weitere Kapazitäten hinzubuchen, zu einem mehr oder weniger höheren Tarif als für die fest gebuchten Kapazitäten, je nach Dauer der Zubuchung.¹⁹ Im Vergleich zur Nutzung bis 2019 sind also freie Kapazitäten im Brotherhood-System durch die Ukraine verfügbar.

2.5 ENTSO-G-Stresstest

Im Oktober 2020 hat ENTSO-G, die Vereinigung der europäischen Ferngasnetzbetreiber eine Aktualisierung ihres Stresstests von 2017 vorgelegt.²⁰ ENTSO-G stellt dabei fest, dass seit 2017 „viele große Erdgasinfrastrukturen in Europa in Betrieb genommen wurden, die der Versorgungssicherheit förderlich sind“ [S. 3]. Diese Aussage bezieht sich zwar in erster Linie auf die neue Verbindung der baltischen Staaten und Finnlands sowie auf die verbesserte Versorgung Südosteuropas durch die TurkStream-Pipeline (aus Russland), aber diese Regionen sind auch

¹⁸ S. Pirani, J. Sharples (2020): The Russia-Ukraine gas transit deal: opening a new chapter. Energy Insight: 64, Oxford Institute for Energy Studies.

¹⁹ Pirani und Sharples (2020) berichten, dass die quartalsweise Zubuchung zu einem 10% höheren Tarif erfolgt, die monatliche Zubuchung mit 20% Aufschlag und die tageweise Zubuchung mit 45% Aufschlag auf den üblichen Transittarif.

²⁰ ENTSG (2020): Addendum to the ENTSG Union-Wide Security of Supply Simulation Report. European Network of Transmission System Operators. October 2020, Brussels.

als einzige bei Lieferausfällen von Versorgungsproblemen bedroht. Südosteuropa könnte seine Versorgungssituation auch mit dem Nord Stream 2 Projekt nicht verbessern; vielmehr wären für diese Regionen weitere Speicher- und bidirektionale („reverse flow“) Transportkapazitäten hilfreich.

Für Mitteleuropa und Deutschland findet der Stresstest selbst für einen kalten Winter (und ohne coronabedingte Nachfrageschwäche) und bei einem längeren Ausfall kein Risiko für die Versorgung, da umfangreiche Pipeline- und LNG-Importe sowie Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen.

2.6 Zwischenfazit

Es besteht keine Deckungslücke in der Erdgasversorgung in Deutschland und Europa. Die Nachfrage nach Erdgas ist seit Jahren in Europa stabil bzw. leicht rückläufig. Die Corona-Pandemie sowie die vom Klimawandel getriebene Erhöhung der Wintertemperaturen verstärken den rückläufigen Trend der Erdgasnachfrage.

Kurzfristig stehen den europäischen Mitgliedsstaaten in Mittel- und Westeuropa zur Sicherung ihrer Erdgasversorgung neben ausreichend Pipeline- und LNG-Kapazitäten auch umfangreiche Speicherkapazitäten zur Verfügung. Für (weitere) russische Lieferungen nach Europa kann man davon ausgehen, dass im Ukraine-Transit weitere freie Kapazitäten mindestens im Umfang der geplanten Kapazität des Nord Stream 2 Projekts vorhanden sind.

Da die Lebensdauer von Infrastrukturen wie Pipelines und LNG-Terminals bei mehreren Jahrzehnten liegt, ist in jedem Fall die Nutzung bestehender Kapazitäten dem Neubau neuer Anlagen vorzuziehen. Wie im Folgenden dargestellt, ist der Verzicht auf die Schaffung neuer Infrastruktur nicht nur aus klimapolitischer Sicht sinnvoll sondern auch aus ökonomischer und betriebswirtschaftlicher Sicht.

3 Langfristige Bedarfs- und Angebotsentwicklung mit Erdgas bzw. Gasen

Erdgas ist als kohlenstoffhaltiger fossiler Energieträger nicht mit einer klimaneutralen Energieversorgung in Einklang zu bringen. Erdgas besteht zu fast 100% aus Methan (CH_4), das ein potentes Treibhausgas ist. Die Verbrennung von Erdgas, beispielsweise zur Erzeugung von Strom und Wärme, setzt das Treibhausgas Kohlendioxid (CO_2) frei. Methan ist ein wesentlich aggressiveres Treibhausgas als Kohlendioxid und hat gemäß den aktuellen Zahlen des Intergovern-

mental Panel on Climate Change (IPCC) ein Treibhauspotenzial (englisch Global Warming Potential, GWP), das in den ersten 20 Jahren bis zu 87 mal stärker und in den ersten 100 Jahren bis zu 36 mal stärker als das von CO₂ ist.²¹

Aufgrund des hohen Treibhauspotenzials von Methan in den ersten 20 Jahren nach der Emission, kann die Verwendung von Erdgas zu einem zusätzlichen kurzfristigen Temperaturanstieg führen. Kipppunkte im Klimasystem, die zu abrupten und irreversiblen Klimaänderungen führen, könnten aber bereits in den nächsten 10 bis 20 Jahren erreicht werden.

Die Emissionen von Methan werden bereits seit einigen Jahren von der Wissenschaft evaluiert und nun müssen die politischen und regulatorischen Prozesse endlich beginnen, diese in die Klimabilanz von Erdgas mit aufzunehmen (siehe auch die Methan-Strategie der Europäischen Union im nächsten Abschnitt). In der Wertschöpfungskette von Erdgas entstehen Methanemissionen bei der Förderung, dem Transport und der Speicherung.²² Werden die gesamten Lebenszyklus Emissionen berücksichtigt, liegt die Klimabilanz bei hohen Leckage-Raten in der Förderung oder dem Transport ungefähr bei der von Kohle.²³

Damit wird deutlich, dass der fossile Energieträger Erdgas keine Übergangslösung in der Energiewende ist. Die Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen 2015 sowie die 2020 damit im Einklang verschärften Klimaziele der Europäischen Union führen eindeutig dazu, dass keine fossile Infrastruktur – und damit auch keine Erdgasinfrastruktur mehr errichtet werden darf.

3.1 Aktuelle Rahmenbedingungen in der Europäischen Union

In der Europäischen Union und den EU-Mitgliedsstaaten gab es in den vergangenen Jahren signifikante Weiterentwicklungen in Richtung klimafreundlichere Energieversorgung und -nutzung. Diese beeinflussen selbstverständlich auch den fossilen Energieträger Erdgas.

Mit dem „Green Deal“ der Europäischen Kommission wird derzeit eine Reihe von Gesetzesvorhaben angeschoben, die das Ziel hat, die Europäische Union spätestens bis 2050 klimaneutral zu machen. Neben der Verschärfung der Treibhausgasemissionsziele für 2030 und 2050, sind vielfältige sog. „Strategien“ (Gesetzespakete) für einzelne Bereiche in Arbeit, zum Beispiel für

²¹ IPCC (2013): Fifth Assessment Report, Chapter 8 “Anthropogenic and Natural Radiative Forcing”. Online verfügbar: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf.

²² Cremonese, Gusev (2016): The Uncertain Climate Cost of Natural Gas: Assessment of Methane Leakage Discrepancies in Europe, Russia and the US, and Implications for Sustainability. IASS Working Papers. Mac Kinnon, Brouwer, Samuelsen (2018): The Role of Natural Gas and Its Infrastructure in Mitigating Greenhouse Gas Emissions, Improving Regional Air Quality, and Renewable Resource Integration. *Progress in Energy and Combustion Science* 64: 62–92.

²³ Hausfather (2015): Bounding the Climate Viability of Natural Gas as a Bridge Fuel to Displace Coal. *Energy Policy* 86: 286–94.; Alvarez, Pacala, Winebrake, Chameides, Hamburg (2012): Greater Focus Needed on Methane Leakage from Natural Gas Infrastructure. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 109 (17): 6435–40.; Howarth (2014): A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas. *Energy Science & Engineering* 2 (2): 47–60.

Wasserstoff, Methanemissionen, und Industrie. Auch in allen anderen Gesetzen soll durch sog. „Mainstreaming“ das Erreichen des Ziels der Klimaneutralität berücksichtigt werden.

Das führte u.a. bereits dazu, dass in der anstehenden Novelle der Verordnung zu Transeuropäischen Energie-Netzen und des dazugehörigen Förderinstruments der Projekte von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) fossile Infrastruktur, also auch Erdgasinfrastruktur von der Förderung ausgenommen wird.²⁴

Hervorzuheben ist die geplante Aktualisierung der Methan-Strategie der Europäischen Kommission, die zur weiteren Absenkung der Emissionen des gefährlichen Treibhausgases Methan beitragen soll.²⁵ Es sollen u.a. die oben beschriebenen Methanemissionen aus der Wertschöpfungskette für Erdgas adressiert werden und zwar sowohl die innerhalb der Europäischen Union anfallenden als auch die in den Erdgasimporten in die Europäische Union enthaltenen. Dabei besteht noch erheblicher Konkretisierungsbedarf bei den rechtlichen Konzepten, der konkreten Messung oder Berechnung der Emissionen, usw.²⁶ So ist vorstellbar, dass Exporteure die Methanemissionen ihrer Erdgaslieferungen zertifizieren lassen müssen. Dabei ist beispielsweise noch zu klären, ob dies auf der Basis von Berechnungen (mit hypothetischen, statischen Emissionsfaktoren) oder von Messungen (wobei verschiedene Technologien unterschiedlich genau sind) geschieht, auch ob ein Exporteur allgemein (z.B. auf Jahresbasis, für einen bestimmten Importweg o.ä.) oder konkrete Lieferungen zertifiziert werden, die die Methanemissionen ja je nach Ursprungsgasfeld, Transportroute im Herkunftsland und Exportroute auch für ein und denselben Exporteur erheblich variieren können. So hängen die Nord Stream Pipelines am westrussischen Erdgassystem, in das wiederum verschiedene Felder Westsibiriens einspeisen. Darüber hinaus besteht aktuell noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, was die Messung und Erfassung von Methanemissionen angeht. Die Internationale Energieagentur betreibt seit Kurzem einen sog. „Methane Tracker“ für den Erdgas- und Erdölsektor, der die erhebliche Unsicherheit der Schätzungen der Methanemissionen anschaulich dokumentiert (Abbildung 3).²⁷

²⁴ EC (2020): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Regulation (EU) No 347/2013. European Commission, COM/2020/824 final. Brussels, 15. Dezember 2020.

²⁵ EC (2020): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy to reduce methane emissions. European Commission, COM(2020) 663 final. Dies ist der Beginn des Gesetzgebungsprozesses, dessen Regularien 2024 in Kraft treten sollen.

²⁶ Stern (2020): Methane Emissions from Natural Gas and LNG Imports: an increasingly urgent issue for the future of gas in Europe. OIES Paper NG 165, Oxford Institute for Energy Studies.

²⁷ <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>

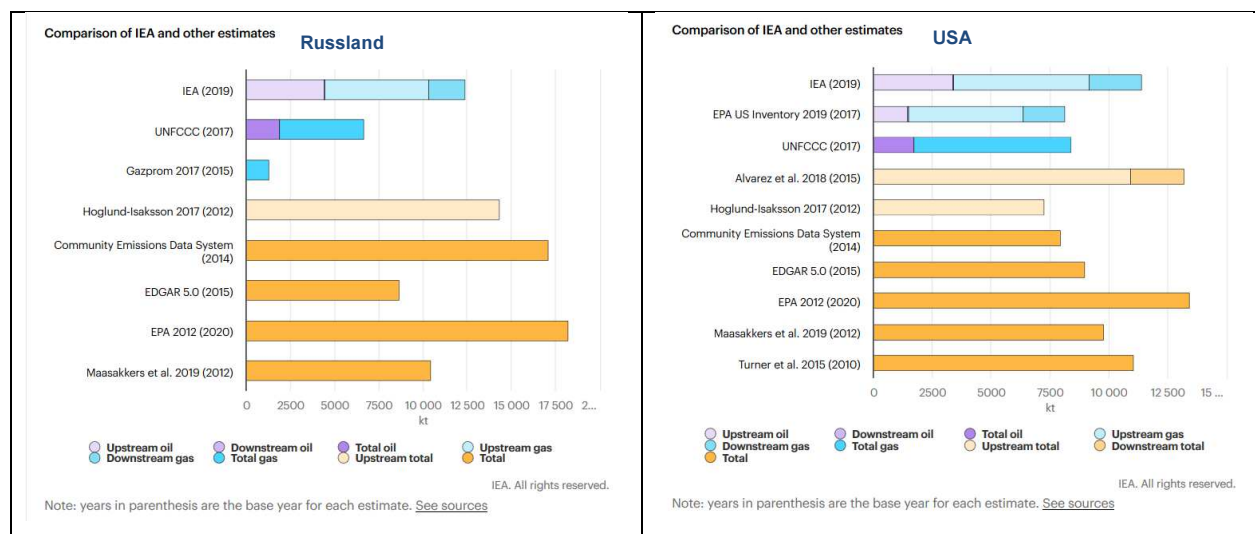
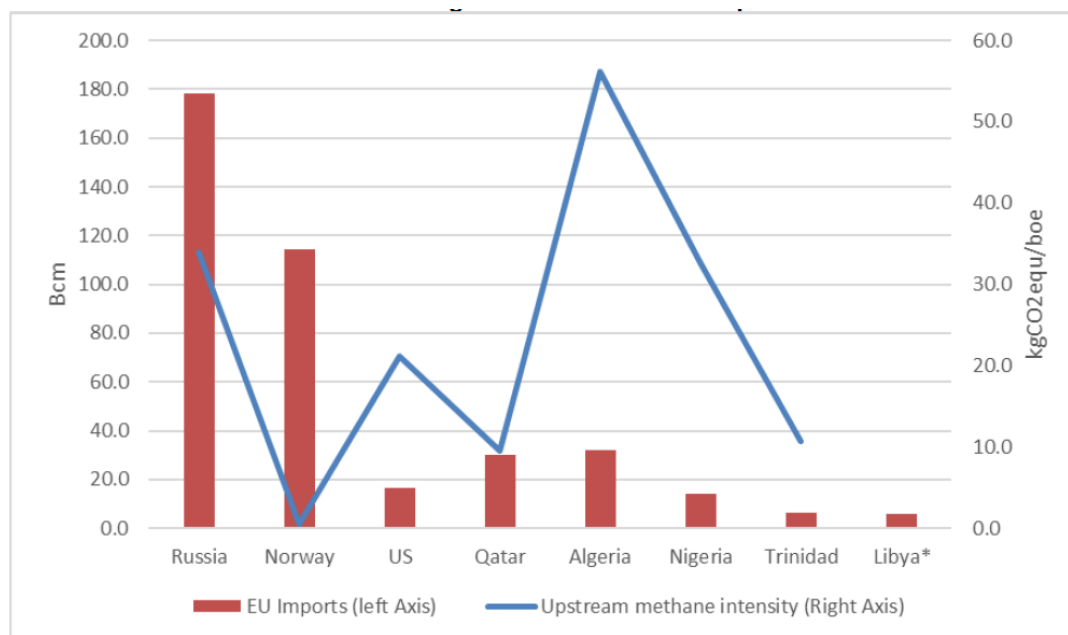


Abbildung 3: Schätzungen der Methanemissionen der Erdgas- und Erdölproduktion in Russland (links) und den USA (rechts) (Quelle: IEA Methane Tracker 2020, <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/interactive-country-and-regional-estimates#abstract>)

Insofern ist ein Vergleich der Methanemissionen von Erdgas aus dem Nord Stream 2 Projekt mit LNG derzeit nicht fundiert möglich und auch in Zukunft nur auf einer Fall-für-Fall-Basis für konkrete Lieferungen sinnvoll. Dabei sind sehr unterschiedliche Ergebnisse möglich. So bieten mittlerweile einzelne LNG-Exporteure an, ihre Lieferungen durch Ausgleichszahlen bilanziell „emissionsfrei“ zu machen.²⁸ Derzeit wird die durchschnittliche Methanintensität der Erdgasförderung in Russland als höher angegeben als die einzelner LNG-Lieferanten in die EU, wie die USA und Katar (Abbildung 4).

²⁸ Stern (2020), S. 23-24, und Demoury (2020): LNG carbon offsetting: fleeting trend or sustainable practice? LNG Insight, GIIGNL, Neuilly-sur-Seine.



*Libyan methane intensity was 277 kg CO₂ eq/boe.

Abbildung 4: Durchschnittliche Methanintensität der Erdgasförderung (blaue Linie, rechte Achse) und EU-Importe (rote Balken, linke Achse) der wichtigsten Erdgaslieferanten in die EU 2019 (Quelle: Stern, 2020)²⁶

3.2 Aktuelle globale Energieszenarien

Die Internationale Energieagentur (IEA) geht davon aus, dass sich die Entwicklung der Erdgasnachfrage in traditionellen Erdgasmärkten in Europa und Asien (insbes. OECD-Länder Asiens) weiter von jüngeren Erdgasmärkten in Schwellenländern sowie im Fracking-Land USA entkoppeln wird. Während die Nachfrage in traditionellen Erdgasmärkten stagniert bzw. zurückgeht, wird für die nächsten Jahrzehnte in den Schwellenländern Asiens und in Nordamerika weiteres Wachstum vorhergesehen.²⁹ Das Wachstum würde durch die günstige Angebots- und Preisentwicklung sowie die bessere CO₂-Bilanz im Vergleich Kohle hervorgerufen. Bis 2040 würde der globale Erdgasverbrauch im Referenzszenario der IEA („Stated Policies Scenario“) um rund 30% im Vergleich zu 2019 steigen. Im klimafreundlicheren „Sustainable Development Scenario“ würde der Erdgasverbrauch bis 2040 zwar um 10% zurückgehen. Dieser Rückgang fällt aufgrund der Annahme der Verfügbarkeit der CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage, Kohlenstoffabscheidung und -speicherung) aber moderat aus. Im Vergleich zu früheren Vorhersagen (d.h. *World Energy Outlook* früherer Jahre) gehen die jüngsten Zahlen von einem leicht geringeren Nachfrageniveau und einem geringeren Wachstum bzw. stärkeren Rückgang aus, insbesondere im klimafreundlichen Szenario.

²⁹ IEA (2020): World Energy Outlook 2020. International Energy Agency, OECD, Paris.

Dabei muss berücksichtigt werden, dass die IEA in ihren Annahmen fossile Energieträger und Technologien bevorzugt und die Kostendegression im Erneuerbaren-Sektor nur mit großer Verzögerung von einigen Jahren aufgreift.³⁰ Die Schätzungen der IEA sind daher als obere Grenze für die künftige Nachfrage nach Erdgas anzusehen. Alternative Vorhersagen gehen von einem niedrigeren Erdgasverbrauch bzw. einem geringeren Anteil von Erdgas am zukünftigen Energiemix aus, da sowohl Erneuerbare als auch Energieeffizienz eine größer werdende Rolle übernehmen wie der Überblick von Ansari et al. (2020) zeigt.³¹ Je stringenter die Pariser Klimaziele eingehalten werden, umso geringer fällt i.d.R. in den Szenarien der Erdgasverbrauch aus, da Erdgas als fossiler Energieträger nur schwer mit einer Begrenzung der Emission von Treibhausgasen in Einklang gebracht werden kann.

Die großskalige Entwicklung von CCS, die im IEA „Sustainable Development Scenario“ wie auch in einigen anderen Szenarien, z.B. im Sachstandsbericht des IPCC³², für die Zukunft angenommen wird, muss überaus kritisch bewertet werden, da die Technologieentwicklung in den vergangenen Jahren trotz der Versprechungen vor mehr als einem Jahrzehnt nicht weitergekommen ist.³³ Darüber hinaus haben die Kostenreduktionen in der Erneuerbaren-Erzeugung mittlerweile Niveaus erreicht, die Erneuerbare gegenüber fossilen Energieträgern wettbewerbsfähig machen.³⁴

3.3 Aktuelle Energieszenarien für Europa

Die in den vergangenen Jahren für Europa bzw. die Europäische Union erstellten Szenarien der Energiesystementwicklung bis 2050 zeigen einen allgemeinen und eindeutigen Trend zur Elektrifizierung einer Vielzahl von Anwendungen der Energienachfrage und, damit verbunden, einen zwar variierenden, aber deutlichen Rückgang der Nutzung fossilen Erdgases. Beispielhaft sei hier auf die Szenarienwelten aus zwei EU-Forschungsprojekten (SET-Nav, openENTRANCE) sowie auf die Publikation „A Clean Planet for All“ der Europäischen Kommission (2018) hingewiesen.

³⁰ Siehe Neumann (2018): Stellungnahme zur Bedarfsbegründung im Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung und den Betrieb der Gasversorgungsleitung ‚Nord Stream 2‘ durch die Ostsee von der Narva-Bucht (RUS) nach Lubmin (DEU) im Abschnitt des deutschen Küstenmeeres, und Zitate darin.

³¹ Ansari, Holz, al-Kuhlani (2020): Energy Outlooks Compared: Global and Regional Insights. Economics of Energy and Environmental Policy, Vol. 9 (1), pp. 21-42.

³² IPCC (2014): Climate Change 2014. Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (eds. Pachauri, Meyer). IPCC, Geneva.

³³ Holz et al. (2018): Issue Paper on The Role for Carbon Capture, Transport and Storage in the Future Energy Mix. SET-Nav Paper, online verfügbar (www.set-nav.eu).

³⁴ IRENA (2020): Renewable Power Generation Costs 2019. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Im SET-Nav-Forschungsprojekt (2016-2019) wurden Modelle für alle relevanten Energieangebots- und -verbrauchssektoren zusammengebracht und für verschiedene Technologie- und Politikszenerarien gemeinsam genutzt.³⁵ Für den Erdgasverbrauch ergibt sich im Zug der weitgehenden Elektrifizierung ein starker Rückgang des Verbrauchs, um mindestens die Hälfte bis 2050, wahrscheinlicher aber um ca. 75%, also auf rund 100 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2050.³⁶ Diese würden überwiegend in der Industrie eingesetzt. Die EU-Kommission geht in ihren klimafreundlichen Szenarien von Ende 2018 („A Clean Planet for All“) von einem ähnlichen Bild aus, nämlich einem Rückgang des europäischen Erdgasverbrauchs um 60% bis 88% zwischen 2015 und 2050.³⁷

Die deutlich aktuelleren Szenarien des openENTRANCE-Forschungsprojekts (2019-2023) zeigen, dass angesichts weiter drastisch gesunkener Kosten für erneuerbare Stromerzeugung und erneuerbare Gasherstellung fossiles Erdgas bis 2050 unter bestimmten Voraussetzungen gar nicht mehr notwendig sein wird (Abbildung 5).³⁸ Bisherige Nutzungsbereiche von Erdgas können großteils elektrifiziert (z.B. Raumwärme, teilweise auch industrielle Wärmenutzung) oder durch erneuerbar hergestellte Gase (z.B. Wasserstoff) ersetzt werden. Aufgrund der großen Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von erneuerbar hergestelltem Wasserstoff sollte die direkte Nutzung des Stroms wo immer möglich bevorzugt werden.

³⁵ Crespo Del Granado et al. (2020): Energy Transition Pathways to a Low-carbon Europe in 2050: the Degree of Cooperation and the Level of Decentralization. *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 9 (1), pp. 121-135.

³⁶ Egging, Crespo del Granado, Holz, Kotek, Tóth (2019): The role of natural gas in an electrifying Europe. SET-Nav Issue Paper (www.set-nav.eu).

³⁷ EC (2018): A Clean Planet for All. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate-neutral economy. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. European Commission, COM(2018) 773 final, 28.11.2018, sowie das Begleitdokument “In-depth Analysis in Support of the Commission Communication COM(2018) 773”. Man beachte, dass das sog. Baseline-Szenario – als einziges Szenario – einen höheren Erdgasverbrauch vorsieht (Abb. 28, S. 81). Dieses wurde jedoch vom PRIMES-Modell vorgelegt, das mit den bereits bekannten systematischen Fehlern der Überschätzung konventioneller Energieerzeugungstechnologien und von CCS behaftet ist (siehe Neumann, 2018).

³⁸ Auer et al. (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. *Elektrotechnik & Informationstechnik* (2020) 137/7: 346–358.

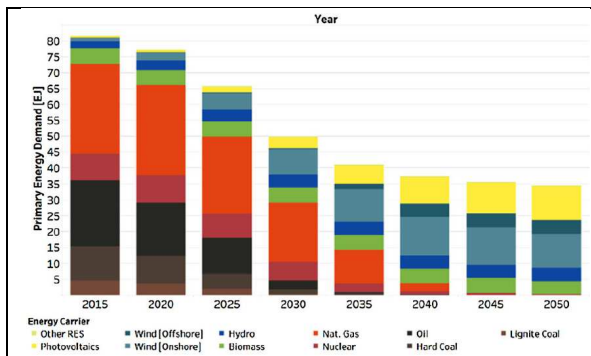


Fig. 3. Primary energy until 2050 (Societal Commitment)

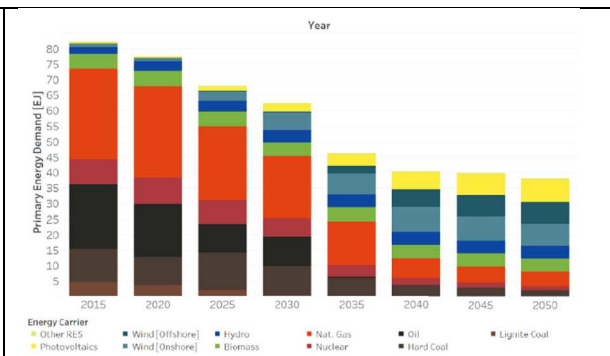


Fig. 11. Primary energy until 2050 (Techno-Friendly)

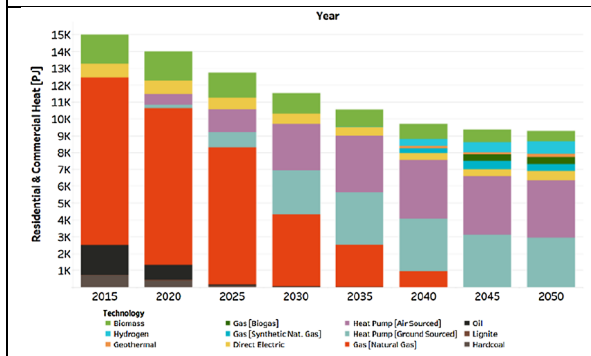


Fig. 7. Residential and commercial heating until 2050 (Societal Commitment)

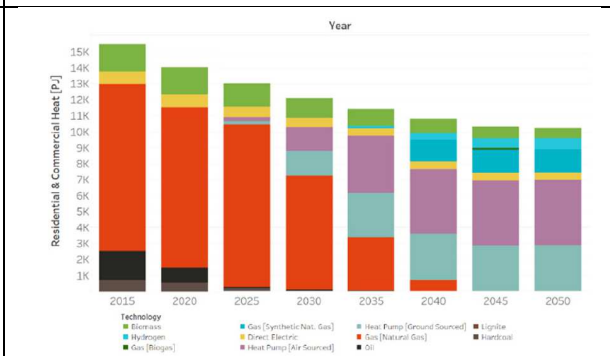


Fig. 15. Residential and commercial heating until 2050 (Techno-Friendly)

Abbildung 5: Szenarien für Primärenergieverbrauch und Wärmeerzeugung in Europa bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt (Erdgas-Anteil in rot, Quelle: Auer et al.)³⁸

3.4 Aktuelle Energieszenarien für Deutschland

Die Annahmen zum zukünftigen Gasverbrauch in Deutschland sind in verschiedenen Studien und Szenarien untersucht worden. Diese umfassen, anders als der bisherige Verbrauch, in aller Regel sowohl Erdgas als auch alternative Gase wie Wasserstoff. Die momentan verfügbaren Studien berücksichtigen noch nicht die von der EU verabschiedete Verschärfung der Klimaziele (s.o.), die einen stärkeren Rückgang in der Nutzung fossiler Energien für Strom und Wärme erforderlich macht.

Eine Metastudie des Umweltbundesamtes (UBA) hat vergleichend verschiedene Szenarien zur zukünftigen Gasnutzung betrachtet.³⁹ Berücksichtigt wurden dabei Entwicklungspfade, die mit den Klimaschutzzielen der Bundesregierung für 2030 vereinbar sind, jedoch unterschiedliche Treibhausgasemissionsziele für 2050 (minus 80% bzw. 95% gegenüber 1990) ansetzen. Allen Studien ist gemein, dass sie aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung von einem Rückgang

³⁹Wachsmuth et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Studie für das Umweltbundesamt, online verfügbar (https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf)

der Gasverbräuche insgesamt und des Erdgasverbrauchs im Besonderen ausgehen, wobei sich der Umfang dieses Rückgangs je nach Klimaziel erheblich unterscheidet (Abbildung 6). Je stärker die Treibhausgasemissionsreduktion, umso weniger kann fossiles Erdgas genutzt werden und umso mehr werden potenziell synthetische Gase (sog. E-Wasserstoff bzw. E-Methan aus der Elektrolyse von erneuerbarem Strom) zur Dekarbonisierung von nicht elektrifizierbaren Anwendungen gebraucht, z.B. im Verkehr und in einigen Industriesektoren.

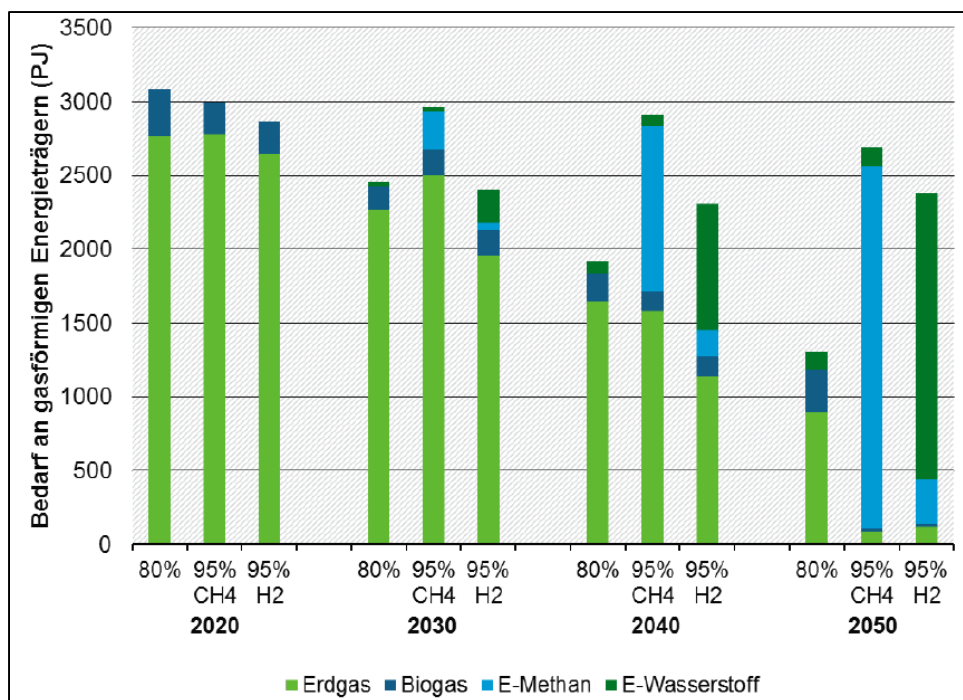


Abbildung 6: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in Deutschland im Vergleich von Szenarien mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 zwischen 80% und 95 % gegenüber 1990 (Quelle: Wachsmuth et al., 2019, S. 23)³³

3.5 Gase in der Energiewende

Fossiles Erdgas erhält in der politischen und wissenschaftlichen Debatte zunehmend Konkurrenz durch alternative, häufig regenerativ hergestellte Gase, wie Biogas und Wasserstoff (bzw. sog. E-Wasserstoff). Diese könnten für dieselben (z.B. Biogas) oder zumindest ähnliche Anwendungen wie Erdgas genutzt werden. Die Debatte ist erst am Anfang und es muss noch sichergestellt werden, dass insbesondere die synthetischen Alternativen (E-Wasserstoff, E-Methan) für fossiles Erdgas tatsächlich erneuerbaren Ursprungs sind. Die Europäische Kommission will dies

mit ihrer Hydrogen Strategy sicherstellen und die Bundesregierung mit einer Nationalen Wasserstoffstrategie.⁴⁰

Tatsächlich wird Wasserstoff heutzutage ausschließlich aus fossilen Energieträgern (insbesondere Erdgas über sog. Dampfreformierung) hergestellt, da dieser Prozess deutlich günstiger ist als die Elektrolyse von (erneuerbarem) Strom. Außerdem kann für die Elektrolyse auch nicht-erneuerbarer Strom genutzt werden; in Russland wird beispielsweise die Nutzung von Atomstrom vorgeschlagen.

In jüngster Zeit ist, insbesondere von deutschen Politikern, diskutiert worden, ob Erdgasinfrastruktur (Pipelines, LNG-Terminals, Erdgasspeicher) in Wasserstoffinfrastruktur umgewidmet werden könnte. Wenn der Wasserstoff aus der Elektrolyse von erneuerbarem Strom kommt, würde aus der fossilen Infrastruktur eine erneuerbare, klimafreundliche Infrastruktur werden können. Dabei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass sich Wasserstoff und Erdgas in ihren chemischen Eigenschaften erheblich unterscheiden. Daher ist eine Umstellung der Infrastruktur tatsächlich nicht möglich.⁴¹

Alternativ wird in der energiewirtschaftlichen Forschung eine Weiterverarbeitung des E-Wasserstoffs in E-Methan diskutiert. E-Methan und Erdgas sind weitgehend dasselbe, nämlich hauptsächlich Methan, und daher wäre die bestehende Infrastruktur durch E-Methan nutzbar. Allerdings ist der zusätzliche Verarbeitungsschritt sehr energieintensiv und teuer.⁴² Die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Herstellung von E-Methan ist daher kritisch zu bewerten.

3.6 Zwischenfazit

Die Nutzung von Erdgas ist mit den beschlossenen Klimazielen Deutschlands und der Europäischen Union nicht vereinbar und muss in naher Zukunft deutlich zurückgefahren werden. Jede neue Infrastruktur für Erdgas erhöht das Risiko des sogenannten fossilen Lock-Ins, d.h. es wird aufgrund der Trägheit und Pfadabhängigkeit im Energiesystem schwieriger, die bisherige Abhängigkeit von klimaschädlichen fossilen Energieträgern zu verringern. Für das Erreichen der Klimaziele ist das Überwinden der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern jedoch unabdingbar.⁴³

⁴⁰ EC (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2020) 301 final. ; Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

⁴¹Cerniauskas, Chavez Junco, Grube, Robinius, Stolten (2020): Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, no. 21.

⁴² Thema, Bauer, Sterner (2019): Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 112.

⁴³ Hirschhausen, Kemfert, Präger (2020): Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation towards Decarbonization. DIW Discussion Paper 1892, DIW Berlin, Berlin.

Mit der Förderung, dem Transport und der Nutzung von Erdgas sind Methanemissionen assoziiert, die den Treibhausgaseffekt von Erdgas unter ungünstigen Umständen sogar höher als den von Kohle machen. Methan hat einen deutlich stärkeren Treibhausgaseffekt als Kohlendioxid, insbesondere in der kurzen Frist, was angesichts der bereits fortgeschrittenen Ansammlung von Treibhausgasen in der Atmosphäre im ungünstigen Fall das Erreichen von Kippunkten im Klimasystem beschleunigen kann. Die von der Europäischen Kommission vorbereitete Methanstrategie soll die Methanemissionen im Erdgassektor reduzieren. Bis zu einer fundierten Beurteilung der Methanemissionen in konkreten Lieferketten sind aber noch die technischen und rechtlichen Voraussetzungen in der Messung/Berechnung, Erfassung und Zertifizierung zu schaffen. Bis dahin ist auch keine gesicherte Beurteilung möglich, ob Erdgaslieferungen aus dem Nord Stream oder dem Nord Stream 2 Projekt weniger Methan- oder Treibhausgasemissionen freisetzen als Lieferungen aus anderen Quellen.

Erdgas wird in der mittleren und langen Frist durch andere Energieformen abgelöst werden. Dabei wird ein Großteil der bisherigen Erdgasnutzungen auf erneuerbaren Strom umgestellt werden („Elektrifizierung“). In Sektoren, in denen dies nicht möglich ist, könnten regenerativ erzeugte Gase wie E-Wasserstoff und E-Methan zur Anwendung kommen, z.B. in einigen Sektoren der (Schwer-) Industrie oder im Flugverkehr. Eine weiträumige Nutzung von Wasserstoff in allen bisherigen Nachfragesektoren von Erdgas ist ökonomisch nicht geboten, da die Nutzung von Strom deutlich günstiger ist. Außerdem ist bisher nicht gesichert, dass Wasserstoff nicht wie bisher aus fossilen Quellen (durch Erdgas-Dampfreformierung) erzeugt wird, da dieser Prozess deutlich günstiger als die Herstellung per Elektrolyse aus (erneuerbarem) Strom ist. Auf eine spätere Umwidmung von Erdgasinfrastruktur wie dem Nord Stream 2 Projekt in Infrastruktur für (erneuerbaren) Wasserstoff zu verweisen, ist angesichts der unterschiedlichen Eigenschaften von Methan und Wasserstoff unfundiert und wird technisch voraussichtlich nicht oder nur mit erheblichem Aufwand / Kosten machbar sein.

4 Abschließendes Fazit

Es besteht weder kurz- noch langfristig eine Deckungslücke in Deutschland und Europa, die die Inbetriebnahme des Nord Stream 2 Projekts notwendig macht. Kurzfristig stehen ausreichend Pipeline-, Flüssiggas- und Speicherkapazitäten zur Verfügung. Für weitere Lieferungen aus Russland stehen freie Kapazitäten im Ukraine-Transit zur Verfügung. Mittel- bis langfristig wird die Nutzung von fossilem Erdgas in Europa im dekarbonisierten Energiesystem und klimaneutralen Wirtschaftssystem deutlich zurückgehen.

Für die verbleibende Nutzungsdauer von Erdgas sind ausreichend Importinfrastrukturen in Form von Pipelines und LNG-Häfen in Europa und Deutschland vorhanden. Aufgrund der vielfältigen Redundanzen im europäischen Erdgasnetz können auch einzelne Lieferengpässe oder Nachfragespitzen ausgeglichen werden. Das Nord Stream 2 Projekt ist daher aus energiewirtschaftlicher Perspektive nicht nötig.

Aus Klimasicht kann ein kurzfristiger Vorteil von Erdgaslieferungen über Nord Stream 2 gegenüber anderen Quellen (z.B. LNG) aufgrund der unklaren Datenlage der Lieferkettenemissionen nicht belegt werden. Vielmehr vergrößert sich mit jedem weiteren Erdgasprojekt das Risiko eines fossilen „Lock-Ins“ und einer Verzögerung der Umsetzung der Energiewende. Erdgasinfrastrukturprojekte widersprechen daher den Klimazielen der deutschen Bundesregierung und der Europäischen Union.