

»» Erdgas als Brücke auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland – eine Neubewertung

Nr. 442, 24. November 2023

Autorin: Anke Brüggemann, Telefon 069 7431-1736, anke.brueggemann@kfw.de

Der vollständige Stopp russischer Pipelinegaslieferungen nach Deutschland markiert eine Zäsur für die deutsche Energieversorgung und macht auch eine Neubewertung der Brückenfunktion von Erdgas auf dem Weg zur Klimaneutralität erforderlich. Erdgas ist zwischenzeitlich knapp und teurer geworden. Die Brückenfunktion bezieht sich darauf, dass Erdgas für eine Übergangszeit CO₂-intensivere fossile Energieträger wie Kohle ersetzen soll, bis ausreichende Mengen an erneuerbaren Energien und klimaneutraler Wasserstoff zu Verfügung stehen.

Eine von KfW Research beauftragte Studie der Prognos AG zeigt, dass mit dem geplanten Ausbau der LNG-Infrastruktur die deutsche Erdgasversorgung langfristig gesichert werden kann. Allerdings ist weiterhin Achtsamkeit mit Blick auf den nächsten Winter angesagt. Sabotageakte oder Schäden an der europäischen Gasinfrastruktur, unvorhergesehene Kälteperioden oder ein Stopp aller Gaslieferungen aus Russland nach Europa könnten die Lage nochmals schwieriger gestalten. Relevant für die LNG-Versorgung Deutschlands ist neben dem Aufbau der heimischen Infrastruktur auch die Verfügbarkeit des benötigten LNG auf dem Weltmarkt. Hinsichtlich der weltweiten Versorgungssituation zeigen alle in der Studie entwickelten Szenarien, dass es weiterhin mindestens in den Jahren 2023 und 2024 einen starken Wettbewerb um die verfügbaren LNG-Mengen geben könnte. Unter Berücksichtigung aller Worst-Case-Szenarien ist spätestens ab 2026 mit einer Entspannung bei der Gasverfügbarkeit zu rechnen. Gleiches gilt für die Entwicklung der Gaspreise. Die Gaspreise werden wohl auf absehbare Zeit – trotz des deutlichen Rückgangs im laufenden Jahr – über dem Niveau vor Beginn der Energiepreiskrise liegen, da russisches Pipelinegas vor allem durch importiertes Flüssiggas ersetzt wird. Dieses ist durch den notwendigen Verflüssigungsprozess, die Verschiffung und die Regasifizierung teurer.

Risiken durch einseitig hohe Abhängigkeiten beim Import von fossilen Energieträgern sowie der veränderte Preisverlauf von Erdgas haben die Dringlichkeit der grünen Transformation in Deutschland erhöht. Der massive Ausbau von erneuerbaren Energien sowie das konsequente Vorantreiben der Energieeffizienz gelten als zentrale Strategien für die Energiesicherheit Deutschlands und die Bezahlbarkeit von Energie – und ebnen gleichzeitig den Pfad hin zur Klimaneutralität. Die nach Beginn der Energiekrise von der Politik eingeleiteten klimapolitischen Maßnahmen lassen einen schnelleren Rückgang des Erdgas-

bedarfs in Deutschland erwarten. Die Brücke Erdgas wird insofern deutlich schmaler, sie fällt aber nicht weg. Insbesondere für den Energiesektor und die Grundstoffindustrie bleibt die Brückenfunktion von Erdgas von Bedeutung. Erdgaskraftwerke sollen zum einen kurzfristig klimaschädlichere Kohlestrommengen substituieren, bis genügend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Zum anderen sollen sie übergangsweise das Stromsystem mit ihrer flexibel steuerbaren Leistung in Perioden mit niedriger erneuerbaren Stromeinspeisung und hohem Stromverbrauch stützen. Perspektivisch müssen diese Back-up-Kraftwerke fossilfrei mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden. In der Stahlindustrie ermöglicht Erdgas beispielsweise einen schnellen Einstieg in klimafreundliche Produktionsverfahren, bis klimaneutraler Wasserstoff in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht (Ersatz der kohlebasierten Hochofenroute durch das Direktreduktionsverfahren).

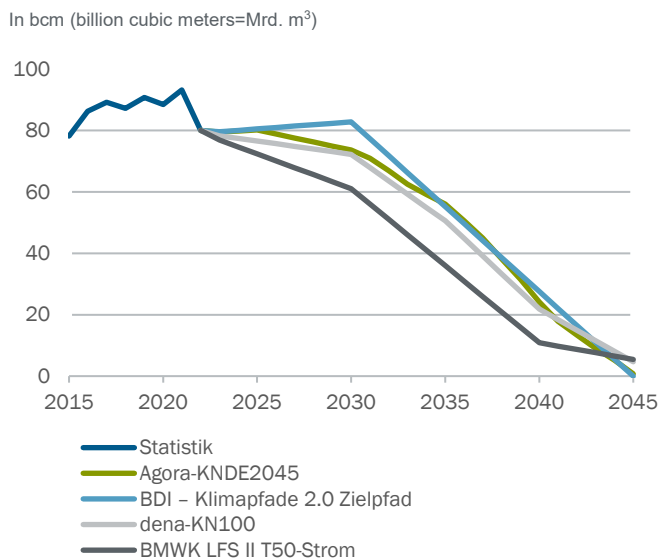
Durch den deutschen Bezug von LNG anstelle von Pipelinegas ändert sich die THG-Bilanz Deutschlands kaum, da ein Großteil der Vorkettenemissionen gemäß dem Quellprinzip den Exportländern zugeordnet wird. Mit Blick auf die Auswirkungen auf den globalen THG-Ausstoß bleibt festzuhalten: Zwar sind die Vorkettenemissionen beim Bezug von LNG deutlich höher als z. B. bei Pipelinegas aus Norwegen; russische Pipeline-Gaslieferungen weisen jedoch aufgrund des bisher unterschätzten Methanschlupfs ähnlich hohe THG-Emissionen wie LNG auf.

Je schneller die grüne Transformation gelingt, desto weniger Erdgas wird die deutsche Wirtschaft benötigen. Deshalb sind Maßnahmen, die die grüne Transformation in Deutschland beschleunigen, solche, die die Brücke Erdgas schlanker werden lassen. Zentrale Gelingensbedingungen der Transformation sind (a) ein angemessenes Risiko-Rendite-Profil für die notwendigen Investitionen, (b) ein passender Instrumentenmix zur Finanzierung der Investitionen, (c) die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, (d) die langfristige Sicherung des Zugangs zu Rohstoffen und Produktionskapazitäten, die für die Bereitstellung von strategisch relevanten Transformationstechnologien benötigt werden, sowie (e) eine Qualifizierungsoffensive für die erforderlichen Fachkräfte.

Russischer Angriffskrieg auf die Ukraine macht Neubewertung der Brückenfunktion von Erdgas erforderlich

Die im Jahr 2021 – also vor dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine – vorgelegten großen Studien, die Transformationspfade für ein klimaneutrales Deutschland aufzeigen, weisen dem Energieträger Erdgas eine wichtige Brückenfunktion beim Übergang von einer fossilen zu einer klimaneutralen Energieversorgung zu. Diese Brückenfunktion bezieht sich darauf, dass Erdgas für eine Übergangszeit CO₂-intensivere fossile Energieträger wie Kohle ersetzen soll, bis ausreichende Mengen an erneuerbaren Energien und klimaneutraler Wasserstoff zur Verfügung stehen. Grafik 1 skizziert für vier ausgewählte Klimaneutralitätsszenarien den erwarteten Erdgasbedarf für Deutschland im Zeitablauf. Demnach gehen die Szenarien noch von einem relativ hohen Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2030 aus. Erst danach zeigt sich ein starker Rückgang des Erdgaseinsatzes, der für die Erreichung des Klimaneutralitätsziels 2045 unerlässlich ist.

Grafik 1: Vergleich des Gasbedarfs in Deutschland aus ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien vor der Energiekrise



Quellen: Prognos (2023) auf Basis von Agora Energiewende (2021), BDI (2021), dena (2021), BMWK (2021).¹

Erdgas tritt als Brücke vor allem im Umwandlungssektor auf: In den meisten Klimaneutralitätsszenarien nimmt die Stromerzeugung aus Erdgas bis 2030 zu. Erdgaskraftwerke sollen zum einen klimaschädlichere Kohlestrommengen substituieren, bis genügend Strom aus erneuerbaren Energien (EE) zur Verfügung steht. Zum anderen sollen sie das Stromsystem mit ihrer flexibel steuerbaren Leistung in Perioden mit niedriger Stromerzeugung aus EE und hohem Stromverbrauch stützen. Perspektivisch sollen diese Back-up-Kraftwerke fossilfrei mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden. Für die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr werden in den Szenarien dagegen bereits bis 2030 überwiegend ambitionierte Reduktionspfade für Erdgas angenommen. Allerdings sind diese Minderungspfade von einer starken Elektrifizierung abhängig (z. B. Wärmepumpen für die Beheizung von Gebäuden, Herstellung von Prozesswärme mit Strom statt Erdgas), wodurch mit Zunahme des Stromverbrauchs die Bedeutung von Erdgas als Brücke im Umwandlungssektors weiter ansteigt.

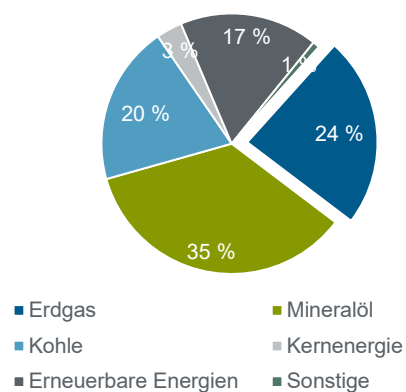
Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine markiert eine Zäsur für die deutsche Energieversorgung. Infolge des vollständigen Lieferstopps für russisches Pipelinegas sieht sich Deutschland mit drohenden Engpässen bei der Erdgasversorgung und gestiegenen Gaspreisen konfrontiert. Dies macht auch eine Neubewertung der Brückenfunktion von Erdgas, wie sie in den Klimaneutralitätsszenarien vorgesehen ist, erforderlich. Vor diesem Hintergrund hat KfW Research eine Studie in Auftrag gegeben, die Antworten auf folgende Fragestellungen geben soll: Wird Erdgas auf Dauer teuer und knapp bleiben? Kann die Brückenfunktion von Erdgas auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland angesichts der neuen geopolitischen Lage aufrechterhalten werden? Welche alternativen Strategien zur „Brücke“ Erdgas sind möglich, um das deutsche Treibhausgasminderungsziel 2030 bei weiter hoher Energieversorgungssicherheit erreichen zu können? Welche Auswirkungen hat die Gaskrise auf den Treibhausgasausstoß in Deutschland? Die zentralen Ergebnisse dieser Studie² ergänzt um eigene Analysen werden im Folgenden kompakt dargestellt.

Gasmangellage im letzten Winter dank Gaseinsparungen und Diversifizierung der Bezugsquellen verhindert

Erdgas spielt derzeit noch eine bedeutende Rolle für die deutsche Energieversorgung. Rund ein Viertel des gesamten deutschen Primärenergieverbrauchs entfielen im Jahr 2022 auf diesen Energieträger (Grafik 2). Dabei ist die Industrie der größte einzelne Verbrauchssektor mit einem Anteil von rund 36 % am gesamten Erdgasverbrauch, gefolgt von den privaten Haushalten (32 %) und dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (13 %), wo Erdgas vornehmlich für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden genutzt wird. Für die Stromerzeugung wurden 12 % des Gasverbrauchs benötigt, 6 % entfielen auf die Erzeugung von Fernwärme. Im Verkehrssektor spielt Erdgas nahezu keine Rolle. Verglichen mit dem Vorjahr nahm der deutsche Erdgasverbrauch im Jahr 2022 um 15,7 % ab und ist damit auf ein Verbrauchsniveau zurückgefallen, das zuletzt in den Jahren 2014/2015 zu beobachten war. Stark gestiegene Erdgaspreise und die intensive öffentliche Diskussion über notwendige Einsparungen beim Erdgasverbrauch zur Abwendung einer Versorgungskrise sind wesentliche Gründe für diesen starken Rückgang.³

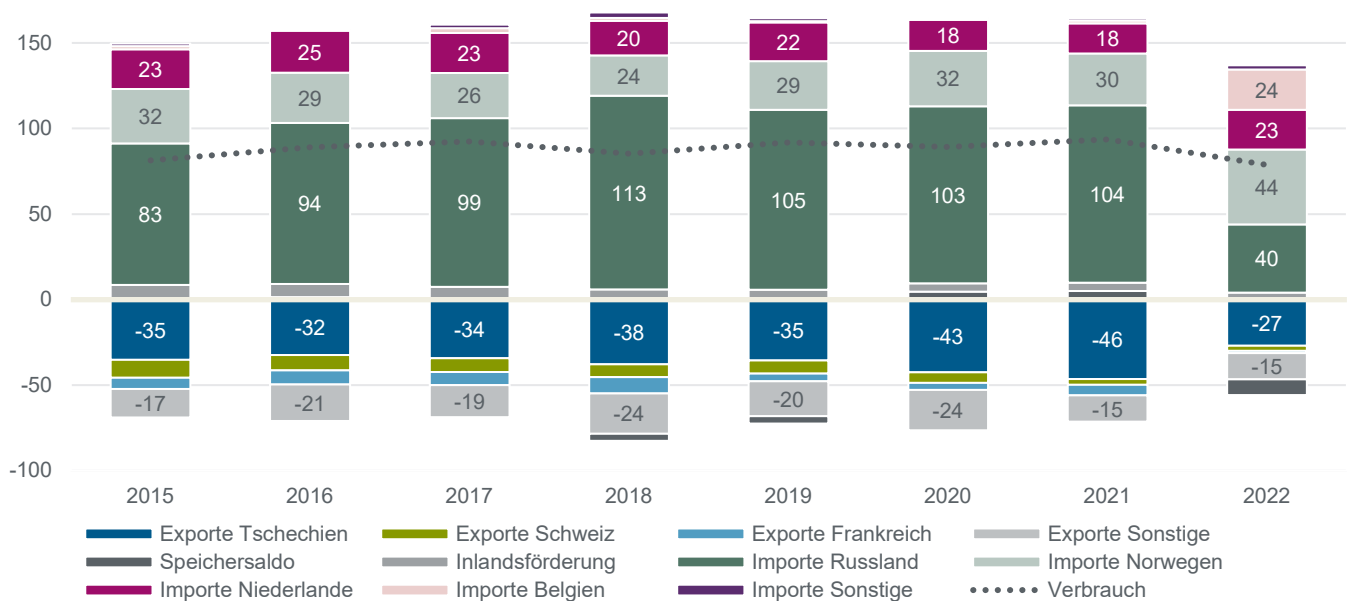
Grafik 2: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2022

Gesamt: 11.769 Petajoule



Quelle: AG Energiebilanzen e.V (2023).

Grafik 3: Entwicklung der Gasbilanz für Deutschland, 2015 bis 2022

In bcm (billion cubic meters=Mrd. m³)

Quellen: Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023), BNetzA (2023), ENTSOG (2023).

Zur Deckung seines Erdgasbedarfs ist Deutschland in hohem Maße von Gasimporten abhängig. Die inländische Förderung von Erdgas deckte 2022 nur rund 5,5 % des deutschen Erdgasverbrauchs ab.⁴ Wichtigstes Herkunftsland für Deutschlands Gasimporte vor dem Ukraine-Krieg war Russland. Im Jahr 2021 entfielen noch rund zwei Drittel aller deutschen Gaseinfuhren auf Russland (vgl. Grafik 3). Nach dem Stopp von Gaslieferungen über die Pipeline Nord Stream 1 sowie die anderen Grenzübergangspunkte (Mallnow, Waidhaus) liefert Russland seit September 2022 kein Erdgas mehr nach Deutschland. Dies hat erhebliche Turbulenzen am europäischen Gasmarkt verursacht. Dank der Diversifizierung der Gasbezugsquellen, beträchtlicher Erdgaseinsparungen von Unternehmen und Haushalten sowie der milden Witterung konnte eine Gasmangellage in Deutschland im letzten Winter vermieden werden. Die ausbleibenden Gaslieferungen aus Russland konnten teilweise durch Erhöhung der Importe von Pipelinegas aus Norwegen und zusätzliche Flüssiggaslieferungen (LNG=Liquified Natural Gas) vom Weltmarkt über die LNG-Importhäfen in den Niederlanden, Belgien und Frankreich und anschließende Einspeisung in das deutsche Pipelinegasnetz kompensiert werden. Dabei waren die USA im Jahr 2022 der größte LNG-Einzelexporteur für die EU-27 (Anteil von 25 % an den gesamten LNG-Lieferungen).

Zudem ist Deutschland ein wichtiges Transitland für den paneuropäischen Gashandel. Aufgrund der Verknappung des Gasangebots durch den russischen Gaslieferstopp gingen im letzten Jahr die Transitmengen im Vorjahresvergleich um rund ein Drittel zurück. Die meisten Exporte aus Deutschland erhielten im Jahr 2022 Tschechien (56 %), Österreich (17 %) und die Schweiz (6 %).⁵

Aufbau der LNG-Infrastruktur sichert deutsche Gasversorgung, allerdings weiterhin Achtsamkeit mit Blick auf den nächsten Winter angesagt

Vor dem Hintergrund, dass Russland auf lange Sicht als verlässlicher Gaslieferant ausfällt und die Möglichkeiten zur Erhöhung von Pipelinegasimporten aus anderen Ländern – beispielsweise aus Norwegen – begrenzt sind, wurde die politische Entscheidung getroffen, in Deutschland eine eigene Infrastruktur zur Anlandung von LNG-Gas aufzubauen. Damit sollen einseitige Abhängigkeiten bei der Gasversorgung überwunden und die Energiesicherheit Deutschlands erhöht werden. Stand Juni 2023 sind in Deutschland acht schwimmende Flüssigerdgasterminals (FSRU=Floating Storage and Regasification Unit) und drei feste Onshore-Terminals geplant, davon sind bereits drei FSRU (in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin) mit einer Kapazität von zusammen 13,5 Mrd. m³ in Betrieb (vgl. Tabelle 1). Seit der Inbetriebnahme der ersten FSRU in Wilhelmshaven im Dezember 2022 ist Deutschland nunmehr in der Lage, direkt LNG zu importieren. Vorgesehen ist, dass die drei FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven II so lange betrieben werden, bis die dortigen festen LNG-Terminals in Betrieb gehen. Werden die in Deutschland geplanten LNG-Terminals (Onshore/FSRU) wie dargestellt realisiert, erreicht Deutschland im Jahr 2027 eine maximale jährliche LNG-Regasifizierungskapazität von 54 Mrd. m³. Diese setzt sich aus der Summe der FSRU-Kapazität von 20 Mrd. m³ und der landseitigen Onshore-Kapazität von 34 Mrd. m³ zusammen.⁶ Für den Winter 2023/24 wird aus heutiger Sicht mit einer installierten LNG-Importkapazität von 37 Mrd. m³ gerechnet. Zum Vergleich: es wurden vor dem Beginn der Krise jährlich ca. 40–50 Mrd. m³ Erdgas aus Russland importiert, die in Deutschland verblieben. Die geplante LNG-Infrastruktur ermöglicht damit in den nächsten Jahren eine vollständige Substitution der russischen Pipelinegaslieferungen.

Tabelle 1: Geplante LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland (Stand Juni 2023)

Terminal-Typ	Standort	Startdatum	Kapazität in Mrd. m ³	Laufzeit in Jahren*	Betreiber	Beteiligung Staat
FSRU	Wilhelmshaven I	Dez 22	5	10	Deutsche EnergyTerminal GmbH	x
	Wilhelmshaven II ¹	Jan 24	4.5	2	Deutsche Energy Terminal GmbH	x
	Brunsbüttel I ^{1,3}	Feb 23	7.5	4	Deutsche Energy Terminal GmbH	x
	Stade I	Jan 24	5	3	Deutsche Energy Terminal GmbH	x
	Lubmin I	Jan 24	5	10	Deutsche Energy Terminal GmbH	x
	Lubmin II ⁴	Jan 23	10	8	Deutsche ReGas	Privat
Onshore	Wilhelmshaven III ²	2026	11	20	E.ON, TES, Engie	Privat
	Brunsbüttel II	2027	10	20	Gasunie, RWE, KfW	x
	Stade II	2027	13	20	Hanseatic Energy Hub	Privat

1) FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven II laufen bis zur Inbetriebnahme des festen Onshore LNG-Terminals

2) Zusätzliches Grüngastterminal geplant, aber in dieser Tabelle nicht aufgenommen

3) Startkapazität von 3,5 bcm. Nach Fertigstellung der neuen Anbindungsleistung Ende 2023 ist eine volle Auslastung der Kapazität von 7,5 bcm möglich.

4) Startkapazität von 5 bcm in 2023, Ausweitung auf 10 bcm ab 2024

* Von Prognos unterstellte Laufzeiten.

Quelle: Prognos (2023) auf Basis von FNB-Gas (2022), BMWK-Bericht zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals (2023).

In der Studie erstellte Szenarien für die Entwicklung des Gasbedarfs und der Gasversorgung zeigen, dass mit dem geplanten Ausbau der LNG-Infrastruktur die deutsche Erdgasversorgung langfristig gesichert werden kann. Auch die aktuelle Versorgungslage mit Erdgas in Deutschland hat sich seit dem Herbst 2022 deutlich entspannt, was sich in einem hohen Füllstand der Gasspeicher widerspiegelt (Stand 17.11.2023: 100 %). Gleichwohl bleibt die Vorbereitung auf den Winter 2023/2024 eine zentrale Herausforderung.⁷ Sabotageakte oder Schäden an der europäischen Gasinfrastruktur, unvorhergesehene Kältewellen oder ein Stopp aller Gaslieferungen aus Russland nach Europa könnten die Lage nochmals schwieriger gestalten. So würde gemäß Prognos-Analyse beispielsweise die Versorgungssicherheit Deutschlands im Jahr 2023 kurzfristig gefährdet, wenn die deutsche Gasnachfrage wieder auf das Vorkrisenniveau ansteigen würde und gleichzeitig durch einen Stopp der noch verbleibenden russischen Pipelinegaslieferungen nach Europa (über Ukraine-Transit, TurkStream-Pipeline) die Notwendigkeit bestünde, osteuropäische Länder durch zusätzliche LNG-Transite über Deutschland mitzuversorgen. In einem Extremszenario, in dem neben dem vollständigen Wegfall russischer Pipelinegaslieferungen nach Europa zusätzlich die größte Pipelineverbindung zwischen Norwegen und Deutschland ausfiele, könnte sogar bis 2025 in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen. In diesem Fall würde es weitergehender erheblicher Gaseinsparungen bedürfen. Erst ab dem Jahr 2026 könnte dann mit der Inbetriebnahme weiterer geplanter LNG-Importterminals die Lücke geschlossen werden. Der Eintritt dieses Extremszenarios mit dem Ausfall einer Pipeline hat unter dem Eindruck vergangener Ereignisse mit der Sprengung der Nord Stream I und II-Pipelines eine gewisse Wahrscheinlichkeit, wobei allerdings auch eine anschließende schnelle Instandsetzung der Pipeline im Interesse aller Beteiligten wäre.

Geplante Nachnutzung von festen LNG-Terminals für die Anlandung von klimaneutralem Wasserstoff und seinen Derivaten beugt „stranded investments“ vor

Die Dimensionierung des Ausbaus der LNG-Infrastruktur, wie sie derzeit vom Bund geplant ist, orientiert sich nicht allein am mittleren prognostizierten deutschen Erdgasbedarf, sondern dient durch Bildung eines Risikopuffers auch der Absicherung gegenüber unvorhersehbaren Ereignissen. Ziel ist die

Stärkung der Resilienz der deutschen und europäischen Energieversorgung. Indes kann es selbst in dem oben beschriebenen Extremszenario zu Überkapazitäten bei den Onshore-LNG-Terminals spätestens ab 2033 kommen, da langfristig aufgrund der Klimaschutzbemühungen von einem Rückgang der Erdgasnachfrage auszugehen ist.

Um „stranded investments“ vorzubeugen, sieht das im Juli 2023 novellierte LNG-Beschleunigungsgesetz daher vor, dass landgebundene LNG-Terminals bereits im Genehmigungsverfahren den Nachweis von „green readiness“ erbringen müssen.⁸ Dadurch soll eine Nachnutzung der Terminals für die Anlandung von klimaneutralem Wasserstoff oder seine Derivate ermöglicht und der Aufbau einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur unterstützt werden. Hierzu sind Anlagenkomponenten bereits von Anfang an so zu konzipieren, dass sie für eine spätere Umrüstung auf Wasserstoff oder seinen Derivate geeignet sind. Eine Studie des Fraunhofer ISI hat die Nachnutzungsmöglichkeiten von LNG-Terminals für den Import von grünem Ammoniak untersucht. Gemäß Schätzungen dieser Studie können 70 % der ursprünglichen Investitionen in LNG-Terminals für den Import von Ammoniak nachgenutzt werden. Dabei ist zu beachten, dass keine Nickel-, Kupfer- oder Zinkverbindungen in Tanks oder Anlagen, die mit Ammoniak später in Berührung kommen, verwendet werden. Da Ammoniak schwerer als LNG ist, sind zudem die Fundamente für die späteren schweren Lasten auszulegen. Die zusätzlichen Kosten, um ein LNG-Terminal Ammoniak-ready zu machen, werden auf ca. 7–12 % der Investitionsausgaben geschätzt.⁹

Die Gefahr von Lock-in-Effekten in Form von höheren CO₂-Emissionen durch den Aufbau einer LNG-Infrastruktur in Deutschland schätzt Prognos als eher gering ein, sofern an einer konsequenten Klimaschutzpolitik festgehalten wird.¹⁰ In Übereinstimmung mit dem deutschen Ziel, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, hat der Gesetzgeber im LNG-Beschleunigungsgesetz vorsorglich festgelegt, dass für die festen LNG-Terminals ein Betrieb mit verflüssigtem Erdgas bis maximal Ende 2043 genehmigt werden kann und ein anschließender Weiterbetrieb der Terminals nur für klimaneutralen Wasserstoff und seine Derivate zulässig ist. Deutlichere Risiken für Lock-ins gehen allerdings von der Erschließung zusätzlicher Gasfelder im Ausland für die Belieferung von

Europa aus. Bei einmal erschlossenen Feldern besteht bei den Betreibern ein erheblicher Anreiz, diese unabhängig von den globalen Klimaschutzbemühungen möglichst lange auszulasten. Europäische Klimapolitik hat hierauf keine oder nur sehr eingeschränkte Einflussmöglichkeiten.¹¹

In den Jahren 2023 und 2024 noch starker Wettbewerb um verfügbare LNG-Mengen auf dem Weltmarkt zu erwarten

Relevant für die LNG-Versorgung Deutschlands in den kommenden Jahren ist neben dem Aufbau der heimischen LNG-Infrastruktur auch die Verfügbarkeit des benötigten LNG auf dem Weltmarkt. Vor diesem Hintergrund skizziert die Prognose-Studie Szenarien zur Entwicklung des weltweiten LNG-Angebots und der globalen LNG-Nachfrage. Hinsichtlich der weltweiten Versorgungssituation zeigt sich, dass in allen Szenarien in den Jahren 2023 und 2024 ein starker Wettbewerb um die verfügbaren LNG-Mengen anhalten könnte. Bei einer Nachfrageentwicklung, bei der weltweit keine weiteren politischen Maßnahmen zur Treibhausgasminimierung – und damit zu einer Verringerung des Erdgasverbrauchs – als die bereits ergriffenen umgesetzt werden (IEA-Szenario STEPS), kann die weltweite LNG-Nachfrage ab 2025 durch die Inbetriebnahme neuerer Verflüssigungskapazitäten, die derzeit im Bau sind oder für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde, vollständig gedeckt werden. Bei einer Nachfrageentwicklung, bei der zusätzliche Treibhausgasminimierungsmaßnahmen von einzelnen Ländern zur Erreichung ihrer Klimaneutralitätsziele ergriffen werden (IEA-Szenario APS), kann die komplette Nachfrage bereits ab 2024 – allerdings sehr knapp – bedient werden. Ein Extremszenario für die weltweite LNG-Versorgungssituation wäre, wenn weder Russland Europa mit Pipelinegas beliefern noch der von Russland angekündigte Erweiterungsbau der Pipeline Power of Siberia 1 und der Bau der Power of Siberia 2 für zusätzliche Pipeline-Gasexporte nach Asien realisiert würden, und sich gleichzeitig die Nachfrage entsprechend dem STEPS-Szenario entwickelt. In diesem Szenario könnte es erst ab 2026 zu einer Entspannung auf dem Weltmarkt für LNG kommen.

Die Analyse zeigt darüber hinaus: Insbesondere Länder der EU-27 und Asien-Pazifik stehen heute und in Zukunft im direkten Wettbewerb um die verfügbaren LNG-Mengen, wie es bereits im Jahr 2022 auf dem LNG-Markt zu beobachten war. In allen anderen Weltregionen übersteigt die regionale Erdgasproduktion langfristig den Importbedarf.

Gaspreise seit Beginn der Energiekrise deutlich gesunken, aber absehbar höher als das Vorkrisenniveau

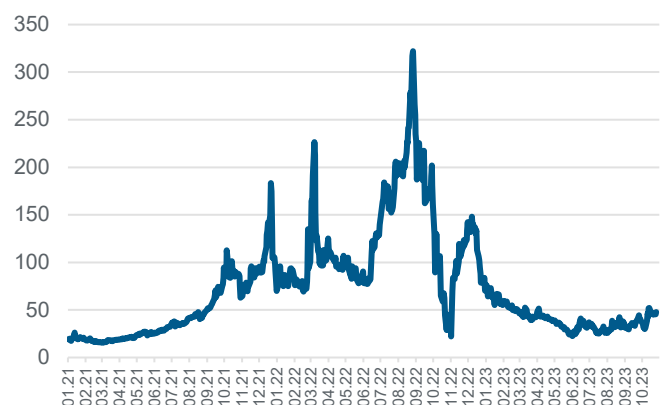
Derzeit ist eine Prognose der Gaspreise mit großen Unsicherheiten verbunden. Nachdem der europäische Großhandelspreis für Erdgas Anfang September 2022 infolge des russischen Lieferstopps über die Pipeline Nord Stream 1 in der Spitze bis auf über 300 EUR/MWh angestiegen war, hat sich der Gaspreis im bisherigen Verlauf des Jahres 2023 inzwischen wieder auf 30–50 EUR/MWh eingependelt (Grafik 4). Damit liegt der Preis immer noch höher als in den Jahren 2010 bis 2019 (15–25 EUR/MWh). Für die zukünftige Entwicklung hängt die Höhe des Gaspreises insbesondere von der Nachfrageentwicklung und der Liquidität des LNG-Marktes ab. Bei einer weiterhin sehr hohen und konstanten weltweiten Nachfragereduktion, wie es derzeit der Fall ist, wird in den von

Prognos erstellten Preisszenarien erwartet, dass der Gaspreis auf dem derzeitigen Preisniveau verharrt. Sollte sich weltweit wieder eine hohe Gasnachfrage ab dem Winter 2023 einstellen, ist damit zu rechnen, dass der Gaspreis dann wieder steigt (in der Spitze bis auf 70 EUR/MWh) und erst wieder durch eine deutliche Ausweitung des LNG-Angebots im Jahr 2026 eine Entspannung auftritt.

Als Untergrenze des Gaspreises werden in Zukunft, wie bereits im Jahr 2022 gesehen, sehr wahrscheinlich LNG-Lieferungen die Preissetzer sein. Da beim LNG verglichen mit dem Bezug von Pipelinegas neben den reinen Beschaffungskosten zusätzlich Kosten für Verflüssigung, Schifftransport und Regasifizierung anfallen, müssen Unternehmen und Haushalte auf absehbare Zeit mit einem höheren Preisniveau als vor Beginn der Energiepreiskrise rechnen. Im Zeitraum 2021 bis 2022 lagen die Bereitstellungskosten für LNG zwischen 25–36 EUR/MWh. Als Obergrenze für den Gaspreis kann der EU-weite Gaspreisdeckel von 180 EUR/MWh angenommen werden. Es wird erwartet, dass dieses Preisniveau nur dann wieder kurzzeitig erreicht wird, wenn ein außergewöhnliches Ereignis eintritt, wie z. B. der Ausfall einer wichtigen Erdgas-Pipeline.¹²

Grafik 4: Entwicklung des Erdgaspreises (Day-ahead-Preise)

In EUR/MWh (Trading Hub Europe, THE)



Quelle: Macrobond (2023).

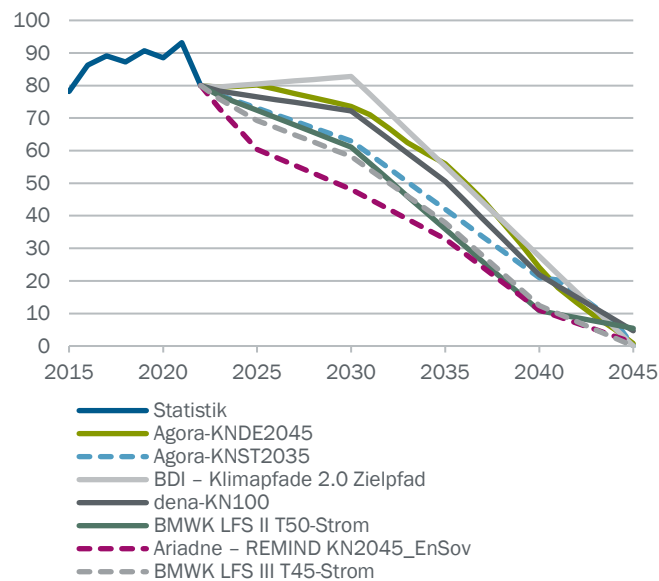
Klimaneutralitätsszenarien nach Beginn der Energiekrise sehen schnelleren Rückgang des Erdgasverbrauchs vor

Nach Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine wurden alternative Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland erstellt. Während die meisten Szenarien, die vor der Krise modelliert wurden, noch bis 2030 eine erhebliche Nutzung des Energieträgers Erdgas bis 2030 vorsahen, gehen die Szenarien, die nach Beginn des Kriegs erstellt wurden, von einer schnelleren und gleichmäßigeren Reduktion des Gasverbrauchs aus (Grafik 5). Versorgungsrisiken, die mit einseitig hohen Importabhängigkeiten von fossilem Erdgas einhergehen, und der veränderte Preisverlauf von Erdgas haben den Transformationsdruck erhöht und spiegeln sich entsprechend in den neuen Szenarien wider.

Grafik 5: Vergleich des Gasbedarfs in Deutschland aus ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien vor und nach Beginn der Energiekrise

In bcm (billion cubic meters=Mrd. m³)

Hinweis: Gestrichelte Szenarien nach Kriegsbeginn veröffentlicht.



Quelle: Prognos (2023) auf Basis von Agora Energiewende (2021, 2022), BDI (2021), dena (2021), BMWK (2021, 2022), Ariadne (2022).¹³

Ansatzpunkte zur Reduktion des Erdgasverbrauchs in den Sektoren sind identifiziert

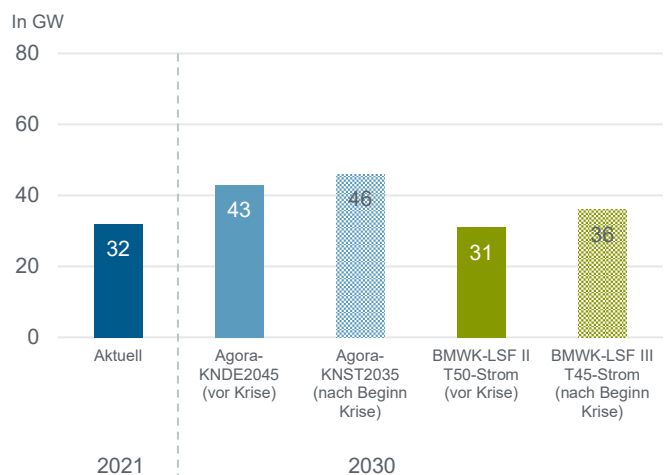
Zentrale Strategien zur Reduzierung des Erdgasverbrauchs im Gebäudesektor sind in den Klimaneutralitätsszenarien die energetische Gebäudesanierung, die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung durch Einsatz von Wärmepumpen oder die Fernwärmeversorgung durch Anschluss von Gebäuden an Nah- und Fernwärmenetze, die zunehmend auf erneuerbare Energien und Abwärme umgestellt werden. Bis 2045 verschwinden Erdgasheizungen in den meisten Szenarien fast vollständig. Eine Ausnahme bildet das dena-Szenario KN100. Hier wird unter anderem Wasserstoff in Erdgasheizungen eingesetzt, die wasserstofftauglich sein müssen.¹⁴

Im Industriesektor ist der gegenwärtig wichtigste Einsatzbereich von Erdgas die Bereitstellung von Prozesswärme, beispielsweise für die Dampferzeugung oder den Betrieb von Schmelzöfen und Trocknungsanlagen. Der Erdgasbedarf kann hier u. a. durch eine verbesserte Energieeffizienz oder durch Power-to-Heat-Anwendungen (z. B. Einsatz von Elektrokessel oder Hochtemperatur-Wärmepumpen) vermindert werden. Teilbereiche der Hochtemperaturerzeugung lassen sich nach heutigem Kenntnisstand nicht direkt elektrifizieren, sodass dort mit Blick auf das Klimaneutralitätsziel künftig der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff in der Verbrennung notwendig sein wird. Auch für eine deutliche Reduzierung von prozessbedingten Treibhausgasemissionen – insbesondere in der Stahl- und der chemischen Industrie – ist die Verwendung von klimaneutralem Wasserstoff unerlässlich. So könnte etwa die Primärstahlerzeugung weit gehend CO₂-frei werden, wenn die derzeit vorherrschende kohlebasierte Hochofenroute durch

das Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff abgelöst werden würde.¹⁵ Bis klimaneutraler Wasserstoff in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht, kann auch hier Erdgas eine Brückenfunktion übernehmen, indem es einen schnelleren Einstieg in neue, gasbasierte Produktionsverfahren ermöglicht. So erlauben beispielsweise vom Bund geförderte grüne Stahlprojekte in Deutschland einen übergangsweisen Einsatz von Erdgas und schreiben im Zeitablauf einen steigenden Anteil von klimaneutralem Wasserstoff im Produktionsprozess vor. Bereits durch die Verwendung von Erdgas in der Direktreduktion lassen sich gegenüber der Hochofen-Konverter-Route rund zwei Drittel der direkten CO₂-Emissionen einsparen.¹⁶

Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt bis 2030 zu – im Wesentlichen getrieben durch den steigenden Strombedarf infolge der starken Elektrifizierung (u. a. aufgrund der Nutzung von Wärmepumpen und des Einsatzes von Strom für Prozesswärme). Um einen starken Anstieg des Erdgasbedarfs im Umwandlungssektors zu vermeiden, sehen die Szenarien, die nach Beginn der Krise entstanden, einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien vor, um den zunehmenden Strombedarf zu bedienen. Außerdem wird in einigen Szenarien bis 2030 in kleinem Umfang bereits Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt. Bzgl. der Gaskraftwerke sieht ein Vergleich der Szenarien vor und nach Beginn der Energiekrise allerdings einen ungeminderten Ausbau der Leistung voraus. Beispielhaft wird dies in Grafik 6 anhand des Vergleichs der von Agora Energiewende bzw. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima veröffentlichten Klimaneutralitätsszenarien vor und nach Beginn der Krise illustriert. Demnach wird in den neuen Szenarien bis zum Jahr 2030 ein Anstieg der Kapazität von Gaskraftwerken von derzeit 32 GW auf 36–46 GW angenommen. Neue Erdgaskraftwerke müssen dabei Wasserstoff-ready sein, da nach 2030 mit Blick auf das Klimaneutralitätsziel Erdgas in den Kraftwerken zunehmend durch klimaneutralen Wasserstoff ersetzt werden muss.

Grafik 6: Vergleich Bedarf an Gaskraftwerken in den Szenarien vor und nach Beginn der Energiekrise



Quellen: Prognos (2023) auf Basis von Agora Energiewende (2021, 2022) und BMWK (2022).

Gaskraftwerke übernehmen zukünftig die Rolle von Back-up-Kraftwerken. Sie werden in einem System mit einem hohen Aufkommen von Windenergie und Photovoltaik die fluktuierende Leistung dieser Energieträger ausgleichen. Zudem müssen sie kurzfristig die wegfallende Leistung der Kohlekraftwerke kompensieren. Die Kapazitäten von Gaskraftwerken werden zwar deswegen ausgebaut, aber diese kommen nur dann zum Einsatz, wenn die Erzeugung aus den erneuerbaren Energien nicht ausreichend ist. Insgesamt haben diese Kraftwerke immer weniger Vollbenutzungsstunden und verbrauchen im Zeitablauf entsprechend weniger Erdgas/Wasserstoff.¹⁷ Somit fällt auch in den nach Beginn der Energiekrise veröffentlichten Klimaneutralitätsszenarien die Brücke Erdgas im Umwandlungssektor nicht weg, sie wird jedoch durch den geringeren Gasverbrauch schmaler.

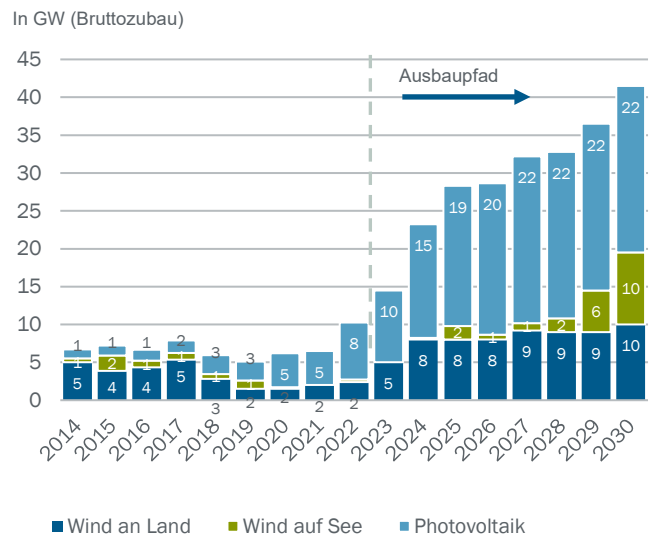
Deutschland bereits auf neuem Pfad: Maßnahmen zur Beschleunigung der deutschen Energiewende beschlossen

In den vergangenen eineinhalb Jahren hat die Bundesregierung verschiedene Gesetze und Maßnahmen beschlossen, um die Energiewende mit Blick auf das Treibhausgasmindeziel 2030 (-65 % ggü. 1990, Stand 2022: -40 %) zu beschleunigen und damit auch die Energiesicherheit durch die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erhöhen. Insofern befindet sich die Energiewende in Deutschland bereits auf einem anderen Pfad als vor der Krise. Auch die Rolle von Erdgas wird sich durch die eingeleiteten klimapolitischen Maßnahmen verändern, da nunmehr sowohl kurz- als auch langfristig ein geringerer Erdgasverbrauch zu erwarten ist.¹⁸

Zu den bereits umgesetzten Maßnahmen zählen u. a. das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023, das Wind-an-Land-Gesetz und das Wind-auf-See-Gesetz, die allesamt darauf abzielen das Ausbautempo der erneuerbaren Energien (EE) deutlich zu erhöhen. Die ausreichende Verfügbarkeit von EE-Strom ist zum einen Grundlage für die Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr und zum anderen eine zentrale Säule für die Energiesouveränität Deutschlands. Mit Blick auf das Ziel, den EE-Anteil an der Bruttostromversorgung bis 2030 von derzeit 46 % (2022) auf 80 % zu steigern, wurden in dem novellierten EEG 2023 die Ausbauziele und Ausschreibungsmengen für die jeweiligen erneuerbaren Energieträger deutlich nach oben korrigiert. Demnach sollen die inländischen Kapazitäten von Windenergie an Land verglichen mit heute bis 2030 verdoppelt, die von Photovoltaik verdreifacht und die von Windenergie auf See nahezu vervierfacht werden. Hierfür sind jährliche Ausbauraten erforderlich, die in Deutschland zuvor noch nicht realisiert wurden (vgl. Grafik 7). Gefragt sind jetzt auch die Bundesländer und die Kommunen, Flächenvorgaben des Bundes für die Windkraft rasch umzusetzen und gesetzliche Möglichkeiten zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren zu nutzen.

Weitere Maßnahmen und Gesetze zur Verringerung des fossilen Energieverbrauchs sollen im Laufe des Jahres 2023 implementiert werden. Zu nennen sind u. a. das Gebäudeenergiegesetz, das Gesetz für die kommunale Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze sowie weitere Maßnahmen zum klimagerechten Umbau der Industrie.

Grafik 7: Jährlicher Zubau von Photovoltaik, Windenergien an Land und auf See in Deutschland



Hinweis: 2014 bis 2022 historisch und ab 2023 Ausbaupfad gem. EEG 2023.

Quelle: Prognos (2023) auf Basis von EEG 2023 und AGEE (2022).

Wie in den vorliegenden Klimaneutralitätsszenarien sieht auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen Zubau- und Modernisierungsbedarf bei der steuerbaren Gaskraftwerksleistung, um künftig ein hohes Maß an Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten. Konkret plant das BMWK bis zu 15 GW Wasserstoff-ready-Kraftwerke auszuschreiben, die zunächst für einen begrenzten Zeitraum mit Erdgas betrieben werden können und bis spätestens 2035 auf den Betrieb von Wasserstoff umgestellt werden müssen. Davon sollen in den Jahren 2024 bis 2026 bereits 10 GW ausgeschrieben werden, wovon bis zu 6 GW für neue Kraftwerke reserviert werden können. Der Rest steht für die Umrüstung bestehender Kraftwerke auf Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Darüber hinaus plant das BMWK in den nächsten Jahren eine Ausschreibung von 8,8 GW an neuer Kraftwerksleistung bzw. die Umrüstung bestehender Kraftwerke, die von Beginn an mit Wasserstoff betrieben werden müssen.¹⁹ Da durch die perspektivisch geringen Vollbenutzungsstunden der neuen wasserstofffähigen Kraftwerke die Finanzierung der notwendigen Investitionen in dem derzeitigen Strommarktdesign nicht sichergestellt ist, werden die Kraftwerke zusätzliche Vergütungsmechanismen benötigen. Das BMWK befindet sich hierzu aktuell mit der EU-Kommission im Austausch, um ein beihilfekonformes Förderregime auszuloten.

Durch den Bezug von LNG anstelle von Pipelinegas ändert sich die THG-Bilanz Deutschlands kaum

Wie hat sich die Gaskrise auf den Treibhausgasausstoß in Deutschland im letzten Jahr ausgewirkt? Trotz höherer Treibhausgasemissionen (THG) durch den vermehrten Einsatz von Stein- und Braunkohle in der Stromerzeugung gingen die THG-Emissionen im Jahr 2022 insgesamt leicht um 1,9 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Dämpfend auf den THG-Ausstoß wirkten sich insbesondere die höhere Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (+9 %) und der deutliche Rückgang des Energieverbrauchs in den Sektoren Gebäude und Industrie aus.²⁰ Der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien kam zugute, dass das Ausbautempo im Jahr 2022 wieder zugenommen hat. Insbesondere der Ausbau der Photovoltaik verzeichnete mit rund 8 GW einen starken Zuwachs (vgl.

Grafik 7). Der starke Anstieg der Energiepreise hat im letzten Jahr auch zu einer verstärkten Nachfrage nach Wärmepumpen geführt. Der Absatz stieg von 154.000 Heizungs-Wärmepumpen im Jahr 2021 auf 236.000 im Jahr 2022.²¹

Der Industriesektor wies im vergangenen Jahr mit minus 10,4 % den größten Rückgang der THG-Emissionen aus. Dies war vor allem auf Produktionsrückgänge in den energieintensiven Branchen infolge der stark gestiegenen Gaspreise zurückzuführen.²² Es ist möglich, dass aufgrund der besseren Verfügbarkeit von Erdgas und sinkender Preise der Gaseinsatz in der Industrie künftig wieder zunimmt. Bei einem anhaltend höheren Energiepreisniveau im internationalen Vergleich besteht allerdings auch die Gefahr, dass es zu Verlagerungen von energieintensiven Produktionen ins Ausland kommt. Auf dem Weg zur Klimaneutralität wird künftig neben der Energieeffizienz die ausreichende Verfügbarkeit von EE-Strom und klimaneutralem Wasserstoff zu bezahlbaren Preisen ein zentraler Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie sein.

Durch den deutschen Bezug von LNG anstelle von Pipelinegas ändert sich die THG-Bilanz Deutschlands kaum, da ein Großteil der Vorkettenemissionen (Förderung, Verflüssigung, z. T. Schiffstransport) gemäß dem Quellprinzip den Exportländern zugeordnet wird. Mit Blick auf die Auswirkungen auf den globalen THG-Ausstoß bleibt festzuhalten (vgl. Grafik 8): Zwar sind die Vorkettenemissionen beim Bezug von LNG deutlich höher als z. B. bei Pipelinegas aus Norwegen; russische Pipeline-Gaslieferungen weisen jedoch aufgrund des bisher unterschätzten Methanschlupfs ähnlich hohe THG-Emissionen wie LNG auf. Eine Substitution von russischem Pipelinegas durch LNG z. B. aus den USA ist daher nicht zwangsläufig mit höheren THG-Emissionen verbunden.

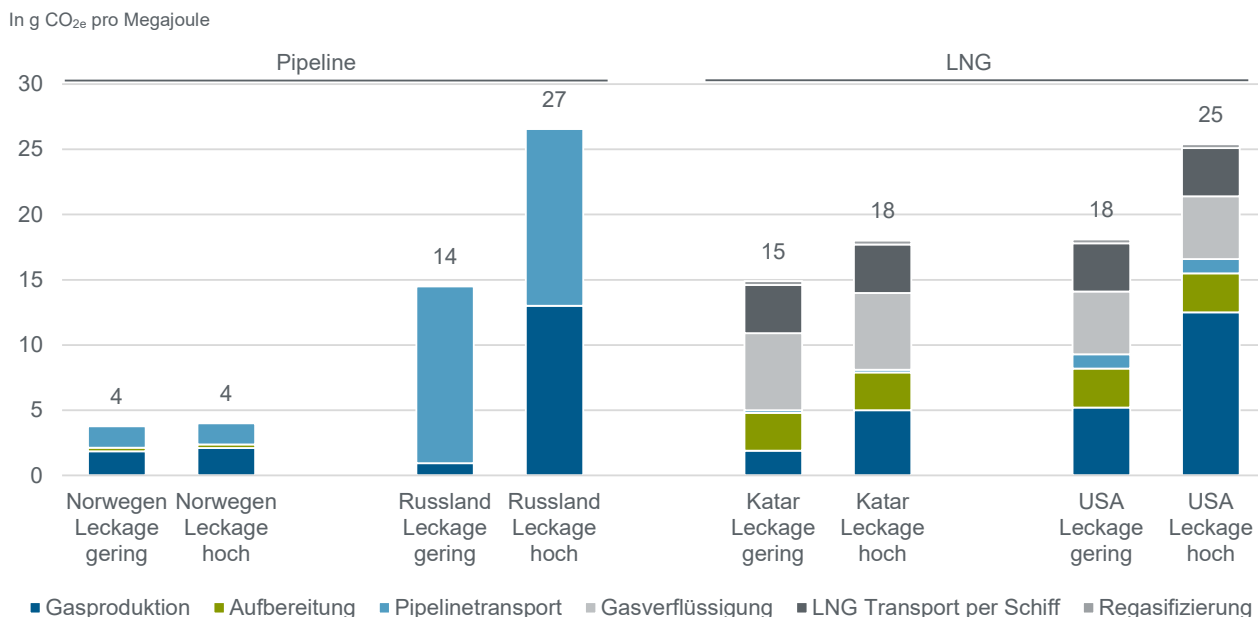
Fazit: Brücke Erdgas wird schmaler, aber nicht kürzer

Risiken für die Gasversorgung infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der veränderte Preispfad von Erdgas haben die Dringlichkeit der grünen Transformation in Deutschland erhöht. Der massive Ausbau von erneuerbaren Energien sowie das konsequente Vorantreiben der Energieeffizienz sind wichtige strategische Schlüssel für die Energiesicherheit Deutschlands und die Bezahlbarkeit von Energie – und eben gleichzeitig den Pfad hin zur Klimaneutralität.

Die nach Beginn der Energiekrise von der Politik eingeleiteten klimapolitischen Maßnahmen lassen einen schnelleren Rückgang des Erdgaseinsatzes in Deutschland erwarten. Die Brücke Erdgas wird damit deutlich schmaler, sie fällt aber nicht weg. Insbesondere für den Stromsektor und die Grundstoffindustrie (z. B. die Stahlbranche) bleibt Erdgas von Bedeutung, bis ausreichende Mengen an EE-Strom und klimaneutralem Wasserstoff zur Verfügung stehen.

Die Beschleunigung der grünen Transformation erzeugt allerdings auch immense Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt, damit die Brücke Erdgas tatsächlich schmaler werden kann. Zentrale Gelingensbedingungen sind (a) ein angemessenes Risiko-Rendite-Profil für die notwendigen Investitionen, (b) ein passender Instrumentenmix zur Finanzierung der Investitionen, (c) die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, (d) die langfristige Sicherung des Zugangs zu Rohstoffen und Produktionskapazitäten, die für die Bereitstellung von strategisch relevanten Transformationstechnologien benötigt werden, sowie (e) eine Qualifizierungsoffensive für die erforderlichen Fachkräfte.

Grafik 8: Treibhausgasemissionen der Vorketten von Erdgas nach Lieferländern



Quelle: Prognos (2023) auf Basis von Umweltbundesamt (2019) und IEA (2022).

¹ Szenarien folgender Studien wurden berücksichtigt: Agora Energiewende et al. (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045; BDI (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft; dena (2021): Aufbruch Klimaneutralität; BMWK (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 2.

² Für die vollständige Studie siehe: Prognos - Srikandam, R.; Lübbers, S.; Bornemann, M.; Hobohm, J.; Mellahn, S und A. Wünsch (2023a): Erdgas als Brücke auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland. Eine Neubewertung angesichts der aktuellen geopolitischen Lage, Studie im Auftrag der KfW.

³ Vgl. AG Energiebilanzen e.V. (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022.

⁴ Vgl. ebenda.

⁵ Vgl. Prognos (2023a): a. a. O..

⁶ Nach Redaktionsschluss der Prognos-Studie wurde bekannt, dass zwei weitere FSRU in Mukran/Rügen mit einer Gesamtkapazität von 10–15 bcm bis 2024/25 in Betrieb gehen sollen. Teile der Kapazität sollen durch den Umzug des bereits in Lubmin in Betrieb befindlichen FSRU gedeckt werden. Ggf. entsteht keine Änderung der gesamten FSRU-Kapazität. Dies kann aber aufgrund der unklaren Informationslage nicht abschließend verifiziert werden.

⁷ Vgl. Bundesnetzagentur: Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland, zugegriffen über https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html (Stand 26.07.2023).

⁸ FSRU sind flexibler einsetzbar. Sobald die vom Bund initiierten FSRU innerhalb der Charterdauer an den bisherigen Einsatzstandorten in Deutschland nicht mehr benötigt werden, kann eine Subcharter erfolgen (z.B. Einsatz außerhalb Deutschlands oder Einsatz als LNG-Tanker zum Transport von LNG).

⁹ Vgl. Prognos (2023a): a. a. O., auf Basis von Fraunhofer ISI (2022): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia.

¹⁰ Vgl. Prognos (2023b): Spezifikation der Lock-In-Thematik für die Frage von LNG-Importen nach Deutschland, Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz.

¹¹ Vgl. Prognos (2023b): a. a. O..

¹² Vgl. Prognos (2023a): a. a. O..

¹³ Szenarien folgender Studien wurden berücksichtigt: Agora Energiewende et al. (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045; Agora Energiewende et al. (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035; BDI (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft; BMWK (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland II; BMWK (2022): Langfristszenarien III; Ariadne (2022): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität.

¹⁴ Vgl. Prognos (2023a): a. a. O..

¹⁵ Vgl. Brüggemann, A. (2021): Klimaneutral bis 2050: eine große Transformationsaufgabe für die deutsche Industrie, Fokus Volkswirtschaft Nr. 322, KfW Research.

¹⁶ Vgl. Wirtschaftsvereinigung Stahl (2021): Bedeutung von Erdgas für die Stahlindustrie und ihre Transformation. Positionspapier.

¹⁷ Vgl. Prognos (2023a): a. a. O..

¹⁸ Vgl. Prognos (2023a): a. a. O..

¹⁹ Vgl. BMWK (2023): Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt. Pressemitteilung vom 01.08.2023.

²⁰ Vgl. Umweltbundesamt (2023): UBA-Prognose: Treibhausgasemissionen sanken 2022 um 1,9 %. Pressemitteilung vom 15.03.2023.

²¹ Vgl. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. (2023): Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen.

²² Vgl. Umweltbundesamt (2023): a. a. O..