WEGE ZU EINEM RESILIENTEN UND KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM

2045 TRANSFORMATIONSPFAD FÜR DIE NEUEN GASE

bdew
Energie. Wasser. Leben.

DVGW

ZUKUNFT GAS

Impressum

Herausgeber

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
– Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn
www.dvgw.de

Zukunft Gas e. V.
Neustädtische Kirchstraße 8
10117 Berlin
www.gas.info

Ansprechpersonen

BDEW
Ilka Gitzbrecht
Abteilungsleiterin
ilka.gitzbrecht@bdew.de

DVGW
Robert Ostwald
Referent Politik
robert.ostwald@dvgw.de

Zukunft Gas
Annegret-Claudine Agricola
Leiterin Public Affairs
annegret-claudine.agricola@gas.info

Stand: Mai 2023

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

im Jahr 2045 soll Deutschland klimaneutral sein. Für die Unternehmen der Gaswirtschaft bedeutet dies, bisherige Geschäftsmodelle mittelfristig hinter sich zu lassen. Vor allem aber bedeutet es, uns mit Blick auf ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft zu transformieren: die Erzeugung, den Import, den Transport, die Verteilung und den Vertrieb neuer Gase. Unter neuen Gasen verstehen wir erneuerbare und dekarbonisierte Gase, wie Biogas, Wasserstoff und seine Derivate. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hat diese Notwendigkeit noch einmal unterstrichen, indem er die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und die Konsequenzen bei deren Ausfall aufgezeigt hat.

Die Gaswirtschaft kann ihre Transformation nicht allein planen und beschließen. Vielmehr muss diese das Ergebnis engen und partnerschaftlichen Austauschs mit privaten und gewerblichen Kunden sein, mit Akteuren aus Energiepolitik und Regulierung sowie mit weiteren Akteuren der Energiewirtschaft, insbesondere aus dem Stromsektor. Deshalb haben BDEW, DVGW und Zukunft Gas gemeinsam einen intensiven Prozess mit unseren Mitgliedsunternehmen und externen Stakeholdern durchgeführt, dessen Ergebnis der vorliegende Transformationspfad ist.

Der Transformationspfad beschreibt und quantifiziert unter Rückgriff auf anerkannte Studien den Wandel der heutigen Gaswirtschaft. Er formuliert Vorschläge für den regulatorischen Rahmen und öffnet Räume für die Gestaltung eines integrativen resilienten Energiesystems mit grünen Elektronen und grünen Molekülen der Zukunft. Neue Gase wie Wasserstoff und Biogas sind der Kern unseres Angebots für ein solches Energiesystem, aber auch für einen resilienten Transformationspfad auf dem Weg dorthin. Wir bringen uns damit in die zahlreichen politischen Diskussionsstränge zur Thematik ein, zum Beispiel zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie, zur Wärmewende, aber auch zur Entwicklung einer Carbon-Management-Strategie oder der Begleitung der europäischen Entwicklungen. Damit wollen wir einen Beitrag dazu leisten, dass die erforderlichen Richtungsentscheidungen zeitnah getroffen werden können. Dafür ist ein umsichtiger Umgang mit der Vielzahl technischer, ökonomischer, gesellschaftlicher sowie energie- und geopolitischer Unsicherheiten erforderlich. Mit dem Konzept der Resilienz der Energiewende zielen wir auf eine Transformation, die zuverlässig und krisensicher auf Klimaneutralität zusteuert.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre. Da der vorliegende Transformationspfad sich als Vorschlag und Impuls zur Vertiefung zentraler Fragestellungen der Energiewende versteht, freuen wir uns auf den Austausch mit Ihnen. Lassen Sie uns ins Gespräch kommen.

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Dr. Kirsten Westphal

DVGW

Prof. Dr. Gerald Linke

ZUKUNFT GAS

Dr. Timm Kehler

Executive Summary

Wirtschaft und Gesellschaft befinden sich weltweit in einer tiefgreifenden Transformation, um die Erderwärmung auf 1,5 Grad zu begrenzen. Deutschland hat sich dabei das Ziel gesetzt, Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Wir, die Gaswirtschaft in Deutschland, unterstützen dies bedingungslos – und entwickeln daher unsere bisher um Erdgas zentrierten Geschäftsmodelle für eine klimaneutrale Zukunft weiter.

Die Nutzung von fossilem, nicht dekarbonisiertem Erdgas wird bis 2045 bedeutungslos werden. Neue Gase, wie Wasserstoff und seine Derivate sowie Biomethan, werden zukünftig die bestimmende Rolle spielen. Dass sie für ein klimaneutrales Energiesystem unverzichtbar sind, ist heute Konsens. Das künftige Energiesystem gründet daher auf einem Miteinander von strom- und gasbasierten Technologien. Auf dieses klimaneutrale System richtet die Gaswirtschaft ihre strategischen Entscheidungen aus.

Damit die Transformation bis 2045 gelingt, muss sie beschleunigt werden. Dafür ist es unabdingbar, den Transformationspfad so abzusichern, dass eine möglichst krisenfeste und sozialverträgliche Energiewende erfolgen kann. Sowohl die Folgen des Angriffs Russlands auf die Ukraine als auch die Lieferkettenengpässe während der Corona-Pandemie haben die hohe Bedeutung von Resilienz deutlich gemacht: Im Transformationsprozess müssen wir gemeinsam dafür Sorge tragen, dass wir mit Energiepreiskrisen, Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und Rückschritten bei der Absenkung von Treibhausgasemissionen umgehen können.

Abstrakte Debatten über Elektrifizierung, Energieeffizienz und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind nicht zielführend. Die Krisen der letzten Jahre lehren uns, dass die Realität modellhafte Überlegungen schnell überholt und detaillierte Planungen hinfällig macht. Klimaneutralität in gut zwei Jahrzehnten zu erreichen, ist ein so ambitioniertes Ziel, dass vielmehr zeitnah zu treffende Richtungsentscheidungen für einen pragmatischen und resilienten Handlungsrahmen, der die erforderlichen Investitionen technologieoffen anreizt, erforderlich sind.

Die zentralen Säulen eines klimaneutralen und resilienten Energiesystems

Abbildung 1, Quelle: eigene Darstellung

Die Gaswirtschaft verändert sich, das betrifft Angebot und Nachfrage wie auch die Gasinfrastruktur und die zugehörigen Geschäftsmodelle. Dieser Transformation stellt sich die Branche: In mehreren Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern aus Mitgliedsunternehmen und externen Stakeholdern wurden die nachfolgend vorgestellten sechs Thesen (vgl. Kapitel 1 bis 6) und ein Angebot (vgl. Kapitel 7) erarbeitet, die den Beitrag der Energiewirtschaft zur Klimaneutralität 2045 aufzeigen. Unser besonderer Dank gilt Dr. Felix Matthes (Öko-Institut), Simon Müller (Agora Energiewende) und Dr. Sascha Samadi (Wuppertal Institut) für ihre wertvollen Anregungen.

Wir betrachten diese Thesen als unser Angebot für einen Neueinstieg in eine der wichtigsten energie- und klimapolitischen Debatten unserer Zeit. Wir möchten uns damit in die aktuellen politischen Diskussionsstränge einbringen: Dabei geht es beispielsweise um die Nationale Wasserstoffstrategie, die Wärmewende, aber auch um die Entwicklung und Implementierung einer Carbon-Management-Strategie oder die Begleitung der entsprechenden europäischen Entwicklungen.

1 Auf dem Weg zur Klimaneutralität – Ein resilientes System mit grüner Stromerzeugung und neuen Gasen entsteht

Neue Gase, also erneuerbare und dekarbonisierte Gase, sind für ein klimaneutrales Energiesystem unverzichtbar. Wofür neue Gase zukünftig konkret eingesetzt werden und in welchen Mengen, ist heute in Teilen noch unklar, zu groß sind die Unsicherheiten hinsichtlich technologischer, wirtschaftlicher, (geo-)politischer und gesellschaftlicher Entwicklungen.

Wegen der großen Unwägbarkeiten ist eine resiliente Gestaltung der Energiewende erforderlich. Dies betrifft sowohl die Robustheit des Transformationspfads als auch die Krisenfestigkeit des angestrebten Zielsystems. Resilienz wird dabei durch die Vorhaltung alternativer Lösungen sowie ausreichend bemessener Infrastrukturen sichergestellt; beides zusammen sorgt für rasche Reaktions- und Regenerationsfähigkeit im Belastungsfall. Die Speicherfähigkeit erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im engen Zusammenwirken mit der erneuerbaren Stromerzeugung trägt wesentlich zum Aufbau eines resilienten Energiesystems bei. Nicht zuletzt stärkt auch die inländische Produktion neuer Gase die Resilienz des Gesamtsystems.

2 In einem klimaneutralen Energiesystem sind neue Gase in Teilen von Industrie, Verkehr sowie Strom- und Wärmeversorgung unverzichtbar

Klimaneutralität macht die Nutzung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase erforderlich. Unbestrittene Anwendungsfälle sind ihre stoffliche Nutzung in der Industrie (z. B. Ammoniak, Stahl), im nicht elektrifizierbaren Energieverbrauch (z. B. Flug- und Schiffsverkehr) sowie die Absicherung der Strom- und Wärmeversorgung (z. B. „Dunkelflaute“).

Angesichts erheblicher Unsicherheiten schwanken die Schätzungen der entsprechenden Bedarfe. Eine von uns beauftragte Metastudie[1], die die Ergebnisse mehrerer anerkannter Klimaneutralitätsstudien zusammenfasst, weist folgende Bandbreiten aus: Für das Jahr 2030 ergeben sich 49 bis 133 TWh unverzichtbarer („no regret“) Bedarf an erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen, für das Jahr 2045 zwischen 127 und 396 TWh.

3 Neue Gase machen die Transformation und das Energiesystem resilient

Der Weg zur Klimaneutralität ist nicht vollständig planbar. Er wird immer wieder durch externe Faktoren herausgefordert werden – die Auswirkungen des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine haben dies eindrücklich vor Augen geführt. Und es gibt viele weitere Unwägbarkeiten: technologische Entwicklungen, Akzeptanz, Finanzierungsbedingungen, Lieferketten, Fachkräfteverfügbarkeit, Planungsabläufe und nicht zuletzt die Transformationspfade unserer europäischen Nachbarn.

Die beste Antwort auf diese Unsicherheiten ist, möglichst viele Optionen zu schaffen. Handlungsalternativen senken das Risiko hoher Energiekosten, eingeschränkter Versorgungssicherheit, Rückschritten beim Klimaschutz, mangelnder Akzeptanz bei Bürgerinnen und Bürgern sowie Kunden und damit letztlich abnehmender Unterstützung für das Projekt der Transformation hin zur Klimaneutralität.

Angesichts der benannten Unwägbarkeiten ist es wichtig, die Speicherbarkeit erneuerbarer und dekarbonisierter Gase und die dafür bereits vorhandene Infrastruktur zu nutzen. So schaffen wir mehr Optionen und stärken die Resilienz des Gesamtenergiesystems.

[1] Team Consult (2023).

Neben rein elektrischen Dekarbonisierungslösungen schaffen daher Anwendungen mit neuen Gasen zusätzliche Lösungsräume für eine Minderung der Umsetzungsrisiken. Resilienzanwendungen neuer Gase sind beispielsweise bei Hochtemperaturprozessen in der Industrie, beim Schwerlastverkehr auf der Straße und im Bereich der Wärmeversorgung in solchen Fällen zu finden, in denen energieeffiziente Gestaltung und Elektrifizierung keine hinreichenden Lösungen darstellen. Auch bei Resilienzanwendungen neuer Gase schwanken die prognostizierten Bedarfe; sie liegen für 2030 zwischen 20 und 60 TWh, für 2045 zwischen 80 und 434 TWh.[2]

4 Die zukünftige Infrastruktur für neue Gase entsteht bedarfsgerecht aus der heutigen

Die bestehende Infrastruktur (Importterminals, Speicher, Fernleitungs- und Verteilnetze) bildet den Ausgangspunkt für die zukünftige Gasnetzinfrastruktur. Die zu leistende Transformation umfasst den Bau neuer Wasserstoffinfrastruktur, die Umstellung bestehender Infrastruktur auf neue Versorgungsaufgaben sowie die Stilllegung von Infrastruktur dort, wo Gase vollständig durch Elektrifizierung ersetzt werden.

Machbarkeitsstudien wie auch Demonstrations- und Pilotprojekte der Gaswirtschaft zeigen deutlich, dass einer erfolgreichen und zügigen Transformation der Infrastruktur grundsätzlich nichts entgegensteht. Auf der technischen Seite spricht nichts gegen einen schnellen Start der Umwandlung. Notwendig sind aber politische Richtungsentscheidungen sowie die Weiterentwicklung verlässlicher regulatorischer Rahmenbedingungen. Planungssicherheit ist wichtig, damit auf deren Grundlage die betroffenen Infrastrukturunternehmen Investitionsentscheidungen zügig treffen können.

5 Neue Gase werden in ausreichenden Mengen und zu vertretbaren Kosten verfügbar sein

Eine von uns in Auftrag gegebene Metastudie zeigt, dass die Nachfragemengen an neuen Gasen, die für Klimaneutralität und Resilienz erforderlich sind, aller Voraussicht nach in ausreichendem Maße und zu vertretbaren Kosten bereitgestellt werden können.[3]

Demnach ist im Jahr 2030 mit der Verfügbarkeit von 207 bis 599 TWh neuer Gase (Biomethan und Wasserstoff[4] aus Importen und heimischer Erzeugung) zu rechnen, im Jahr 2045 mit der Verfügbarkeit von 631 bis 1.029 TWh. Die Kostenschätzungen für neue Gase liegen für 2030 zwischen 37,5 und 134 EUR/MWh, für 2045 zwischen 36 und 93 EUR/MWh.

6 Die Transformation hin zu neuen Gasen braucht die richtigen politischen Leitplanken

Alle Wertschöpfungsstufen der Gaswirtschaft stehen im Zuge ihrer Transformation vor Anpassungen. Für die dafür erforderlichen weitreichenden Entscheidungen und die damit verbundenen Investitionen muss die Politik die Weichen stellen. Dies betrifft zunächst die Entfaltung der erwarteten Nachfrage nach neuen Gasen, auch in den Resilienzanwendungen (vgl. Kapitel 3). Weitere wichtige Schritte sind die Ausweitung von Klimaschutzverträgen in der Industrie, die Kennzeichnung klimaneutraler Produkte, die Anreizung von H2-Ready-Gaskraftwerken sowie die Etablierung eines Leitmarktes für klimaneutrale Produkte u. a. mittels der Beschaffung durch die öffentliche Hand.

Je stärker Nachfrage, Infrastruktur und Handelsplätze wachsen, desto schneller wird auch das globale Wasserstoffangebot wachsen. Daneben darf aber das Heben nationaler Potenziale nicht vernachlässigt werden. Ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bildet dafür die unverzichtbare Grundlage. Darauf aufbauend sind weitere Schritte erforderlich, um das erklärte Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung im Jahr 2030 zu erreichen. Auch die Biomethanerzeugung muss verstärkt unterstützt werden. All dies gilt sowohl für große, zentrale als auch für kleinere, dezentrale Projekte.

[2] Vgl. Team Consult (2023).
[3] Vgl. Team Consult (2023).
[4] Die ermittelten Mengenpotenziale berücksichtigen grünen, blauen und türkisen Wasserstoff. Eine detaillierte Aufschlüsselung dieser Mengenpotenziale erfolgt in Kapitel 5.

Damit die steigende Nachfrage auch von einem entsprechenden Angebot erreicht werden kann, müssen die Rahmenbedingungen für die Infrastrukturtransformation angepasst werden. Die Planung hierzu muss über alle Energiesysteme (Erdgas, Wasserstoff, Strom) erfolgen. Auf kommunaler Ebene ist ein enges Zusammenspiel zwischen Verteilnetzbetreibern und kommunaler Wärmeplanung zu gewährleisten. Planungs- und Genehmigungsverfahren müssen auf die neue „Deutschland-Geschwindigkeit" gebracht werden. Zugleich ist es erforderlich, die Transformation der Gaswirtschaft auch mit Blick auf die Regulierung der Netze so zu gestalten, dass Erstinvestitionen in Wasserstoffinfrastruktur, die zügig in Angriff genommen werden können, abgesichert werden.

7 Wir sind Partner von Politik und Gesellschaft für die Transformation hin zur Klimaneutralität

Die Gaswirtschaft steht mit ihrem Know-how, Kapital und Gestaltungswillen als Partner für die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität zur Verfügung: Wir verfügen über wesentliche Erfahrungen aus der Umstellung der L-Gas-Gebiete auf H-Gas und von Stadtgas auf Erdgas. Wir können die DVGW-Innovationsforschung, eine Vielzahl von Transformationsstudien sowie zahlreiche Demonstrations- und Pilotvorhaben aus der Gaswirtschaft einbringen. Auch für das neu entstehende Handlungsfeld Carbon Management, also Abscheidung, Transport, Speicherung und Weiterverwendung von Kohlenstoffdioxid, stellen wir gerne unsere Expertise zur Verfügung. Wir bauen unser Wissen kontinuierlich aus, erproben Lösungen für die Transformation und führen bereits jetzt erste Geschäftsmodelle in die Praxis ein.

Machbarkeitsstudien wie auch Demonstrations- und Pilotprojekte der Gaswirtschaft zeigen deutlich, dass einer erfolgreichen und zügigen Transformation der Infrastruktur grundsätzlich nichts entgegensteht.

Nicht nur die Bereitstellung von Expertise kann die Gaswirtschaft leisten: Selbstverständlich hat sie die Ambition, die Transformation des Gassystems sowohl technisch als auch unternehmerisch umzusetzen. So testen wir die Wasserstoffverträglichkeit von Anwendungen und beraten die Industrie auf diesem Gebiet. Wir stellen die H2-Readiness der Gasinfrastruktur her, führen Marktabfragen zur Infrastrukturnutzung durch, entwickeln den Hydrogen-Backbone auf Fernleitungsebene und treiben die Weiterentwicklung der heutigen Gasverteilnetze für den Aufbau der Wasserstoffverteilnetzstruktur voran. Wir bauen Einkaufskompetenz auf internationalen Märkten auf und erzeugen dezentral Biomethan und grünen Wasserstoff. Und nicht zuletzt engagieren wir uns für den Aufbau eines EU-weiten Nachweis- und Handelssystems für erneuerbare und dekarbonisierte Gase.

Vor allem aber sind wir davon überzeugt, dass die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität nur integrativ und in umfassender Kooperation mit der gesamten Energiewirtschaft und sämtlichen relevanten politischen, gesellschaftlichen und wissenschaftlichen Akteuren gelingen kann. Deshalb freuen wir uns auf den Austausch mit Ihnen und bringen unsere Expertise und Gestaltungsmöglichkeiten jederzeit gerne ein.

TRANSFORMATIONSPFAD

NEUE GASE

Inhaltsverzeichnis

Impressum 2

Vorwort 3

Executive Summary 4

Inhaltsverzeichnis 9

1 Auf dem Weg zur Klimaneutralität – Ein resilientes System mit grüner Stromerzeugung und neuen Gasen entsteht 10

2 In einem klimaneutralen Energiesystem sind neue Gase in Teilen von Industrie, Verkehr sowie Strom- und Wärmeversorgung unverzichtbar 16

3 Neue Gase machen die Transformation und das Energiesystem resilient 22

4 Die zukünftige Infrastruktur für neue Gase entsteht bedarfsgerecht aus der heutigen 28

5 Neue Gase werden in ausreichenden Mengen und zu vertretbaren Kosten verfügbar sein 36

6 Die Transformation hin zu neuen Gasen braucht die richtigen politischen Leitplanken 42

7 Wir sind Partner von Politik und Gesellschaft für die Transformation hin zur Klimaneutralität 46

Literaturverzeichnis 50

Bildverzeichnis 54

Danksagung 55

1 Auf dem Weg zur Klimaneutralität Ein resilientes System mit grüner Stromerzeugung und neuen Gasen entsteht

Die Erwärmung des Weltklimas (vgl. Abbildung 2) ist wissenschaftlich unumstritten und gehört zweifelsohne zu den größten Herausforderungen unserer Zeit. Als Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 Grad hat sich die Europäische Union 2021 dazu verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden und bis 2030 mindestens 55 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 einzusparen.[5] Auf nationaler Ebene sind die Ziele noch ambitionierter: Deutschland hat sich mit dem Klimaschutzgesetz das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 seine Treibhausgasemissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren und schon bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen.[6]

Das erfordert eine tiefgreifende Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft: In der Industrie müssen Produktionsprozesse auf neue, klimaneutrale Verfahren umgestellt werden. Die Sektoren Mobilität und Gebäude müssen dekarbonisiert werden, die Landwirtschaft muss auf Klimaneutralität ausgerichtet werden und auch die Energiewirtschaft steht aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohleverstromung vor ganz erheblichen Veränderungsprozessen.

Abweichung der Temperatur in Deutschland vom langjährigen Temperaturmittelwert im Zeitraum 1891–2022

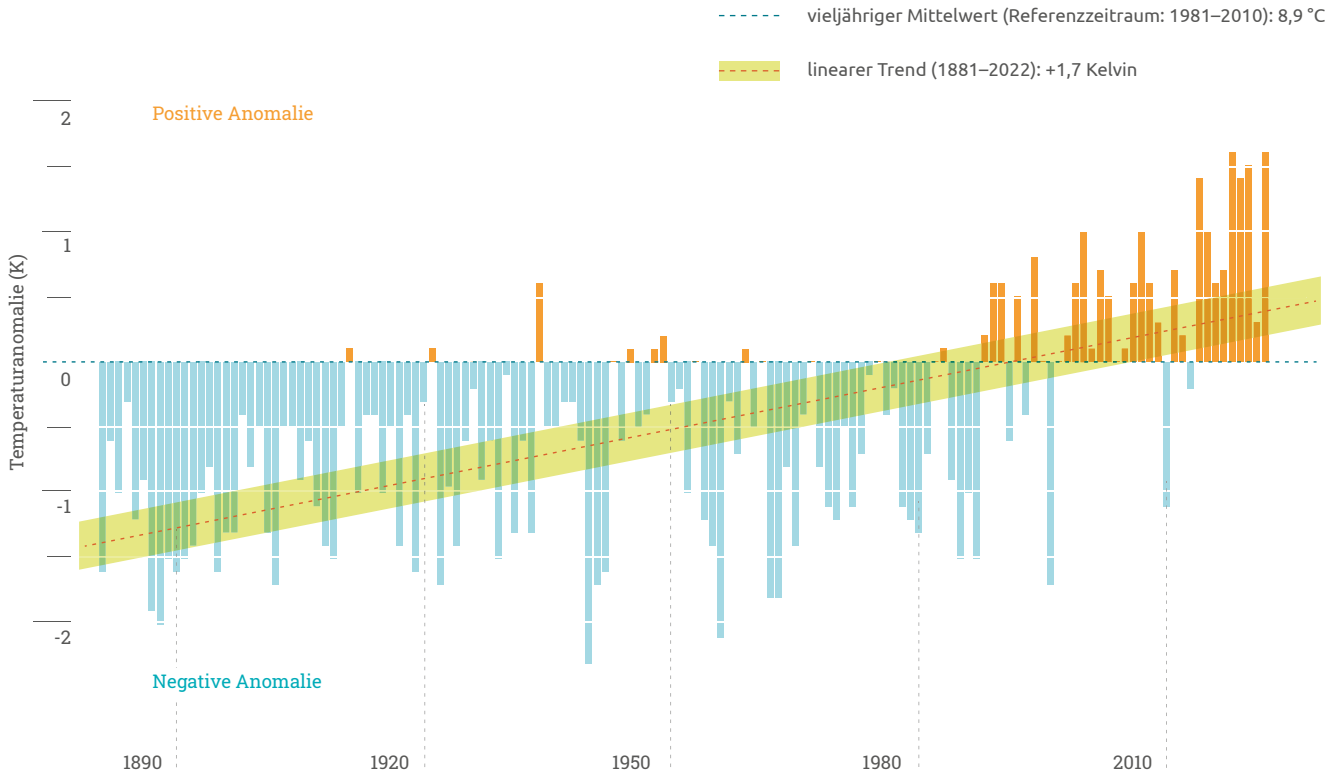


Abbildung 2, Quelle: Deutscher Wetterdienst (2023)

Sektorspezifische Treibhausgasemissionen in Deutschland und Treibhausgas-Minderungsziele

Entwicklung in Mio. t CO_2 eq. und Minderung gegenüber 1990 in Prozent; ohne LULUCF**

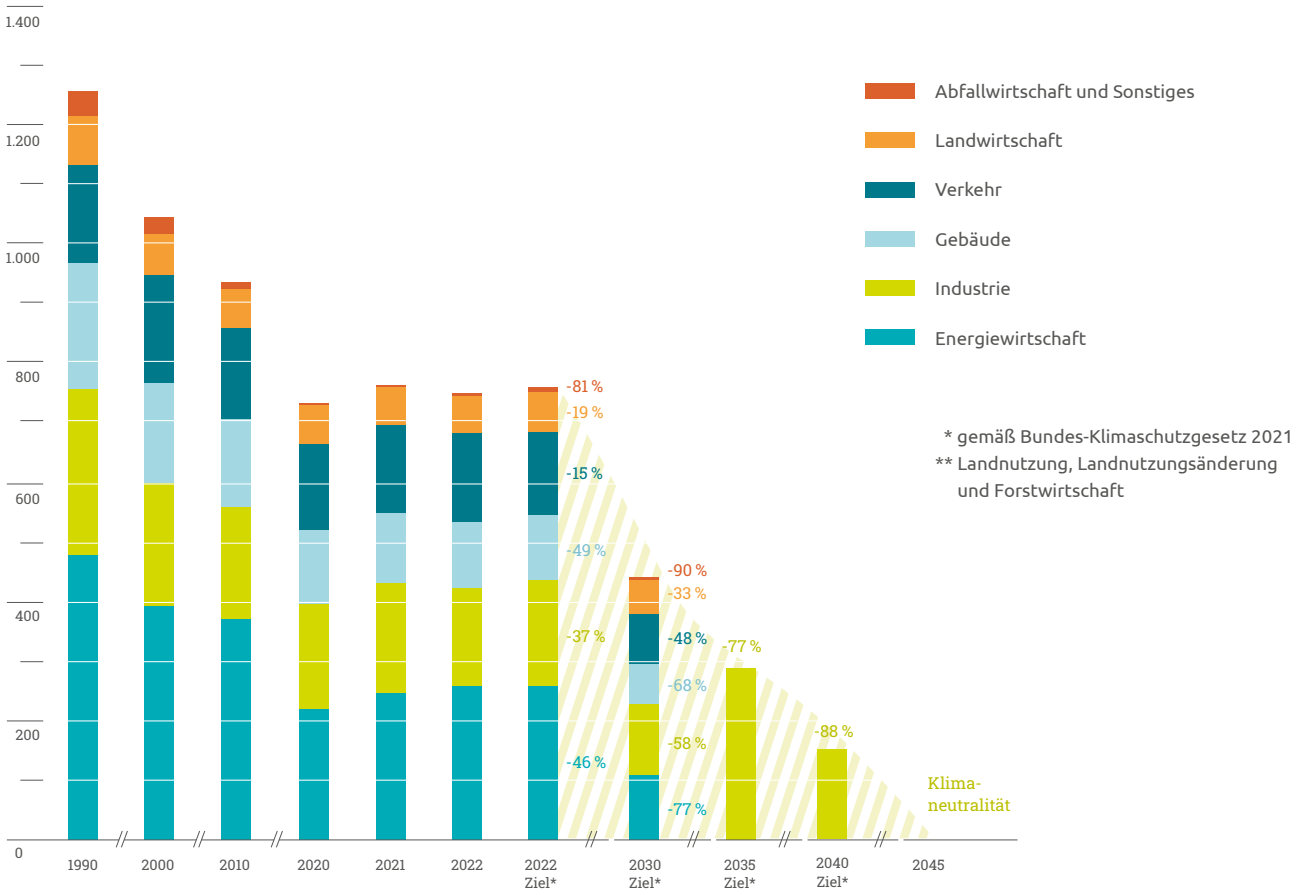


Abbildung 3, Quelle: BDEW (2023a)

Die deutsche Gaswirtschaft steht uneingeschränkt hinter den nationalen und europäischen Klimaschutzzielen und möchte ihren Beitrag zur Zielerreichung leisten. In der politischen Diskussion um Klimaschutzmaßnahmen standen lange Zeit vor allem die Energiewende im Stromsystem, insbesondere die Fragestellungen, wie der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (in Verbindung mit der Deckung der bestehenden Stromnachfrage), der Ausbau der Stromnetze und der Ausstieg aus der Kohleverstromung, im Fokus. Doch spätestens seit der Einigung auf die ambitionierteren heute gültigen Klimaschutzziele ist klar, dass in der verbleibenden Zeit bis 2045 sämtliche Treibhausgasemissionen vermieden werden müssen.

Für uns als Gasbranche, die sich historisch im Wesentlichen auf Exploration, Import, Handel mit und Verkauf von Erdgas sowie die dafür notwendigen Infrastrukturen konzentriert hat, erfordert das, unser bisheriges Kerngeschäft aus Klimaschutzgründen tiefgreifend zu transformieren: Die Nutzung von fossilem, nicht dekarbonisiertem Erdgas wird bis 2045 bedeutungslos werden. Dieses Erdgas wird durch neue Gase wie Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Erdgas ersetzt werden. Die normativen Langfriststudien zu den erforderlichen Entwicklungen des deutschen Energiesystems hin zur Klimaneutralität nennen zwar im Einzelnen unterschiedliche Pfade für den Rückgang der Erdgasnutzung, aber eine zügige Abnahme und einen Rückgang auf null zur Jahrhundertmitte sehen sie alle vor.[7]

[5] Vgl. Europäisches Klimagesetz (2021).
[6] Vgl. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG).
[7] Die fünf betreffenden Studien sind: „Klimaneutrales Deutschland 2045" von Prognos für Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität", der Modell- und Szenarienvergleich „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045" des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Forschung (BMBF) geförderten Kopernikus-Projekts Ariadne, die „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie „Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft" des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI).

Oben links: Wasserstoff-Blockheizkraftwerk in Haßfurt
Unten links: Moderne Technik in einem Gaskraftwerk
Rechts: Wasserstofftankstelle

Der Weg zur Klimaneutralität 2045 ist herausfordernd. Doch neben den politischen Zielsetzungen und Maßnahmen auf allen Ebenen ist es die rasante technologische Entwicklung der letzten Jahre, die Anlass zur Hoffnung auf eine erfolgreiche Energiewende gibt. Auch die Gaswirtschaft verfolgt hier hochinnovative Pläne. Wasserstofftechnologien werden gegenwärtig weltweit in großer Geschwindigkeit entwickelt und zur Marktreife gebracht. In Verbindung mit dem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung kann sich auf diese Weise global und national eine neue und zunehmend klimaneutrale Gaswirtschaft herausbilden. Im Zentrum dieser Innovationen stehen der grüne Wasserstoff und seine Derivate sowie Biomethan.

Bei aller Unsicherheit im Einzelnen ist heute in der Wissenschaft unstrittig, dass neue Gase einen Beitrag zum Klimaschutz leisten können und müssen. Das belegen auch die großen Systemstudien.

Allerdings ist in einigen Sektoren noch unklar, ob und inwieweit neben der Elektrifizierung auch der Einsatz neuer Gase grundsätzlich infrage kommt. Zu den bestehenden Unsicherheitsfaktoren zählen zukünftige technologische Entwicklungen und Akzeptanzfragen.

Biogasanlage

Links: Wasserstoffinfrastruktur
Rechts: Power-to-Gas-Anlage in Falkenhagen

Definition neue Gase

Folgende Erzeugungspfade werden im Kontext dieses Papiers als neue Gase subsumiert:

Biomethan, das aus heimisch produziertem und aufbereitetem Biogas stammt, welches in das lokale Gasnetz eingespeist wird. Hinzu kommt die Nutzung desjenigen Gases, das aus der Vergasung von Biomasse gewonnen wird sowie von aus dem Ausland stammendem Biomethan, das über das europäische Gasnetz nach Deutschland importiert wird. Im Text wird Biogas als Sammelbegriff sowohl für nicht aufbereitetes Biogas als auch für Biomethan verwendet.

Grüner Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse gewonnen wird. Für die Produktion kommen zusätzliche erneuerbare Energieanlagen (Solar, Onshorewind, Offshorewind) zum Einsatz. Durch Methanisierung, z. B. über die Nutzung von CO_2 aus der Aufbereitung von Biomethan, kann synthetisches Erdgas *(SNG = Synthetic Natural Gas)* erzeugt werden.

Blauer Wasserstoff, der aus fossilem Erdgas per Reformierungsverfahren verbunden mit dem Einsatz der Carbon-Capture-and-Storage-Technologie gewonnen wird.

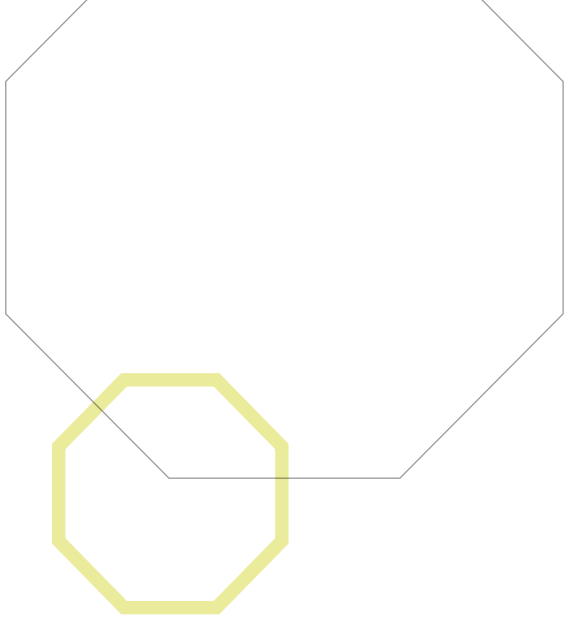
Türkiser Wasserstoff, der ebenfalls aus fossilem Erdgas mittels Pyrolyse produziert wird. Bei seiner Erzeugung fällt fester Kohlenstoff als Nebenprodukt an, bei dessen Verwendung wiederum sichergestellt wird, dass keine Freisetzung dieses Kohlenstoffs in Form von Kohlendioxid erfolgt.

Es kommt hinzu, dass eine Vielzahl von Risiken und Herausforderungen berücksichtigt werden müssen. Geopolitische Entwicklungen können erheblichen Einfluss auf das Energiesystem haben. Systemresilienz und Versorgungssicherheit müssen daher vor dem Hintergrund des veränderten geopolitischen Umfelds neu bewertet und sichergestellt werden. So können etwa Cyberattacken auf kritische Infrastrukturen oder die Unterbrechung globaler Lieferketten weitreichende Auswirkungen auf Energiesysteme, Wirtschaft und Gesellschaft haben. Auch der Klimawandel mit seinen zunehmenden Extremwetterereignissen führt zu neuen Risiken.

In die Diskussion um den richtigen Weg bringen wir folgende Grundüberlegungen ein:

- Die verschiedenen Lösungsansätze – insbesondere aus den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbarer Strom und neue Gase – müssen gemeinsam betrachtet und komplementär gedacht werden. Jegliches Konkurrenzdenken wird der Tatsache nicht gerecht, dass alle Lösungsbeiträge erforderlich sind, um Klimaneutralität 2045 zu erreichen.

- Inhaltlich sind wir der Überzeugung, dass heute mehr denn je eine Resilienzstrategie erforderlich ist. Nur diese kann gewährleisten, dass alle Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks „sicher – sauber – bezahlbar" dauerhaft und auch unter schwierigen Bedingungen erfüllbar bleiben.



Resilienz umfasst die Robustheit der Transformation wie auch des Zielsystems. Sie basiert auf der Nutzung alternativer Lösungen und stellt hierdurch im Belastungsfall rasche Reaktions- und Regenerationsfähigkeit sicher. Die Speicherfähigkeit erneuerbarer und dekarbonisierter Gase trägt in engem Zusammenwirken mit der erneuerbaren Stromerzeugung wesentlich zur Schaffung eines resilienten Energiesystems bei.

Im vorliegenden Dokument stellen wir unsere Überlegungen zu einem gemeinschaftlichen und resilienten Transformationspfad konkret dar: Zunächst gehen wir in den Kapiteln 2 und 3 näher auf die zukünftige Nachfrage nach Wasserstoff und Biomethan in den verschiedenen Verbrauchssektoren ein. Wir quantifizieren den erwarteten Einsatz erneuerbarer und dekarbonisierter Gase für die Jahre 2030 und 2045. Dabei stützen wir uns auf eine Metastudie zu Mengenbedarfen und -potenzialen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase, die im Zuge dieses Projekts durch Team Consult[8] erstellt wurde. Diese Metastudie analysiert die erwartete Nachfrage neuer Gase in den Klimaneutralitätsstudien der dena, der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende sowie der Ariadne-Studie.[9] Ergänzend beziehen wir jüngst veröffentlichte Daten des Nationalen Wasserstoffrates zu erwarteten Wasserstoffbedarfen der verschiedenen Verbrauchssektoren in die Betrachtung der erwarteten Mengen neuer Gase mit ein.[10]

Die Speicherfähigkeit erneuerbarer und dekarbonisierter Gase trägt in engem Zusammenwirken mit der erneuerbaren Stromerzeugung wesentlich zur Schaffung eines resilienten Energiesystems bei.

Anschließend betrachten wir in Kapitel 4 die notwendigen Infrastrukturen. Kapitel 5 befasst sich unter der Fragestellung der Machbarkeit mit den Erzeugungspotenzialen im In- und Ausland sowie mit deren möglichen Kosten. Auch hier stützen wir uns auf die Metastudie von Team Consult (2023).

In Kapitel 6 skizzieren wir, welche Weichenstellungen wir für erforderlich halten, um Klimaneutralität 2045 zu erreichen. Als Gaswirtschaft sehen wir uns in der Pflicht, unseren Beitrag zur Umsetzung der Transformation zu leisten. Was wir Politik und anderen Stakeholdern konkret anbieten können, stellen wir in Kapitel 7 vor.

Erdgas hat die Vergangenheit der Gaswirtschaft geprägt, Wasserstoff, Derivate und Biomethan prägen zunehmend unsere Gegenwart – und sie sind unsere Zukunft.

[8] Team Consult (2023).

[9] Die aus diesen normativen Klimaneutralitätsstudien durchgeführte Ableitung der erwarteten Nachfrage nach neuen Gasen ist vor dem Hintergrund des in den Studien angenommenen massiven Rückgangs des Endenergiebedarfs bis 2045 einzuordnen. In den betrachteten Szenarien der Studien wird eine jährliche Endenergieeinsparung in Höhe von 1,66 bis 1,94 Prozent für den Betrachtungszeitraum 2019 bis 2045 modelliert (vgl. Team Consult[2023]), die durch die Realisierung umfangreicher Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen erreicht werden soll. Diesen erwarteten zukünftigen Endenergieeinsparungen steht die historische Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Zeitraum 1990 bis 2019 gegenüber, die eine durchschnittliche jährliche Endenergieeinsparung in Höhe von 0,18 Prozent ausweist. Auch wenn der bereits heute einsetzende Technologiewechsel (beispielsweise durch die Nutzung direktelektrischer Antriebe im Straßenverkehr oder den Einsatz elektrischer Wärmepumpen im Gebäudesektor) zukünftig einen Anstieg der jährlichen Endenergieeinsparung erwarten lässt, ist das in diesen Klimaneutralitätsstudien definierte Ambitionsniveau der Endenergieeinsparung als exorbitant hoch einzuschätzen.

[10] Nationaler Wasserstoffrat (2023).

Solar- und Windkraft

2 In einem klimaneutralen Energiesystem sind neue Gase in Teilen von Industrie, Verkehr sowie Strom- und Wärmeversorgung unverzichtbar

Ohne klimaneutral erzeugte gasförmige Energieträger wie Wasserstoff und Biogas ist Klimaneutralität nicht erreichbar.[11] Vier Gründe belegen die Unverzichtbarkeit gasförmiger Energieträger:

1) Stoffliche Nutzung: Die Industrie und der Mittelstand benötigen Gase als Einsatzstoff in ihren Herstellungsprozessen. So wird Erdgas in der Stahlindustrie als Reaktionsmittel in der Stahlproduktion verwendet, in der chemischen Industrie beispielsweise für die Methanol-, Wasserstoff- und Ammoniakherstellung benötigt. Hier ist die Substitution fossiler Gase durch erneuerbaren und dekarbonisierten Wasserstoff und Biomethan die einzige Möglichkeit, eine klimaneutrale Produktion zu realisieren.[12]

2) Nicht elektrifizierbarer Energieverbrauch: Bei einigen Anwendungen ist aktuell keine Elektrifizierungsoption absehbar. So werden etwa die Luft- und die Schifffahrt auf klimaneutrale Gase zurückgreifen müssen, um ihren Beitrag zum Klimaschutz leisten zu können. Ebenfalls bestehen im industriellen Bereich nicht bzw. nicht vollständig elektrifizierbare Hochtemperaturprozesse, die auf den Einsatz klimaneutraler Gase angewiesen sein werden.

3) Absicherung der Stromversorgung: In Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung und in der Winterperiode („Dunkelflaute“) oder bei unzureichenden inländischen Transportkapazitäten können Stromimporte, ausspeisende Stromspeicher und die Absenkung der Stromnachfrage dabei helfen, Angebot und Nachfrage auszugleichen. Eine ausreichende Absicherung der heimischen Stromversorgung gewährleistet dies aber nicht. Daher wird die Speicherung und flexible Verstromung klimaneutraler Gase erforderlich sein, um das Stromsystem abzusichern.

4) Absicherung der Wärmeversorgung: Insbesondere in hochverdichteten städtischen Räumen kann (je nach sonstigen Voraussetzungen, wie z. B. Geothermie- und Abwärmepotenzialen) die Wärmebereitstellung aus mit Wasserstoff betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen unvermeidlich sein, um die Nah- und Fernwärmeversorgung zu gewährleisten.

Diese vier Anwendungsbereiche werden im Folgenden konkret dargestellt. Dabei wird der zu erwartende Bedarf an neuen Gasen auf Basis der Metastudie von Team Consult und weiterer Veröffentlichungen eingeschätzt.

[11] Dies ist als Ergebnis einer Vielzahl einschlägiger Studien wissenschaftlicher Konsens: BDI (2021), dena (2021), Ariadne (2021), Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021).

[12] Wir sind der festen Überzeugung, dass Technologien wie die Abspaltung, Speicherung und Nutzung von CO_2 (CCS, CCU) sowie negative Emissionstechnologien (BECCS, DACCS) Mitte des Jahrhunderts vorwiegend dafür eingesetzt werden, unvermeidbare Emissionen (Prozessemissionen der Industrie und der Landwirtschaft) zu neutralisieren.

Die Nutzung von Gasen in der Industrie

In Deutschland werden pro Jahr 370 TWh Erdgas in der Industrie eingesetzt.[13] Beim Einsatz von Gasen durch industriell-gewerbliche Endverbraucher ist zwischen einer energetischen Nutzung von Gasen, etwa zur Bereitstellung von Prozesswärme, Strom, Raumwärme und Warmwasser, und einer nicht-energetischen bzw. stofflichen Nutzung von Gasen zu unterscheiden.

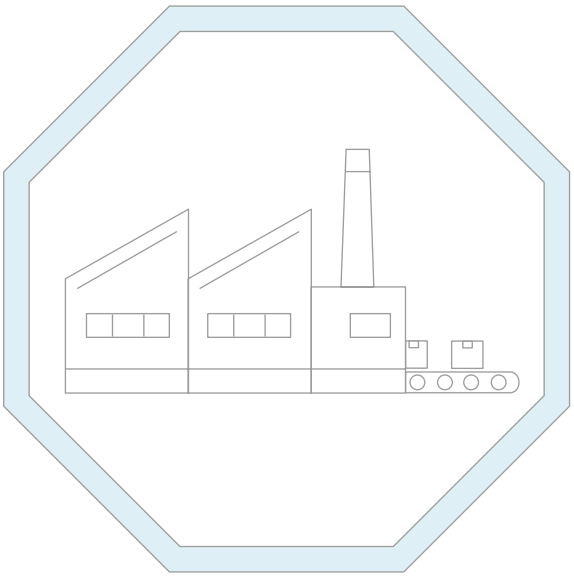
Anwendungsbereich	Anteil in Prozent
Prozesswärme	57,7
Eigenstromerzeugung	16,1
Stoffliche Nutzung	10,6
Raumwärme	7,7
Mechanische Energie	2,1
Warmwasser	0,8
Sonstige	5,0

Tabelle 1: Anteiliger Erdgasverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, Quelle: Zukunft Gas (2023)

Bei der stofflichen Nutzung wird ein Großteil des Erdgases für die Erzeugung von Ammoniak, Wasserstoff und Methanol eingesetzt. In Deutschland werden derzeit rund 60 TWh Wasserstoff pro Jahr erzeugt und verwendet. Der Großteil davon wird mittels Dampfreformierung sowie als Beiprodukt in chemischen Prozessen hergestellt. Rund 4 TWh Wasserstoff werden über Wasserelektrolyse erzeugt. Der Wasserstoff wird anschließend vor allem in der chemischen Industrie und in Raffinerien stofflich eingesetzt und weiterverarbeitet.[14]

Industriell-gewerbliche Endverbraucher werden auch in Zukunft darauf angewiesen sein, Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase in ihren Produktionsprozessen einzusetzen. Während für niedrige und mittlere Temperaturbereiche eine Elektrifizierung der Wärmebereitstellung wahrscheinlich ist, ist eine vollständige Elektrifizierung der Prozesswärme in bestimmten Produktionsprozessen schon aufgrund technischer Voraussetzungen nicht zu erwarten.[15] Der Großteil der Wasserstoffmengen im Bereich der industriell-gewerblichen Endverbraucher wird allerdings für eine stoffliche Verwertung benötigt werden.[16]

In der chemischen Industrie, der neben großen Verbundstandorten auch eine Vielzahl von mittelständischen Unternehmen angehören, bildet Ammoniak einen wichtigen Grundstoff zur Herstellung von Folgeprodukten. Bereits heute werden in der Ammoniaksynthese große Mengen an Wasserstoff eingesetzt (rund 17,7 TWh/Jahr, bislang in der Regel gewonnen aus Methan).[17] Eine Substitution des fossilen Wasserstoffs kann ohne Umstellung der Prozesstechnik direkt z. B. über Ammoniak aus grünem Wasserstoff erfolgen.[18] Dessen ungeachtet wird die chemische Industrie in Zukunft auf noch weit größere Mengen an Wasserstoff angewiesen sein, um die erdölbasierte Rohstoffbasis (Naphtha) auf eine treibhausgasneutrale Alternative umzustellen.



[13] BDEW (2022).
[14] DIHK (2020).
[15] BDI (2021).
[16] Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2021).
[17] Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021).
[18] Dechema und FutureCamp (2019).

Die Ergebnisse der Metastudie von Team Consult zeigen einen Wasserstoffbedarf von 20 bis 32 TWh im Jahr 2030 und 38 bis 135 TWh im Jahr 2045. Laut Einschätzung von IGBCE und VCI wird sich der Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie hingegen von derzeit rund 1 Mio. Tonnen auf rund 7 Mio. Tonnen (235,6 TWh) pro Jahr im Jahr 2045 erhöhen.[19] Der Nationale Wasserstoffrat sieht für das Jahr 2045 einen fast ebenso hohen jährlichen Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie von 225 TWh voraus.[20]

In der Stahlindustrie wird seit mehreren Jahren die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsverfahren vorangetrieben. Die Primärstahlproduktion, bei der Eisenerz mittels kohlenstoffartiger Reduktionsmittel reduziert und zu Stahl weiterverarbeitet wird, soll in Zukunft unter Einsatz des Wasserstoffdirektreduktionsverfahrens (H2-DRI) auf Wasserstoff umgestellt werden.[21] In Ergänzung dazu wird Stahlschrott in Elektrolichtbögen eingeschmolzen und neu aufbereitet (sogenannte Sekundärstahlproduktion). Die Primärstahlerzeugung wird hierdurch allerdings nicht überflüssig, da beide Produktionsrouten unterschiedliche Produktportfolios bedienen. Zudem steht der benötigte Stahlschrott nur in begrenztem Umfang zur Verfügung.[22]

Eine Umstellung der Stahlerzeugung auf Wasserstoff wird in Deutschland in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre erfolgen. In diesem Zeitraum steht laut einer Studie zur klimaneutralen Gestaltung der Industrie bei rund einem Drittel der bestehenden Hochöfen Reinvestitionsbedarf an.[23] In den Anfangsjahren der Umstellung soll dabei ein hoher Erdgasanteil eingesetzt werden, der sukzessive durch Wasserstoff ersetzt wird.[24]

Die Metastudie von Team Consult erwartet in der Stahlindustrie eine Wasserstoffnachfrage von 9 bis 29 TWh im Jahr 2030 und von 37 bis 82 TWh im Jahr 2045. Der Nationale Wasserstoffrat und eine weitere Metastudie zum Wasserstoffbedarf für die Stahlerzeugung erwarten für 2030 und 2045 ebenfalls eine ähnlich hohe Nachfrage pro Jahr im zweistelligen Bereich.[25]

Auch für Biomethan bieten sich zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten in der Industrie, insbesondere dort, wo heute schon Erdgas eingesetzt wird. In der chemischen Industrie kann Biomethan beispielsweise als Rohstoff und wertvoller Kohlenstofflieferant zum Einsatz kommen, so etwa für eine nachhaltige Ammoniak- und Wasserstoffherstellung. Zu Synthesegas umgewandelt können aus Biomethan verschiedene Basischemikalien entstehen, aus denen u. a. leistungsfähige Düngemittel, Bioethanol oder Kunststoffe hergestellt werden. Diese bisher kaum genutzte Option der stofflichen Nutzung von Biomethan bietet gleichbleibende Qualität ohne die Notwendigkeit von Änderungen in der Produktion, einen sicheren Transport über das vorhandene Versorgungssystem und deutliche CO_2-Minderungen bis hin zu CO_2-Senken.

Die Nutzung von Gasen im Verkehrssektor

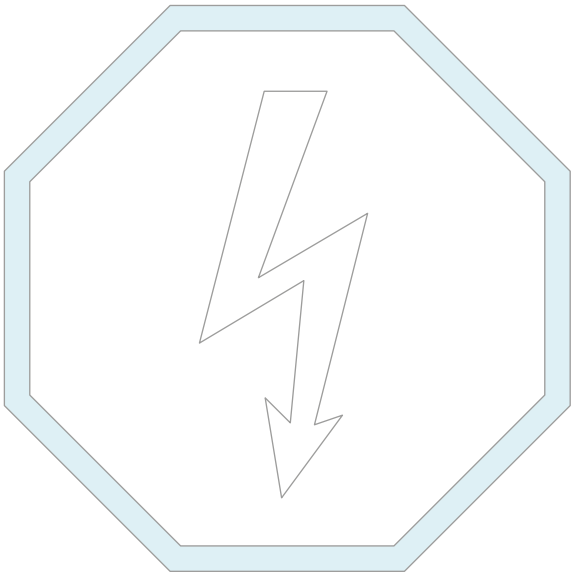
Um das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, sind neue Mobilitätskonzepte und Einsparungen, vor allem aber eine vollständige Substitution der fossilen Kraftstoffe durch klimaneutrale Alternativen notwendig. Als Ersatz für fossile Kraftstoffe bildet die direkte Elektrifizierung insbesondere für Pkw, leichte Lkw und den Schienenverkehr die zentrale Lösungsoption. Doch auch klimaneutrale Gase wie Wasserstoff und Bio-LNG[26] sowie Derivate wie synthetisches Kerosin werden als alternative Kraftstoffe eine unverzichtbare Rolle spielen: Für die Bestandsflotte bilden sie die beste Option, um eine klimaneutrale Mobilität zu ermöglichen. Sie bieten zudem dort eine Alternative, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich oder hochgradig ineffizient ist. Schon heute kommt Biomethan aus Abfall- und Reststoffen

[19] IGBCE und VCI (2022).
[20] Nationaler Wasserstoffrat (2023).
[21] Prognos AG (2022).
[22] Prognos AG (2020).
[23] Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019).
[24] Prognos AG (2022).
[25] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022), Nationaler Wasserstoffrat (2023).
[26] Liquefied Natural Gas/verflüssigtes Biomethan.

im Kraftstoffmarkt in verschiedenen Anwendungen wie Bio-CNG[27] für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge und Bio-LNG für schwere Nutzfahrzeuge zum Einsatz.[28] Ein flächendeckendes Bio-LNG-Tankstellennetz befindet sich im Aufbau.

Im Bereich der Schifffahrt bietet sich der Einsatz von Wasserstoff und Derivaten wie Ammoniak oder Methanol an. Zum Einstieg in die Schifffahrt könnte Wasserstoff zunächst als Lieferant für Bordenergie zum Einsatz kommen. Darüber hinaus ist er jedoch auch als Kraftstoff für die Schifffahrt geeignet. Derzeit wird der technische und wirtschaftliche Einsatz von Wasserstoff im Schiffsverkehr untersucht. Weitere Vorteile von Wasserstoff und seinen Derivaten liegen bei deren kurzen Tankzeiten und dem zuverlässigen Antriebssystem.[29] Die Metastudie von Team Consult sieht im Bereich der Schifffahrt im Jahr 2030 keine Nachfrage von Wasserstoff und Derivaten und auch im Jahr 2045 nur eine Nachfragemenge von 0,1 TWh. In der Analyse des Nationalen Wasserstoffrates wird hingegen bereits im Jahr 2030 eine Nachfrage von 0,5 bis 2,5 TWh vorausgesehen, die bis zum Jahr 2045 auf 8 TWh pro Jahr ansteigt.

In der Luftfahrt spielt fossiles Kerosin heute eine dominante Rolle. Vor allem für Langstreckenflüge ist der Einsatz von synthetischem Kerosin, bei dessen Herstellung Wasserstoff als Grundprodukt eingesetzt wird, eine vielversprechende Alternative zu dem bisher genutzten herkömmlichen Kerosin.[30] Eine Beimischung von Wasserstoff ist in der Luftfahrt aktuell technisch nicht möglich. Antriebe, die Wasserstoff direkt einsetzen, sind in der Entwicklung[31]; der Einsatz wasserstoffbetriebener Verkehrsflugzeuge wird ab 2035 angestrebt.[32] In jedem Fall werden Gase als Treibstoff oder als Grundprodukt für klimaneutrale flüssige Treibstoffe eine tragende Rolle in der klimaneutralen Luftfahrt spielen. Die Metaanalyse der Energiewendestudien zeigt für die Luftfahrt eine jährliche Nachfrage an Wasserstoff von 0,2 TWh (2030) bzw. 3,4 TWh (2045). Der Nationale Wasserstoffrat hingegen sieht, auch aufgrund rechtlicher Vorgaben, eine höhere Nachfrage von 3 TWh im Jahr 2030 und von 52 TWh im Jahr 2045 voraus.[33]



Die Nutzung von Gasen im Energiesektor

In Deutschland befindet sich der Energiesektor seit Jahren in einem Umstellungsprozess von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den Bereichen Strom und Wärme ist Deutschland in Zukunft in zunehmendem Maß auf die gesicherte Leistung aus Gaskraftwerken angewiesen, um die aus dem Betrieb ausscheidenden steuerbaren Kraftwerkskapazitäten zu kompensieren.[34] Zusammen mit Stromspeichern, Stromimporten und der Flexibilisierung der Stromnachfrage ermöglichen es Gasspeicher in Verbindung mit Gaskraftwerken, Schwankungen erneuerbarer Stromerzeugung auszugleichen und Lastspitzen zu bedienen. Hier kommt die besondere Leistungsfähigkeit des Gassystems zur Speicherung großer Energiemengen über längere Zeiträume zum Tragen. Gaskraftwerke übernehmen insbesondere im Winter und zur Überbrückung

[27] Compressed Natural Gas/Gas aus erneuerbaren Quellen.
[28] Dabei wird der Einsatz von Biomethan im Verkehr maßgeblich von der gesetzlich festgelegten Treibhausgas-Minderungsquote bestimmt. Laut Zahlen des Umweltbundesamtes leistete Biomethan mit 1,0 Mrd. kWh neben Biodiesel und Bioethanol einen bedeutenden Beitrag zur THG-Minderung.
[29] Acatech und DECHEMA (2022a), Acatech und DECHEMA (2022b).
[30] Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum – DLR (2021).
[31] Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum – DLR (2022).
[32] Airbus (2022).
[33] So gibt das Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote aus dem Jahr 2021 bis zum Jahr 2030 einen Mindestanteil an Kraftstoff aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs zum Ersatz für konventionellen Flugturbinenkraftstoff von zwei Prozent vor.
[34] Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wurde 2020 der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 gesetzlich festgeschrieben. 2022 wurde zudem mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier eine weitere gesetzliche Regelung zum Ausstieg aus der Kohleverstromung beschlossen, durch welche die Stilllegung der Kraftwerksblöcke Niederaußem K, Neurath F (BoA 2) und Neurath G (BoA 3) vom 31.12.2038 auf den 31.03.2030 vorgezogen wird.

längerer Dunkelflauten eine tragende Funktion für die Strom- und Wärmeversorgung.[35] Damit die betreffenden Gaskraftwerke klimaneutral betrieben werden können, ist eine sukzessive Umstellung bestehender Anlagen auf vollständigen oder anteiligen Wasserstoffbetrieb erforderlich. Parallel dazu muss der massive Zubau von H2-Ready-Gaskraftwerken erfolgen. Eine aktuelle Studie geht von einem Zubaubedarf bis zum Jahr 2030 von mindestens 15 GW Gaskraftwerkskapazität aus.[36] Die Bundesregierung hat diesen Bedarf grundsätzlich erkannt und in ihrem Koalitionsvertrag von 2021 ein Innovationsprogramm für H2-Ready-Gaskraftwerke angekündigt.[37] Sie hält einen Zubau von 17 bis 21 GW für erforderlich.[38]

Die Metastudie von Team Consult geht für das Jahr 2030 von einem jährlichen Wasserstoffbedarf von 19,6 bis 59,3 TWh für die Stromerzeugung aus. Dieser steigt den Aussagen der Studie nach bis zum Jahr 2045 auf eine jährliche Nachfrage von 20,1 bis 121,0 TWh an. Der Nationale Wasserstoffrat erwartet einen deutlich höheren zukünftigen Wasserstoffbedarf für die Stromerzeugung. Für das Jahr 2030 geht der Nationale Wasserstoffrat noch von einem Bedarf zwischen 0 und 20 TWh aus, bereits im Jahr 2040 jedoch schon von einem jährlichen Bedarf von 288 TWh.

Auch die Transformation des Wärmesektors hin zur Klimaneutralität stellt eine große Herausforderung dar. Denn dieser umfasst nicht nur die Wärmeversorgung von Wohngebäuden, sondern auch die von Nicht-Wohngebäuden sowie die oben erwähnte industrielle Prozesswärme. Einsparungen durch gesteigerte Gebäudeeffizienz und die Elektrifizierung des Wärmesektors mittels Wärmepumpen werden hier wichtige Beiträge leisten müssen. Angesichts verschiedener Herausforderungen (z. B. Fachkräftemangel, energetische Sanierungsrate im Gebäudebestand und Erhöhung der Spitzenlastnachfrage im Stromsystem) ist jedoch umstritten, wie schnell diese Dekarbonisierungspfade beschritten werden können.

Alle Speicher haben ihren Platz
Speicherkapazitäten vs. Ausspeicherdauern

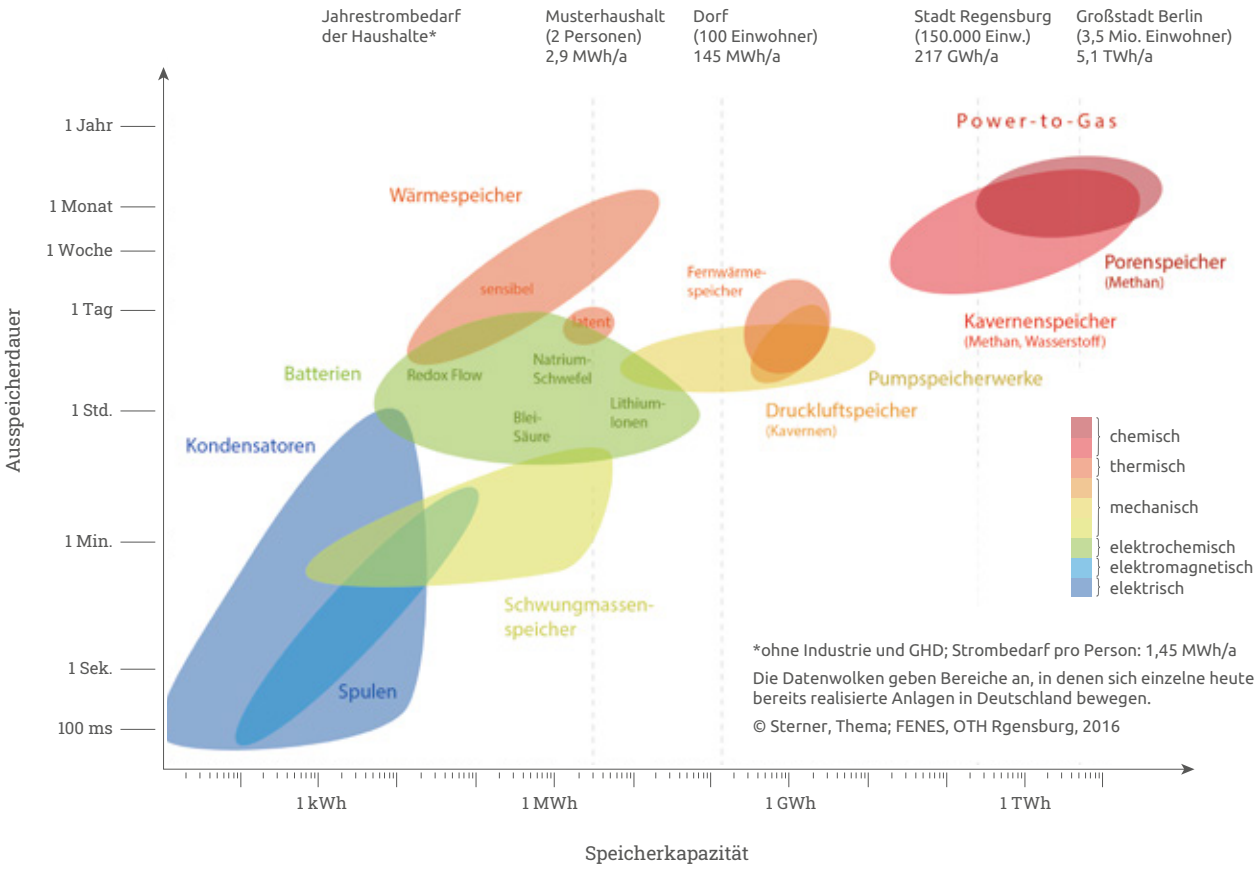
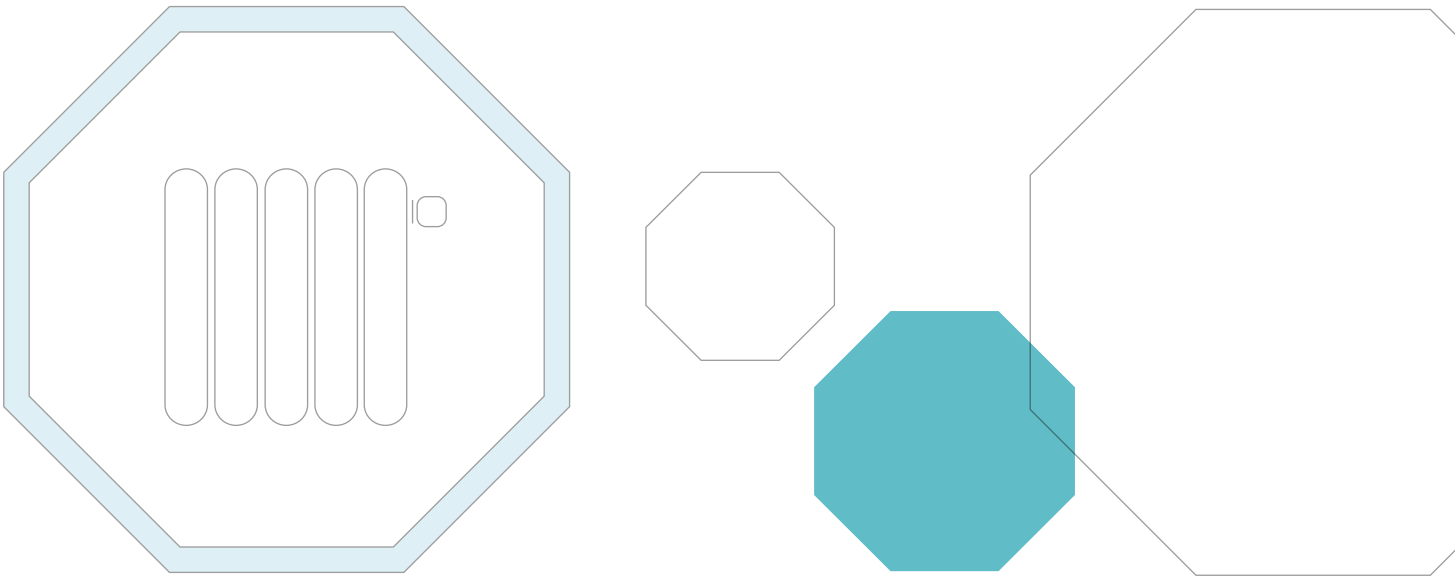


Abbildung 4, Quelle: Sterner, M., Stadler, I. (2014)



In Städten mit hoher Gebäudedichte zeichnet sich schon heute eine fortschreitende Verdichtung von Wärmenetzen ab, die Wärme aus CO_2-neutralen Quellen bereitstellen. Der Einsatz von Biogas, Biomethan und Wasserstoff in KWK-Anlagen bildet hier für die Dekarbonisierung der Nah- und Fernwärme einen elementaren Baustein, da KWK-Anlagen neben Strom eben auch Wärme erzeugen.[39] Ergänzend kann auch die Abwärme aus Elektrolyseuren im Wärmenetz genutzt werden und die Nutzung von Hybridsystemen (elektrische Wärmepumpe und Gasheizung) notwendig sein.

Im Bereich der Nah- und Fernwärmeversorgung geht die Metastudie von einem jährlichen Wasserstoffbedarf im zweistelligen Bereich aus, der zwischen 0 bis 12,7 TWh im Jahr 2030 und 28 bis 54,6 TWh im Jahr 2045 liegt. Der Nationale Wasserstoffrat geht für das Jahr 2030 von einer Wasserstoffnachfrage von 5 bis 10 TWh aus. Diese steigt seiner Prognose nach im Jahr 2045 auf 125 bis 500 TWh an. Diese Bedarfsmengen beinhalten zuzüglich zur Nah- und Fernwärme jedoch auch die dezentrale Objektversorgung (mehr dazu siehe Kapitel 3). Der Nationale Wasserstoffrat verweist darauf, dass sich die „Bedarfe aus der Stromerzeugung teilweise mit dem KWK-Segment der zentralen Wärmeerzeugung überlappen".[40]

Die gemeinsame Betrachtung der Ergebnisse der Metastudie, der Analyse des Nationalen Wasserstoffrates und der weiteren Veröffentlichungen zur zukünftigen Nachfrage nach Wasserstoff zeigt, dass neue Gase bereits in wenigen Jahren in Teilen von Industrie, Verkehr sowie der Strom- und Wärmeversorgung unverzichtbar sein werden.

Biogas, Biomethan und Wasserstoff in KWK-Anlagen bilden für die Dekarbonisierung der Nah- und Fernwärme einen elementaren Baustein.

[35] BDI (2021), 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2022).
[36] Enervis (2022).
[37] Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021).
[38] BMWK (2023).
[39] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021).
[40] Nationaler Wasserstoffrat (2023).

3 Neue Gase machen die Transformation und das Energiesystem resilient

Neue Gase tragen zur Erreichung eines klimaneutralen und resilienten Energiesystems bei

Abbildung 5, Quelle: eigene Darstellung

Effizienzgewinne und Elektrifizierung werden zahlreiche Prozesse und Anwendungen in allen Sektoren prägen. Es ist davon auszugehen, dass in diesen Bereichen zukünftig geringere Gasmengen genutzt werden.

Nichtsdestotrotz existieren verschiedene Anwendungsbereiche, in denen die Nutzung von Wasserstoff und Biomethan als zusätzliche Lösungsoption eine robuste Transformation hin zur Klimaneutralität absichern kann. Angesichts der hohen Innovations- und Transformationsdynamik besteht an vielen Stellen noch keine Gewissheit darüber, welche Energieträger in welchen Anwendungen wann und in welcher Menge eingesetzt werden. Diese Anwendungsbereiche werden im Rahmen dieses Papiers als Resilienzanwendungen bezeichnet.

In solchen Resilienzanwendungen ist Energie in Form von Molekülen komplementär zur Versorgung mit erneuerbarem Strom: Durch die bessere, auch langfristigere Speicherbarkeit von gasförmigen Energieträgern und die großen Energiemengen, die durch die Gasinfrastruktur transportiert werden können, wird der Pfad der direkten Nutzung von erneuerbarem Strom abgesichert. Dies ermöglicht eine flexible Reaktion, denn der Weg zur Klimaneutralität ist nicht vollständig planbar, weshalb eine alternative und redundante Versorgung in Krisensituationen entscheidend ist. Andere ungewisse Faktoren betreffen Fragen der technologischen Entwicklungen, Akzeptanz, Finanzierungsbedingungen und Lieferketten sowie der Transformationspfade unserer europäischen Nachbarn. Ein Transformationspfad, welcher die Absicherung dieser Ungewissheiten integriert, ist ein resilienter Transformationspfad.

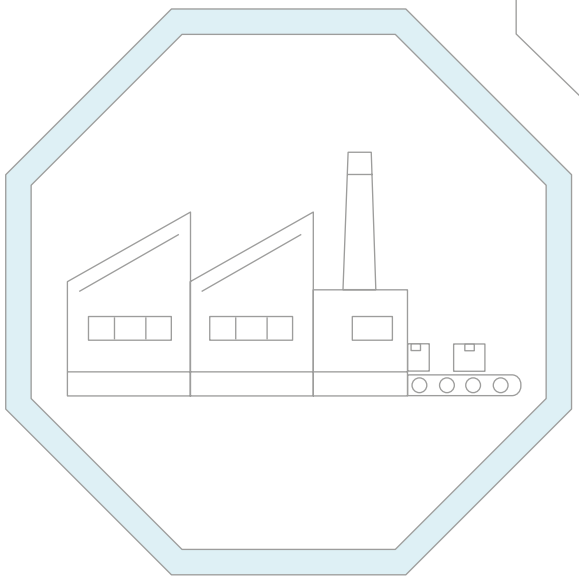
Basis für einen solchen Pfad ist es, Elektronen und Moleküle nicht gegeneinander auszuspielen, sondern mit einem Mix zu planen und dabei die jeweiligen individuellen Kontexte zu berücksichtigen. Wasserstoff kann dann Lösungen bieten, um auch in der Transformation allen Zielen des energiepolitischen Dreiecks zu genügen.

Resilienz stärkende Anwendungen in der Industrie, im Mittelstand und im Gewerbe

Eine sichere Versorgung mit Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen ist die Grundlage für die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland, insbesondere für die energieintensiven Industrien. Neben der Metallverarbeitung und der chemischen Industrie setzen auch zahlreiche weitere Industriezweige große Mengen an Erdgas ein, wie beispielsweise die Nahrungsmittelindustrie oder die Produktion von Glas oder Keramik.

Große Abnehmer wie Stahl- und Chemieindustrie setzen auf Wasserstoff als Lösung zur Senkung ihrer Emissionen. Auch viele mittelständische Unternehmen haben Interesse daran, Wasserstoff für ihren langfristigen Dekarbonisierungspfad zu nutzen, aber auch für ihre kurz- und mittelfristige Energieversorgung unter dem Eindruck der derzeitigen Krise.[41] In Deutschland beziehen mehr als 99 Prozent der Industrie-, Gewerbe- und Nicht-Haushaltskunden über die Verteilnetze Erdgas, unter ihnen rund 1,8 Mio. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher mit mehreren Millionen Arbeitsplätzen. Dies zeigt das enorme Potenzial, auch mit Wasserstoff die Dekarbonisierung in Industrie und Gewerbe voranzutreiben.

Die Lebensmittelindustrie ist wie kaum eine andere Branche essenziell für die allgemeine Daseinsvorsorge. Die Bereitstellung von Wärme und Dampf mit Erdgas ist ein wesentlicher Baustein von vielen Prozessen, beispielsweise bei Molkereien, Mühlen, Bäckereien oder der Fleischverarbeitung. Neue Gase sichern eine resiliente Energieversorgung der Branche und sorgen damit auch für die Ernährungssicherheit in Deutschland. Die hier herangezogenen Systemstudien sehen in der Lebensmittelbranche einen Bedarf an Biomethan und Wasserstoff von bis zu 2,7 TWh im Jahr 2030 und bis zu 17,7 TWh im Jahr 2045 voraus.[42]



Die Papierindustrie ist mit ihren Produkten Bestandteil zahlreicher wichtiger wirtschaftlicher Prozesse sowie des Alltagslebens, z. B. mit Verpackungsmaterialien für Lebensmittel und Medikamente. In der Papierindustrie wird Erdgas heute für die Dampf- und Stromerzeugung, für den Antrieb der Maschinen, als Start- und Stützbrennstoff in Zellstofffabriken sowie zur Rückgewinnung von Chemikalien verwendet. Zahlreiche Unternehmen der Papierindustrie setzen für ihre Dekarbonisierung nicht nur auf Elektrifizierung, sondern auch auf die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas und engagieren sich in Projekten zur Aufbereitung der Abwässer zu Biomethan und der Nutzung von Wasserstoff. Beim Wasserstoffbedarf für die Industrie orientieren sich die meisten Studien bisher am „Mindestbedarf", der in der Regel definiert ist als Bedarf für solche Prozesse, die nicht auf andere Weise dekarbonisiert werden können. Die ergänzende Nutzung von Wasserstoff und Biomethan kann also die Resilienz der Produktion, beispielsweise bei Stromausfällen, stärken und damit die Bereitstellung von Papierprodukten sichern. In dem diesem Papier zugrundeliegenden Studienvergleich wird der Bedarf an Wasserstoff und Biomethan in diesem Zweig für 2030 auf bis zu 1,6 TWh und für 2045 auf bis zu 20 TWh geschätzt.

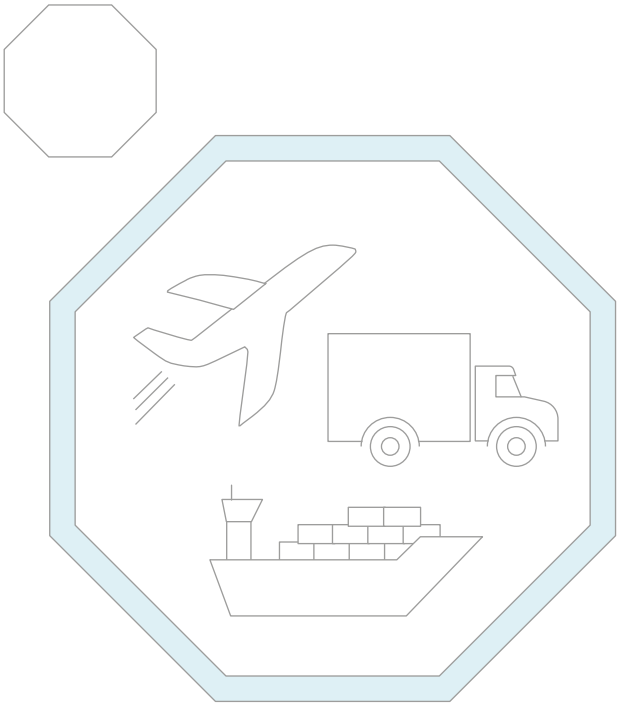
[41] Dies zeigt auch das Abschlussdokument eines Dialogprozesses, den das Wirtschaftsministerium 2021 mit zahlreichen Industriebranchen geführt hat. (vgl. Die Bundesregierung [2022]).
[42] Team Consult (2023).

Auch bei der Erzeugung von Prozesswärme im Hochtemperaturbereich können Biomethan und Wasserstoff einen wichtigen Beitrag leisten. Beispielsweise wird im Glasschmelzprozess heute zu etwa 85 Prozent Erdgas eingesetzt. Eine Elektrifizierung einzelner Prozessschritte ist denkbar und technisch möglich, allerdings besteht diese Option bisher noch nicht für die Herstellung aller Glasarten. Für diese wird deshalb prozessbedingt weiterhin eine Verbrennung notwendig sein.[43] Das Angebot von gasbasierten Lösungen auf Basis von Wasserstoff oder Biomethan kann daher die Zukunftsfähigkeit der Glasindustrie in Deutschland absichern. Die Bottom-up-Analyse der verglichenen Studien zeigt für den Bereich Steine & Erden einen möglichen Bedarf an Wasserstoff und Biomethan von bis zu 5,5 TWh im Jahr 2030 und 40,3 TWh im Jahr 2045. Der Sektor Steine & Erden umfasst dabei neben der Glasindustrie beispielsweise auch die Herstellung von Klinker für die Zementindustrie.

Viele Unternehmen der Industrie betreiben zudem, insbesondere für die Strom- und Wärmeerzeugung, eigene KWK-Anlagen, die Hälfte der industriellen Stromerzeugung fußt gegenwärtig auf Erdgas. Auch hier kann eine Verwendung von Wasserstoff sinnvoll sein, um die Energieversorgung des Standorts abzusichern. Schon heute werden diese Anlagen vermehrt H2-Ready und als flexible Spitzenlastkraftwerke ausgelegt, wodurch sich eine direkte Austauschbarkeit von Erdgas und Wasserstoff ergibt.

Der Einsatz von Wasserstoff und Biomethan in den Resilienzanwendungen der Industrie kann einen wichtigen Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland leisten. Er sichert Wertschöpfung und Arbeitsplätze ebenso wie den Erhalt der Technologie- und Clusterkompetenz, von der Deutschland geprägt ist. Außerdem ermöglichen neue Gase als weitere Lösungsoption für die Transformation der Industrie eine flexible Reaktion auf unvorhergesehene technische Entwicklungen und externe Faktoren.

Zusätzlich zu den in Kapitel 2 benannten Mengen für den Industriesektor kann es durch die Nutzung von Wasserstoff und Biomethan in industriellen Resilienzanwendungen zu einer Nachfrage von bis zu 18,9 TWh im Jahr 2030 und von 11,3 bis 136,2 TWh im Jahr 2045 kommen. Die große Bandbreite für 2045 spiegelt hierbei auch die großen Unsicherheiten wider, von denen der Entwicklungspfad begleitet wird.[44]



Resilienz stärkende Anwendungen im Verkehrssektor

Gasförmige Energieträger können im Verkehrssektor insbesondere dort zur Resilienz der Verkehrswende beitragen, wo eine Elektrifizierung nicht absehbar ist oder wo ein Umstieg auf elektrifizierte Lösungen aufgrund des Nutzungsverhaltens nur sehr verzögert zu erwarten ist.

Im Straßengüterverkehr bietet der Einsatz von Wasserstoff und Bio-LNG (verflüssigtes Biomethan) im Marktsegment der schweren Nutzfahrzeuge im Schwerlast- und Fernverkehr eine Lösungsoption zum Erreichen der Klimaneutralität vor allem dort, wo hohe Reichweiten und Nutzlasten sowie die Erfüllung von Flexibilitätsanforderungen erforderlich sind. Brennstoffzellen- und Bio-LNG-LKW können nach kurzen Tankzeiten ihre Fahrt fortsetzen. Auch ergeben sich keine Verluste von Nutzlast durch schwere Batterien wie bei batterieelektrischen Fahrzeugen. Bereits jetzt stehen insbesondere für Bio-LNG-LKW zahlreiche Fahrzeugmodelle zur Verfügung. Ein europaweites Tankstellennetz befindet sich weiter im Aufbau. Zahlreiche Unternehmen engagieren sich derzeit auf dem Feld der Verflüssigung von Biomethan, wodurch Bio-LNG zunehmend als Kraftstoff in den Markt kommt. Die weitere Marktentwicklung im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge ist aufgrund offener technologischer Entwicklungen und Kostendegressionen von Batterien, Kraftstoff, Brennstoffzellen

[43] GWI, BV Glas (2022).
[44] Team Consult (2023).

Der Einsatz von Wasserstoff und Biomethan in den Resilienzanwendungen kann einen wichtigen Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland leisten.

und Wasserstofftanks sowie die weitere Entwicklung der Energiepreise inklusive Diesel, Strom und Wasserstoff noch offen.[45] Die für dieses Papier betrachteten Systemstudien sehen in diesem Segment für das Jahr 2030 eine Nachfrage nach Wasserstoff und Biomethan von bis zu 7,5 TWh und für das Jahr 2045 von bis zu 177,7 TWh voraus. Im Vergleich dazu geht der Nationale Wasserstoffrat in seiner oben erwähnten Bedarfsabschätzung für 2030 allein für Wasserstoff bereits von einer Nachfrage von 17 TWh aus.

Für den Bereich des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) zeigt beispielsweise eine Well-to-Wheel-Betrachtung (WtW) für Busse, dass sich durch den Einsatz von Wasserstoff im Vergleich zu Dieselfahrzeugen erhebliche THG-Minderungen erzielen lassen.[46] Verglichen mit batterieelektrischen Fahrzeugen sind mit Brennstoffzellenbussen und Bio-CNG-Bussen höhere Reichweiten und kürzere Betankungszeiten erzielbar. Beide Technologien können daher insbesondere in bergigen und weitläufigen Regionen eine sinnvolle Alternative für den Einsatz im ÖPNV darstellen. Sie verfügen bereits heute über eine hohe technische Reife, und vor allem Brennstoffzellenbusse bergen durch das Nutzen von Skaleneffekten erhebliche Kostenreduzierungspotenziale. Die hier herangezogenen Systemstudien sehen im ÖPNV eine eher niedrige Nachfrage nach Wasserstoff und Biomethan, zumindest aber einen Bedarf von bis zu 2,2 TWh (2030) bzw. von bis zu 4,9 TWh (2045) voraus.[47]

Neben den in Kapitel 2 beschriebenen Bereichen des Verkehrssektors, in denen Wasserstoff und Biomethan eingesetzt werden, können gasförmige Kraftstoffe aus erneuerbaren und dekarbonisierten Quellen somit auch in anderen Verkehrssegmenten eine Rolle spielen, um batterieelektrische Anwendungen zu ergänzen. Sie sichern die Transformation hin zur Klimaneutralität ab, auch wenn die Elektrifizierung sich nicht ausreichend schnell und marktdurchdringend durchsetzen sollte. Gleichzeitig kann das Herausbilden einer heimischen Nachfrage im Verkehrssektor die starke Position der deutschen Industrie im Mobilitätsbereich stützen, die beispielsweise Fahrzeuge dieser Segmente für internationale Märkte produziert.

Der Studienvergleich zeigt, dass sich im Verkehrsbereich für die Resilienzanwendungen im Jahr 2030 voraussichtlich niedrige Bedarfe von bis zu 9,7 TWh ergeben. Für das Jahr 2045 zeichnet sich hingegen eine durchaus signifikante Nachfrage von 55,8 bis 189,2 TWh ab. Diese Werte bilden eine bei der Transformation des Energiesystems nicht zu vernachlässigende Größe.

[45] TNO (2022).
[46] DVGW (2019).
[47] Team Consult (2023).

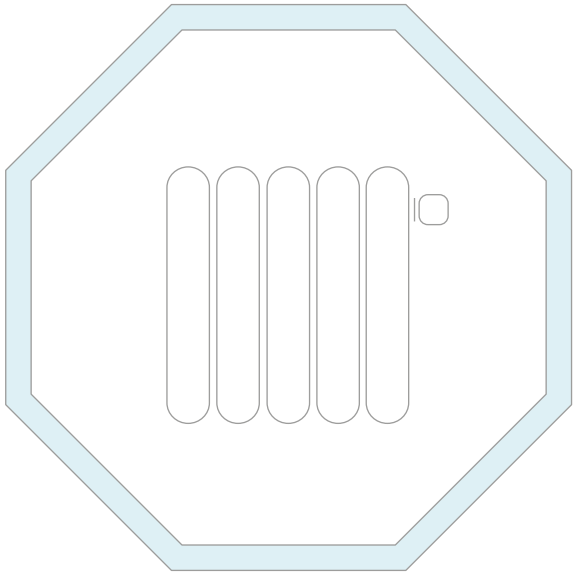
Resilienz stärkende Anwendungen im Energiesektor

Dass die Bezahlbarkeit der Wärmeversorgung von grundsätzlicher Bedeutung für den gesellschaftlichen Zusammenhalt und die deutsche Volkswirtschaft ist, demonstriert die Entwicklung der Energiepreise in der Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine eindrucksvoll. Die Bezahlbarkeit einer klimaneutralen Wärmeversorgung ist von entscheidender Bedeutung für die Akzeptanz der Transformation hin zur Klimaneutralität.

Der Wärmebedarf des Gebäudesektors ändert sich nur langsam, zum einen durch energetische Sanierung sowie zum anderen durch Zubau und Abgang von Gebäuden. Aus den Eigenschaften bestehender Gebäude[48], aber auch aus den Lebensumständen der Eigentümerinnen, Eigentümer und Nutzenden ergeben sich unterschiedliche Ausgangsbedingungen für eine Umstellung auf klimaneutrale Heiztechnologien und Energieträger. Diese Ausgangsbedingungen haben einen starken Einfluss darauf, welche Umstellungen des Heizsystems in welchem Zeitrahmen zu welchen Kosten möglich sind.

Für den Wärmemarkt ist daher ein Ansatz zu wählen, der eine schnell umsetzbare, bezahlbare, klimaneutrale und zuverlässige Versorgung gewährleistet. Sanierungspotenziale in Bestandsbauten sowie die konkreten Bedingungen vor Ort sind dabei ebenso zu berücksichtigen wie bereits vorhandene nutzbare Infrastrukturen. Zu diesem Schluss kommt auch die durch den Nationalen Wasserstoffrat in Auftrag gegebene Bottom-up-Studie der Fraunhofer-Institute ISE und IEE zur Entwicklung des Wärmemarktes.[49]

Die Wärmebereitstellung über Wärmepumpen erweist sich für Neubauten und ausreichend sanierte Bestandsgebäuden als effiziente Heiztechnologie mit hohem CO_2-Minderungspotenzial. Viele Bestandsgebäude sind jedoch nicht saniert; die Sanierungsrate liegt seit mehreren Jahren stabil bei lediglich knapp 1 Prozent.[50] Das liegt nicht zuletzt daran, dass eine umfassende energetische Sanierung der Gebäudehülle aufwendig und kostspielig sein kann. Zudem besteht schon heute ein deutlicher Fachkräftemangel.



Auch der mit dem Wärmepumpen-Hochlauf verbundene Anstieg der elektrischen Spitzenlast stellt eine große Herausforderung an den Ausbau der Stromverteilnetze dar.

Erdgas war 2022 im Bestand mit fast 50 Prozent der am häufigsten genutzte Energieträger für die Wärmeversorgung. Hinzu kommt die Beheizung mit gasbasierter Fernwärme. Ein wesentlicher Anteil der Infrastrukturen und Anwendungstechnologien in der Wärmeversorgung ist damit heute auf die Nutzung gasförmiger Energieträger ausgerichtet. Sowohl die Infrastruktur als auch die Heizungstechnik sind mit geringem Aufwand auf einen vollständigen Wasserstoffbetrieb umrüstbar. Ein weiterer wichtiger Baustein für eine resiliente Wärmewende können Hybridheizungen sein. Durch diese hybriden Heizsysteme wird der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen beispielsweise in solchen Gebäuden ermöglicht, die aufgrund ihres niedrigen Effizienzstandards oder ihrer allgemein hohen Heizlast den Nutzwärmebedarf nicht ganzjährig effizient mit Wärmepumpen decken können.

Trotz der Prämisse, dass die Sanierung von Gebäuden und der Einsatz von Wärmepumpen entscheidende Bausteine der Wärmewende sind, ist es für die Resilienz notwendig, Wasserstoff und Biomethan bei der Dekarbonisierung der dezentralen Wärmebereitstellung einzubeziehen.

[48] Dies betrifft etwa Alter und Sanierungszustand, bestehende Systeme zur Wärmeverteilung und -abgabe im Gebäude, das Platzangebot im Gebäude oder auf dem Grundstück, den Zugang zu leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen etc.

[49] Fraunhofer ISE/Fraunhofer IEE (2022).

[50] DIW (2019).
Die Sanierungsrate beschreibt den prozentualen Anteil der jährlich vollsanierten Gebäudefläche. Mögliche Einzelmaßnahmen werden hierbei in Vollsanierungsäquivalente, d. h. die Sanierung der gesamten Gebäudehülle, umgerechnet. Die Bundesregierung hat im Jahr 2010 das Ziel formuliert, die energetische Sanierungsrate bis 2020 auf 2 Prozent zu erhöhen.

Die Struktur der zukünftigen Wärmeversorgung und der Transformationspfad der Wärmewende sollten entsprechend flexibel und robust genug gestaltet sein, um mit Unsicherheiten umgehen zu können. Eine Kombination aus Versorgungsstrukturen mit Elektronen und Molekülen kann dies gewährleisten. Vorrang muss deswegen die kommunale Wärmeplanung haben, die vor Ort viele der bestehenden Ungewissheiten auflösen kann. Bei der Nutzung in Wärmeanwendungen, die die Resilienz der Wärmeversorgung stärken, kann von einer Nachfrage nach neuen Gasen von bis zu 31 TWh im Jahr 2030 bzw. bis zu 109 TWh im Jahr 2045 ausgegangen werden. Für 2045 sieht der Nationale Wasserstoffrat nach einer ersten Hochrechnung auf Basis seiner Bottom-up-Studie sogar eine mögliche Nachfrage in einer Bandbreite von 125 bis 500 TWh im Jahr voraus.

Die Bereitstellung der in diesem Kapitel dargestellten Bedarfsmengen neuer Gase kann einen substanziellen Beitrag zur Sicherung der Transformation darstellen. Zugleich zeigen die Zahlen jedoch, dass die Nutzung von Gasen im Vergleich zu den 959,1 TWh Endverbrauch, die den Mittelwert der letzten fünf Jahre bilden, aller Wahrscheinlichkeit nach abnehmen wird.[51]

Die Bezahlbarkeit einer klimaneutralen Wärmeversorgung ist von entscheidender Bedeutung für die Akzeptanz der Transformation hin zur Klimaneutralität.

Übernahmestation/Druckmesser

[51] Eigene Berechnungen BDEW.

4 Die zukünftige Infrastruktur für neue Gase entsteht bedarfsgerecht aus der heutigen

Die Ausführungen der Kapitel 2 und 3 zu den Wasserstoff- und Biomethanbedarfen einzelner Sektoren machen deutlich, dass eine Infrastruktur zum Transport und zur Verteilung von Molekülen auch in einem klimaneutralen Energiesystem unerlässlich ist. Sie wird sich aber vom bestehenden Erdgasnetz unterscheiden und muss dementsprechend weiterentwickelt werden.

Im Zuge einer zunehmenden Elektrifizierung, aber auch durch das Heben von Effizienzpotenzialen ist mit einer abnehmenden Menge gasförmiger Energieträger in der deutschen Energieversorgung zu rechnen. Im zukünftigen Energiesystem wird es nichtsdestotrotz weiterhin Gasnutzer, verbunden mit einer höheren Anzahl dezentraler Erzeuger von Wasserstoff und Biogas – aufbereitet zu Biomethan – und damit höheren regionalen Einspeisemengen geben. Daher ist es in jedem Fall sinnvoll, große Teile des bestehenden Netzes auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene zu transformieren.

Die Gasinfrastrukturen stehen somit vor einer tiefgreifenden Transformation. Dabei bilden die Infrastrukturen, über die heute vorwiegend Erdgas transportiert wird, (mitsamt den zugehörigen Infrastrukturelementen wie LNG-Terminals und Speicher) die Basis für die zukünftige klimaneutrale Gasversorgung. Die Wasserstoffverträglichkeit, also die H2-Readiness der Leitungsinfrastrukturen, ist bereits heute in Teilen gegeben. Durch Ertüchtigung einzelner Komponenten kann sie mit technisch und wirtschaftlich relativ geringem und volkswirtschaftlich vertretbarem Aufwand auf 100 Prozent angehoben werden.[52] Die erforderliche Transformation der Gasinfrastrukturen besteht aus vier Komponenten: Neben der Herstellung der H2-Readiness und Umstellen bestehender Infrastrukturen auf Wasserstoff sind dies der Bau neuer Wasserstoffinfrastrukturen, die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen mit Biomethan sowie die Stilllegung von Infrastrukturen dort, wo Gasanwendungen vollständig durch Elektrifizierung ersetzt werden.

Mit der Weiterentwicklung der Infrastruktur muss schnellstmöglich begonnen werden, um den Endkunden eine Reduktion der Treibhausgasemissionen zu ermöglichen und zugleich die Versorgungssicherheit der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft zu gewährleisten. Da die Planung und der Bau von Infrastrukturen immer auch Richtungsentscheidungen für vor- und nachgelagerte Märkte bedeuten, ist eine umsichtige, spartenübergreifende Infrastrukturplanung unerlässlich. Im Interesse einer resilienten Energiewende sollten potenziellen Zukunftspfade der Dekarbonisierung nicht ohne Not ausgeschlossen werden. Gleichzeitig muss über den gesetzlichen Rahmen dafür gesorgt werden, dass im Sinne des Klimaschutzes auch

Struktur des Gasnetzes nach Druckstufen und Endverbrauchern

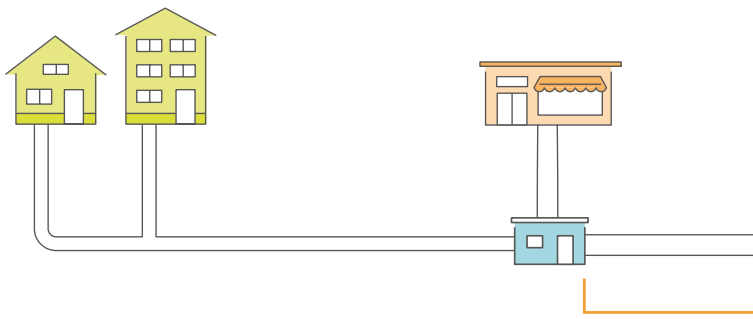


Abbildung 6, Quelle: BDEW (2023b)

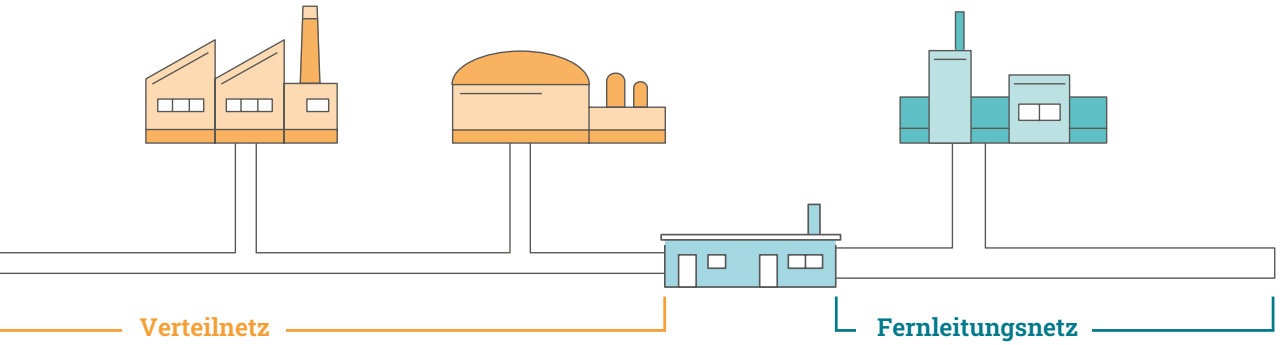
[52] Auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber ist zur Ertüchtigung der Infrastruktur und der Anwendungen (ohne Industrie) bis zum Jahr 2045 mit Mehrinvestitionen in Höhe von 14 Mrd. EUR zu rechnen. Auf Ebene der Verteilnetzbetreiber belaufen sich die voraussichtlichen Mehrinvestitionen für die Ertüchtigung von Gasinfrastrukturen, Gasanwendungen (ohne Industrie) und Gasmobilität im gleichen Zeitraum auf 17 bis 41 Mrd. EUR. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Höhe der Mehrinvestitionen sind die angestrebte Zielgröße der Wasserstoffverträglichkeit, die Anzahl der Anpassungsstufen sowie der Zeitpunkt der Ertüchtigung hin zur vollständigen Wasserstoffverträglichkeit. Quelle: DVGW (2022).

aus volkswirtschaftlicher Perspektive sinnvolle Anreize für Investitionen in Energieeffizienz und Elektrifizierung bestehen bleiben. Das setzt eine integrierte Infrastrukturplanung voraus, die fehlgeleitete Investitionen vermeidet. Die Netzbetreiber haben bereits mit dem Assessment zukünftiger Wasserstoffbedarfe und den entsprechenden Planungen für eine Weiterentwicklung der Infrastrukturen begonnen.

Die Erdgasinfrastruktur als Ausgangspunkt für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur

In den vorangegangenen Kapiteln wurde aufgezeigt, dass ein diversifizierter Bezug von Energie, ein Transport und die Verteilung großer Energiemengen zu industriellen Nutzern, Kraftwerksbetreibern und anderen Letztverbrauchern sowie eine langfristige Speicherbarkeit von Energie für ein resilientes, klimaneutrales Energiesystem und den Weg dorthin eine essenzielle Rolle spielen. Die bestehenden Gasinfrastrukturen können einen wichtigen Beitrag zur Erfüllung dieser Anforderungen leisten und das klimaneutrale Stromsystem sinnvoll ergänzen.

Über die bestehende Gasnetzinfrastruktur werden große Mengen an Energie in Form von Erdgas und Biomethan an Letztverbraucher geliefert: In den letzten fünf Jahren haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas) und die Verteilnetzbetreiber (VNB Gas) im Mittel 939,6 TWh pro Jahr an Endkunden ausgespeist. Zu den Endkunden zählen öffentliche Gebäude wie Schulen, Rathäuser oder Museen, private Haushalte, Betriebe in den Bereichen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Industriekunden und Gaskraftwerke. Ergänzt wird die Gasnetzinfrastruktur durch 47 unterirdische Gasspeicher mit einer Gesamtkapazität von ca. 24 Mio. m³ bzw. 278,5 TWh – einem Volumen, das etwa einem Viertel des deutschen Jahresverbrauchs an Gas entspricht.[53] In Zukunft ist aufgrund einer zunehmenden Elektrifizierung und Steigerungen im Bereich der Energieeffizienz von abnehmenden Mengen gasförmiger Energieträger auszugehen, weshalb es sinnvoll erscheint, die Infrastruktur entsprechend anzupassen. Der dennoch hohe Wert des Gassystems liegt jedoch auch in seiner Fähigkeit, auf starke Nachfrageschwankungen zu reagieren und eine nachfrageseitige Spitzenlast von derzeit etwa 250 GW abzusichern.[54]



Verteilnetz

ca. 529.000 km | ca. 14,6 Mio. Letztverbraucher
Ausspeisemenge an Letztverbraucher ca. 810 Mrd. kWh, davon
- ca. 250 Mrd. kWh an Kunden > 10 Mio. kWh/Jahr
- ca. 300 Mrd. kWh an Haushaltskunden
- ca. 59 Mrd. kWh an große Gaskraftwerke*

Fernleitungsnetz

ca. 42.500 km | ca. 510 Letztverbraucher
Ausspeisemenge an Letztverbraucher ca. 190 Mrd. kWh, davon
- ca. 145 Mrd. kWh an Kunden > 10 Mio. kWh/Jahr
- ca. 44 Mrd. kWh an große Gaskraftwerke*

* Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung

[53] Das Speichervolumen verteilt sich auf Kavernenspeicher (137 TWh), Porenspeicheranlagen (119,9 TWh) und sonstige Speicheranlagen (21,6 TWh). Quelle: Bundesnetzagentur (2023).
[54] Frontier Economics (2021).

	Ausspeisemengen FNB in TWh/Jahr	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Ausspeisemengen VNB in TWh/Jahr	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	0,1	0,1	339,4	44,4
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	0,3	128,1	16,8
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,8	3,1	106,0	13,9
> 100.000 MWh/Jahr	136,0	72,9	136,0	17,8
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	44,1	23,7	55,1	7,2
Gesamtsumme	186,5	–	764,6	–
Anteil FNB zu VNB	19,6		80,4	

Tabelle 2: Ausspeisemengen Erdgas nach Kategorien der Letztverbraucher (Mittel 2017–2021), Differenz in Summe durch Rundung; Quelle: eigene Darstellung basierend auf den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (2018–2022)

Aus den Tabellen 2 und 3 wird ersichtlich, dass die Verteilnetzbetreiber (VNB) über die regionalen Verteilnetze den Großteil der privaten Haushalte sowie eine Vielzahl der Betriebe in den Bereichen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Industriekunden und Gaskraftwerke mit Gas versorgen: Etwa ein Drittel aller deutschen Haushalte (ca. 12,7 Mio.) sowie rund 1,8 Mio. industriell-gewerbliche Kunden sind direkt an die Verteilnetze angeschlossen (siehe Tabelle 3). Durch die Fernleitungsnetze werden vor allem Gaskraftwerke und Endkunden aus der Verbrauchsgruppe > 100.000 MWh/Jahr versorgt (siehe Tabelle 2).

	Haushalte	Industrie/ gewerbliche Letztverbraucher
Fernleitungsnetze	0	500
Verteilnetze	12.750.600	1.809.900

Tabelle 3: Kundengruppen nach Ebene der Gasfernleitungs- und Gasverteilnetze, Quelle: Bundesnetzagentur (2023)

Für die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur bietet die bestehende Gasnetzinfrastruktur den geeigneten Ausgangspunkt, da deren Rohrleitungsmaterialien in weiten Teilen für den Transport von Wasserstoff geeignet sind.[55] Komponenten wie Mess- und Regelanlagen sowie Verdichter, die noch keine hundertprozentige Wasserstoffverträglichkeit aufweisen, können durch wasserstoffverträgliche Komponenten ersetzt werden, um Wasserstoff in Reinform zu transportieren.[56] Die oben genannten Zahlen zur Verteilung der Gasverbraucher über die verschiedenen Netzebenen macht deutlich, dass die Versorgung der in den Kapiteln 2 und 3 dargestellten Verbraucher eine Transformation sowohl des Fernleitungsnetzes als auch substanzieller Teile der Verteilnetze erforderlich macht. Da der internationale Handel mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten nicht nur über Pipelines, sondern auch per Schiff erfolgt, ist es notwendig, zusätzlich eine entsprechende Importinfrastruktur aufzubauen.

[55] DVGW (2023), UBA (2023).
[56] Nationaler Wasserstoffrat (2021).

Die zukünftige Gasinfrastruktur muss zielgerichtet weiterentwickelt werden. Neben der Umstellung bestehender Infrastrukturen auf eine vollständige Wasserstoffverträglichkeit (H2-Readiness) und auf 100 Prozent Biomethan zählen auch der Neubau von Biomethan- bzw. Wasserstoffleitungen und die Stilllegung von Erdgasleitungen zu den Entwicklungspfaden. Zur Versorgung der Nutzer neuer Gase werden als weitere Komponenten des zukünftigen Gassystems Importterminals, Fernleitungs- und Verteilnetze sowie Wasserstoffspeicher benötigt (siehe Abbildung 7).

Das zukünftige Wasserstoff-Fernleitungsnetz

Mit dem European Hydrogen Backbone (EHB) haben 31 Gasfernleitungsnetzbetreiber aus 28 europäischen Ländern die zukünftig erforderliche Wasserstoff-Transportinfrastruktur konkret beschrieben.[57] Das EHB soll im Jahr 2030 eine Länge von 27.000 km haben und zukünftig weiter wachsen. Bis zum Jahr 2040 soll seine Gesamtlänge auf 53.000 km erweitert werden. Es soll zu etwa 60 Prozent aus nachgerüsteter bestehender Infrastruktur und zu 40 Prozent aus neuen Wasserstoffleitungen bestehen.[58] Mit dem EHB werden Erzeugungszentren und Nachfragezentren von Wasserstoff sowie Importterminals in ganz Europa über ein Netz von Hochdruck-Pipelines miteinander verbunden (siehe Pläne der FNB für das EHB-Wasserstoffnetz 2030 in Deutschland). Erste Teilabschnitte des EHB werden über Verbundprojekte, sogenannte IPCEI (Important Projects of Common European Interest), umgesetzt.[59] Darüber hinaus ist mit entsprechenden politischen Leitplanken ein beschleunigter Aufbau eines ersten überregionalen Wasserstoffnetzes in Deutschland bis 2030 möglich.[60] Auf diese Weise könnten Unternehmen, die Wasserstoff erzeugen, transportieren, speichern und verbrauchen, früher miteinander verbunden werden, wodurch Treibhausgasminderungen in der Industrie und im Energiesektor schneller erfolgen könnten.

Weiterentwicklung des Gassystems – Komponenten und Entwicklungspfade

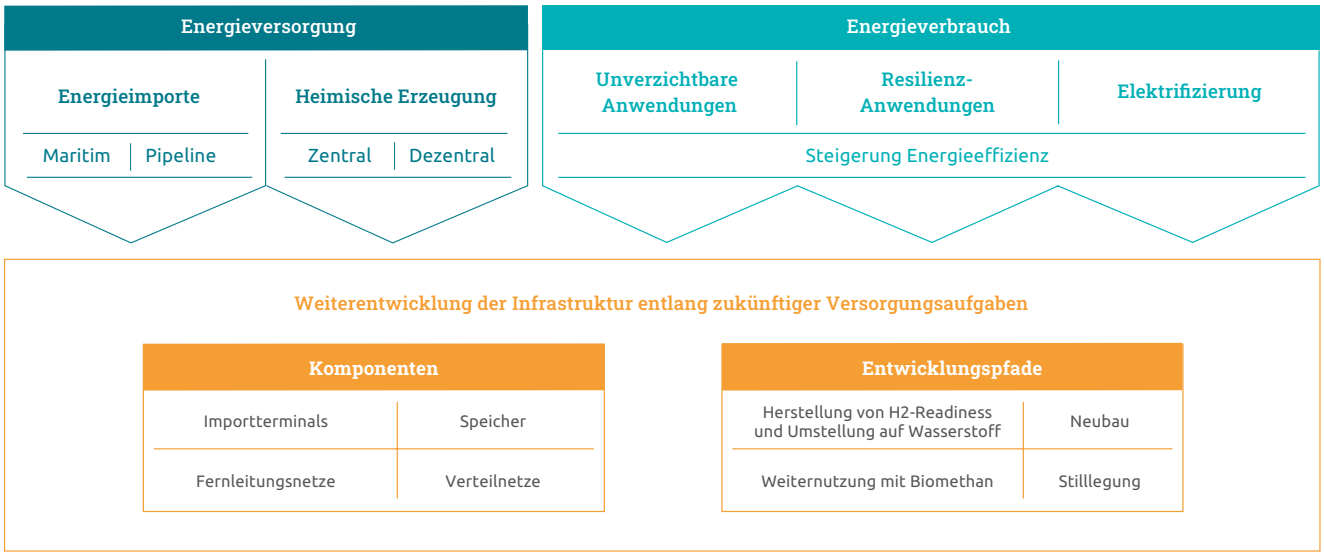


Abbildung 7, Quelle: eigene Darstellung

[57] Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga (2020).
[58] Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, Gas Networks Ireland, GAZ-SYSTEM, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, and Transgaz (2022).
[59] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021).
[60] Unter anderem über das H2ercules-Projekt. RWE und OGE (2022): H2ercules Wasserstoffschnellweg für Deutschland.

Wasserstoffnetz für das Jahr 2032

Abbildung 8, Quelle: FNB Gas (2023) [61]

[61] Die Abbildung zeigt das Ergebnis der Modellierung eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes für das Jahr 2032, basierend auf Absichtserklärungen zwischen FNB und Bedarfsträgern zu zukünftigen Bedarfen, Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030, Leitungsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber und anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber sowie vorhandenen parallelen Leitungssystemen im Fernleitungsnetz. Die Planungen unterliegen einer stetigen Weiterentwicklung und stellen keinen abschließenden Stand der Netzentwicklung dar.

Terminals zum Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten

Deutschland wird über eine Reihe von geeigneten Standorten für Importterminals verfügen, über die eine Energieversorgung mit Wasserstoff und Derivaten per Schiff abgesichert und diversifiziert werden kann. Für einige Standorte liegen bereits Planungen vor, die aufzeigen, wann und in welchem Umfang Importe möglich sind: In Wilhelmshaven soll ab dem Jahr 2025 Wasserstoff importiert werden. Dieser soll für den Transport in LNG umgewandelt werden. Die Importmenge soll von 500.000 Tonnen Wasserstoff (16,9 TWh) pro Jahr auf über 5 Mio. Tonnen (166,9 TWh) pro Jahr gesteigert werden.[62] In Hamburg und Brunsbüttel soll ab dem Jahr 2026 der Import des Wasserstoffderivats Ammoniak erfolgen, das entweder direkt genutzt oder in Wasserstoff umgewandelt werden soll.[63] In Stade soll ein LNG-Importterminal ab dem Jahr 2027 in Betrieb genommen werden, das Ammoniak-ready geplant und umgesetzt wird, um den Import des Wasserstoffderivats zu ermöglichen.[64] Weitere potenzielle Standorte für den Import von Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten bestehen in Deutschland etwa in Lubmin und Rostock.[65] Der Import von Wasserstoff aus Drittstaaten in die EU wird auch in anderen EU-Mitgliedstaaten forciert. So sollen in den Niederlanden über den Hafen Rotterdam bis zum Jahr 2050 bis zu 20 Mio. Tonnen Wasserstoff (667,4 TWh) in die EU importiert werden.[66] Die Durchleitung eines Teils des importierten Wasserstoffs nach Deutschland wird dabei eingeplant.[67] Der Transport dieses Wasserstoffs nach Deutschland soll zukünftig über den European Hydrogen Backbone erfolgen.

Der Aufbau von Wasserstoffspeichern

Ein resilientes Energiesystem wird auch in Zukunft auf Gasspeicher zurückgreifen müssen, um eine fluktuierende Energieerzeugung mit dem Energieverbrauch in Einklang zu bringen und zugleich die Netzstabilität zu gewährleisten.[68] Die aktuelle energiepolitische Lage hat die hohe Bedeutsamkeit der Gasspeicher für die Versorgungssicherheit deutlich vor Augen geführt. Die zukünftige Infrastruktur kann auch hier auf bestehenden Infrastrukturen aufsetzen: Heute bestehende Gasspeicher können für die Speicherung von rund 32 TWh Wasserstoff umgerüstet und auf diese Weise weiter genutzt werden.[69] Um für das Erreichen der Treibhausgasneutralität ausreichende Energiemengen speichern zu können, ist der Zubau von weiteren Wasserstoffspeichern mit einer Kapazität von bis zu 41 TWh notwendig.[70] Hierfür bietet möglicherweise auch eine Umnutzung bestehender Ölkavernen Potenzial.[71] Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, bestehende Porenspeicher ohne Umrüstung für Biomethan weiterzuverwenden, um so zukünftig beispielsweise Biomethan für die stoffliche Nutzung in der Industrie vorzuhalten.

Die Transformation der Gasverteilnetze

Durch die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem werden Energieversorger wie auch Endverbraucher eine Umstellung von fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdgas und Erdöl auf treibhausgasneutrale Technologien bzw. Energieträger vollziehen. Verbunden mit einer Steigerung der Energieeffizienz und der Elektrifizierung von Anwendungsbereichen kann es dadurch in Zukunft zu einem Rückgang der Gasmengen in den Verteilnetzen kommen. Wo Gasanwendungen vollständig durch Elektrifizierung ersetzt werden, kann es zu Stilllegungen kommen. Erwartbar ist eine signifikante Nachfrage nach Gasen, die sich in der Industrie und im Energiesektor im zwei bis dreistelligen TWh-Bereich pro Jahr bewegt. Eine umfassende Analyse aller künftigen Bedarfe und eine Entscheidung über die weitere Nutzung der bestehenden Gasnetze sollte jeweils im Rahmen einer kommunalen Wärmeplanung oder ähnlicher Prozesse erfolgen. Viele der Industriekunden und Kraftwerksbetreiber sind an die Gasverteilnetze angeschlossen, weshalb hier eine Herstellung der H2-Readiness bestehender Infrastrukturen nötig ist. Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch die Anzahl der dezentralen Erzeuger von Biogas und Wasserstoff zunehmen, was ebenfalls eine Erweiterung der Netze erforderlich machen kann. Insofern können die Verteilnetze zu einer intelligenten Verknüpfung mit dem Stromsystem beitragen, indem sie Produzenten und Konsumenten miteinander verbinden. Zudem bieten sie die Möglichkeit, große Energiemengen zu industriellen Endkunden zu transportieren.

[62] Niedersächsisches Wasserstoff-Netzwerk (2022).
[63] Hafen Hamburg (2022), RWE (2022).
[64] EnBW (2022).
[65] Hafen Rostock (2022).
[66] Port of Rotterdam (2021).
[67] The Northern Netherlands Hydrogen Investment Plan 2020 (2020).
[68] Nationaler Wasserstoffrat (2022).
[69] BVEG, DVGW, INES (2022).
[70] Die im Jahr 2021 veröffentlichten Langfristszenarien des BMWK ergaben einen Kapazitätsbedarf von Wasserstoffspeichern zur Erreichung der Treibhausgasneutralität zwischen 47 und 73 TWh.
[71] Storag Etzel (2022).

Die Gasverteilnetzbetreiber haben im Rahmen der Initiative H2vorOrt einen gemeinsamen, strukturierten Planungsprozess angestoßen, um zu lokalisieren, an welchen Stellen des Verteilnetzes die vorhandenen Gasbedarfe bestehen und wo dementsprechend ein Umstieg auf eine klimaneutrale Versorgung mit Wasserstoff und Biomethan vorzubereiten ist. Die Analyse der lokalen Kundenbedarfe, der dezentralen Einspeisesituation, der Belieferung durch vorgelagerte Netzbetreiber sowie der technischen Eignung der Leitungsnetze für Wasserstoff wird kontinuierlich von der Initiative vertieft und jährlich im Rahmen des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) veröffentlicht. Der GTP von 2022[72] enthält erste Ergebnisse zur H2-Readiness der bestehenden Gasverteilnetze, zu lokalen Wasserstoff- und Biomethanbedarfen von Endkunden und zur Herkunft von neuen Gasen. Den Analysen der Rohrnetzmaterialien zufolge bestehen die Rohrleitungen bereits heute zu 95,9 Prozent aus den H2-tauglichen Materialien Stahl und Kunststoff. Nur 0,2 Prozent sind ungeeignet, die verbleibenden 3,9 Prozent befinden sich in Klärung.

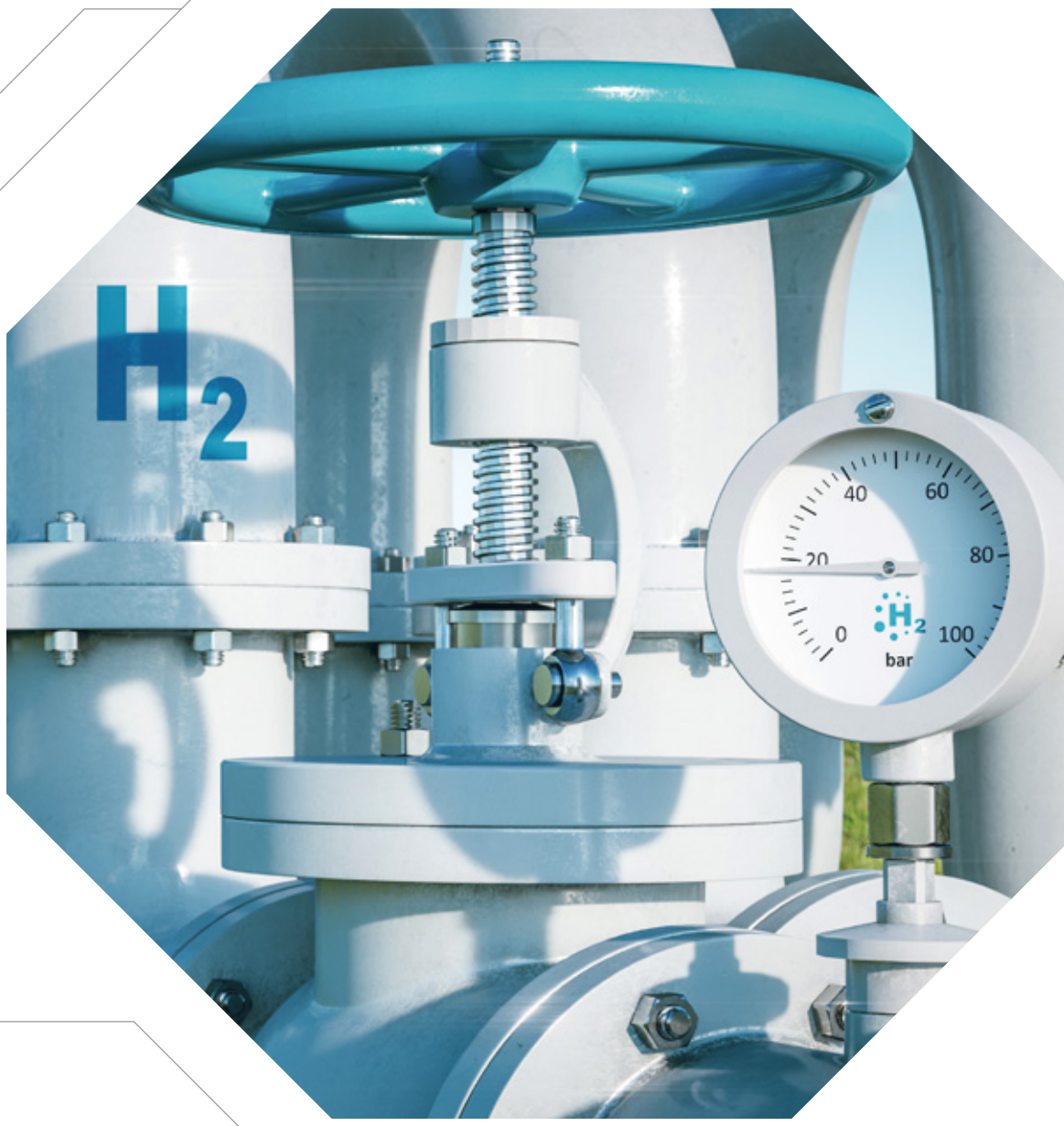
Die Rohrleitungen bestehen bereits heute zu 95,9 Prozent aus den H2-tauglichen Materialien Stahl und Kunststoff.

Die nächsten Schritte zum Aufbau von Infrastrukturen für neue Gase

Um für die in den Kapiteln 2 und 3 genannten Endverbraucher im Jahr 2030 die benötigten Wasserstoffmengen bereitzustellen, die zu diesem Zeitpunkt voraussichtlich bereits im zwei- bis dreistelligen TWh-Bereich liegen werden[73], sollten erste Leitungen für Wasserstofftransport und -verteilung bereits 2025 verfügbar sein und bis 2030 der Aufbau eines Wasserstoffstartnetzes abgeschlossen werden. Dieses Startnetz muss dabei bereits alle vier Komponenten – Transportnetze, Verteilnetze, Gasspeicher und Importterminals – eines klimaneutralen Gassystems umfassen, um der Versorgungsaufgabe gegenüber den Nutzern neuer Gase gerecht zu werden.[74] Hierfür bedarf es der zeitnahen Implementierung politischer Leitplanken (mehr dazu siehe Kapitel 6).

Parallel dazu sollte der weitere Transformationsbedarf für den Zeitraum 2030 bis 2045 im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung der Gasnetzentwicklungsplanung sowie einer integrierten Netzplanung sukzessive konkretisiert werden. Eine solche integrierte Planung ist für das zukünftige effiziente Zusammenwirken von reinen Wasserstoffnetzen und Biomethannetzen wichtig.

[72] H2vorOrt (2022).
[73] Siehe dazu die Mengenabschätzungen zu einzelnen Anwendungsbereichen in den Kapiteln 2 und 3.
[74] UBA (2023).


H2
40
60
20
80
0
100
H2
bar

5 Neue Gase werden in ausreichenden Mengen und zu vertretbaren Kosten verfügbar sein

Biogas, Biomethan und vor allem grüner Wasserstoff werden zukünftig anstelle von Erdgas zum Einsatz kommen. Diese neuen Gase werden einerseits aus heimischer Produktion stammen, andererseits zu erheblichen Anteilen importiert werden. Ein entsprechender Handel bildet sich gegenwärtig auf der Basis der institutionalisierten Förderung H2Global[75] sowie bilateraler Importvereinbarungen heraus.[76]

Das Angebotsportfolio enthält die folgenden erneuerbaren und dekarbonisierten Gase[77]:

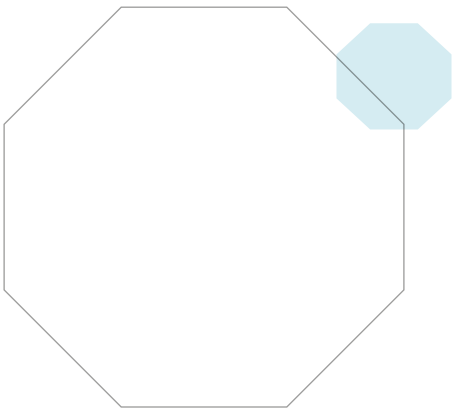
- Biomethan
- Grüner Wasserstoff inkl. Derivate
- Blauer Wasserstoff
- Türkiser Wasserstoff

Die Gaswirtschaft geht davon aus, dass blauer Wasserstoff für den nationalen und europäischen Wasserstoffhochlauf, d. h. während der Transformationsphase hin zur Klimaneutralität, in Deutschland eine Rolle spielen wird. Nach und nach werden dann vor allem grüner und türkiser Wasserstoff in den verschiedenen Anwendungsbereichen zum Einsatz kommen und langfristig, auch in Form von Derivaten, das Segment klimaneutraler Gase dominieren.

Mengenmäßige Verfügbarkeit klimaneutraler Gase

Einschätzungen der zu erwartenden Mengen verfügbarer neuer Gase werden in verschiedenen wissenschaftlichen Analysen getroffen. Um für den Transformationspfad zur Klimaneutralität ein Mengengerüst für die Zieljahre 2030 und 2045 ausweisen zu können, wird an dieser Stelle auf die Potenzialanalysen für neue Gase aus folgenden Studien[78] zurückgegriffen:

- Engie (2021)
- European Hydrogen Backbone (2021)
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2020a und b)
- Frontier Economics (2022)
- Guidehouse Netherlands B. V. (2022)
- Deloitte (2021)



[75] Vgl. www.h2-global.de.

[76] So veröffentlichte beispielsweise das Energieversorgungsunternehmen E.ON im März 2022 eine Absichtserklärung, die E.ON gemeinsam mit dem australischen Unternehmen Fortescue Future Industries (FFI) unterzeichnet hat. Darin bringen die beiden Unternehmen zum Ausdruck, dass bis zum Jahr 2030 bis zu fünf Mio. Tonnen grüner Wasserstoff nach Europa importiert werden sollen (Stratmann [2022]). Ein weiteres Beispiel für eine entsprechende internationale Zusammenarbeit ist die Kooperationsvereinbarung zwischen der deutschen RWE und dem norwegischen Energieunternehmen Equinor vom Januar 2023: Die beiden Unternehmen haben gemeinsam Projekte entwickelt, um ab 2030 blauen Wasserstoff mit einer Kapazität von 2 GW und ab 2038 bis zu 10 GW für den deutschen Markt verfügbar zu machen. Darüber hinaus wollen sie bei Projekten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Offshorewind eng zusammenarbeiten.

[77] Diese für die stoffliche Nutzung dienenden Wasserstoffmengen werden zukünftig aus erneuerbarem und dekarbonisiertem Wasserstoff bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 2 sowie Team Consult [2023]). Heute hingegen kommt grauer Wasserstoff zur stofflichen Nutzung in Deutschland zum Einsatz, der aus fossilem Erdgas gewonnen wird.

[78] Nähere Angaben zu den Langtiteln der Studien siehe Literaturverzeichnis.

Der überwiegende Anteil der in Tabelle 4 ausgewiesen Mengenpotenziale für Biomethan stammt aus heimischer Produktion. Darüber hinaus werden in geringem Umfang Biomethan-Mengenpotenziale berücksichtigt, die nach Deutschland importiert werden können. Die Abschätzung der für Deutschland potenziell verfügbaren Biomethanmengen aus Importen erfolgt unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch im jeweiligen Produktionsland sowie dessen Exporten in andere Länder als Deutschland. Dabei wird die Annahme zugrunde gelegt, dass für den Export verfügbare Mengen zu 10 Prozent für direkte Nachbarländer und zu 5 Prozent für andere europäische Länder zur Verfügung gestellt werden.[79]

Zur Ermittlung der für Deutschland verfügbaren Potenzialmengen an blauem und grünem Wasserstoff wird auf die Analysen der oben genannten Studien European Hydrogen Backbone (2021), Deloitte (2021) und Frontier Economics (2022) zurückgegriffen. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass der blaue Wasserstoff aus norwegischem Erdgas produziert wird und ca. ein Drittel des aus Norwegen stammenden blauen Wasserstoffs für Deutschland erschlossen werden kann. Zur Ermittlung verfügbarer Mengenpotenziale an grünem Wasserstoff wird ausgehend von dem technischen Potenzial das nutzbare Potenzial unter Berücksichtigung von Land- und Seenutzungseinschränkungen, Standortqualität (Benutzungsstunden) und anderweitigen Nutzungen der erneuerbaren Stromerzeugung eruiert, wobei nur wenige Prozentpunkte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden. Dabei wird die Annahme zugrunde gelegt, dass aus dem nutzbaren Potenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff 10 Prozent des Exportpotenzials für Nachbarländer und 5 Prozent für andere EU-Länder zur Verfügung stehen.

Das Ergebnis dieser Studienanalysen ergibt die in Tabelle 4 ausgewiesenen Spannweiten der für Deutschland verfügbaren Mengenpotenziale neuer Gase für die Stützjahre 2030 und 2045.

In den hier dargestellten Wasserstoffmengen sind vor allem Potenziale in Europa und in angrenzenden Regionen abgebildet (z. B. aus Offshorewind in der Nordsee, Onshorewind in Osteuropa oder aus der MENA-Region[80]), die dafür geeignet sind, via Pipeline importiert zu werden – Importpotenziale per Schiff aus weiteren Weltregionen treten noch hinzu. Die den ausgewiesenen Mengenpotenzialen zugrunde liegenden Wasserstoffimporte stammen überwiegend aus den EU-Staaten, Norwegen, UK, Schweiz, Ukraine sowie der MENA-Region. Darüber hinaus ist auch ein zukünftiger Import grünen Wasserstoffs in Form von Derivaten aus Übersee (u. a. aus Australien und Kanada) nach Deutschland zu erwarten.

Potenziell verfügbare neue Gase	2030	2045
Biomethan [TWh] (überwiegend heimische Produktion)	90 – 102	154 – 331
Grüner Wasserstoff [TWh] (überwiegend Import)	47 – 171	451 – 648
Blauer Wasserstoff [TWh]	31 – 276	0
Türkiser Wasserstoff [TWh]	39 – 50	26 – 50
Summe	207 – 599	631 – 1.029

Tabelle 4: Potenziell verfügbare Menge klimafreundlicher Gase in Deutschland für die Jahre 2030 und 2045 – Base Case Szenario nach Frontier Economics (2022)

[79] Grundlage für die Abschätzung der Biomethan-Potenzialmengen sind die oben genannten Studien Engie (2022), Guidehouse Netherlands B. V. (2022) und Frontier Economics (2022). Die für den Import nach Deutschland potenziell verfügbaren Biomethanmengen werden auf der Basis des in Europa vorhandenen Biomethanpotenzials abgeschätzt (vgl. Engie [2021], Guidehouse Netherlands B. V. [2022], Frontier Economics [2022]).

[80] Das Akronym Mena bedeutet Middle East and North Africa; es bezeichnet die Region von Marokko bis zum Iran (d. h. Ägypten, Algerien, Bahrain, Irak, Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen, Marokko, Oman, Palästina, Saudi-Arabien, Syrien, Tunesien und die Vereinigten Arabischen Emirate).

Die in Tabelle 4 aufgeführten Biomethan-Mengenpotenziale berücksichtigen als Biomethanquellen die Einspeisung von aufbereitetem Biogas aus heutigen Biogasverstromungsanlagen in das lokale Gasnetz, die sogenannte SNG-Route sowie den Zubau von Biogasanlagen. In geringerem Umfang werden zusätzlich auch Biomethanimporte aus dem europäischen Ausland berücksichtigt. Die SNG-Route bezeichnet die Gewinnung von Biomethan aus Synthesegas, welches wiederum aus der Vergasung von Biomasse stammt. Fachakteure gehen von einem zukünftigen Bedeutungsgewinn der SNG-Route aus.[81]

Grundsätzlich beruht die Erschließung der in Tabelle 4 aufgeführten Gasmengen auf einem sich heute abzeichnenden disruptiven Szenario: Global wird eine neue Technologie – hier insbesondere die CO_2-arme Wasserstoffproduktion – zügig hochgefahren. Den Ausgangspunkt für diese globale Entwicklung bilden Technologien, die in bereits relativ hoher Technologiereife vorliegen (Elektrolyse, Reformierungsverfahren, Biogasreaktoren etc.). Weitere Technologien werden derzeit auf Initiative der Gaswirtschaft in der Entwicklung zügig vorangetrieben (z. B. die Wasserstoffverträglichkeit der Gasinfrastrukturen), während etwa für die Pyrolyse derzeit ein Technology-Readiness-Level von 5 bis 6 vorliegt, das bis zum Jahr 2030 auf das Level von 9 ansteigen soll (vgl. Frontier Economics [2022]).

Die ausgewiesenen Mengenpotenziale halten wir für realistisch. Dabei gehen wir davon aus, dass die oberen Werte der ausgewiesenen Spannweiten für den deutschen Markt erschlossen werden können, sofern eine entsprechende Nachfrage nach neuen Gasen entsteht. Die Erschließung dieser Mengenpotenziale ist – vor allem vor dem Hintergrund der erforderlichen Transformationsgeschwindigkeit – durch zielgerichtete Importstrategien sowie den zügigen Aufbau enger Partnerschaften mit den Exportländern unterlegt mit geeigneter Förderung zu flankieren. Es ist davon auszugehen, dass im europäischen Wirtschaftsraum zeitnah ein Handelssystem basierend auf Herkunftsnachweisen für neue Gase entstehen wird.

Beispielhaft sei hier auf den US-amerikanischen Inflation Reduction Act verwiesen, der rund 370 Mrd. US-Dollar für Maßnahmen im Bereich Energiesicherheit und Klimaschutz zur Verfügung stellt. Vor dem Hintergrund der gegebenen politischen Zielsetzungen und deren Flankierung ist zu erwarten, dass sich tatsächlich disruptive Veränderungen im Energiesystem abzeichnen und zu einer grundlegenden Veränderung des zukünftigen Energieträgermixes in Deutschland und Europa führen werden.

Hinzu kommt, dass die EU mit dem REpowerEU-Programm ein Maßnahmenbündel beschlossen hat, um die Importabhängigkeit Europas von russischen Energien rasch zu verringern und einen beschleunigten ökologischen Wandel zu ermöglichen. Kernbestandteile des Programms sind die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren im Bereich erneuerbarer Energien, ein beschleunigter Wasserstoffhochlauf durch Ankurbelung der innereuropäischen Produktion und die gleichzeitige Intensivierung der Importstrategien. Das REpowerEU-Programm hat zum Ziel, die Biomethanproduktion innerhalb der EU bis 2030 auf 35 bcm pro Jahr sowie die Wasserstoffproduktion auf 10 Mio. Tonnen pro Jahr zu erhöhen und weitere 10 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr zu importieren.

[81] So beispielsweise die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

Gegenüberstellung der erwarteten Nachfragemengen mit den verfügbaren Mengenpotenzialen für neue Gase

Tabelle 5 bildet die erwartete Nachfrage im Vergleich mit den verfügbaren Mengenpotenzialen neuer Gase für die Zieljahre 2030 und 2045 ab.

Die in Tabelle 5 ausgewiesene erwartete Nachfrage wie auch die Angaben zu den verfügbaren Mengenpotenzialen für neue Gase beruhen auf der Analyse zentraler Klimaneutralitätsstudien (vgl. Kapitel 1 und Team Consult [2023]).[82] Legt man diese zugrunde, stünden demnach voraussichtlich dennoch ausreichende Mengen neuer Gase im deutschen Markt zur Verfügung, auch wenn die notwendigen Energieeinspareffekte langsamer eintreten.

	2030	2045
Erwartete Nachfrage neuer Gase [TWh]	94 – 162	304 – 652
Verfügbare Mengenpotenziale neuer Gase [TWh]	207 – 599	631 – 1.029

Tabelle 5: Gegenüberstellung der erwarteten Nachfrage und der verfügbaren Mengenpotenziale für neue Gase, Quelle: Team Consult (2023)

[82] Die betreffenden Klimaneutralitätsstudien gehen von einer massiven Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2045 aus, wobei für den Zeitraum 2019 bis 2045 eine rund 10-mal höhere jährliche Endenergieverbrauchsreduktion erwartet wird als die im Zeitraum 1990 bis 2019 erzielten Endenergieeinsparungen.

Kosten klimaneutraler Gase

Welche Marktpreise sich im Zuge des Hochlaufs von Biomethan und Wasserstoff in Deutschland einstellen werden, ist von zahlreichen Einflussfaktoren auf den globalen und nationalen Energiemärkten abhängig. Eine belastbare Preisabschätzung ist zum heutigen Zeitpunkt nur sehr schwer möglich. Hingegen lassen sich die mit diesem Gashochlauf verbundenen Gasgestehungskosten abschätzen.

Die nachstehend aufgeführten Prognosen hinsichtlich der für die Zieljahre 2030 und 2045 zu erwartenden Gestehungskosten neuer Gase wurden denselben Studien entnommen, die auch für die Analyse der für Deutschland verfügbaren Mengenpotenziale (siehe Tabelle 5) herangezogen wurden.

Wichtige Faktoren im Hinblick auf eine degressive Kostenentwicklung von grünem Wasserstoff sind die Lernkurven bei den erneuerbaren Energien, v. a. bei Offshorewind und PV (da die Stromerzeugung einen wichtigen Anteil an den Kosten für grünen Wasserstoff ausmacht), die standortabhängigen Annahmen zur Auslastung der EE-Anlagen (Wind, PV), die Annahmen zu den Lernkurven bei Elektrolyseuren sowie die Annahmen zu den Kapitalkosten.

Bei blauem Wasserstoff spielen die Kosten des fossilen Erdgases eine wichtige Rolle. Das gilt auch für türkisen Wasserstoff, bei dem neben den Gaskosten auch die Lernkurven bei der Technologie sowie die Bewertung des festen Kohlenstoffs als Kuppelprodukt, das z. B. als Baustoff vermarktet werden kann, eine Rolle spielen.

Im Zuge des Markthochlaufs neuer Gase werden sich die zukünftigen Marktpreise im Spannungsfeld von Gestehungskosten und anbieter- wie abnehmerseitigen Markterwartungen herausbilden. Wir sind davon überzeugt, dass sich unter Voraussetzung der Schaffung der erforderlichen politischen Weichenstellungen dynamische Märkte für erneuerbare und dekarbonisierte Gase entwickeln werden, in denen ausreichende Mengen neuer Gase zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitstehen.

Erwartete Gestehungskosten [MWh/EUR]	2030	2045
Biomethan	75	47 – 93
Grüner Wasserstoff	53 – 134	36 – 90
Blauer Wasserstoff	37,5 – 91	–
Türkiser Wasserstoff	49 – 80	46 – 75

Tabelle 6: Erwartete Gestehungskosten für erneuerbare und dekarbonisierte Gase, Quelle: Team Consult (2023)

6 Die Transformation hin zu neuen Gasen braucht die richtigen politischen Leitplanken

Um die Energiewende weiter voranzubringen, aber auch, um die Energieversorgung Deutschlands auf die geänderten geopolitischen Rahmenbedingungen auszurichten, stehen wichtige politische Weichenstellungen an. Die auf gasbasierte Lösungen spezialisierte Energiewirtschaft ist Teil dieses Prozesses und wird sich gerne in seine Gestaltung einbringen. Aus Unternehmensperspektive sind der Hochlauf von Technologien und die Infrastrukturtransformation mit großen Investitionen und langen Zyklen verbunden. Derzeit wird in der Politik die Transformation der Gasversorgung diskutiert, u. a. über die Fortführung und Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie, über die Umsetzung der Wärmewende, aber auch über die Entwicklung von Maßnahmen für ein Carbon Management. Für eine schnelle und erfolgreiche Transformation der Gasversorgung ist zunächst ein politischer Konsens erforderlich. Gase können einen entscheidenden Beitrag zur Klimaneutralität, zur Resilienz des Transformationspfads und zu einem integrativen und krisenfesten Energiesystem leisten. Dafür werden jetzt konkrete Ziel- und Weichenstellungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Gasversorgung benötigt – insbesondere, um Investitionsentscheidungen auszulösen und so den Hochlauf der neuen Gase voranzubringen. Gleichzeitig unterstützt eine zielgerichtete Förderung den Anschub einer Technologie-Skalierung, die entsprechende Kostensenkungen auslösen kann. Vor diesem Hintergrund sind aus Sicht der Verbände vor allem folgende Punkte entscheidend:

- Ein liquider Markt für Wasserstoff und Biomethan, in dem Unternehmen zu langfristigen Investitionen bereit sind, kann sich nur entwickeln, wenn für Investoren grundsätzlich die Möglichkeit besteht, ein mengenmäßig attraktives Nachfragepotenzial zu erschließen. Auch deshalb ist es sinnvoll, Raum für Resilienzanwendungen offenzuhalten.

- Die bestehende Gasinfrastruktur kann einen entscheidenden Beitrag zur Resilienz des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems leisten. Ihre dafür notwendige Weiterentwicklung, insbesondere im Bereich Wasserstoff, sollte daher politisch unterstützt werden.

- Es müssen konkrete Anreize für Erzeugung und Import gesetzt werden und ein entsprechendes Investitionsumfeld geschaffen werden, auch vor dem Hintergrund der Entwicklungen und Förderkulissen in anderen Ländern.

Nachfrage nach Wasserstoff und Biomethan

Die Schaffung einer Nachfrage nach Wasserstoff und Biomethan ist die Basis für die Entwicklung eines Marktes. Sie ist Grundlage dafür, dass eine Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff, Biomethan und Derivate sowie durch deren Einsatz hergestellte Produkte entsteht und senkt die Abhängigkeit von Förderinstrumenten. Folgende wichtige Bausteine zur Schaffung dieser Nachfrage sollten aus Sicht der Energiewirtschaft zügig umgesetzt werden:

- Setzen von Nachfrageanreizen über die Umsetzung von Quoten und Mengenzielen, wie sie auf der europäischen Ebene, insbesondere in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie bereits verankert sind bzw. noch verankert werden sollen.

- Anerkennen klimaneutraler Gase als Klimaschutzoption, auch in den beschriebenen Resilienzanwendungen, z. B. durch
  - Zulassen und Nutzen der Erfüllungsoption für die geplante Vorgabe des Gebäudeenergiegesetzes, ab 2024 möglichst alle neuen Heizungen zu 65 Prozent mit klimaneutraler Energie zu betreiben und
  - Ausweiten des Instruments der Klimaschutzverträge (sogenannte Carbon Contracts for Difference) auf weitere Industriezweige.

- Entwickeln von Absatzmärkten und Vermarktungsmöglichkeiten für erneuerbare und dekarbonisierte Gase, z. B. durch
  - Etablieren der öffentlichen Beschaffung als Leitmarkt für klimaneutrale Produkte,
  - Schaffen von Kennzeichnungen für klimaneutrale Produkte,
  - Erlassen von Quotenregelungen, z. B. für klimaneutrale Produkte in der weiterverarbeitenden Industrie sowie
  - Anreizen von Umstellung und Neubau von H2-Ready-Gaskraftwerken, um Investitionen rechtzeitig realisieren zu können. Dies ist Voraussetzung für den angestrebten vorgezogenen Ausstieg aus der Kohleverstromung und den damit verbundenen enormen Zubaubedarf neuer Kapazitäten bis 2030.

Transformation der Gasinfrastruktur

Voraussetzung für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist die Entwicklung der Infrastruktur, da sowohl die Erzeugungs- als auch die Anwendungsseite in hohem Maße von ihrer Verfügbarkeit abhängig sind. Gleichzeitig sind die erforderlichen Entscheidungsprozesse sehr komplex und betreffen einen langfristigen Zeithorizont. Verzögerungen aufgrund unklarer Rahmenbedingungen können den Markthochlauf gefährden. Für den zügigen Bau, die Umwidmung und den wirtschaftlichen Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur ist daher staatliches Handeln vor allem bezüglich folgender Aspekte zwingende Voraussetzung:

- Schaffen der Rahmenbedingungen für eine ganzheitliche Infrastrukturplanung
  - Verankern der integrierten Planung von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur im Energiewirtschaftsgesetz, um Synergien zu nutzen.
  - Vorantreiben einer integrierten Betrachtung unter Einbeziehung der Stromnetzentwicklung, z. B. über gemeinsame Szenarien.
  - Sicherstellen des Zusammenspiels zwischen Kommunen und Gasverteilnetzbetreibern im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung bzw. Alternativen (z. B. Energienutzungspläne in Bayern).
  - Ermöglichen einer vorausschauenden Infrastrukturentwicklung, um allen Stakeholdern die benötigte Klarheit darüber zu geben, welche Infrastrukturkapazitäten wann benötigt und zu welchem Zeitpunkt bereitgestellt werden.

Übernahmestation

- Beschleunigen von Planungs- und Genehmigungsverfahren für Infrastrukturvorhaben
  - Gilt sowohl für Um- als auch für Neubauvorhaben
  - Mögliches Vorbild: das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG)

- Stärken der Investitionssicherheit für alle Gasinfrastrukturbetreiber und -kunden
  - Vermeiden prohibitiv hoher Netzentgelte in der Hochlaufphase durch öffentliche Zuschüsse (Fördermittel)
  - Gesonderte regulatorische Regelungen zur zeitlichen Verteilung von Hochlaufkosten und Ausfallrisiken, insbesondere Etablierung von angemessenen Risiko-Absicherungsmechanismen für die ersten Infrastrukturinvestitionen in einem sich noch entwickelnden Markt
  - Beschleunigte Vergabe von Fördermitteln zur Gewährleistung von Planungssicherheit im Rahmen von Projekten

- Regeln des Umgangs mit dem Bestandsnetz
  - Nutzen der bestehenden Gasinfrastruktur als Nukleus für den Aufbau der Wasserstoff- und Biomethan-Infrastruktur
  - Schaffen von Entflechtungsvorschriften für Wasserstoffnetze, die denen für Strom- und Gasnetze entsprechen, damit heutige Gasnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, ihre Netze weiterzuentwickeln und auch zukünftig Wasserstoffnetze zu betreiben
  - Schaffen eines regulatorischen Rahmens für den Umgang mit stillzulegenden Leitungen, z. B. gesetzliche Verankerung, dass diese grundsätzlich im Boden verbleiben können
  - Sichern der Wirtschaftlichkeit, z. B. durch Verkürzung der Nutzungsdauern auch für Bestandsnetze, Reduzierung von Anschlussverpflichtungen

Hybridkraftwerk

Erzeugung von Wasserstoff und Biomethan

Für die Beschaffung von Wasserstoff und Biomethan muss neben heimischer Erzeugung auch auf Importe gesetzt werden. Bei beiden Pfaden muss an zahlreichen Stellschrauben angesetzt werden, um die jeweiligen Potenziale heben zu können. So müssen zum Erreichen des Ziels von mindestens 10 GW Elektrolysekapazität in Deutschland im Jahr 2030 zügig massive Investitionen angereizt werden. Erste Maßnahmen dafür sind bereits über verschiedene Förderprogramme angelegt worden; diese reichen aber noch nicht aus, um den Pfad zum 10-GW-Ziel abzusichern. Auch die Erzeugung von Biomethan muss weiter angereizt werden. Für die Verfügbarkeit ausreichender Mengen beider Energieträger sind folgende Maßnahmen notwendig:

- Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland sowohl als Grundlage für die Elektrifizierung als auch für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten

- Fördern der (dezentralen) heimischen Erzeugung erneuerbarer Gase
  - Hebung dezentraler Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Gase in Ergänzung zu den zentralen Großprojekten
  - Wasserstoff: Einbeziehen von kleineren, dezentralen Elektrolyseuren in Förderprogramme
  - Ausgestaltung der Verordnungen zur Erzeugung von Wasserstoff, die im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Windenergie-auf-See-Gesetz angelegt sind
  - Biomethan: Nutzungsbedingungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz, im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und im Gebäudeenergiegesetz verbessern

- Unterstützen des Aufbaus globaler Wasserstoffimporte
  - Flankieren der Finanzierung von großen Importprojekten, z. B. durch Hermesdeckungen und die Sicherstellung von Finanzierungen bzw. Kapitalzuschüssen über die KfW IPEX-Bank
  - Fortführen und Weiterentwickeln des Förderinstruments H2Global und Verbessern der finanziellen Ausstattung
  - Aufsetzen von weiteren Förderprogrammen für den Aufbau von europäischer und außereuropäischer Erzeugung über die European Hydrogen Bank

- Straffen und dadurch Beschleunigen von Genehmigungsverfahren
  - Erleichtern der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit von Elektrolyseuren durch Erweiterung der Privilegierung im Außenbereich im Baugesetzbuch (BauGB)
  - Verbessern der Behördenpraxis, um bereits existierende Beschleunigungspotenziale tatsächlich zu nutzen, z. B. durch angemessenen Personalausstattung, Reduzierung der Nachforderung von Antragsunterlagen und Vereinfachung der Regelungen zur Zulassung des vorzeitigen Baubeginns nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)
  - Neubau von Biomethananlagen: Genehmigungsverfahren auf maximal 2 Jahre begrenzen
  - Umrüstung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf Biomethananlagen: Änderungsanzeige sollte gegenüber Genehmigungsbehörde(n) ausreichen

- Entwickeln einer Carbon-Management-Strategie
  - Schaffen eines regulatorischen Rahmens für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung bzw. Nutzung von CO_2 unter Beachtung der Belange des Trinkwasserschutzes

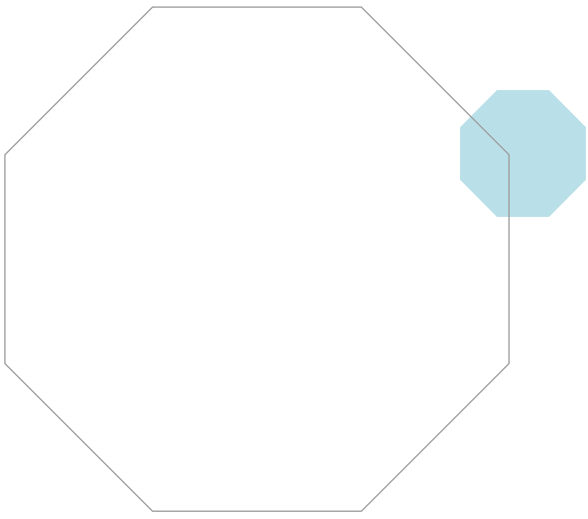
- Forschungsförderung
  - Unterstützen der weiteren Forschung an alternativen Technologien zur Wasserstofferzeugung, z. B. Biogaspyrolyse und Plasmalyse

- Engagement auf europäischer Ebene
  - Stärken der europaweiten Erzeugung durch gemeinsame europäische Initiativen
  - Aufbauen eines einheitlichen europäischen Handelssystems für alle erneuerbaren und dekarbonisierten Gase, sinnvollerweise über Herkunftsnachweise

7 Wir sind Partner von Politik und Gesellschaft für die Transformation hin zur Klimaneutralität

Der Energieträger Erdgas prägt das heutige Energiesystem ebenso wie die heutigen Geschäftsmodelle der Gaswirtschaft. Die Zielsetzung, Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, bedeutet, dass spätestens 2045 kein fossiles Erdgas mehr verbrannt werden soll. Die Nutzung von fossilen, nicht dekarbonisiertem Erdgas wird somit bis 2045 bedeutungslos, es wird durch neue Gase ersetzt werden. Zugleich besteht auf allen Ebenen und Wertschöpfungsstufen des Energiesystems die Herausforderung, es unter Beachtung der politischen Leitplanken und Vorgaben so zu transformieren, dass das Klimaneutralitätsziel erreicht wird. Als Gaswirtschaft stehen wir mit Know-how, Kapital und Gestaltungswillen als Partner für diese Transformation zur Verfügung.

Transformationsprozesse sind generell durch eine hohe Komplexität und die Vielschichtigkeit der Aufgabenstellung gekennzeichnet und erfordern ein planvolles Handeln in unbekanntem Terrain. Solche komplexen und vielschichtigen Veränderungsprozesse hat die Gaswirtschaft bereits in Vergangenheit und Gegenwart erfolgreich geplant und umgesetzt. Gerade im Hinblick auf die Umstellung der Gasversorgung von Stadtgas auf Erdgas, aber auch bei der Gestaltung der Umstellungsprozesse von L-Gas auf H-Gas hat die Gaswirtschaft umfangreiche Transformationskompetenz erworben, die sie auch für die Transformation zur Klimaneutralität erfolgreich einsetzen wird.



Unseren Wissens- und Erfahrungsschatz stellen wir gerne zur Verfügung

Die Transformation zur Klimaneutralität erfordert einen innovationsgetriebenen Technologiewechsel, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Aus gaswirtschaftlicher Sicht geht mit diesem Technologiewechsel zudem die Notwendigkeit einher, neben Wasserstoff auch den Hochlauf weiterer Gase wie Biomethan und synthetisches Erdgas (SNG) sowie die erforderliche Weiterentwicklung der zugehörigen Infrastruktur in vergleichsweise kurzen Zeiträumen zu realisieren. Der damit verbundene Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurde seitens der Gaswirtschaft vor mehr als zehn Jahren angestoßen, seitdem kontinuierlich weiterentwickelt und in die Realisierung gebracht. Dieses Engagement wollen wir auch zukünftig fortsetzen und weiter verstärken, um einen schnellen Hochlauf neuer Gase und der zugehörigen Infrastrukturen zu ermöglichen.

Die Gaswirtschaft hat umfangreiches Wissen für einen zügigen Wasserstoffhochlauf aufgebaut. Darüber hinaus sind zahlreiche Unternehmen der Gaswirtschaft in Demonstrations- und Pilotvorhaben engagiert und erproben somit praxisnah die Etablierung der zukünftigen Wasserstoff-Wertschöpfungsketten in allen Bereichen. Diese Projekte befassen sich beispielsweise mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff, der Herstellung von H2-Readiness der Infrastrukturen, der Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Kavernenspeichern sowie mit Wasserstoffanwendungen in unterschiedlichen Versorgungsgebieten (Industrie, Verkehr, Haushalte). Hinzu tritt das Engagement in komplexen Transformationsvorhaben in zahlreichen Reallabor- und IPCEI-Wasserstoff-Projekten.

Die Gaswirtschaft stellt Politik und Fachöffentlichkeit kontinuierlich Ergebnisse aus ihren Forschungs-, Demonstrations- und Pilotprojekten zur Verfügung.

Transformationsprozesse sind generell durch eine hohe Komplexität und die Vielschichtigkeit der Aufgabenstellung gekennzeichnet und erfordern ein planvolles Handeln in unbekanntem Terrain.

Unsere Handlungsfelder in der Transformation des Gassystems

Die Gaswirtschaft hat die Ambition, die Transformation des Gassystems technisch und unternehmerisch erfolgreich umzusetzen. Ihre Beiträge bestehen im Liefern von Konzeptvorschlägen sowie dem Erproben und Etablieren neuer technischer Verfahren. Damit setzt sie Impulse für die weitere Ausgestaltung des Transformationsprozesses und trägt entscheidend zur Konkretisierung des Lösungskorridors für die Defossilisierung des Gassystems bei. Exemplarisch werden nachfolgend einige dieser Beiträge aufgeführt.

- Bereitstellung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase, zum Beispiel:
  - Einkaufskompetenz auf internationalen Märkten
  - Handelskompetenz in Verbindung mit der Nutzung von Nachweissystemen (Zertifikate)
  - Dezentrale Erzeugung von Biogas, Biomethan und grünem Wasserstoff
  - Bereitstellen von Flexibilitätsoptionen für das Gesamtenergiesystem (Lastverschiebungspotenziale von Elektrolyseuren etc.)
- Gasinfrastrukturen (Fernleitungen, Verteilnetze, Gasspeicher), zum Beispiel:
  - Durchführen strukturierter Marktabfragen über die zukünftige Nutzung der Gasinfrastrukturen
  - Erproben der Wasserstofftauglichkeit der Gasinfrastrukturen
  - Ableiten neuer Standards für die Gasqualität in den Infrastrukturen (DVGW-Arbeitsblatt G-260[83])
  - Entwickeln des Hydrogen-Backbone auf Fernleitungsebene
  - Entwickeln der Gasgebietstransformationspläne auf Verteilnetzebene
- Gasanwendungen, zum Beispiel:
  - Erproben, Testen und Prüfen der Wasserstoffverträglichkeit einer breiten Palette von Gasanwendungen inklusive zugehöriger Komponenten (Motoren, Heizkessel etc.)
  - Auftreten als Partner der Industrie im Hinblick auf die Qualitätssicherung bei der Nutzung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase (Qualitätssicherung für verschiedene Verbrennungsprozesse)

[83] Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 beschreibt die Anforderungen an die Beschaffenheit von Brenngasen in der öffentlichen Gasversorgung.

Zu diesen Aktivitäten zählen auch die vielfältigen Maßnahmen, um eine inländische Wasserstoffproduktion sowie langfristige Wasserstoff-Importstrukturen als Grundlage für einen zügigen Wasserstoffhochlauf aufzubauen. Darüber hinaus weist die Branche nachhaltiges Engagement für die Erschließung der Biogaspotenziale in Deutschland sowie für den Aufbau eines EU-weiten Nachweis- und Handelssystems für neue Gase auf. Dieses Branchenengagement für den Hochlauf von Biogas und Biomethan sowie für deren Beiträge zu einem nachhaltigen Carbon Management spiegelt sich insbesondere in folgenden Aktivitäten der Gaswirtschaft wider:

- Bündeln von Biogasanlagen für die Biomethan-Aufbereitung zur Erhöhung des inländischen Angebots an Biomethan
- Implementieren von Importstrategien für Biomethan inkl. Bio-LNG
- Erschließen der vorhandenen Biogasproduktionspotenziale aus Rest- und Abfallstoffen sowie aus nachwachsenden Rohstoffen bei Nachweis der gleichzeitigen Mobilisierung von sogenannten Mehrgewinnstrategien zur Steigerung natürlicher Treibhausgassenken und Schutz der Biodiversität
- Entwickeln von Lösungsbeiträgen für ein aktives Carbon Management in Verbindung mit der Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO_2-Emissionen aus Biomethan-Aufbereitungsanlagen (Stichwort: Generierung von Negativemissionen und langfristige Kohlenstoffbindung)
- Entwickeln dezentraler Energieversorgungskonzepte (Quartierskonzepte etc.) unter Nutzung von Biogas bzw. Biomethan zur Wärme- und Stromversorgung

Bei all diesen Aktivitäten besteht – wie in allen Märkten – eine enge Verknüpfung zwischen den rechtlichen Rahmenbedingungen und dem konkreten unternehmerischen Handeln. Insbesondere im Hinblick auf die Handlungsfelder „Inländische Wasserstoffproduktion und Sicherstellung der erforderlichen Wasserstoffimporte“ sowie „Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur“ besteht aktuell noch ein gordischer Knoten: Da die Festlegung der genauen Rahmenbedingungen sowohl auf nationaler wie auf europäischer Ebene noch fehlt, ist es derzeit nicht möglich, die erforderlichen Investitionen ausreichend abzusichern. Wir stehen gerne mit unserem gesamten Wissens- und Erfahrungsschatz als Partner zur Verfügung, um die zügige Schaffung und Implementierung des notwendigen rechtlichen Rahmens zu unterstützen.

Gemeinsam im Dialog den Weg zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem beschreiten

Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, ist ein ambitioniertes Ziel, und der Weg dorthin ist mit vielen Unsicherheiten behaftet. Gerade deshalb ist ein kontinuierlicher Dialog von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft erforderlich, um das Ziel erreichen zu können. Wir als deutsche Gaswirtschaft bringen uns offen, konstruktiv und mit klarer Ausrichtung auf die Klimaneutralität in diesen Dialogprozess ein.

Wir sind davon überzeugt, dass vor allem Fragen des Zusammenwirkens von grünem Strom und neuen Gasen auf dem Weg zur Klimaneutralität von entscheidender Bedeutung sein werden. Gerne stehen wir für einen entsprechenden Dialogprozess zur Verfügung, in dem wir konkret darstellen, wie wir Infrastrukturen, Know-how, Fachkräfte, Kompetenz und Kapital für die Transformation zur Klimaneutralität verbindlich einbringen wollen und können. Wir sind der festen Überzeugung, dass der hier dargelegte Transformationspfad zur Klimaneutralität den Dialog und das Zusammenwirken voranbringt.

Zugleich bietet ein solcher Dialog die Möglichkeit, die Zukunftspfade zur Klimaneutralität zu reflektieren und daraus geeignete Vereinbarungen abzuleiten, auf deren Basis Entscheidungen für gemeinsame, zukunftsweisende Projekte und weitergehende Zusagen der Branche getroffen werden können.

Über allem muss das Ziel stehen, gemeinsam – im Zusammenwirken von grünem Strom und neuen Gasen – einen resilienten Pfad zur Zielerreichung der Klimaneutralität 2045 im Einklang mit einer deutsch-europäischen Energiesouveränität zu definieren und erfolgreich zu beschreiten.

Partner von Politik und Gesellschaft

Abbildung 9, Quelle: eigene Darstellung

Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2022). Netzentwicklungsplan Strom. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, *https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Acatech und DECHEMA (2022a). Wasserstoff im Mobilitätssektor, *https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Mobilitaet.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Acatech und DECHEMA (2022b). Internationale Schifffahrt: Klimaneutrale Antriebe und Treibstoffe, *https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Schiffsverkehr.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019). Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, *https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021). Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie, *https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2022/60009- Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Studie-web.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Airbus (2022). ZEROe. Towards the world's first zero-emission commercial aircraft, *https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, Gas Networks Ireland, GAZ-SYSTEM, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, and Transgaz (2022). European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, *https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Ariadne (2021). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, DLR-FK, DLR-VE, Fraunhofer IEE, Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISE, Fraunhofer ISI, Hereon, IER, MCC, PIK, PSI, RWI, *https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

BDEW (2022). Jahresbericht: Die Energieversorgung 2021, *https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

BDEW (2023a). Klimaschutzgesetz: Entwicklung und Sektorziele, Eigene Darstellung BDEW auf Basis von BDEW, UBA, Bundes-Klimaschutzgesetz 2021, Stand: 15.03.2023.

BDEW (2023b). Die Gasverteilernetze in der Wasserstoffwirtschaft. Die Weichen für die Transformation richtig stellen!, *https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20230207_gasverteilnetze-wasserstoff.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

BDI (2021). Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, *https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

BMWK (2023). Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, *https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), *https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021). IPCEI-Standortkarte, *https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=8,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesnetzagentur (2018). Monitoringbericht 2017, *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesnetzagentur (2019). Monitoringbericht 2018, *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesnetzagentur (2020). Monitoringbericht 2019, *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesnetzagentur (2021). Monitoringbericht 2020, *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesnetzagentur (2022). Monitoringbericht 2021, *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=9,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bundesnetzagentur (2023). Monitoringbericht 2022, *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=5,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

BVEG, DVGW, INES (2022). Wasserstoff speichern – soviel ist sicher. Transformationspfade für Gasspeicher, *https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220617_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Dechema und FutureCamp (2019). Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland, *https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Deloitte (2021). Hydrogen4EU (Hydrogen for Europe study). Charting pathways to enable net zero, *https://www.hydrogen4eu.com/_files/ugd/2c85cf_a3c72fe01d0744959ee03e8472fd2b2e.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Deutsche Energie-Agentur GmbH – dena, Hrsg. (2021). Abschlussbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, *https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Deutscher Wetterdienst (2023). Temperaturanomalie Deutschland Jahr 1881–2023, *https://www.dwd.de/DE/leistungen/zeitreihen/zeitreihen.html,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum – DLR (2021). Auf dem Weg zu einer emissionsfreien Luftfahrt. Luftfahrtstrategie des DLR zum European Green Deal, *https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2021/auf-dem-weg-zu-einer-emissionsfreien-luftfahrt.pdf;j sessionid=1D390C00B3505C9AD101DE74378F-B9AA.delivery-replication1?__blob=publicationFile&v=6,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum – DLR (2022). Ein Airbus A320 wird Reallabor für Wasserstofftechnologie in Hamburg, *https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2022/04/20221028_ein-airbus-a320-wird-reallabor-fuer-wasserstofftechnologie-in-hamburg.html,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Die Bundesregierung (2022). Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier- und NE-Metallindustrie. Ergebnispapier zum NWS-Industriedialog, *https://www.bmwi-energiewende.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-effiziente-nutzung-von-wasserstoff-in-der-glas-keramik-papier-und-ne-metallindustrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4.,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

DIHK (2020). DIHK-Faktenpapier Wasserstoff, *https://www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/5207050/4011381c3d7cdeac1c2306917121f467/dihk-faktenpapier-wasserstoff-1--data.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

DIW (2019). DIW Wochenbericht 36/2019: Wärmemonitor 2018: Steigender Heizenergiebedarf, Sanierungsrate sollte höher sein, *https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676231.de/19-36-1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

DVGW (2019). Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten (Busstudie), *https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201810-busstudie-abschlussbericht.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

DVGW (2022). Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender. Deliverable D. 2.3, *https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationspfade.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

DVGW (2023). Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit (SyWeSt H2), *https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-sywesth2-staehle.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga (2020). European Hydrogen Backbone, *https://www.ehb.eu/files/downloads/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

EnBW (2022). Zukunftsflexible Buchung: EnBW setzt auf Stade für LNG- und Wasserstoffimport, *https://www.enbw.com/unternehmen/presse/enbw-setzt-auf-lng-terminal-stade.html,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2020a). Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, *https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte-1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2020b). Global H2 Cost Tool v3, *https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/estimating-long-term-global-supply-costs-for-low-carbon-hydrogen/,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Enervis (2022). Marktdesign für einen sicheren, wirtschaftlichen und dekarbonisierten Strommarkt. Studie im Auftrag der Zukunft Gas, *https://enervis.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_Marktdesign-Strommarkt_Studie-Zukunft-Gas.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Engie (2021). Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050, *https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_20210618_Biogas_potential_and_costs_in_2050_report_1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Europäisches Klimagesetz, *https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

European Hydrogen Backbone (2021). Analysing future demand, supply and transport of hydrogen, *https://gasfor-climate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., *https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/methan-aus-biogas#:~:text=Eine%20alternative%20M%C3%B6glichkeit%20zur%20Gewinnung, der%20Vergasung%20von%20Biomasse%20stammt,* letzter Zugriff am 23.03.2023.

FNB Gas (2023). Wasserstoffnetz 2032, *https://fnb-gas.de/pressematerialien/netzentwicklung_infografik_wasserstoffnetz-2032/,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Fraunhofer ISE/Fraunhofer IEE (2022). Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors, im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, *https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Frontier Economics (2021). Der Wert von Wasserstoff im Wärmemarkt. Analyse unter Betrachtung verschiedener Heiztechnologien mit Fokus auf Wasserstoffbrennwertkessel und elektrische Wärmepumpe. Studie für FNB Gas, *https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/frontier_-_fnb_gas_-_h2_im_waermemarkt.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Frontier Economics (2022). Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045, *https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Guidehouse Netherlands B. V. (2020). Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe, *https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/12/Gas-for-Climate-Market-State-and-Trends-report-2020.pdf,* letzter Zugriff am 26.04.2023.

Guidehouse Netherlands B. V. (2022). Biomethane production potentials in the EU. Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050, *https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/10/Guidehouse_GfC_report_design_final_v3.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

GWI, BV Glas (2022). Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO_2-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase – Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW (Akronym: HyGlass), *https://www.bvglas.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=2514&token=69553e2ada72ffc160a9ebce8174bfcedf2870ec,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

H2vorOrt (2022). Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2022, *https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A4.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Hafen Hamburg (2022). Erstes Importterminal für grünen Ammoniak kommt nach Hamburg, *https://www.hafen-hamburg.de/de/presse/news/erstes-terminal-fuer-gruenen-ammoniak-kommt-nach-hamburg/,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Hafen Rostock (2022). Wasserstoff im Energiehafen Rostock, *https://www.rostock-port.de/wasserstoff-im-energiehafen-rostock,* letzter Zugriff am 11.04.2023.

IGBCE und VCI (2022). Gemeinsame Strategie von IG BCE und VCI zu einer Wasserstoffwirtschaft (Version 2.0), *https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2022-06-07-ig-bce-vci-h2-strategie.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit, *https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/1f422c60505b6a88f8f3b3b5b8720bd4/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022). Emissionsfreie Stahlerzeugung. Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff, *https://lbst.de/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-30-HySteel-LBST_Emissionsfreie_Stahlerzeugung.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Nationaler Wasserstoffrat (2021). Grundlagen- und Informationspapier Wasserstofftransport, *https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Nationaler Wasserstoffrat (2022). Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland, *https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023

Nationaler Wasserstoffrat (2023). Grundlagenpapier. Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, *https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_Grundlagenpapier_H2-Bedarfe_1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Niedersächsisches Wasserstoff-Netzwerk (2022). Wilhelmshaven Green Energy Hub, *https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/wilhelmshaven-green-energy-hub/,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Port of Rotterdam (2021). Hydrogen economy in Rotterdam starts with Backbone. Handout, *https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/hydrogen-economy-in-rotterdam-handout.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Prognos AG (2020). Klimapolitische Herausforderungen der Stahlindustrie in Deutschland. Kurzfassung, *https://www.stahl-online.de//wp-content/uploads/202010_WVS_Prognos_Klimapolitische_Herausforderungen-1.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Prognos AG (2022). Transformationspfade für die Stahlindustrie in Deutschland, *https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202203_WVS_Transformationspfade-Stahl_Prognos.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, *https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

RWE (2022). RWE-Projekte am Standort Brunsbüttel. Aktuelle Bauvorhaben für Flüssigerdgas und Wasserstoffderivate, *https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/projektstandort-brunsbuettel/,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

RWE und OGE (2022): H2ercules Wasserstoffschnellweg für Deutschland, *https://www.h2ercules.com/h2ercules,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Sterner, M., Stadler, I. (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg.

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2021). Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf und -ausbau sowie Preisentwicklungen in der Industrie, *https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_enervis.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Storag Etzel (2022). 50 Jahre Kavernenanlage Etzel. Festschrift, *https://www.storag-etzel.de/fileadmin/user_data/download/Download_2022/STE-Festschrift_web_low.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Stratmann, K. (2022). Eon baut „Wasserstoffbrücke" von Australien nach Deutschland. Handelsblatt, *https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/klimaneutralitaet-eon-baut-wasserstoffbruecke-von-australien-nach-deutschland/28210316.html,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

Team Consult (2023). Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase". Abschlussdokument, *https://www.teamconsult.net/de/news.php#news-no-193,* letzter Zugriff am 04.05.2023.

The Northern Netherlands Hydrogen Investment Plan 2020 (2020). Expanding the Northern Netherlands Hydrogen Valley, *https://www.newenergycoalition.org/custom/uploads/2020/10/investment-plan-hydrogen-northern-netherlands-2020-min.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

TNO (2022): Techno-economic uptake potential of zero-emission trucks in Europe. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Transport & Environment (T&E), *https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/10/202210_TNO_-techno_economic_uptake_potential_of_zero_emission_trucks_in_Europe.pdf,* letzter Zugriff am 13.04.2023.

UBA (2023). Abschlussbericht – Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz, *https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf*, letzter Zugriff am 13.04.2023.

Zukunft Gas (2023). Gasbilanz 2022. Erdgas, Wasserstoff und Biogas in Deutschland, *https://gas.info/fileadmin/Public/PDF-Download/faktenblatt-gasbilanz-2022.pdf*, letzter Zugriff am 13.04.2023.

Bildverzeichnis

Seite 12:
Wasserstoff-Blockheizkraftwerk in Haßfurt, Quelle: Stadtwerk Haßfurt GmbH

Moderne Technik in einem Gaskraftwerk, Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Wasserstofftankstelle, Quelle: iStock/onurdongel

Biogasanlage, Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Seite 13:
Wasserstoffinfrastruktur, Quelle: iStock.com/audioundwerbung

Power-to-Gas-Anlage in Falkenhagen; Quelle: Uniper

Seite 15:
Solar- und Windkraft, Quelle: iStock.com/Adam Smigielski

Seite 27 :
Übernahmestation/Druckmesser, Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Seite 34/35:
Wasserstoffinfrastruktur, Quelle: iStock.com/Petmal

Seite 39:
Wasserstoffmoleküle, Quelle: Zukunft Gas

Seite 41:
Darstellung Börse, Quelle: iStock.com/phongphan5922

Seite 43:
Übernahmestation, Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Seite 44:
Hybridkraftwerk, Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Seite 47:
Luftaufnahme bei Immenstaad, Quelle: iStock.com/BasieB

Seite 48:
Anbau der Energiepflanze „Durchwachsene Silphie", Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Danksagung

Wir bedanken uns bei allen Unterstützerinnen und Unterstützern des Projekts, die es ermöglicht haben, „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045 – Transformationspfad für die neuen Gase“ zu erstellen und zu veröffentlichen. Dazu gehören insbesondere: unsere Mitgliedsunternehmen (wir bitten herzlich um Verständnis dafür, dass wir nicht alle Beteiligten namentlich nennen können), Maria Noack (BDEW), Livia Beier (BDEW), Madlen Momberg (BDEW bis Dezember 2022), Ilka Gitzbrecht (BDEW), Robert Ostwald (DVGW), Tilman Wilhelm (DVGW), Annegret-Claudine Agricola (Zukunft Gas) und Sebastian Hackbart (Zukunft Gas).

TRANSFORMATIONSPFAD

NEUE GASE