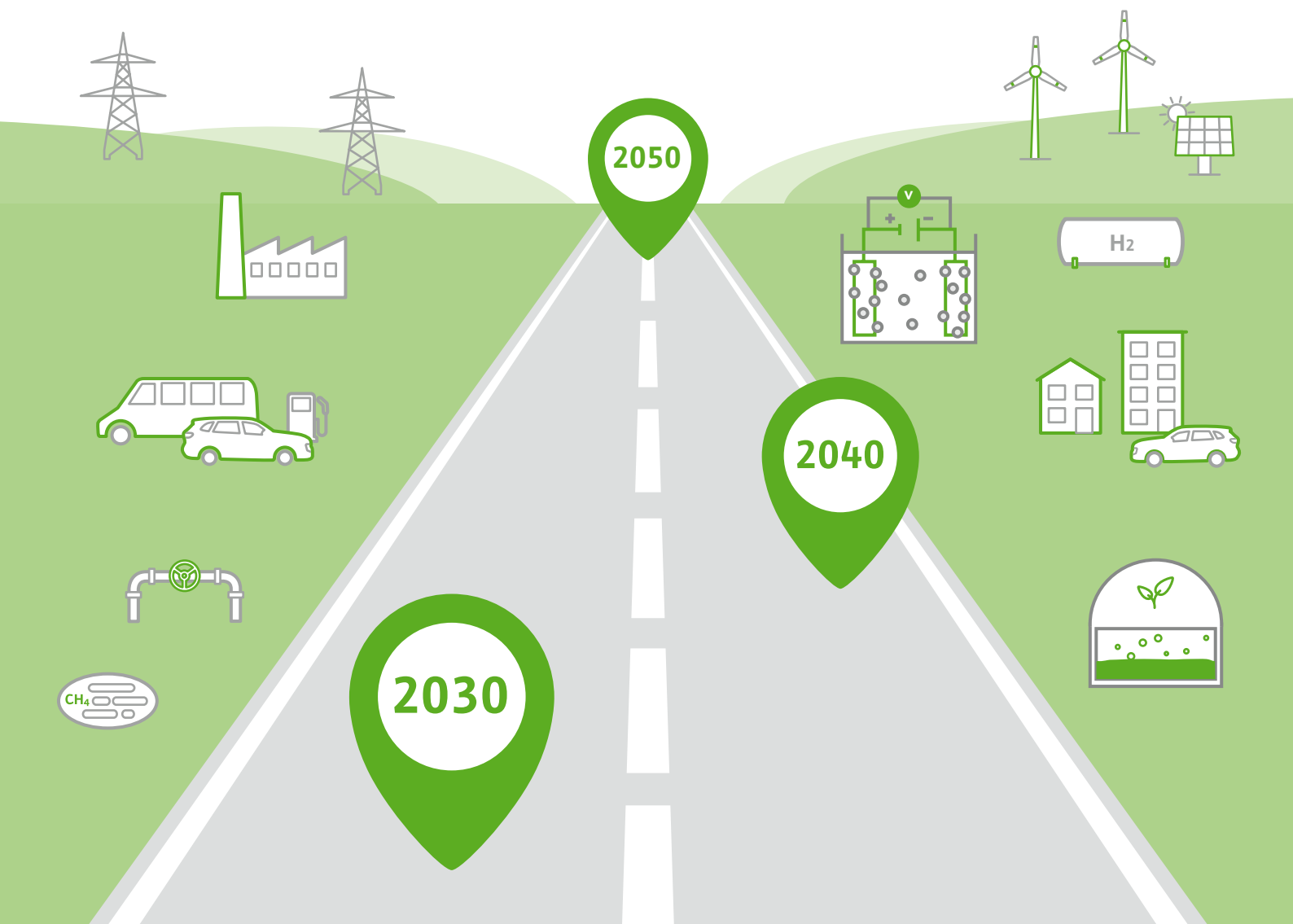


Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)779
26. Oktober 2020



Roadmap Gas

Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und
Flexibilität mit klimaneutralen Gasen

Inhalt

| | |
|---|----|
| Management Summary | 4 |
| 1. Gase – tragende Säule der Energieversorgung heute und in Zukunft | 7 |
| 2. Definition von klimaneutralen Gasen | 10 |
| 3. Klimaneutrale Gase – Erzeugung und Potenziale | 15 |
| 4. Potenziale klimaneutraler Gase nutzbar machen: Handlungsempfehlungen des BDEW | |
| 4.1 Anpassungsbedarf am aktuellen energierechtlichen Rahmen | 24 |
| 4.2 Nachweis- und Handelssystem für klimaneutrale Gase | 27 |
| 4.3 Gasinfrastrukturen – Basis für klimaneutrale Gase | 29 |
| 4.4 Märkte und Verwendungssektoren von klimaneutralen Gasen | 38 |
| 5. Die Roadmap Gas: Pfade für die Nutzung klimaneutraler Gase | 46 |
| Erläuterungen | 53 |

Management Summary

Roadmap Gas – Der Transformationspfad zu klimaneutralen Gasen

Der BDEW macht mit dieser Roadmap deutlich, welche Rolle Gas als tragende Säule der Energieversorgung hat und welche Transformation bei Erzeugung, Infrastruktur und Anwendung nötig ist, um dem Anspruch „Gas kann grün“ und dem Ziel der Klimaneutralität gerecht zu werden. Der BDEW ist der Überzeugung, dass klimaneutrale Gase neben der erneuerbaren Stromerzeugung und der Energieeffizienz eine wesentliche Säule der Energiewende in allen Sektoren sein werden. Dabei bieten klimaneutrale Gase die Chance, über die Nutzung unterschiedlicher Pfade zu erneuerbaren Gasen zu gelangen. Gleichzeitig bieten klimaneutrale Gase die große Chance, neue Geschäftsmodelle und Märkte zu entwickeln und als global handelbare Energieträger die Energiewende zu einer europäischen und internationalen Erfolgsgeschichte werden zu lassen.

Die Energiewirtschaft hat im Rahmen ihrer Initiative „Gas kann grün“ bereits praxis- und marktnahe Lösungen dafür präsentiert, mit klimaneutralen Gasen¹ das Energiesystem der Zukunft über Strom hinaus zu gestalten und somit die Erreichung der Klimaschutzziele maßgeblich zu unterstützen und zu ermöglichen. Mit der Roadmap Gas untermauert sie diesen Anspruch, benennt Handlungsfelder und gibt konkrete Empfehlungen dazu, wie es gelingen kann, die Potenziale klimaneutraler Gase für eine erfolgreiche Energiewende auszunutzen.

Der BDEW will mit dieser Roadmap Wege für einen wachsenden Anteil erneuerbarer Gase und eine vollständige Umstellung auf klimaneutrale Gase bis zum Jahr 2050 aufzeigen und notwendige Rahmenbedingungen benennen. Denn die Transformation braucht nicht nur das Engagement und die Innovationskraft der Energiewirtschaft, sondern darüber hinaus auch staatliche Impulse und regulatorische Anreize.

Nationale und europäische Gas-Strategien stärken

Sowohl die Bundesregierung als auch die Europäische Kommission haben gezeigt, dass sie die Bedeutung und die Zukunftsrelevanz gasförmiger Energieträger erkannt haben und ihre Entwicklung aktiv fördern wollen. Mit dem „Dialogprozess Gas 2030“, einer Wasserstoffstrategie auf nationaler und EU-Ebene sowie dem Vorhaben einer „Smart Sector Integration“ in Europa wurden und werden wichtige Prozesse angestoßen. Diese Ansätze will der BDEW mit der Roadmap für eine dekarbonisierte Energieversorgung mit Gasen stärken und unterstützen.

Das Ziel der **Klimaneutralität** bis 2050 verdeutlicht die Anstrengungen, die notwendig sind, um weiter eine stetige und konsequente Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu realisieren. Die Energiewirtschaft hat in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen geleistet und zur Zielerreichung wesentlich beigetragen. Dem BDEW ist aber auch bewusst, dass das Erreichen der Klimaneutralität weiterer intensiver Bemühungen bedarf.

Energiepolitisches Zieldreieck mit klimaneutralen Gasen erfolgreich ausbalancieren

Klimaneutrale Gase bieten eine Vielzahl von Lösungsoptionen, um das energiepolitische Zieldreieck von **Klimaschutz**, energiewirtschaftlicher **Versorgungssicherheit** und **Bezahlbarkeit** zu erfüllen. Denn klimaneutrale Gase:

- » nutzen vorhandene, über Jahrzehnte aufgebaute, werthaltige Infrastrukturen,
- » können über lange Zeiträume hinweg ohne Verluste als Speicher genutzt werden und sind daher eine zentrale Ergänzung zur volatilen Erzeugung erneuerbaren Stroms,
- » sind zentrale Medien und Ermöglicher der Sektorkopplung, da sie in der Lage sind, als Energieträger und –speicher die Sektoren Industrie, Verkehr, Wärme, Landwirtschaft und Stromerzeugung effektiv und effizient miteinander zu verbinden.

Entscheidend ist für alle klimaneutralen gasförmigen Energieträger, dass ihre Potenziale technologie- und anwendungsoffen und entsprechend ihrer CO₂-Minderung betrachtet werden.

Zügiger EE-Ausbau als Voraussetzung für den Markthochlauf klimaneutraler Gase

Der BDEW betont, dass zur Erreichung ambitionierter CO₂-Minderungsziele die Potenziale heimischer Erzeugung erneuerbarer Gase verstärkt erschlossen werden müssen. Zwingende Voraussetzung dafür ist, dass der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung – Wind-Onshore, Wind-Offshore, Photovoltaik – deutlich an Dynamik gewinnt.

Jedes vorhandene und zusätzliche Ausbauelement für die erneuerbare Stromerzeugung ist immer zugleich auch ein Hemmnis für den Markthochlauf klimaneutraler Gase in Deutschland. Die heimischen Gaserzeugungsanlagen, Gasnetze und Gasspeicher sollten möglichst effizient genutzt und in das Gesamtsystem eingebunden werden, um einem Anstieg der Kosten des Energiesystems entgegenzuwirken.

Einen großen Anteil am Markthochlauf klimaneutraler Gase wird Wasserstoff haben. Er ist einerseits direkt nutzbar, andererseits kann er als Ausgangsstoff für eine Vielzahl weiterer Produkte angewendet werden, wie beispielsweise synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe oder Basischemikalien. Neben diesen „neuen“ Gasen und Brenn- und Kraftstoffen leisten auch etablierte Technologien wie Biokraftstoffe und Biomethan schon heute einen relevanten Beitrag zum Klimaschutz und sollten auch in Zukunft weiter ausgebaut werden.

Gleichzeitig werden mit Blick auf den künftigen Wasserstoffbedarf in einem sektorgekoppelten Energiesystem in Zukunft auch Energieimporte eine wichtige Rolle spielen. Die Organisation eines internationalen Handels mit klimaneutralen Gasen und ihren Folgeprodukten ist eine Aufgabe für die nächsten Jahrzehnte und muss in eine europäische Strategie und Infrastruktur eingebettet werden.

Roadmap Gas – Transformation in Phasen

Die Roadmap formuliert vor diesem Hintergrund verschiedene Phasen und wesentliche Bausteine für einen Transformationspfad von Gasen entlang ihrer gesamten Wertschöpfungskette. Ein bis ins Jahr 2050 reichender Transformationspfad ist naturgemäß abhängig von vielen Entscheidungen und Wechselwirkungen, die aus heutiger Perspektive nicht vollständig überblickt werden können. Emissionen, Kosten, Mengenpotenziale und politische Entscheidungen sind zentrale Variablen und setzen den Rahmen für den Transformationsprozess.

Die Umsetzung eines solchen Transformationspfades hängt jedoch ganz entscheidend davon ab, welchen tatsächlichen Beitrag die einzelnen Technologiepfade zur Minderung der Treibhausgas-Emissionen (THG) leisten können. Die Kosten klimaneutraler Gase werden entlang des Ausbaupfades weiter erheblich fallen, die Wirkungsgrade der eingesetzten Technologien werden weiter steigen. Dies setzt neben einer technologischen Weiterentwicklung eine rechtzeitige Hochskalierung von Anlagengrößen sowie Kostensenkungen durch Skaleneffekte, also einen Markthochlauf, voraus. Umso wichtiger ist es, bereits heute politische und regulatorische Maßnahmen für die beeinflussbaren Größen vorzunehmen und so die vorhandenen Potenziale bestmöglich zu erschließen. Aus Perspektive des BDEW lassen sich aus heutiger Sicht folgende Phasen der Transformation zu einer vollständig durch klimaneutrale Gase mitgeprägten nationalen Energieinfrastruktur in der Übersicht skizzieren:

1 Die **erste Phase** der Transformation wird bis circa ins Jahr 2030 andauern. In diesem Zeitraum leisten vor allem größere Biogasanlagen, die von Verstromung auf die Einspeisung von Biomethan umgerüstet werden, substantielle Beiträge zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen der Gasversorgung. Der Markthochlauf von erneuerbarem Wasserstoff (z. B. aus dem PtG-Pfad) und dekarbonisiertem Wasserstoff (aus der Abscheidung von Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoff) muss in dieser Phase unter Berücksichtigung des jeweiligen THG-Fußabdrucks in Deutschland und im Ausland erfolgen. Es sollten marktbasierende Anreize genutzt werden, um die Entwicklung zu unterstützen.

2 Zwischen den Jahren 2030 und 2040 wird in einer **zweiten Phase** das Potenzial der Erzeugung von klimaneutralen Gasen in Deutschland optimal genutzt. Der Import wird weiter ausgebaut. In dieser Phase sollten marktbasierende Anreize den Ausbau der Import- und Exportinfrastrukturen für klimaneutrale Gase vorantreiben.

3 Für die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität im Jahr 2050 folgt dann in einer **dritten Phase** ab 2040 eine stark zunehmende Internationalisierung der Märkte. Begleitet wird diese von einem schnell wachsenden Anteil klimaneutraler Gase am Energie-Mix, so dass bis zum Jahr 2050 die Verbrennung von Erdgas vollständig ersetzt werden kann.

Um einen Markthochlauf klimaneutraler Gase zu gewährleisten und ihre Potenziale für die Energiewende zur vollen Entfaltung zu bringen, müssen eine Reihe zentraler Weichstellungen erfolgen.

Jede Weiterentwicklung des Marktes braucht langfristige regulatorische Verlässlichkeit und einen investitionsfreundlichen Rechtsrahmen. So steht am Anfang des Transformationspfades eine chanceneröffnende und technologieoffene Regulierung, die die vorhandenen Definitionen von Gas und Biogas um klimaneutrale Gase erweitert. Die Regulierung beinhaltet auch transparente, einheitliche rechtliche Rahmenbedingungen für ein grenzüberschreitendes europäisches Handelssystem, das den Einsatz von klimaneutralen Gasen unterstützt.

Die Lebensadern erneuerbarer und dekarbonisierter Gase sind die werthaltigen, gut ausgebauten und nur punktuell zu ergänzenden **Infrastrukturen**, bestehend aus Rohrleitungen und Speichern der deutschen Gasnetze. Die technischen Anforderungen für die Nutzung von Wasserstoff sind im Fernleitungs- wie im Verteilnetz umsetzbar. Ziel ist es, einen stetig wachsenden Anteil klimaneutraler Gase durch wachsende Wasserstoff-Beimischung und/oder das Entstehen reiner Wasserstoffnetze zu ermöglichen – bis hin zu einer vollständigen Umstellung der bestehenden Netze auf ausschließlich klimaneutrale Gase.

Für den BDEW gilt grundsätzlich, dass sich klimaneutrale Gase im Wettbewerb nachhaltiger Energieträger bewähren müssen. Daher sind die Erschließung von Absatzmärkten und die Abschaffung von Hürden für deren Nutzung im Gasmarkt essenzielle Schritte, um Anreize für Investitionen in Gas-Technologien zu schaffen. Von Beginn an müssen anwendungsoffen alle Sektoren – Industrie, Verkehr, Wärme, Stromerzeugung – dafür im Blick behalten werden. In allen Sektoren eröffnen klimaneutrale Gase Lösungen und Optionen dafür, Emissionssenkungen effektiv und kostengünstig zu realisieren.

Wie sich der **Markthochlauf** in den einzelnen Sektoren gestaltet, ist davon abhängig, wie Gesetze, Regulierung, Förderung und Wirtschaftlichkeit spezifische Anreize setzen. Der BDEW adressiert daher konkrete Handlungsempfehlungen an die Politik:

- » Der zügige Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, auch als Grundlage für die Herstellung von klimaneutralen Gasen, und die Übertragbarkeit der grünen Eigenschaft von Strom aus Gas.

- » Die Anerkennung der entscheidenden Rolle der Gasinfrastruktur als Basis eines wettbewerblichen Wasserstoffmarktes. Die Gasinfrastruktur unterliegt einem Transformationsprozess, für den u. a. Wasserstoffnetze analog zu heutigen Erdgasnetzen reguliert werden sollten.
- » Die Anerkennung der Treibhausgasminderung durch den Einsatz von klimaneutralen Gasen, z. B. im Gebäudeenergiegesetz (GEG), im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) oder in der Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II.
- » Die Bewertung von Ausgestaltungsoptionen für eine THG-Minderungsquote im Non-ETS-Wärmesektor (ETS = Emissionshandel), die technologieoffen erneuerbare und dekarbonisierte Gase einbezieht. Der BDEW wird Vorschläge für potenzielle Ausgestaltungsoptionen erarbeiten.
- » Eine konsistente, technologie- und anwendungs-offene Förderpolitik, die sich an dem THG-Minderungspotenzial, den Treibhausgasvermeidungskosten und an der Nachhaltigkeit der eingesetzten Energieträger und Technologien orientiert.
- » Die weitere Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung, wie sie durch das BEHG angelegt wird und unmittelbar bei Erzeugung und Verwendung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase Wirkung entfaltet.
- » Die sektorkopplungsgerechte Gestaltung der Abgaben und Umlagen, die CO₂-neutrale Technologien begünstigt.

Die Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen und Transformationsprozesse erfordert einen begleitenden Dialog mit allen Stakeholdern. Die breite Einbindung zahlreicher Interessens- und Anspruchsgruppen ist eine Voraussetzung dafür, dass erneuerbare und dekarbonisierte Gase ihren Teil zur Erfolgsgeschichte der Energiewende beitragen können. Nur durch Einbindung und Dialog wird eine möglichst hohe Akzeptanz geschaffen, die für die Transformationsprozesse der Gaswirtschaft innerhalb der Energiewende notwendig ist. Der BDEW steht wie bisher für den Austausch mit Stakeholdern und Bürgern zur Gestaltung und Umsetzung der Roadmap zur Verfügung.

// 01

Gase – tragende Säule der Energieversorgung heute und in Zukunft

Gas kann grün

Im deutschen Energieversorgungssystem spielt Erdgas heute eine entscheidende Rolle. Erdgas hat einen Anteil von knapp einem Drittel am Energieverbrauch in Gewerbe und Industrie. Die Hälfte aller Wohnungen in Deutschland wird mit Erdgas beheizt. Auch zur Stromerzeugung leistet Erdgas einen entscheidenden Beitrag: Gaskraftwerke stellen vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernkraft und der Kohleenergie einen wachsenden Anteil an gesicherter Leistung bereit.

Darüber hinaus gewährleisten Gaskraftwerke, zusammen mit Speichern und flexiblen Verbrauchern, die für die Energiewende benötigte Flexibilität. Infrastrukturen für den Transport, die Speicherung sowie für die Umwandlung von Energie sind zu einem großen Teil auf die Nutzung von Erdgas ausgerichtet, ebenso Endverbrauchsgeräte, z. B. zur Wärmeerzeugung.

Gase und die mit allen Sektoren eng verknüpften Gasinfrastrukturen werden für die Energiewende heute und in Zukunft eine tragende Rolle spielen.

Auf europäischer und nationaler Ebene werden die Anforderungen an die Dekarbonisierung der Volkswirtschaften erhöht: Am 4. März 2020 hat die Europäische Kommission im Rahmen des „European Green Deal“ einen Legislativvorschlag vorgelegt, der die Klimaneutralität in der EU bis zum Jahr 2050 festschreiben soll. Zudem soll im Sommer 2020 ein Plan zur Erhöhung des verbindlichen Treibhausgasemissionsziels der EU für das Jahr 2020 von –40 Prozent auf –50 bis –55 Prozent (ggü. 1990) präsentiert werden.

In Deutschland sind in den Jahren 2019 und 2020 wichtige Weichen gestellt worden, um die nationalen Klimaziele erreichen zu können. Dazu zählen das Klimaschutzprogramm 2030, das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und das Klimaschutzgesetz (KSG). Zudem ist mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) eine Bepreisung für CO₂-Emissionen im Non-ETS-Bereich (z. B. Wärmemarkt und Verkehr) eingeführt worden.

Gleichzeitig ist im Rahmen des „Dialogprozesses Gas 2030“ des Bundeswirtschaftsministeriums betont worden, dass gasförmigen Energieträgern bei der Energieversorgung der Zukunft eine zentrale Rolle zukommen wird. Dabei ist klar, dass die Gase bei ambitionierten Klimaschutzziele sukzessiv CO₂-ärmer werden müssen. Dies wird durch den kontinuierlich wachsenden Einsatz klimaneutraler Gase wie Biomethan, Wasserstoff oder synthetisches Methan ermöglicht.

Konsequente Umstellung auf klimaneutrale Gase

Mit ihrer Zukunftsstrategie² hat die Gaswirtschaft bereits 2017 unterstrichen, dass sie davon überzeugt ist, im Rahmen der Energiewende einen entscheidenden Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten zu können. Sie bekennt sich darin vollumfänglich zu den Pariser Klimazielen und arbeitet bereits verlässlich und erfolgreich an der weiteren Senkung der Methanemissionen. Notwendig ist, jetzt eine konsequente Umstellung auf klimaneutrale, davon insbesondere erneuerbare Gase zu starten, um das Ziel der Treibhausgasneutralität 2050 zu erreichen.

Die Bedeutung dieses Transformationsprozesses wird dadurch unterstrichen, dass die Bundesregierung sowie zahlreiche Bundesländer bereits Wasserstoffstrategien verabschiedet haben. Im „Dialogprozess Gas 2030“ ist darüber hinaus eine Vertiefung der Gespräche zur Zukunftsperspektive von Biogas angekündigt worden.

Daher gilt es für die Gaswirtschaft nun, den Ansatz „Gas kann grün“ weiter aktiv voranzutreiben und der Politik konkrete Lösungen anzubieten. Der BDEW bietet diese mit der „Roadmap Gas“ an. Sie zeigt auf, welche Potenziale Gase wie Biomethan und Wasserstoff sowie dessen Folgeprodukte für die Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie bieten. Darüber hinaus legt sie dar, welche politischen Rahmenbedingungen die Gaswirtschaft dafür benötigt.

Markthochlauf für klimaneutrale Gase

Neben der einheimischen Erzeugung wird zur Deckung des Gasbedarfs auch ein im Zeitverlauf zunehmender Import notwendig werden. Daher müssen entsprechende planerische, technische und regulatorische Vorbereitungen getroffen und von Beginn an auch auf europäischer Ebene entscheidende Entwicklungen vorangetrieben werden.³ Der liquide und wettbewerbsorientierte EU-Binnenmarkt ist aus Sicht des BDEW essenziell und muss auch beim Umbau des Energiesystems erhalten bleiben. Zudem sollten klimaneutrale Gase in den bestehenden Markt eingebunden werden, so dass keine getrennten Handels- und Absatzmärkte für unterschiedliche Gase entstehen.

Das heißt aber auch, dass diese Gase den bestehenden Regularien im Wettbewerb genauso unterliegen wie Biomethan und Erdgas. Das System muss so ausgestaltet werden, dass mögliche Handels- bzw. Marktzutrittsbarrieren, wie sie aktuell beispielsweise für Biomethan bestehen und den notwendigen Import potenziell erschweren, minimiert werden. Hierzu müssen so zeitnah wie möglich die entsprechenden Maßnahmen auf den Weg gebracht werden.

Die Roadmap zeigt zunächst auf, welche Schritte im energiewirtschaftsrechtlichen Rahmen aufeinander folgen müssen, um die rechtlichen Grundlagen für den Markthochlauf erneuerbarer und dekarbonisierter Gase in Deutschland zu schaffen. Die Roadmap legt außerdem Eckpunkte eines einheitlichen, europäischen Handelssystems dar.

Diese Roadmap betrachtet darüber hinaus die Potenziale erneuerbarer und dekarbonisierter Gase entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Erzeugung, Nutzung der Infrastruktur und Anwendung. Sie zeigt die damit einhergehenden Herausforderungen auf und konkrete Lösungen an.

Im besonderen Fokus der Diskussionen um die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas steht derzeit erneuerbarer und dekarbonisierter Wasserstoff. Daher plädiert diese Roadmap für eine vermehrte Nutzung von Wasserstoff als Energieträger. Zugleich zeigt sie auf, mit welchen Einstiegsstrategien die Nutzung von Wasserstoff und seinen Anwendungen in allen Sektoren ermöglicht werden kann. Dabei ist die bestehende Infrastruktur ein integraler Bestandteil der Transformation des Energiesystems.

Einen politischen und regulatorischen Rahmen schaffen

Aus all diesen Betrachtungen ergibt sich ein Pfad für die Nutzung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase, den die Energiewirtschaft gerne aktiv gehen möchte. Damit Gase einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele für 2030 und zu einer langfristigen Klimaneutralität leisten können, ist die Schaffung eines geeigneten politischen und regulatorischen Rahmens zwingend erforderlich. Dieser sollte so ausgestaltet werden, dass er drei zentralen Prämissen entspricht: Quellenoffenheit⁴, Technologieoffenheit und Anwendungsoffenheit. Dieser übergreifende Rahmen sollte Anreize für die Nutzung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase schaffen sowie ihre Erzeugung, ihren Transport und ihre Nutzung in allen Sektoren ermöglichen. Daher werden im Folgenden die politischen Rahmenbedingungen konkretisiert, die einen Markthochlauf sicherstellen können.

// 02

**Definition von
klimaneutralen
Gasen**

Gemeinsames Verständnis schaffen

Die Entwicklung neuer Technologien, Geschäftsmodelle und Märkte braucht einen klaren und widerspruchsfreien Regulierungsrahmen. Grundlage dafür ist ein gemeinsames Verständnis und eine einheitliche Definition der Regulierungsobjekte. Vor diesem Hintergrund betont der BDEW in diesem Positionspapier in verschiedenen Zusammenhängen, dass eigenständige Definitionen für sämtliche klimaneutralen Gase nicht nur im EnWG, sondern auch in allen anderen einschlägig relevanten energiewirtschaftlichen Gesetzes- und Verordnungstexten und Regelwerken erforderlich sind. Die Definition von klimaneutralen Gasen erschließt sich aus deren Herstellungspfaden. Der BDEW möchte daher sein Verständnis von klimaneutralen Gasen in den Diskurs einbringen und zur Klärung beitragen.

Was sind klimaneutrale Gase?

Als klimaneutrale Gase werden alle Energieträger bezeichnet, die in gasförmiger oder in aus Gasen verflüssigter Form vorliegen und die einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der Klimaziele leisten⁵. Dies umfasst:

Biogas und Biomethan:

- » Biogas entsteht bei der Vergärung von Biomasse. Es kann direkt in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt oder zu Biomethan aufbereitet und in die vorhandene Gasinfrastruktur eingespeist, gespeichert und zu den Verbrauchern transportiert werden.

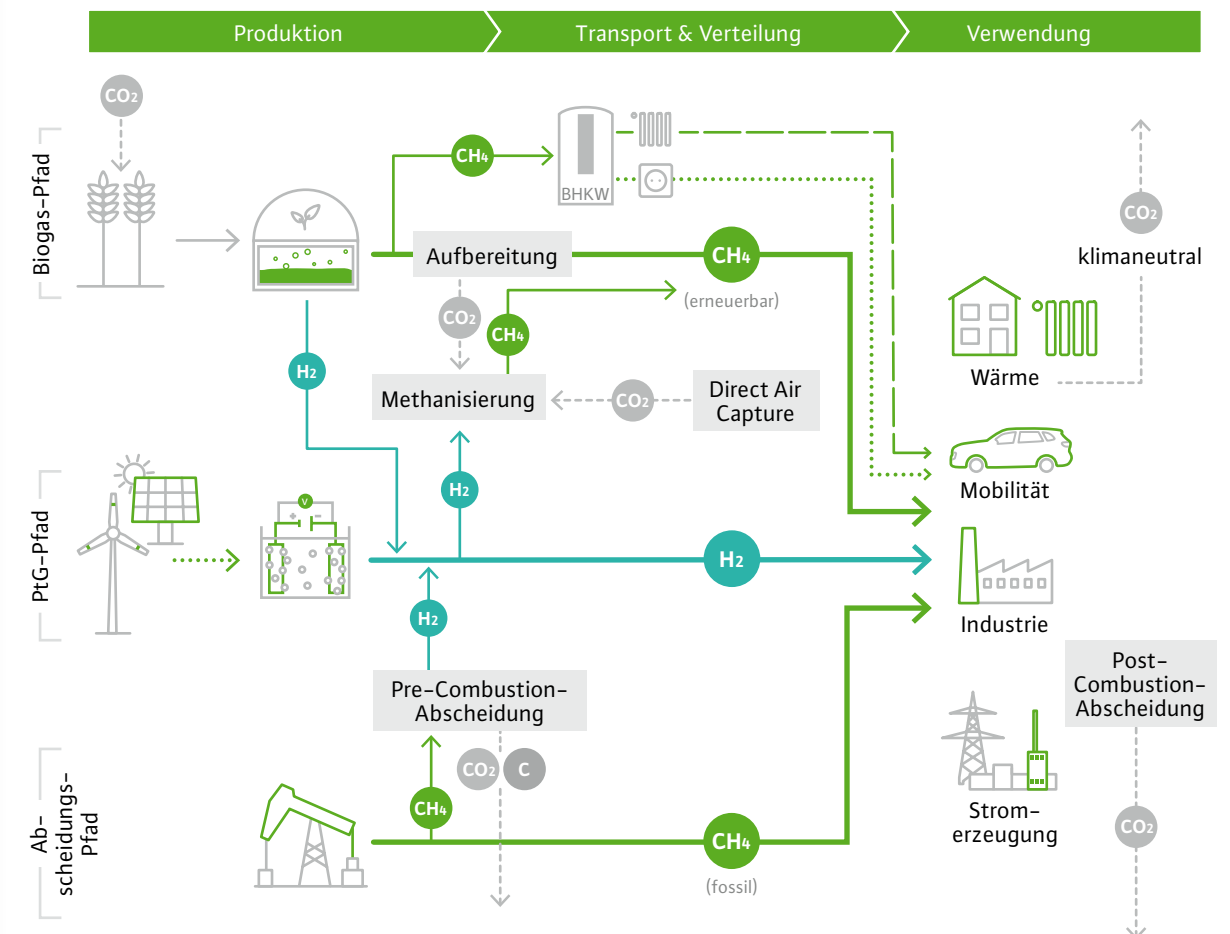
Erneuerbarer Wasserstoff:

- » Erneuerbarer Wasserstoff oder auch sogenannter „grüner Wasserstoff“ entsteht durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen.
- » Für eine uneingeschränkte Einspeisung des erneuerbaren Wasserstoffs in das Gasnetz ist eine nachgeschaltete Methanisierung notwendig. Das aus dem erneuerbaren Wasserstoff erzeugte Methan weist die gleichen Eigenschaften wie Erdgas auf und wird daher auch als synthetisches Erdgas (SNG = Synthetic Natural Gas) bezeichnet.

Dekarbonisierter Wasserstoff:

- » Dekarbonisierten Wasserstoff oder auch „blauen Wasserstoff“ nennt man Wasserstoff, der aus Erdgas in Kombination mit der Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) erzeugt wird. Anschließend erfolgt eine stoffliche Nutzung oder dauerhafte Verbringung des CO₂ in geologische Lagerstätten (auch Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)-Technologie genannt).⁶ Sogenannter „türkiser“ Wasserstoff entsteht, wenn in Verfahren wie Plasmalyse oder Pyrolyse Erdgas in Wasserstoff und festen Kohlenstoff verwandelt wird. Der Kohlenstoff kann z. B. in der Bau- oder Werkstoffindustrie verwendet werden.
- » Eine weitere technologische Option zur Vermeidung der THG-Emissionen durch die Nutzung von Gasen stellt die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) bei der Verbrennung von Erdgas beim Endverbraucher und die anschließende stoffliche Nutzung oder die dauerhafte Verbringung in geologischen Lagerstätten dar.

Abbildung 1: Dekarbonisierungspfade für Gase



Quelle: BDEW 2019

Klimaneutralität von dekarbonisiertem Wasserstoff

Der Begriff der Klimaneutralität ist nicht nur fester Bestandteil des energiewirtschaftlichen Diskurses, sondern auch nationaler und internationaler Klimaschutzstrategien. Klimaneutralität bedeutet, ein Gleichgewicht zwischen erzeugten Kohlenstoffemissionen und der Aufnahme von Kohlenstoff aus der Atmosphäre in Kohlenstoffsinken herzustellen. In der derzeitigen energiepolitischen Debatte ist besonderes der aus fossilem Erdgas gewonnene dekarbonisierte Wasserstoff in der Diskussion. Dabei wird kritisiert, Teile der Energiewirtschaft wollten durch die Nutzung dekarbonisierten Wasserstoffs Klimaneutralität vor-täuschen.

Der BDEW ist der Überzeugung, dass die Produktion und der Einsatz von dekarbonisiertem Wasserstoff gerade für die Phase des Aufbaus und der Weiterentwicklung einer nationalen wasserstofffähigen Infrastruktur notwendig sein wird. Damit lassen sich zum einen schnell CO₂-Reduzierungen erreichen. Zum anderen kann eine Umstellung von Infrastruktur und Anwendungen auf Wasserstoff zeitlich entkoppelt vom Hochlauf der Power-to-Gas-Anlagen starten. Dies gilt insbesondere auch für die zahlreichen Anwendungsbereiche, in denen die Nutzung von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern unabdinglich ist. Durch die Verbringung des bei der dekarbonisierten Wasserstoffproduktion erzeugten CO₂ über die CCS-Technologie muss eine Vermeidung der THG-Emissionen dauerhaft gewährleistet werden.

**Methanschlupf reduzieren
und vermeiden, um die Klimaneutralität
von Gasen zu sichern**

Der Methanschlupf, also das Entweichen von Methan aufgrund von Leckagen an Förder-, Transport- oder Verbrennungsanlagen sowie am Fermenter, stellt eine signifikante Herausforderung dar, wenn es darum geht, die CO₂-Neutralität von klimaneutralen Gasen sicherzustellen. Methan hat eine mindestens zwanzigmal so starke Treibhausgaswirkung wie Kohlendioxid. Methanschlupf erfolgt im Wesentlichen dort, wo methanreiche Gase wie Erdgas oder Biogas erzeugt, verwertet oder transportiert werden. Die deutsche und internationale Gaswirtschaft ist sich dieser Herausforderung bewusst und setzt sich seit Jahrzehnten erfolgreich dafür ein, den Methanschlupf aus den Gasnetzen immer weiter zu reduzieren.

Der Erfolg ist messbar: Laut Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen konnten die Methanemissionen der deutschen Gasbranche seit 1990 um rund 40 Prozent, im Bereich des Gasverteilnetzes sogar um mehr als 60 Prozent gesenkt werden. Mittlerweile sind die Methanemissionen aufgrund von Schlupf auf ein extrem niedriges Niveau gesunken. Die Gaswirtschaft arbeitet weiter an einer kontinuierlichen Reduzierung. In 2019 hat der DVGW einen Leitfaden veröffentlicht, der zeigt, wie Methanemissionen aus Gasverteilnetzen weiter reduziert oder vermieden werden können.

**Den Schutz der Trinkwasserressourcen
bei der Dekarbonisierung der
Gasversorgung gewährleisten**

Die Mitgliedsunternehmen des BDEW stehen für die Umsetzung einer am Klima- und Umweltschutz orientierten Energie- und Wasserpolitik. Der Schutz der Trinkwasserressourcen, insbesondere des Grundwasserkörpers, steht dabei genauso außer Zweifel wie die Notwendigkeit, eine umweltverträgliche, bezahlbare und sichere Energieversorgung zu erhalten. Die Gas- und die Wasserwirtschaft werden gemeinsam Rahmenbedingungen entwickeln, um eine Dekarbonisierung erfolgreich und nachhaltig zu gestalten und gleichzeitig den Schutz der Trinkwasserressourcen zu gewährleisten.

Die drei Dekarbonisierungswege sind unter Einhaltung aller technischen Regeln, Verordnungen und Gesetze grundsätzlich mit den gas- und wasserwirtschaftlichen Zielen und Werten des BDEW vereinbar. Ausnahme ist nach jetzigem Erkenntnisstand lediglich die Onshore-Verbringung von CO₂ im Untergrund.⁷

Klimaneutrale Gase – Erzeugung und Potenziale

Beste Voraussetzungen für klimaneutrale Gase

Die deutsche Energielandschaft mit ihrer Vielfalt von privaten und öffentlichen Unternehmen, leistungsfähigen Strom- und Gasinfrastrukturen und einer weltweit anerkannten Energieforschung bietet beste Voraussetzungen für die Produktion und Integration klimaneutraler Gase und ihrer Anwendungen in die deutschen Energiesysteme. Der BDEW möchte im Kontext der Gestaltung geeigneter Rahmenbedingungen für die Entwicklung international wettbewerbsfähiger Technologien und Märkte für klimaneutrale Gase sein branchen- und fachübergreifendes Know-how einbringen. Der BDEW zeigt hier in der Übersicht Status quo und Potenziale für die jeweiligen klimaneutralen Gase und ihre Anwendungen in Deutschland und definiert die aus seiner Perspektive geeigneten übergeordneten politischen Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Markthochlauf.

Biogas und Biomethan – flexible Nutzung in allen Sektoren

Biogas wird in Deutschland aktuell in etwa 9.300 Biogasanlagen produziert und in Blockheizkraftwerken verstromt. Der so erzeugte Strom (ca. 33 TWh/a) wird dezentral in das Stromnetz eingespeist, die Wärme ist lokal verfügbar und wird u. a. in Nahwärmenetzen genutzt.⁸

In weiteren 215 Anlagen wurde im Jahr 2019 Biogas auf Erdgasqualität zu rund 9,5 TWh Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Die Einspeisekapazität aller Biomethananlagen beträgt insgesamt 12,7 TWh. Der volkswirtschaftliche Vorteil der Einspeisung von Biomethan anstelle der Direktverstromung liegt in der zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch sowie in der flexiblen Nutzung des Biomethans in unterschiedlichen Anwendungsfällen bzw. in den Sektoren Strom, Wärme, Mobilität, Industrie. Zudem wird insbesondere in strukturschwachen Regionen Wertschöpfung geschaffen und es werden ca. 48.000 Arbeitsplätze gesichert.

Auslaufende EEG-Förderung für Anlagen macht neue Absatzmärkte und Anreize notwendig

Durch das Auslaufen der EEG-Förderung für Anlagen der Direktverstromung werden ab Anfang der 2020er Jahre für zahlreiche Anlagen alternative Absatzmärkte und Anreizmechanismen notwendig werden, um einen wirtschaftlichen Folgebetrieb zu gewährleisten und um das THG-Minderungspotenzial der bestehenden Anlagen weiter auszuschöpfen. Anlagen, die aktuell direkt verstromen, können in vielen Fällen durch eine Erweiterung zur Biomethanerzeugungsanlage erneuerbares Gas bereitstellen. Bei kleineren Anlagen ist das Zusammenführen von Biogas über eine Sammelleitung hin zu einer zentralen Aufbereitungsanlage möglich und ggf. kostengünstiger als die individuelle Aufbereitung am Biogasanlagenstandort. Sie können auch das über die Photosynthese aus der Atmosphäre entnommene CO₂ für die Methanisierung von Wasserstoff zu SNG liefern. Dieses CO₂ kann im Sinne einer hocheffizienten Kreislaufwirtschaft auch in der Industrie genutzt werden. Die Nutzung oder Speicherung des CO₂ führt dann sogar zu Negativemissionen.

Biogasanlagen können zudem Wasserstoff erzeugen und lassen sich so sehr gut in ein zukünftiges Wasserstoffsystem einfügen. Ebenso können sie einen Beitrag dazu leisten, die Schwarzstartfähigkeit bzw. -funktion im Stromsystem zu unterstützen.

100 TWh Biomethanerzeugung bis 2030 möglich

Rund 100 TWh Biomethan pro Jahr könnten bis 2030 regional in Deutschland erzeugt werden. Diese entspricht Treibhausgaseinsparungen von mehr als 27 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr in den relevanten Verbrauchssektoren.⁹ In Verbindung mit der Abscheidung und dauerhaften Speicherung von Kohlenstoffdioxid sind mit der Wertschöpfungskette des Biomethans allein in Europa 150 Millionen Tonnen an Negativemissionen möglich. Die nationalen und europäischen Anforderungen an den Gewässer- und Bodenschutz werden einerseits durch einen gewässer- und bodenschützenden Anbau von Energiepflanzen, andererseits mit einer Erhöhung der Energieeffizienz einbezogen und berücksichtigt, um eine nachhaltige Bodenbewirtschaftung zu gewährleisten.

Für 2050 liegt das Biomethan-Potenzial zwischen 140 und 250 TWh.¹⁰ Biomasse (biogene Einsatzstoffe) zur Biogaserzeugung kann grundsätzlich international gehandelt werden und so das Erzeugungspotenzial von Biomethan in Deutschland weiter erhöhen.

Biogasdialog fördern – Potenziale erkennen – Markthemmnisse abbauen

Der BDEW begrüßt die Ankündigung des Bundeswirtschaftsministeriums im Rahmen des Dialogprozesses „Gas 2030“, die Zukunftsperspektive und die Rolle von Biogas und Biomethan genauer zu prüfen. Der Verband setzt sich dafür ein, dass im Rahmen der Prüfung die vielfältigen Potenziale und die Systemdienlichkeit von Biogas-Technologien berücksichtigt werden. Grundlage für eine nachhaltige Nutzung von Biomasse müssen dabei verbindliche einheitliche Nachhaltigkeitsanforderungen sein, die einen europäischen oder internationalen Handel mit Einsatzstoff-Biomasse und ihren Einsatz für die Biomethan-Erzeugung unter einheitlichen, kontrollierbaren Maßstäben ermöglichen. Hemmnisse für einen funktionierenden europäischen Markt sind unter anderem die fehlende Vergleichbarkeit der Förderansätze sowie bisher fehlende harmonisierte Regelungen in den europäischen Staaten. Diese gilt es zu beheben.

Wasserstoff aus erneuerbarem Strom durch Power-to-Gas

Power-to-Gas (PtG) ist eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung und wird in einem zukünftigen, integrierten Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen. Durch PtG ist es möglich, Strom aus erneuerbaren Energien zur Erzeugung von erneuerbarem Gas zu nutzen. Damit kann diese Technologie einen wichtigen Beitrag zur infrastrukturellen Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme, Mobilität sowie Industrie und damit zur vollen Dekarbonisierung bzw. Klimaneutralität dieser Sektoren leisten. Die Technologie kann außerdem die notwendige Flexibilität bieten, um die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien vollständig ins Strom- und Energiesystem zu integrieren (u. a. Prinzip „Nutzen statt Abregeln“). PtG-Anlagen können daher über den bereits geplanten Stromnetzausbau hinaus längerfristig den weiteren Ausbaubedarf optimieren. Die Nutzung der bei der Elektrolyse entstehenden Abwärme bietet zudem eine Quelle für grüne Nah- und Fernwärme.

Aktuell sind in Deutschland etwa 40 Power-to-Gas-Anlagen mit einer Erzeugungsleistung von etwa 30 MW in Betrieb, die durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom erneuerbaren Wasserstoff und/oder durch eine nachfolgende Methanisierung synthetisches Methan (SNG) herstellen. Das CO₂ für die Methanisierung kann aus

Biogas, aus der Verbrennung von Biomasse, biogenen Abfällen oder Klärschlämmen, aus der Umgebungsluft (Direct-Air-Capture-Verfahren) oder aus industriellen Prozessen gewonnen werden. Um Kreislaufwirtschaftslösungen anzuregen, sollten diese CO₂-Quellen anerkannt werden.

Kostenintensive Produktion von erneuerbarem Wasserstoff als Herausforderung

Eine große Herausforderung für eine zunehmende Produktion von erneuerbarem Wasserstoff und SNG ist die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Wasserstoff, da die Erzeugungskosten aktuell noch deutlich über denen von Erdgas und auch von Biomethan liegen. Die dafür mitverantwortlichen Investitionskosten sinken erst durch Skaleneffekte, also in Folge der Errichtung zahlreicher Anlagen. Pilotanlagen sind in diesem Kontext durch hohe Kostennachteile gekennzeichnet. Neben den Investitionskosten sind wesentliche Einflussfaktoren insbesondere die Betriebskosten der PtG-Anlagen und dabei vor allem die EEG-Umlage auf den Strombezug und andere Stromnebenkosten der Anlagen (siehe Abbildung Seite 18).

Dabei sind PtG-Anlagen bereits gemäß § 118 Abs. 6 EnWG (zeitlich befristet) von den Strom- und Gasnetzentgelten befreit. Zudem können Unternehmen im produzierenden Gewerbe eine teilweise Befreiung der Elektrolyse von der Stromsteuer geltend machen. Durch die Möglichkeit der Befreiung von der Netzananschlusspflicht im WindSeeG hat der Gesetzgeber im Energiesammelgesetz bereits einen möglichen Weg dahin beschrieben, PtG-Anlagen jenseits Systematik der Abgaben und Umlagen auf den Strombezug als Inselnetz im Umfeld von Off-Shore-Windparks zu platzieren. Durch die Ausweisung von Flächen („Testfeld“) für Windkraftanlagen ohne Netzanschluss besteht nun die Möglichkeit zur Erprobung von PtG auf See.

Regulatorische Anpassungen zur Förderung von erneuerbarem Wasserstoff

Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und dem Einstieg in die CO₂-Bepreisung in den nicht vom ETS erfassten Sektoren hat die Bundesregierung im November 2019 einen wichtigen Schritt in Richtung einer emissionsorientierten Bepreisung von Energieträgern gemacht. Dieser Weg muss nun konsequent weitergegangen werden, um die perspektivisch einheitliche CO₂-Bepreisung zum zentralen Instrument und Treiber einer kontinuierlichen CO₂-Minderung zu etablieren. Die derzeitigen Rahmenbedingungen reichen für eine

Abbildung 2: Strombezugskosten von Power-to-Gas-Anlagen in unterschiedlichen Anwendungsfällen



Quelle: BDEW * Die Befreiung von der Stromsteuer erfolgt nur für den Strom, der tatsächlich im Elektrolyseur umgewandelt wird. ** Werte für 2020 teilweise geschätzt

■ Stromsteuer ■ Sonstige Abgaben und Umlagen** ■ EEG-Umlage ■ Beschaffung/Gestehungskosten

sektorübergreifende Lenkungswirkung zur CO₂-Reduzierung bislang nicht aus. Wichtig ist und bleibt, dass die Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandel möglichst lenkungswirksam eingesetzt werden, z. B. über die gezielte Absenkung der Stromsteuer sowie von Abgaben und Umlagen auf die Stromnutzung, um ein Level-Playing-Field zwischen den verschiedenen Energieträgern zu erreichen. Neben der im Konjunkturpaket der Bundesregierung angekündigten Festschreibung der EEG-Umlage auf 6,5 Cent im Jahr 2021 und auf 6 Cent im Jahr 2022 kann eine sektorkopplungsgerechte Ausgestaltung der Abgaben und Umlagen hilfreich sein, darunter eine weitere Absenkung der EEG-Umlage. Zusätzlich sind eine Reduzierung der Stromsteuer auf das EU-rechtliche Mindestmaß und die Steuerfinanzierung der besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) im EEG zwei regulatorisch rasch umsetzbare Maßnahmen.

Ziel ist über diese Schritte hinaus eine vollständige Beseitigung spezifischer Wettbewerbsnachteile der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff auf Basis einer sachgerechten Ausgestaltung der Abgaben- und Umlagensystematik in den zu koppelnden Sektoren, welche sich verursachergerecht an den Treibhausgasemissionen der jeweiligen Energieträger orientiert. Nur so wird eine entsprechende Lenkungswirkung entfaltet und ein Wettbewerb verschiedener Technologien zur CO₂-Reduktion ermöglicht.

Internationale Wasserstoffmärkte berücksichtigen und ermöglichen

Die Erzeugung und die vielfältigen Anwendungen von erneuerbarem Wasserstoff müssen als internationales System konzipiert und aufgebaut werden. International verfügen EU-Länder wie Spanien und Nordseeanrainer, vor allem England und Schottland, aber auch außereuropäische Staaten wie Marokko, Algerien, Chile oder Saudi-Arabien über signifikante erneuerbare Erzeugungspotenziale, die für die Produktion und den Export von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden können.¹¹ Welche infrastrukturellen Möglichkeiten für den Import von erneuerbarem Wasserstoff zur Verfügung stehen, wird in Kapitel 4.3 ausgeführt.

Grundsätzlich gilt: Zentrale Voraussetzung für die künftige Produktion und die vielfältige Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und SNG ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien. Hemmnisse beim Ausbau erneuerbarer Energien sind automatisch auch Hemmnisse für die Erschließung der Potenziale von klimaneutralen Gasen in Deutschland.

Wasserstoff auf Basis der Dekarbonisierung von Erdgas

Klimaneutraler Wasserstoff kann auch aus Erdgas hergestellt werden. Die Herstellung dieses dekarbonisierten Gases ist beispielsweise über eine Dampfreformierung mit anschließender Abscheidung und dauerhafter unterirdischer Speicherung oder anschließender Nutzung von CO₂ unter Berücksichtigung der Klimaschutzanforderungen möglich. Wasserstoff aus dem Dampfreformierungspfad wird bereits im Industriemaßstab in Deutschland produziert.¹² Auch CO₂ wird im Ausland schon heute im industriellen Maßstab gespeichert. Die Speicherung bzw. die Nutzung von Kohlenstoffdioxid ist in diesem Pfad essenziell, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Unter der Nordsee gibt es ausreichende Kapazitäten, um über Dekaden signifikante Mengen von CO₂ lagern zu können.¹³ Das geologische Speicherpotenzial in Europa beträgt etwa 134 Gigatonnen CO₂.¹⁴

Weitere mögliche Verfahren zur Produktion von dekarbonisiertem Wasserstoff sind die Methan-Pyrolyse sowie die Methan-Plasmapyrolyse, die sich derzeit noch im Forschungsstadium befinden. In diesen Prozessen wird bei hohen Temperaturen bzw. unter Aussetzung eines Plasmas durch Ausschluss von Sauerstoff Erdgas oder Biomethan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufgespalten. Der feste Kohlenstoff (Graphit / CNTs) ist ein marktfähiges Nebenprodukt, das anderen Sektoren (z. B. der Stahl- und Kohlefaserproduktion, Zementindustrie) dabei hilft, ihre THG-Emissionen zu reduzieren.¹⁵

Wenn für dieses Verfahren erneuerbarer Strom eingesetzt wird, kann Wasserstoff im industriellen Maßstab ohne CO₂-Emissionen hergestellt werden, selbst wenn konventionelles Erdgas als Ausgangsenergieträger verwendet wird.¹⁶ Wenn Biogas oder Biomethan als Rohstoff verwendet werden, führt der Prozess sogar zu negativen Emissionen.

Bezüglich des Imports besteht analog zum erneuerbaren Wasserstoff zum einen die Option, dekarbonisierten Wasserstoff direkt einzuführen. Möglichkeiten für eine Produktion von dekarbonisiertem Wasserstoff gibt es zum Beispiel in Norwegen oder Russland. Zum anderen kann wie bisher Erdgas oder Liquefied Natural Gas (LNG)¹⁷ per Pipeline importiert und anschließend an der Küste in dekarbonisierten Wasserstoff umgewandelt sowie das CO₂ offshore gespeichert werden. Branchenexperten erwarten, dass letzterer Weg kos-

tengünstiger ist als der Transport von Wasserstoff über weite Strecken.¹⁸ Eine Erzeugung von dekarbonisiertem Wasserstoff in der Nähe von Speichern, Transportinfrastruktur oder Nutzungspunkten von CO₂ kann darüber hinaus Transporte per Schiene, Schiff oder Lkw vermeiden bzw. verkürzen.

Bei einer Speicherung von CO₂ sind geeignete verbindliche Auflagen und ein kontinuierliches Monitoring essenziell, um sicherzustellen, dass eine dauerhafte Einlagerung in geeigneten geologischen Strukturen erfolgt. Es ist außerdem sicherzustellen, dass keine Beeinträchtigung der für die Trinkwasserversorgung nutzbaren Grundwasserreservoirs erfolgt. Vor diesem Hintergrund haben sich im BDEW Wasserwirtschaft und Energiewirtschaft auf den Grundsatz verständigt, dass der Schutz der Trinkwasserressourcen, insbesondere des Grundwasserkörpers, dabei genauso außer Zweifel steht wie die Notwendigkeit, eine umweltverträgliche, bezahlbare und sichere Energieversorgung zu erhalten.

Die Klimaneutralität von dekarbonisiertem Wasserstoff wird von einigen Akteuren im energiepolitischen Diskurs kritisch gesehen, da die Produktion des dekarbonisierten Wasserstoffs die Abscheidung und dauerhafte unterirdische Speicherung von CO₂ voraussetzt. Der BDEW kann diese kritische Betrachtung nachvollziehen. Er ist jedoch der Überzeugung, dass auch die Produktion und Anwendung von dekarbonisiertem Wasserstoff für den Aufbau und die Etablierung international wettbewerbsfähiger Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen notwendig sein wird, bis die Kapazitäten von erneuerbaren Energien so weit ausgebaut sind, dass günstige Strommengen für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in industriell relevantem Umfang zur Verfügung stehen.

Dekarbonisierung von Methan durch Nutzung oder Speicherung des CO₂ nach der Verbrennung

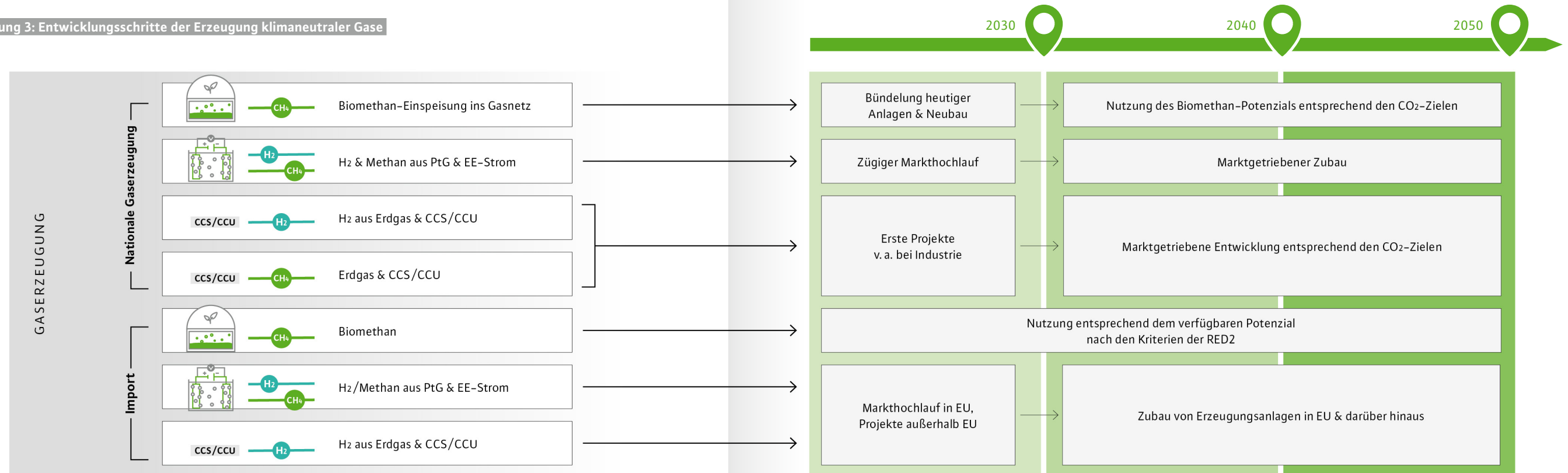
Nach der Verbrennung von Methan kann das entstandene CO₂ ebenfalls abgeschieden und genutzt oder gespeichert werden. Möglich ist dies beispielsweise im Kontext von energieintensiven Industrieprozessen. Auch diese Technologie wird im Ausland bereits im industriellen Maßstab eingesetzt. Erfolgt dieser Schritt nach der Verbrennung von Biomethan, erreicht man negative Emissionen.

Gase im Wettbewerb der effizientesten und klimafreundlichsten Energieträger und Anwendungen auch auf internationaler Ebene zu etablieren. Wie groß der Beitrag klimaneutraler Gase für das zukünftige Energiesystem ausfallen wird, kann aus heutiger Perspektive noch nicht abschließend beurteilt werden. Nach einer Hochlaufphase sollten vor allem Marktmechanismen darüber entscheiden, welche Technologien und Energieträger unter gleichen Wettbewerbsbedingungen für welche Anwendung den bestmöglichen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten können.

Übergeordnete Rahmenbedingungen eines Markthochlaufs von klimaneutralen Gasen

Leistungsfähige Unternehmen und Institutionen, hochwertige Infrastrukturen, innovative Technologien und umfangreiches Know-how: Deutschland verfügt über beste Voraussetzungen dafür, klimaneutrale

Abbildung 3: Entwicklungsschritte der Erzeugung klimaneutraler Gase



Handlungsempfehlungen des BDEW

Notwendige Weichenstellungen für die Erzeugung klimaneutraler Gase

Der BDEW ist der Überzeugung, dass grundsätzliche energiepolitische Weichenstellungen notwendig sind, um die Potenziale klimaneutraler Gase und der damit verbundenen Technologien, Geschäftsmodelle und Märkte wirksam zu erschließen.

- » Verstetigung und Sicherstellung des jährlichen Ausbaupfads von Wind- und Solarenergie: Voraussetzung für einen 65-Prozent-Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in 2030 – unter Berücksichtigung des notwendigen PtG-Zubaus mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Gase auf dem Weg zur Klimaneutralität in 2050 stetig zu erhöhen
- » Technologieoffene und quellenoffene Anerkennung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase, die eine CO₂-Minderung im Vergleich zu Erdgas erzielen, im Regulierungsrahmen
- » Ambitionierte Fortentwicklung der CO₂-Bepreisung im Non-ETS-Bereich; Rückfluss der Einnahmen, um die Nutzung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase zu erleichtern
- » Sektorkopplungsgerechte Ausgestaltung der Abgaben und Umlagen, insbesondere der EEG-Umlage, um systemdienliche Flexibilitäten anzureizen und z. B. die Betriebskosten von PtG-Anlagen zu reduzieren
- » Entlastung des Strompreises durch Absenken der Stromsteuer auf das europarechtlich konforme Mindestmaß
- » Absenkung der EEG-Umlage durch Steuerfinanzierung der Besonderen Ausgleichsregelung
- » Verlängerung der Erstattung vermiedener Netzentgelte bei der Biomethaneinspeisung von derzeit 10 auf 20 Jahre
- » Unterstützung von Projekten zur Erzeugung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen
- » Nutzung internationaler Initiativen wie Energiepartnerschaften zur Entwicklung von Importkonzepten für erneuerbares und dekarbonisiertes Gas unter Berücksichtigung der Erfahrungen mit dem grenzüberschreitenden Handel

// 04

**Potenziale
klimaneutraler
Gase nutzbar
machen:
Handlungs-
empfehlungen
des BDEW**

4.1 Anpassungsbedarf am aktuellen energierechtlichen Rahmen

Ein klarer Rechtsrahmen ist die entscheidende Größe für die Etablierung und Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen auf den deutschen und internationalen Energiemärkten. Klare Definitionen und Regeln bieten allen Akteuren Sicherheit und bilden die Grundlage für die Etablierung neuer Technologien und Geschäftsmodelle. Rechtsunsicherheiten bei technologischen Innovationen sind nicht ungewöhnlich. Zuerst kommt die Innovation, dann braucht es deren Einordnung und Verankerung im Rechtssystem. Der BDEW möchte mit seinen Empfehlungen hierzu einen Beitrag leisten.

Die Beantwortung der Frage, ob es zwecks Förderung klimaneutraler Gase womöglich einer Erweiterung, Überarbeitung oder sogar Vereinheitlichung der rechtlichen Rahmenbedingungen bedarf, hängt wesentlich von den aktuell bestehenden Regelungen ab. Diese werden nachfolgend in Kürze zusammengefasst. Im Fokus stehen dabei die aktuell geltenden Definitionen sowie die daraus resultierenden Rechtsfolgen (bspw. Fördertatbestände, die an die Eigenschaften von Gasen bzw. vor allem an die Eigenschaften von Biogas oder Speichergas anknüpfen).

Aktuelle Definitionen von Gasen im aktuellen Energierecht

Im Folgenden wird aufgezeigt, inwieweit das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erneuerbare und dekarbonisierte Gase bereits abbilden und welche offenen Rechtsfragen und Regelungslücken es aus der Perspektive des BDEW gibt.



Wasserstoff

Derzeit erfasst das EnWG in seiner Gasdefinition (§ 3 Nr. 19a EnWG) lediglich Wasserstoff aus Elektrolyse oder daraus produziertes Methan, wenn es anschließend in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird.

In der derzeitigen Gasdefinition sind somit nicht erfasst:

- » Wasserstoff, der in ein reines Wasserstoffnetz eingespeist wird, sowie
- » Wasserstoff aus anderen Herstellungspfaden

Das bedeutet, dass bezüglich dieser Wasserstoffanwendungen die Regeln des EnWG und der darauf aufbauenden Verordnungen und Festlegungen zumindest nicht direkt und nicht zwingend zur Anwendung kommen. In welchem Umfang gegebenenfalls eine analoge Anwendung der betreffenden Regeln möglich ist, ist derzeit nicht geklärt.



Biogas

Für die grundsätzliche Einordnung als Gas im Sinne des EnWG ist es nicht erforderlich, dass der Strom zur Erzeugung des Wasserstoffs und das CO bzw. CO₂ für die Methanisierung „weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen“ stammen. Dies wird allerdings im Rahmen der engeren (und ggf. ebenfalls einschlägigen) Definition von Biogas in § 3 Nr. 10c EnWG relevant, die eben jenen Wasserstoff bzw. jenes synthetische Methan einschließt.

Nicht als Biogas eingeordnet werden kann nach der Legaldefinition solcher Wasserstoff, der z. B. mithilfe von Dampfreformierung aus Erdgas unter Abscheidung des CO₂ hergestellt wurde. Auch eine analoge Anwendung der Biogas-Vorschriften kommt unter der aktuellen Rechtslage nicht in Betracht.



Erdgas

Ein weiterer offener Punkt ergibt sich daraus, dass der Begriff „Erdgas“ selbst nicht im EnWG definiert wird. Erdgas steht lediglich gemäß der aktuellen Gasdefinition in § 3 Nr. 19a EnWG als eine Gasart neben z. B. erneuerbarem Wasserstoff.

Gleichzeitig definiert das EnWG in § 3 Nr. 19 EnWG, dass im Hochdruckfernleitungsnetz lediglich Erdgas transportiert werden darf. Das Gleiche gilt im Übrigen für die Definition des Betreibers von Fernleitungsnetzen in § 3 Nr. 5 EnWG ebenso wie für die sonstige Verwendung des Begriffs „Erdgas“ in § 3 EnWG, so beispielsweise auch bei der Definition des Betreibers von Speicheranlagen in § 3 Nr. 9 EnWG.



Speichergas

Auch die Definition als Speichergas i. S. d. EEG 2017 ist bei der Definition erneuerbarer und dekarbonisierter Gase nicht zielführend. Der hier verwendete Begriff ist einerseits weiter gefasst als der des Biogases in § 3 Nr. 10c EnWG, da er keine Beschränkung auf Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan vorsieht. Andererseits setzt er jedoch voraus, dass „ausschließlich“ Strom aus erneuerbaren Energien zu dessen Erzeugung verwendet wird. Das EEG 2017 nimmt insofern einen rein strombezogenen Blickwinkel ein. Es geht vor allem um die Erzeugung des Speichergases zum Zweck der Zwischenspeicherung elektrischer Energie als Voraussetzung für den EEG-Förderanspruch.

An die Definitionen geknüpfte Rechtsfolgen

Anknüpfend an die aktuellen Definitionen sieht der bestehende Rechtsrahmen verschiedene Privilegierungen, aber auch Verpflichtungen vor.

Netzentgelte

So sind Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird, nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG unter bestimmten Voraussetzungen für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von den Stromnetzentgelten befreit. Gleichzeitig regelt § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG für die gleichen Anlagen die Befreiung von den Entgelten für die Einspeisung in das Gasnetz, an das diese Anlagen angeschlossen sind.

Biogas

Handelt es sich bei dem Wasserstoff oder dem synthetisch erzeugten Methan um Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG, hat der Transportkunde darüber hinaus gemäß § 20a GasNEV gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf ein Entgelt für vermiedene Netzkosten i. H. v. 0,007 € pro kWh eingespeisten Biogases für 10 Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses. Bei Erfüllung der Voraussetzungen des § 3 Nr. 10c EnWG (also der Definition von Biogas) gelten auch alle sonstigen energierechtlichen Regelungen und Förderungen für Biogas. Das betrifft insbesondere den Zugang zum Erdgasnetz. Hierzu enthält die GasNZV umfangreiche Sonderregelungen, die die allgemeinen Regelungen teils ergänzen, teils überlagern, und die Biogaseinspeisung befördern sollen.

Gasbeschaffenheit

Der Anlagenbetreiber ist nach § 19 Abs. 1 und 2 GasNZV i. V. m. § 49 Abs. 2 und 3 EnWG seinerseits wiederum verpflichtet, das einzuspeisende Gas netzkompatibel zu halten, also das Gas mit einer Beschaffenheit einzuspeisen, die einen sicheren Netzbetrieb und eine sichere Verwendung des Gases gewährleistet (§ 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV). Danach hat der Einspeiser von Biogas sicherzustellen, dass am Einspeisepunkt und während der Einspeisung die Voraussetzungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 eingehalten werden. Problematisch ist hierbei, dass Bezug auf den Stand 2007 der genannten Arbeitsblätter genommen wird und nicht auf die neuere Version Stand 2011. Die GasNZV müsste insoweit angepasst werden.

Gasinfrastruktur

Die Kosten, die dem Netzbetreiber für die Einspeisung von Wasserstoff entstehen, der als Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG gilt, können gem. § 20b GasNEV auf die Gaskunden bundesweit umgelegt werden (Biogas-Umlage). In der Anreizregulierung gelten die Biogaskosten des Netzbetreibers überdies als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

EEG-Förderung

Für erneuerbaren Strom, der vor der Einspeisung in das Stromnetz – auch als Speichergas – zwischengespeichert worden ist, besteht ein Förderanspruch nach § 19 Abs. 3 Satz 4 EEG 2017. Dies gilt jedoch nur für das nach dem im EEG 2017 enger definierten Biogas unter den Voraussetzungen des § 44b EEG 2017, wonach zusammengefasst nicht mehr Speichergas dem Erdgasnetz entnommen werden darf als nachweislich an anderer Stelle eingespeist worden ist.

Technische Regeln

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) ist gemäß § 49 Abs. 2 EnWG zuständig für das technische Regelwerk für die Gasversorgung. Es sollte sichergestellt werden, dass diese Zuständigkeit auch für Wasserstoff und für weitere klimaneutrale Gase in der öffentlichen Gasversorgung gilt.

Fazit zum aktuellen energierechtlichen Rahmen

Wie die vorhandenen Definitionen von Gas und Biogas im EnWG zeigen, besteht bezüglich der nicht direkt durch das EnWG erfassten klimaneutralen Gase eine rechtliche Unsicherheit, die für die Weiterentwicklung des Marktes nachteilig ist. Teilweise widersprechen bestehende Definitionen dem Ziel eines Markthochlaufs für erneuerbare und dekarbonisierte Gase. Um mehr Rechtssicherheit vor allem für dekarbonisierte Gase und eine Vereinheitlichung bei der Förderung klimaneutraler Gase zu erlangen, ist eine Anpassung des derzeitigen Rechtsrahmens unerlässlich. Dazu sind neben dem EnWG beispielsweise auch Regelungen des EEG zu prüfen.

Handlungsempfehlungen des BDEW

Anpassungsbedarf am aktuellen energierechtlichen Rahmen

- » Eigenständige Definition im EnWG, die sämtliche klimaneutralen Gase umfasst: Klarstellung, dass es sich bei klimaneutralen Gasen um Gase i. S. d. § 3 Nr. 19a EnWG handelt
- » Anpassung der aktuellen Definition von „Fernleitung“ in § 3 Nr. 19 EnWG:
 - » Sicherstellung, dass der Transport von anderen Gasen als Erdgas in Fernleitungen erfasst wird, um klarzustellen, dass z. B. Wasserstoff transportierende Fernleitungsnetze ebenfalls reguliert würden
- » Erweiterung des Geltungsbereichs des EnWG, der einen Medienwechsel von Erdgas zu Wasserstoff in den Fernleitungsnetzen ohne zusätzlichen Genehmigungsaufwand ermöglicht¹⁹
- » Anpassung der Definition des Betreibers von Fernleitungsnetzen in § 3 Nr. 5 EnWG, wie generell auch die übrige Verwendung des Begriffs „Erdgas“ in § 3 EnWG, so etwa bei dem Begriff des Betreibers von Speicheranlagen in § 3 Nr. 9 EnWG

4.2 Nachweis- und Handelssystem für klimaneutrale Gase

Wie für das Erdgas benötigt die Energiewirtschaft in Deutschland auch für klimaneutrale Gase einen marktwirtschaftlich organisierten, transparenten Wettbewerb. Perspektivisch sollte dieser transparente Wettbewerb unter Schaffung einheitlicher Marktbedingungen europäisch und zunehmend global ermöglicht werden. Voraussetzung dafür ist ein standardisiertes Nachweis- und Handelssystem und eine einheitliche Klassifizierung für klimaneutrale Gase.²⁰

Ein einheitliches europäisches System für Herkunftsnachweise muss zügig aufgebaut werden

Nachfragemärkte müssen schnell und effektiv sowie ohne hohen Aufwand bedient werden können. Produzenten und Anbieter klimaneutraler Gase müssen die Option nutzen können, Nachweise für Herkunfts- und die Nachhaltigkeitsinformationen mittelbar an die Endverbraucher weiterzugeben und damit zusätzlichen Wert generieren zu können. Dafür sollte zügig ein standardisiertes europäisches Herkunftsnachweissystem für diese Gase eingeführt werden.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II sieht zwei Formen von Nachweisen für gasförmige Energieträger vor:

- » **Nachhaltigkeitsnachweise** (Sustainability Certificates), die strenge Qualitätsanforderungen an die Herstellung und Treibhausgaseinsparung von erneuerbaren gasförmigen Energieträgern stellen (Artikel 26 ff.), sowie
- » **Herkunftsnachweise** (HKN) gemäß Artikel 19, die der Kennzeichnung von Gasqualitäten gegenüber dem Endkunden dienen sollen.

Für den grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen ist ein einheitliches europäisches System für Nachweise von Herkunft und THG-Intensität aus Sicht des BDEW die wichtigste Voraussetzung. Die nationalen Systeme für Nachhaltigkeits- und Herkunftsnachweise variieren stark zwischen den einzelnen EU-Mitgliedstaaten. Aktuell bestehen die unterschiedlichsten Modelle für Nachhaltigkeitsanforderungen, die sich darüber hinaus nach sektorspezifischer Anwendung unterscheiden. Zudem verfügen nicht alle EU-Mitgliedstaaten über ein verbindliches System für die Einführung von sog. Herkunftsnachweisen für Gase. Auf Basis dieser unterschiedlichen Voraussetzungen ist derzeit kein einfacher grenzüberschreitender Handel von klimaneutralen Gasen möglich.

Aus Sicht des BDEW ist die wichtigste Voraussetzung für einen grenzüberschreitenden europäischen Handel mit klimaneutralen Gasen ein einheitliches standardisiertes europäisches System für die Abwicklung und Verwaltung von Nachhaltigkeits- und Herkunftsnachweisen. Ein solches System sollte zentral implementiert werden. Der Rahmen dafür muss in der EU-Gesetzgebung so zügig wie möglich geschaffen werden.

Die Anwendung des „book & claim“-Prinzips ist essenziell. Ohne die Anwendung des Prinzips wären Herkunftsnachweise nur in Einheit mit den Gasen als sogenannte commodity handelbar. Ein Nachweis des physischen Gastransportes wie bei den Nachhaltigkeitsnachweisen wäre somit ggf. notwendig. Dies würde für national abgegrenzte Gasmärkte sorgen, die zusätzlich noch in zwei Untermärkte für konventionelle Gase und für klimaneutrale Gase getrennt wären. Ein Handel der Herkunftsnachweise (HKN) wäre damit ebenfalls nicht erreichbar.

Nachhaltigkeitsnachweise sollten optional als zusätzliche Information zu den HKN mitgeführt werden können, um zu gewährleisten, dass Informationen dieser höherwertigen Nachweise auch für die Kunden verfügbar sind.

Eine Doppelvermarktung der HKN ist auszuschließen. Dies ist bereits für HKN im Stromsektor geregelt und sollte auch für Gas etabliert werden. Es sollte unterscheidbar sein, ob es sich dabei um erneuerbare oder dekarbonisierte Gase handelt.

Europaweit einheitliche Klassifizierung von Gasen schaffen

Zwingend notwendige Basis für einen einheitlichen europäischen Markt für Nachhaltigkeits- und Herkunftsnachweise stellt die notwendige EU-weite Klassifizierung (Terminologie) für Gase dar. Eine solche einheitliche Klassifizierung sollte sowohl erneuerbare als auch dekarbonisierte Gase abdecken und dabei alle technologischen Optionen, die zur Treibhausgasmindererung führen, umfassen.

Für die Entstehung eines europäischen Marktes für HKN ist die Ausweisung der Treibhausgasauswirkung von Gasen absolut notwendig. Aus Sicht des BDEW sollte hierfür ein Vergleich von CO₂-Emissionen auf Basis von Lebenszyklusanalysen, die ebenfalls die Emissions-Vorketten berücksichtigen, als Grundlage dienen. Nur auf dieser Basis kann eine Produktgenerierung durch die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen klimaneutralen Gase erfolgen.

Aus Sicht des BDEW sind folgende Umsetzungsoptionen naheliegend:

- » Der Ausweis des Anteils klimaneutraler Gase beim Endkunden erfolgt gemäß der RED II freiwillig durch den Lieferanten, zum Beispiel über die Gasrechnung. Dies schafft Transparenz für die Verbraucher und erleichtert es den Gaskunden, sogenannte „clean choices“ zu treffen.
- » Der Nachweis der Reduzierung des Bedarfs an Emissionszertifikaten (EUA) im europäischen (EU ETS) und im deutschen Emissionshandelssystem durch die Gasanbieter. In diesem Fall würde der HKN z. B. auf Basis von Standardemissionsfaktoren die THG-Emissionen ausweisen. Auf dieser Grundlage kann dann eine Entscheidung über den Einsatz der klimaneutralen Gase erfolgen.

Verknüpfung des HKN-Systems und des ETS

Bislang besteht keine direkte Verknüpfung des HKN-Systems mit dem ETS. Daher können nur Nachhaltigkeitsnachweise im ETS gehandelt werden. Die HKN bleiben so lange vom Handel ausgeschlossen, bis eine europäische Standardisierung und Vereinheitlichung der Nachhaltigkeitssysteme sowie eine entsprechende Verknüpfung mit dem HKN-System erfolgt ist.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll,

- » eine Verknüpfung des HKN-Systems mit dem ETS-System zu schaffen, die alle Sektoren umfasst und einen einheitlichen Preis für EUA vorsieht,
- » die nationale Implementierung von HKN mit Standardemissionsfaktoren und deren Berücksichtigung sowohl im Rahmen des ETS als auch im nationalen Emissionshandelssystem zu organisieren; eine zügige Umsetzung auf nationaler Ebene wäre hier möglich,
- » eine Anpassung der RED II sowie der EU-Monitoringverordnung vorzunehmen mit dem Ziel der Schaffung eines allgemein verwendbaren CO₂-neutralen/-freien HKN auf europäischer Ebene sowie eine Definition klarer und überprüfbarer Kriterien für europäische Qualitätsstandards.

Handlungsempfehlungen des BDEW

Nachweis- und Handelssystem für klimaneutrale Gase

- » Einführung einer einheitlichen europäischen Klassifizierung (Terminologie) für klimaneutrale Gase
- » Einführung eines europäisch einheitlichen Systems für Herkunftsnachweise für Gase
- » Verknüpfung des HKN-Systems mit dem ETS-System, welches alle Sektoren umfasst und einen einheitlichen Preis für EUA vorsieht
- » Handelbarkeit der Nachweise über das „book & claim“-Prinzip
- » Nachhaltigkeitsnachweis: Mitführung als Zusatzinformationen zum HKN (z. B. Treibhausgasemission) ermöglichen – „Rucksackprinzip“

4.3 Gasinfrastrukturen – Basis für klimaneutrale Gase

Das Gasnetz ist Herzstück des deutschen Energiesystems. Es besteht aus über 547.000 km Leitungen, aufgeteilt in ein Fernleitungsnetz und daran angeschlossene Verteilnetze. Allein das Fernleitungsnetz transportiert etwa dreimal so viel Energie und weist viermal so viel Leistung auf wie das deutsche Stromnetz.

Das Gas-Fernleitungsnetz wird von 16 Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) betrieben und ist in das europäische Fernleitungsnetzsystem eingebunden. Deutschland bildet aufgrund seiner geografischen Lage ein Transit-Drehkreuz für die europäischen Gasflüsse. Das Fernleitungsnetz schafft Verbindungen zu angeschlossenen Transportsystemen, industriellen Großabnehmern, Kraftwerken und Speichern.

Die Verteilnetze werden von knapp 700 Verteilnetzbetreibern (VNB) betrieben und dienen dazu, über die Ferngasleitungen transportiertes Gas an regionale Endverbraucher aus dem Gebäude-, Mobilitäts- und Industriesektor sowie der Stromerzeugung weiterzuleiten. 90 Prozent der Gaskunden sind an das Verteilnetz angeschlossen.

Darüber hinaus umfasst die deutsche Gasinfrastruktur 47 Untertage-Gasspeicher mit rund 240 TWh kommerziell nutzbarem Speichervolumen. Dies entspricht rund einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2018 verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union.

Die deutsche Gasinfrastruktur ist über Jahrzehnte gewachsen und mit ihrem kapillaren System und ihrer Leistungsfähigkeit einmalig in Europa. Die Nutzung und Anpassung des bestehenden Gasnetzes für den Transport klimaneutraler Gase ist eine wichtige Voraussetzung für eine dauerhaft nachhaltige und international wettbewerbsfähige deutsche Energiewirtschaft. Darüber hinaus ist sie Basis für das Erreichen der Klimaneutralität über die vielfältige Nutzung klimaneutraler Gase.

Anforderungen klimaneutraler Gase an die bestehende Gasnetzinfrastruktur

Für ein zukunftsfähiges deutsches Gasnetz gilt das Grundprinzip der Technologie- und Quellenoffenheit. Das Netz muss offen sein für die Einspeisung aller klimaneutralen Gase. Die Transformation der heutigen Gasinfrastruktur ist somit zentraler Baustein für die erfolgreiche und effektive Integration klimaneutraler Gase in das deutsche Energiesystem.

Die bestehende Netzinfrastruktur kann schon heute unverändert und problemlos für den Transport und die Verteilung von Biomethan und synthetischem Erdgas (SNG) verwendet werden. Eine vermehrte Einspeisung und Durchleitung von Wasserstoff in ein Methanetz stellt die Infrastruktur und die angeschlossenen Anwendungen jedoch vor Herausforderungen, da die Wasserstoffverträglichkeit einzelner Infrastrukturkomponenten und Anwendungstechnologien derzeit unterschiedlich ausgeprägt ist.

Die Verortung der heimischen Einspeiseanlagen für klimaneutrale Gase spielt eine wesentliche Rolle für die Anforderungen an zukünftige Netzstrukturen und deren Betrieb. Zukünftig wird sowohl im Fernleitungsnetz als auch im Verteilnetz deutschlandweit eine dynamisch wachsende Anzahl von Anlagen angeschlossen werden. Aufgrund der Verteilung der vorhandenen Potenziale von Wind- und Sonnenenergie sowie von Biomasse und der möglichen Anbindung an Offshore-CO₂-Speicher wird es regionale Unterschiede geben.

Zusätzlich werden sich auch reine Importpunkte für klimaneutrale Gase herausbilden. Es ist davon auszugehen, dass Importe sowie sehr große PtG-Anlagen (> 100 MW Anschlussleistung) und Anlagen zur industriellen Produktion von dekarbonisiertem Wasserstoff tendenziell in die Fernleitungsnetze einspeisen, während alle anderen PtG- und Biomethananlagen regional und dezentral an die Verteilnetze angeschlossen werden. Unabhängig von der Netzebene kann die Einspeisung von Wasserstoff sowohl in reine Wasserstoff- als auch in Mischgasnetze erfolgen.

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass die Infrastrukturplanung für verschiedene Regionen zunächst unterschiedliche Lösungen vorsehen kann, um insbesondere auf die konkreten und spezifischen Anforderungen der angeschlossenen Endverbraucher einzugehen. Um diesen Anforderungen gerecht zu

werden, werden im Folgenden die möglichen Entwicklungen von Fernleitungs- und Verteilnetzen beschrieben.



Fernleitungsnetze – Nationale und transeuropäische Wasserstoffnetze für die Nutzung klimaneutraler Gase schaffen

Einsatz und Integration klimaneutraler Gase in die deutschen Fernleitungsnetze sollten aus Sicht des BDEW in drei Phasen erfolgen. Dabei gehen die Phasen ineinander über und einzelne Elemente überlappen sich

1 Phase 1: Physikalische Trennung von reinen Wasserstoffnetzen und Aufbau eines Startnetzes

Auf der Fernleitungsebene sollten zunächst die Import- und Fernleitungsinfrastrukturen für methanhaltige Gase mit einer geringfügigen Wasserstoffbeimischungsmöglichkeit einerseits und für reinen Wasserstoff andererseits einheitlich geplant, aber physikalisch getrennt betrieben werden. Dies stellt in der ersten Phase sicher, dass die entsprechenden Vorgaben der Gasbeschaffenheit für die Transitleitungen im europäischen Verbund, aber auch für industrielle Großabnehmer, eingehalten werden können. Außerdem können dadurch größere Schwankungen in der Wasserstoffbeimischung vermieden werden. Dies wird den Anforderungen von Verbrauchern gerecht, die sensitiv auf variierende Gasbeschaffenheiten bzw. fluktuierende Anteile von Wasserstoff im Gasgemisch reagieren. Eine reine nationale Wasserstoffinfrastruktur wird sich als Startnetz schrittweise durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen zur Anbindung bestehender Wasserstoffabnahmeschwerpunkte der Industrie entwickeln. Basis dafür ist die Aufnahme der Umstellung von Fernleitungs-Netzsträngen auf 100 Prozent Wasserstoff in den Netzentwicklungsplan Gas und die Ermöglichung der Umnutzung von geeigneten Leitungen auf der Verteilnetzebene.

Auf europäischer Ebene wird aktuell die Norm zur H-Gas-Beschaffenheit²² entsprechend angepasst. Sofern in bestimmten Regionen keine Netzkopplungspunkte mit dem europäischen Ausland oder beschaffenheitssensitiven Verbrauchern vorhanden sind, könnten auch frühzeitig höhere Beimischungen von Wasserstoff im Fernleitungsnetz möglich werden.

2 Phase 2: Standardisierung der Beimischungsgrenzen für Wasserstoff und weitere Netzanbindungen

In einer zweiten Phase sollte eine Erhöhung der Grenzen zur Beimischung von Wasserstoff in die Fernleitungsnetze in Deutschland und Europa geprüft und standardisiert werden. Dies gilt insbesondere an Netzknotenpunkten, an denen die Einspeisung von Wasserstoff derzeit nicht möglich ist, um die Einhaltung von Gasbeschaffenheitsvorgaben durch Großabnehmer oder europäische Verbundnetznachbarn zu garantieren.

Das heimische Wasserstoffnetz wird über Grenzübergangspunkte des Gasnetzes auch mit europäischen Nachbarländern, wie z. B. den Niederlanden, verknüpft. Zur Anbindung regionaler und größerer Verteilnetze an dieses Wasserstoffnetz ist eine enge und frühzeitige Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern, z. B. über den Netzentwicklungsplan-Prozess, sinnvoll.

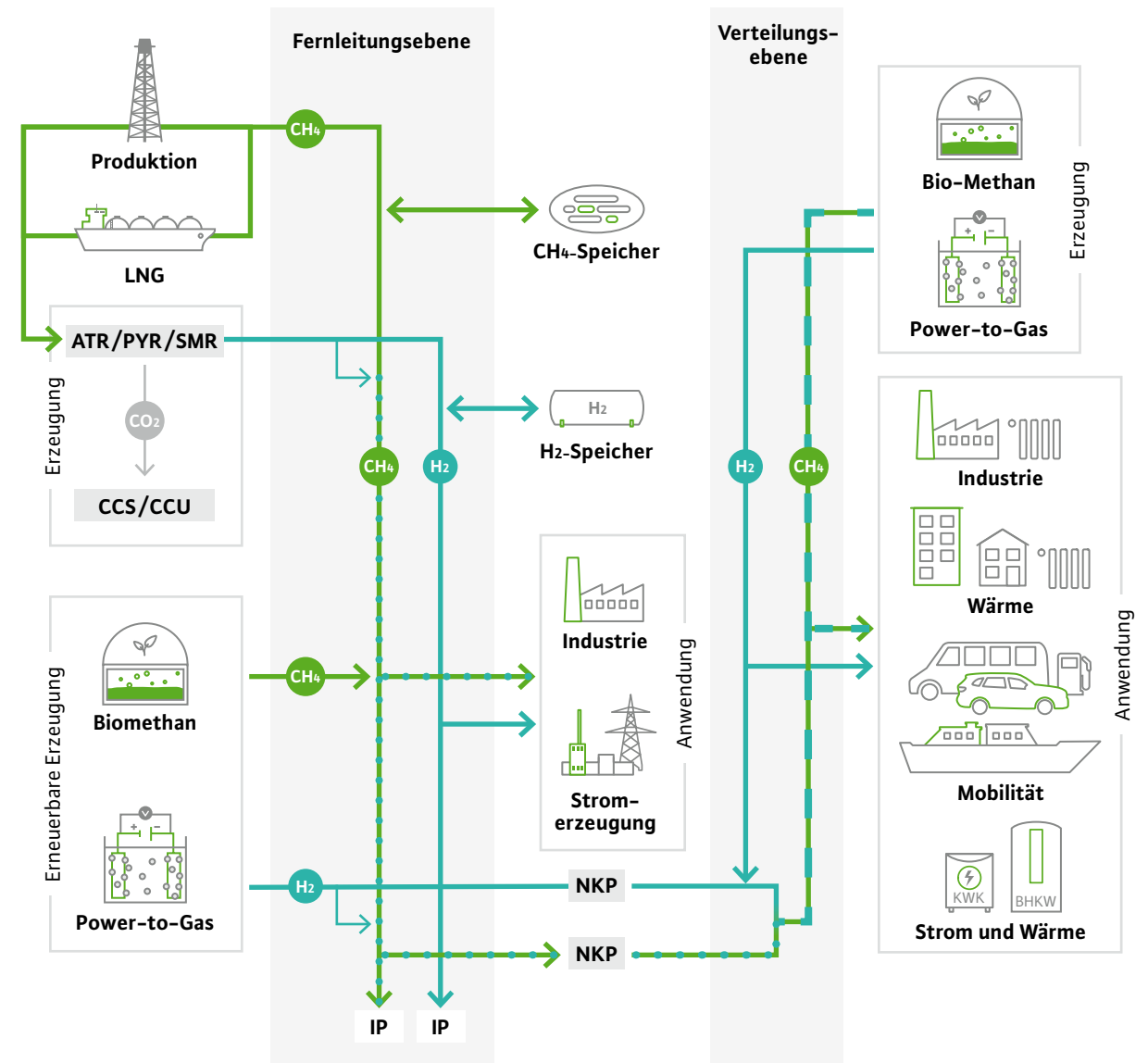
3 Phase 3: Weitere Ausgestaltung einer nationalen und grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur

In der Folge können dann sukzessive weitere Regionen mit hohem Erzeugungsaufkommen oder hoher Nachfrage nach Wasserstoff angeschlossen werden. Der Aufbau des Wasserstoffnetzes in Deutschland sowie die Erhöhung der Beimischung wird in dieser Etappe abgeschlossen. In welchem Umfang und in welcher Geschwindigkeit die Beimischungsquote erhöht wird, ist unter anderem abhängig von den Anpassungsmöglichkeiten der Verteilnetze.

Derzeitige Aktivitäten

Erste Ansätze für die Entwicklung regionaler Wasserstoffnetze entstehen schon heute und konzentrieren sich aktuell auf die Umstellung von Leitungen innerhalb verschiedener Bundesländer. Durch diese Strategie können Industrieunternehmen und Verteilnetze, die zügig auf bis zu 100 Prozent Wasserstoff umstellen wollen, ihre Pläne umsetzen.

Abbildung 4: Schematische Darstellung der möglichen Infrastrukturentwicklung für eine effiziente Umstellphase in den nächsten 10 bis 15 Jahren



Quelle: BDEW 2020

Legende:

ATR Autotherme Reformierung

CCS Carbon Capture & Storage

CCU Carbon Capture & Usage

IP Interconnection Point: Verbindungspunkt zu angrenzenden Fernleitungsnetzen

LNG Liquefied Natural Gas

NKP Netzkopplungspunkt zu nachgelagerten Verteilnetzen

PYR Pyrolyse/Plasmalyse

SMR Dampfreformierung

— Geringe Beimischungsquote

— Hohe Beimischungsquote

Auf Verteilnetzebene können ebenfalls Speicher angeschlossen sein. Bei der Industrie sind ebenfalls lokale CCS-/CCU-Lösungen denkbar.



Verteilnetze – Schlüssel für die Kopplung und Dekarbonisierung der Sektoren

Das Verteilnetz bietet die Chance, eine zunehmend dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu integrieren und über Power-to-Gas-Anlagen in erneuerbares Gas umzuwandeln. Das Verteilnetz wird somit eine zentrale Rolle für die Sektorkopplung und die Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren spielen. Über die Anbindung an das Fernleitungsnetz und über dezentrale Power-to-Gas- oder Biomethan-Anlagen kann in den Verteilnetzen die gewünschte Menge erneuerbarer Gase zum Erdgas beigemischt und so schrittweise eine Umstellung auf 100 Prozent Wasserstoff durchgeführt werden.

In regionalen Projekten ist im Rahmen von Forschungsvorhaben in Verteilnetzen bereits erfolgreich bis zu 20 Prozent Wasserstoff mit geringem Anpassungsaufwand beim Netzbetreiber und bei Gaskunden beigemischt worden. Weitere Projekte werden derzeit durchgeführt. Dabei sind für bestimmte Anwendungstechnologien und Gasverbraucher technische Anpassungslösungen notwendig.

Durch technische Entwicklungen, wie zum Beispiel die noch im Forschungsstadium befindliche Membrantechnologie zur Trennung von Wasserstoff und Methan, können perspektivisch auch reine Wasserstoff-Anwendungen in Mobilität und Quartierslösungen in einem Mischgassystem ermöglicht werden. Ebenso kann durch den Einsatz einer Membran auch der Weiterbetrieb bestehender Anwendungen mit erhöhten Mischkonzentrationen von Wasserstoff im Erdgasnetz ermöglicht werden. Wird im Verteilnetz selbst aus fluktuierenden erneuerbaren Energien mittels Elektrolyse Wasserstoff produziert, kann die dadurch schwankende Produktion von erneuerbarem Wasserstoff durch eine entsprechend angepasste Wasserstoffbereitstellung seitens der Ferngasnetzbetreiber stabilisiert werden.

Durch die unterschiedlichen Technologien und Anwendungen kann die Transformation hin zu Wasserstoff in den Verteilnetzen in unterschiedlichen Geschwindigkeiten erfolgen und damit regionale Besonderheiten berücksichtigen. Anwendungsbezogen kann es auch im Verteilnetz notwendig sein, eine reine Wasserstoff-

infrastruktur parallel vorzuhalten, z. B. für die Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellenmobilität. Eine sukzessive Umstellung auf klimaneutrale Gase wird daher auch im Verteilnetz zu einem Transformationsprozess führen. Eine schematische Darstellung, wie in den nächsten 10 bis 15 Jahren ein zukünftiges Leitungsschema für Transport und Verteilung klimaneutraler Gase im Fern- und Verteilnetz aussehen kann, zeigt die Abbildung auf S. 31.

Der DVGW als zuständiger Verband für die Erstellung des Technischen Regelwerkes für die Gasversorgung arbeitet aktiv an der Ausrichtung des bestehenden Regelwerkes für Gasinfrastrukturen und Gasanwendungen auf höhere Wasserstoffanteile sowie für eine mögliche Umstellung auf eine reine Wasserstoffinfrastruktur. Der Verband wird mit seinen assoziierten Forschungseinrichtungen gemeinsam die weiteren technischen Details der Transformation skizzieren.



Importinfrastruktur – Einbettung in internationale Transportinfrastrukturen

Eine deutsche Infrastruktur für klimaneutrale Gase muss in europäische und auch internationale Märkte eingebettet sein und die entsprechenden transnationalen Transport- und Anschlussstrukturen bereitstellen. Der EU-Binnenmarkt kann mit einer Energieinfrastruktur, die neben dem Stromverbundnetz auch über jeweils gekoppelte Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen verfügt, maßgeblich zur Resilienz der zukünftigen Energieversorgung beitragen.

Für den Import klimaneutraler Gase nach Europa stehen verschiedene Transporttechnologien zur Verfügung, die zu großen Teilen auf der bestehenden Gasinfrastruktur aufbauen können. Das hochgradig vermaschte Fernleitungssystem in Europa ist bisher auf den Import von Erdgas, d. h. Methan, ausgerichtet und verbindet die Länder und Regionen des europäischen Kontinents bereits heute untereinander sowie mit außereuropäischen Staaten, die perspektivisch große Mengen klimaneutraler Gase produzieren und bereitstellen können. Innerhalb Europas zählen dazu z. B. Norwegen und die Nordseeregion sowie Spanien und Russland. Außerhalb Europas sind beispielsweise die asiatischen Regionen Russlands und nordafrikani-

sche Staaten zu nennen. Es stehen mehrere Importleitungen und -routen zur Verfügung, die schrittweise auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. Dieser Prozess richtet sich vor allem an der Nachfrage des Marktes aus. Des Weiteren könnten Erdgastransportkapazitäten für den Transport von CO₂ genutzt werden, um dieses entweder einer weiteren Verwendung zuzuführen oder dauerhaft z. B. unter der Nordsee zu speichern. Neben dem leitungsgebundenen Transport können klimaneutrale Gase in flüssiger Form auch per Schiff nach Europa importiert werden. Wasserstoff kann bei entsprechend niedriger Temperatur ähnlich LNG per Tankschiff befördert werden. Für den Transport von verflüssigtem Wasserstoff per Schiff existieren erste Anwendungen.

Die LNG-Infrastruktur für den Import von flüssigem Erdgas ist in Europa bereits heute weit ausgebaut und beträgt aktuell ca. 260 GWh/h. LNG-Importterminals sind perspektivisch auch als Teil der Wasserstoffproduktion nutzbar, z. B. in Kombination mit zentralen Dampf reformern oder Pyrolysen an küstennahen Standorten, von denen aus das abgetrennte CO₂ in Offshore-Lagerstätten transportiert wird. Darüber hinaus können Exportländer LNG auf Basis von synthetischem Methan exportieren, um den Aufwand der Wasserstoffverflüssigung zu vermeiden. Eine weitere Möglichkeit für den Import bietet die LOHC-Technologie.²³

Um den Transport von Wasserstoff auf europäischer Ebene zu ermöglichen, müssen Abstimmungsprozesse über die zukünftige Methan- und Wasserstoffinfrastruktur mit den europäischen Partnern auf den Weg gebracht werden. Die deutsche EU-Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2020 bietet die Gelegenheit für den Einstieg in eine Harmonisierung und Standardisierung. Die Harmonisierung sollte im Rahmen einer integrierten europäischen Wasserstoffstrategie erfolgen, die u. a. gemeinsame Beimischungsgrenzen für Wasserstoff und die Umstellung auf Wasserstoffnetze thematisiert.



Zukünftige Rolle von Gasspeichern

Gasspeicher sind für das gegenwärtige wie für das zukünftige deutsche Energiesystem unverzichtbar. In Deutschland können Gasspeicher heute Energie im

Umfang von 240 TWh speichern, Stromspeicher dagegen nur 0,04 TWh²⁴. Gasspeicher im heutigen Gassystem dienen dazu, kurzfristige sowie saisonale Schwankungen im Gasbedarf auszugleichen und im Fall von Störungen im Gasnetz die Versorgung von Endkunden und industriellen Produktionsprozessen sicherzustellen. Die deutschen Untergrund-Gasspeicher sind überwiegend an das Fernleitungsnetz angebunden.

Zentrale Rolle von Gasspeichern für klimaneutrale Gase

Etablierte Gasspeicher können für die Speicherung klimaneutraler Gase umgenutzt werden. So ist in Untergrund-Kavernenspeichern, die zwei Drittel des gesamten kommerziell nutzbaren Speichervolumens umfassen, eine 100-prozentige Wasserstoffspeicherung sowie eine Speicherung von „Mischgas“ mit beliebigem Wasserstoffanteil im Erdgas nach Anpassung der Obertagetechnik möglich. Bei Untergrund-Porenspeichern sind für die Prüfung einer Wasserstoffverträglichkeit im Vorfeld geologische und geochemische Untersuchungen erforderlich, auch in Verbindung mit Wasserstoffabtrennung und Methanisierung.

Mit der Integration klimaneutraler Gase in das zukünftige Energiesystem wächst die Bedeutung von Gasspeichern. Aufgrund der zunehmenden Volatilität des Gasbedarfs, z. B. für Backup-Gaskraftwerke zur Sicherung der Stromversorgung und der schwankenden Gasproduktion aus erneuerbaren Energien, kann der Bedarf nach nicht-saisonalen, kurzfristigen Speicherkapazitäten steigen. Der Einsatz von Untergrund-Gasspeichern in Verbindung mit Gaskraftwerken und Power-to-Gas-Anlagen wird insbesondere für die Überbrückung von „Dunkelflauten“ eine bedeutende Rolle spielen. Denn nach erfolgter Umwandlung ist die Speicherung von erneuerbarem Strom in Form von erneuerbarem Gas auch in großen Mengen über einen langen Zeitraum möglich.

Die Gasspeicher werden sowohl für ein reines Wasserstoffsystem als auch für ein Mischgassystem benötigt. In reinen Wasserstoff-Fernleitungsnetzen, an die vorwiegend Industriekunden direkt angebunden sind, können Kavernenspeicher für einen Ausgleich von Schwankungen des Wasserstoffverbrauchs sorgen und außerdem bei Lieferausfällen bzw. Transportengpässen die Kontinuität der Produktionsprozesse sicherstellen. Zudem können Schwankungen bzw. Ausfälle der Wasserstoffproduktion ausgeglichen werden. In einem Mischgassystem werden wie im heutigen Gassystem die Speicher benötigt, um den

saisonal schwankenden Bedarf im Wärmemarkt mit Spitzenlasten im Winter effizient zu decken sowie die Versorgungssicherheit bei Liefer- und Transportunterbrechungen zu gewährleisten. Gasspeicher werden somit eine zentrale Rolle in der zukünftigen nationalen Energie- und Speicherinfrastruktur spielen. Um die Potenziale von Kavernenspeichern für die Speicherung von klimaneutralen Gasen zu nutzen und die Integration in das Energiesystem zu erleichtern, braucht es aus Sicht des BDEW eine gezielte Förderung von Projekten zur Speicherung von höheren Wasserstoffanteilen bei gleichzeitiger Vereinfachung des regulatorischen Rahmens von Pilotprojekten. Darüber hinaus ist eine Anpassung des ordnungspolitischen Rahmens notwendig, um die Ertüchtigung von geeigneten Speichern für den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich zu ermöglichen.

Planungsverfahren für die Infrastrukturentwicklung und Abstimmung der Netzbetreiber

In der ersten Bilanz zum „Dialogprozess Gas 2030“ führt das Bundeswirtschaftsministerium aus, dass mit Blick auf die Herausforderungen, die sich aus dem energiepolitischen Zieldreieck – Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, Klimaschutz – ergeben, eine ganzheitliche Infrastrukturplanung volkswirtschaftlich erforderlich sei. Durch Effizienz in der Planung, Finanzierung und im Betrieb der Energienetze ließen sich Optimierungs- und Flexibilitätpotenziale zwischen den Sektoren erschließen und die Integration erneuerbarer Energien in allen Sektoren fördern.

Ziel müsse es sein, den Aufbau paralleler Infrastrukturen so weit wie möglich zu vermeiden und die bestehende Struktur zu transformieren. Der BDEW unterstützt diese Perspektive und Einschätzung. Dies setzt auch eine Abstimmung der Veränderungsgeschwindigkeiten von Infrastrukturen und Gasanwendungen voraus.

Infrastrukturelle Kopplung von Strom- und Gasnetz zügig vorantreiben

Infolge der Regionalität des Angebots erneuerbarer Energien ist eine stärkere Einbindung der VNB und möglicher Aggregatoren von erneuerbaren Anlagen bei der Netzplanung sinnvoll. Zwischen den Netzebenen muss eine enge Zusammenarbeit etabliert werden. Der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen kann dazu beitragen, Strom- und Gasnetze auf allen Netzebenen

miteinander zu verknüpfen und gleichmäßiger auszulasten. Dies impliziert, dass über einen gemeinsamen Planungsprozess der Strom- und Gasnetzbetreiber geeignete Standorte für systemintegrierte Elektrolyseure bzw. PtG-Anlagen ermittelt und in den Netzentwicklungsplänen ausgewiesen werden.

In die Standortanalyse muss die Ausbauplanung erneuerbarer Energien und der Stromnetzinfrastruktur, die Umstellungsfähigkeit des heutigen Gasversorgungssystems und daraus resultierende Wasserstofftransportmöglichkeiten sowie der Wasserstoffbedarf in den Sektoren Industrie, Wärmeversorgung und Verkehr integriert werden.

Ein sich hieraus ergebender Leistungsbedarf der Elektrolyseure (in GW) und bestimmte, als gesichert anzusetzende Leistungsabrufe der Elektrolysekapazität („Must-run-Szenarien“) müssen zukünftig Bestandteil einer integrierten Strom- und Gasnetzplanung sein.

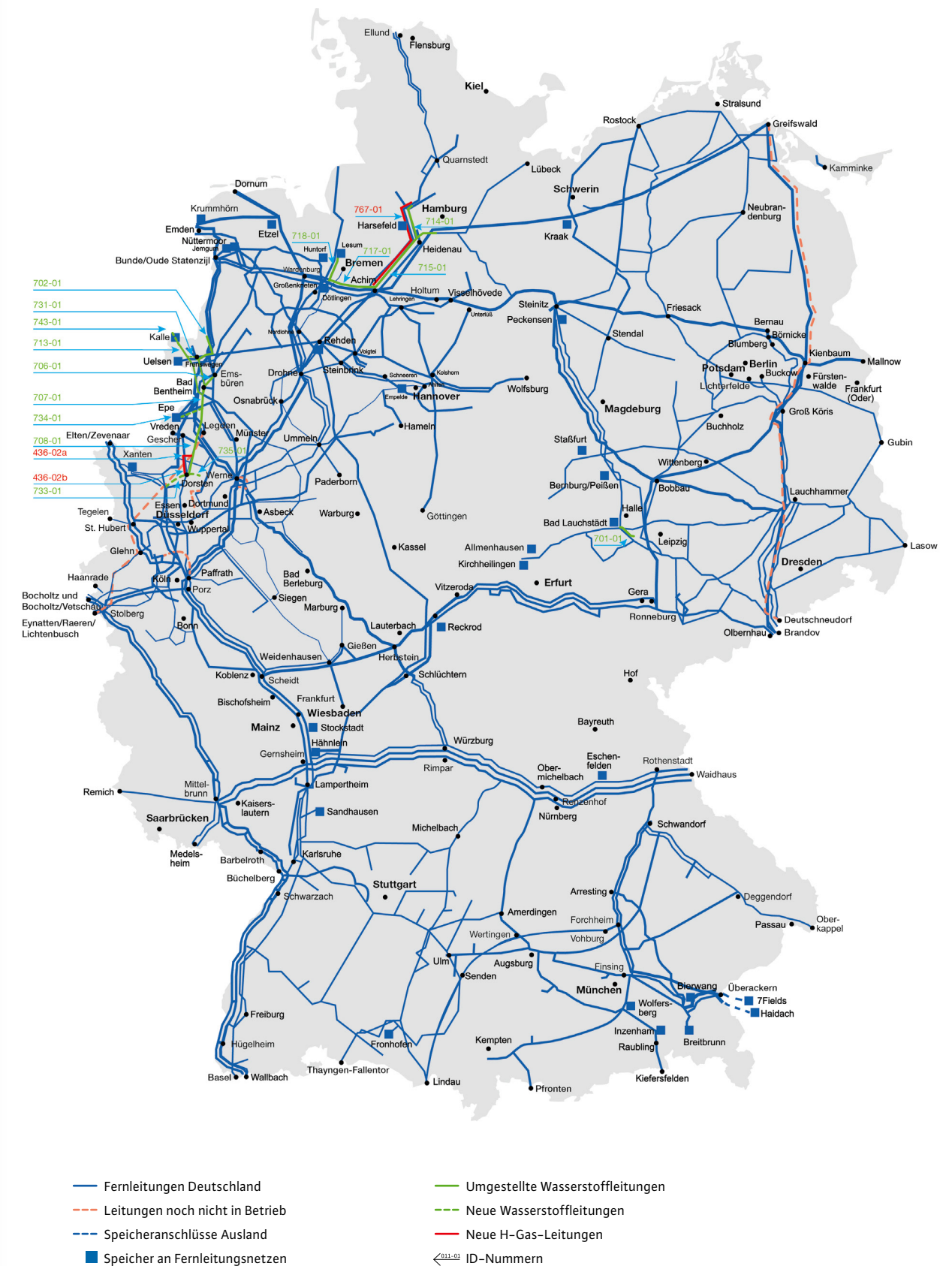
Aus Sicht des BDEW ist eine gemeinsame Planung von Energieszenarien für Strom- und Gasinfrastrukturen notwendig, um eine infrastrukturelle Sektorkopplung in der Netzplanung zu verankern.

Konkrete Standorte für die Wasserstoffproduktion im NEP Gas ausweisen

Zudem sollte der Netzentwicklungsplan Gas zukünftig geeignete Standorte für die Produktion von dekarbonisiertem Wasserstoff ausweisen, an denen die erforderlichen Erdgasmengen bereitgestellt und der produzierte Wasserstoff in einem Wasserstofftransportsystem abtransportiert werden kann. Zudem müssen dort Möglichkeiten des Transports von CO₂ bzw. festem Kohlenstoff gegeben sein. Als Standortvorteil erweist sich zudem die Möglichkeit der Wärmeauskopplung aus der Elektrolyse und Methanisierung in Nah- und Fernwärmenetze.

Für die Entwicklung des Szenariorahmens 2019 wurde seitens der FNB erstmals eine Marktabfrage für Grün-gas-Projekte durchgeführt. Darauf aufbauend werden im Entwurf für den Netzentwicklungsplan 2020 – 2030 erste Leitungsumstellungen für ein Wasserstoffszenario angegeben und ein mögliches Wasserstoffnetz skizziert (vgl. Karte auf Seite 35).²⁵

Abbildung 5: Wasserstoffnetz 2025



Quelle: FNB Gas 2020: Konsultationsdokument NEP Gas 2020 – 2030 (Stand: Mai 2020)

Dieser Konsultationsprozess soll in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen mit den Marktteilnehmern fortgeführt werden. Auf Basis der konkreten Wasserstoff- und Gastransportbedarfe soll ermittelt werden, welche Leitungen in der Zukunft zu welchem Zeitpunkt für den Transport von reinem Wasserstoff umgerüstet werden können. Dieses koordinierte Vorgehen schafft eine gesicherte Planungsgrundlage für Marktteilnehmer und eröffnet zukünftige Speicher- und Verwendungsperspektiven für Wasserstoff. Der BDEW unterstützt diesen Prozess, der unter enger Einbindung der Marktteilnehmer und der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgt. Die Planung, Vorbereitung und Durchführung einer zukünftigen Umstellung von derzeit mit Erdgas betriebenen Netzgebieten auf ein Wasserstoff-Erdgasgemisch oder reinen Wasserstoff ist – analog zur L-H-Gas-Umstellung – Aufgabe von Netzbetreibern.

Regulierung, Neubau und Ertüchtigung der Gasnetzinfrastruktur

Wie bereits in Kapitel 4.1 dargelegt, betrachtet der BDEW eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur, wenn sie analog zu heutigen Gasnetzen der öffentlichen

Versorgung dient, als Teil der Gasnetzinfrastruktur. Daher sollten weitgehend analoge Regeln hinsichtlich der Regulierung gelten. Welche Anpassungen an den geltenden Regulierungsbestimmungen vorgenommen werden müssen, ist noch genauer zu erörtern und zu erörtern. Klar ist, dass Investitionen und Aufwendungen, die nötig sind, um bestehende Gasnetze für Wasserstoff zu ertüchtigen, im Rahmen der Regulierung der Gasnetze anerkannt werden müssen. Im Effizienzvergleich muss dieser Umbau berücksichtigt werden.

Es ist zudem volkswirtschaftlich sinnvoll, bereits heute beim Ausbau und bei der Erneuerung der Netzinfrastruktur Betriebsmittel einzusetzen, die eine höhere Wasserstoff-Verträglichkeit besitzen. Hierbei ist zu beachten, dass die einzelnen Betriebsmittel unterschiedlichen technischen Nutzungsdauern unterliegen. Die damit jeweils einhergehenden Erneuerungszyklen sollten berücksichtigt werden.

Ebenso ist es bei der Umstellung der Gasspeicher auf erhöhte Wasserstoffanteile oder auf reinen Wasserstoff notwendig, dass die verfahrenstechnischen Anlagen zur Ein- und Ausspeicherung der Gasmengen ertüchtigt werden.

Verteilnetzbetreiber sind gegenüber Endkunden darüber hinaus verpflichtet, Abrechnungsbrennwerte einzuhalten. Ermöglicht werden kann dies zum Beispiel über Brennwertverfolgungssysteme, aber auch über eine Öffnung der bestehenden Toleranzen und Grenzwerte beim Eichrecht, wodurch die erforderlichen Anpassungskosten reduziert werden.

Deutsche Gasinfrastruktur als Schlüsselinfrastruktur für die Sektorkopplung aktiv weiterentwickeln

Die deutsche Gasinfrastruktur mit ihren gut ausgebauten Fernleitungs- und eng vermaschten Verteilnetzen, ihren umfangreichen Speicherkapazitäten und ihrer Einbettung in die europäischen Gas- und Energieinfrastrukturen bietet eine ideale Grundlage für einen Markthochlauf klimaneutraler Gase. Das heutige Gasnetz kann bereits unverändert für den Transport von Biomethan und SNG verwendet werden.

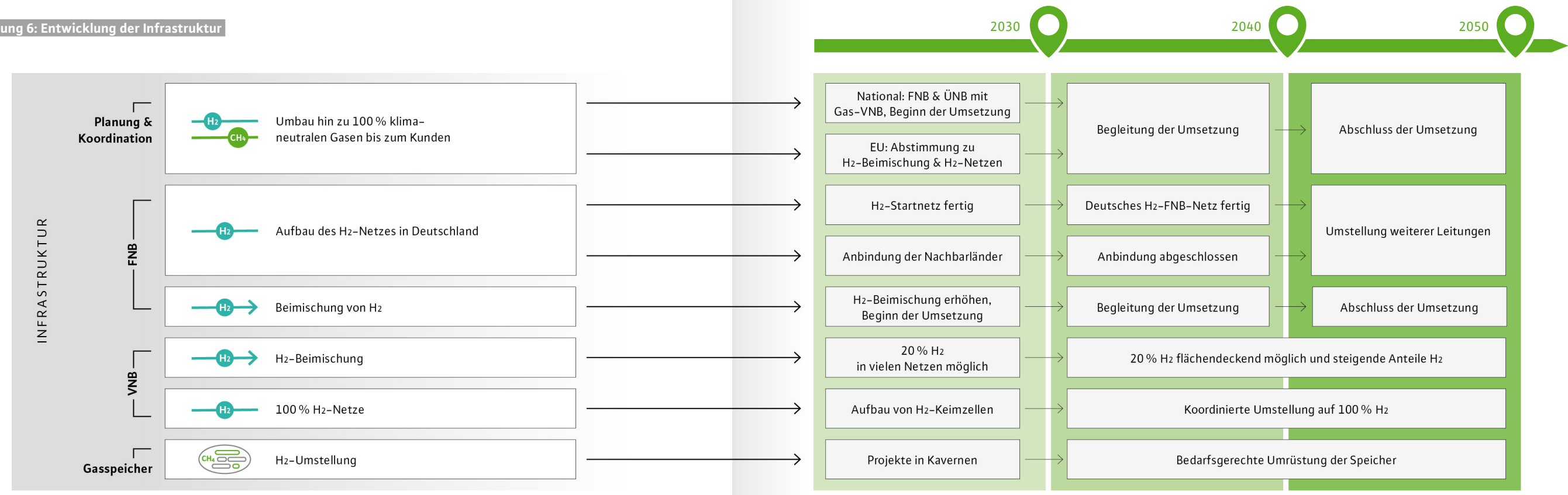
Für den Transport von erneuerbarem und dekarbonisiertem Wasserstoff sind noch Anpassungsinvestitionen nötig, um die Infrastrukturkomponenten wasserstofftauglich zu gestalten. Hier lassen sich zwei Handlungsstränge unterscheiden: Zum einen werden reine Wasserstoffnetze für die industrielle Nutzung

entwickelt und in ersten Projekten bereits umgesetzt. Zum anderen vollzieht sich ein Transformationsprozess durch die schrittweise erfolgende Beimischung und Integration von Wasserstoff über Power-to-Gas- und Biomethan-Anlagen.

Eine wettbewerbsfähige deutsche Infrastruktur für erneuerbare Gase kann kosteneffizient und kontinuierlich entwickelt werden. Die ersten Weichen wurden bereits gestellt. Die Politik kann diese vielversprechende Entwicklung auf allen Ebenen unterstützen, indem sie Rechtssicherheit und Transparenz ermöglicht und Hemmnisse durch die Harmonisierung von nationalen und europäischen Regeln und Standards abbaut.

Darüber hinaus kann sie vielversprechende innovative Technologien und Anwendungen fördern und Anreize für die Modernisierung der Infrastrukturen schaffen. Der BDEW und seine Mitglieder stehen als Partner für eine gemeinschaftliche zukunftsfähige Gestaltung der deutschen Gas- und Energieinfrastrukturen zur Verfügung.

Abbildung 6: Entwicklung der Infrastruktur



Handlungsempfehlungen des BDEW

Die deutschen Gasinfrastrukturen – Kompatibilität für klimaneutrale Gase**Zukünftige inländische Netzstrukturen und Importinfrastrukturen**

- » Abstimmung und Harmonisierung der zukünftigen Methan- und Wasserstoff-Infrastruktur(en) mit Nachbarländern/europäischen Partnern beginnen: Nutzung der deutschen EU-Ratspräsidenschaft
- » Aufnahme der Umstellung von FNB-Netzsträngen auf 100 Prozent Wasserstoff in den Netzentwicklungsplan und Ermöglichung der Umnutzung von geeigneten Leitungen auf Verteilnetzebene
- » Entwicklung einer europäischen Wasserstoffstrategie, die u. a. gemeinsame Zumischungsgrenzen für Wasserstoff und die Umstellung auf Wasserstoffnetze thematisieren könnte

Zukünftige Rolle von Gasspeichern:

- » Förderung von Projekten zur Speicherung von höheren H₂-Anteilen in Kavernen, ggf. vereinfachte Regulierungsbedingungen für Pilotprojekte
- » Anpassung des ordnungspolitischen Rahmens, um die Ertüchtigung von geeigneten Speichern für den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich zu ermöglichen

Planungsverfahren für die Infrastrukturentwicklung und Abstimmung der Netzbetreiber

- » Gemeinsame Planung von Energieszenarien für die Strominfrastruktur und die Gasinfrastruktur, um infrastrukturelle Sektorkopplung in der Netzplanung zu verankern

Regulierung, Neubau und Ertüchtigung der Gasnetzinfrastruktur:

- » Reine Wasserstoffnetze der öffentlichen Versorgung als Bestandteil der öffentlichen Energieversorgung analog zum heutigen Gasnetz regulieren; für bestehende H₂-Netze mit Arealcharakter aufgrund der wettbewerblich untergeordneten Bedeutung aktuelle Freiheitsgrade beibehalten
- » Anerkennung der Kosten in der Anreizregulierung, die bei den Netzbetreibern für höhere Wasserstoffverträglichkeit sowie Netzausbau und Ertüchtigungsmaßnahmen anfallen
- » Öffnung der bestehenden Toleranzen und Grenzwerte beim Eichrecht, um Anpassungskosten zu reduzieren, und schnellere Zulassung von Brennwertverfolgungssystemen

4.4 Märkte und Verwendungssektoren von klimaneutralen Gasen**Anreize setzen – Markthochlauf aktiv gestalten**

Der Einsatz von klimaneutralen Gasen muss sich im wettbewerblichen Umfeld bewähren. Daher ist die Erschließung von Absatzmärkten und die Abschaffung von Hürden für die Nutzung klimaneutraler Gase im Gasmarkt ein essenzieller Schritt, um Anreize für Investitionen in die entsprechenden Technologien zu setzen. Für die Etablierung klimaneutraler Gase sollte immer die Nutzung in den Anwendungsbereichen aller Sektoren, d. h. in Industrie, Verkehr, Wärme und Stromer-

zeugung, im Blick behalten werden. Nur ein möglichst breiter Fokus ermöglicht eine zügige Marktöffnung und gibt Impulse für die weitere Ertüchtigung der Gasnetzinfrastruktur. Ein weit gefasster Anwendungsfokus trägt zudem zum Erreichen der Klimaschutzziele bei.

Im Bereich der europäischen Absatzmärkte für klimaneutrale Gase sollte ebenfalls die Verknüpfung mit europäischen Infrastrukturen forciert und auf die Harmonisierung von Regeln und Standards hingewirkt werden, um die Potenziale des europäischen Binnenmarkts zu nutzen und zu stärken.

CO₂-Bepreisung als zentrales Anreizsystem für klimaneutrale Gase

Eine CO₂-Bepreisung außerhalb der ETS-Sektoren, wie sie durch das BEHG festgesetzt ist, kann nicht nur für die Erzeugung, sondern auch für die Verwendung

klimaneutraler Gase wichtige Anreize setzen. Sie kann als zentraler Hebel dafür dienen, dass sich langfristig die volkswirtschaftlich günstigsten Technologien zur CO₂-Vermeidung durchsetzen und Technologien mit hohem CO₂-Ausstoß verdrängt werden.

Die CO₂-Bepreisung wird ab 2021 im Non-ETS-Sektor eingeführt. Gleichzeitig ist geplant, über eine Reduktion der EEG-Umlage den Strompreis zu senken. Die sektorenübergreifende Lenkungswirkung dieser Regelung wird jedoch keine ausreichenden Anreize für die Verwendung klimaneutraler Gase setzen. Der BDEW hält es für notwendig, neben diesen zentralen Regelungen auch in den jeweiligen Verwendungssektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und Stromerzeugung selbst die regulatorischen Rahmenbedingungen so zu setzen, dass der Einsatz klimaneutraler Gase angereizt wird.

Absicherung der CO₂-Ziele im EU-Effort-Sharing-Sektor über eine THG-Minderungsquote

Im Verkehrssektor ist bereits eine THG-Minderungsquote etabliert. Eine THG-Minderungsquote abzielend auf THG-Intensität kann auch für den Wärmemarkt ein geeignetes Instrument sein, da sie faire und technologieoffene Wettbewerbsbedingungen ermöglicht.

Bei der Umsetzung einer THG-Minderungsquote müssten folgende Punkte bedacht werden:

- » Zwischen den Energieträgern im Wärmesektor müssen Level-Playing-Fields sichergestellt werden. Hierbei sollten die Beiträge für das Gesamtenergiesystem ausreichend Berücksichtigung finden. Gleichfalls zu berücksichtigen sind Auswirkungen auf die Preisgestaltung und die Wettbewerbsposition von Gastechnologien im Wärmemarkt.
- » Bei der konkreten Ausgestaltung sind mögliche Wechselwirkungen zum ETS und zur Umsetzung des BEHG und der darin angelegten CO₂-Bepreisung zu beachten.
- » Sobald der CO₂-Preis ausreichend Signale für den Einsatz klimaneutraler Gase setzt, kann die THG-Minderungsquote auslaufen.

Der BDEW wird einen detaillierten Vorschlag erarbeiten, wie im Zusammenspiel mit dem BEHG eine technologieoffene und marktbasierende Quotenregelung umgesetzt werden kann. Die Quote sollte verbindlich und schrittweise ansteigend sein. Eine zeitnahe Umsetzung unterstützt insbesondere die bestehenden Wertschöpfungsketten von Biomethan.

**Stromerzeugung – Gase als Partner der erneuerbaren Energien**

2019 betrug der Gesamtanteil gasförmiger Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland 20,5 Prozent. Durch den verstärkten Einsatz von Gasen konnten 2019 gegenüber dem Vorjahr mindestens sechs Millionen Tonnen CO₂ in der Stromerzeugung eingespart werden.²⁶ Mit dem bevorstehenden Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohleverstromung rückt die gasbasierte Stromerzeugung, insbesondere auf KWK-Basis, zunehmend in den Fokus. Gase werden aufgrund ihrer flexiblen Einsetzbarkeit in allen Sektoren zukünftig eine noch größere Rolle als Partner der erneuerbaren Energien spielen.

Erneuerbare Gase: Versorgungssicherheit gewährleisten, Stromerzeugung dekarbonisieren

Die Versorgungssicherheit mit Strom und Wärme gehört zu den wichtigsten energiepolitischen Ansprüchen in Deutschland und bildet die Basis für einen leistungsfähigen Industriestandort Deutschland. Die dauerhafte Gewährleistung der hohen Versorgungssicherheit bei immer stärker wachsenden Anteilen an volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist eine zentrale Anforderung an ein dekarbonisiertes Energiesystem. In diesem Kontext können klimaneutrale Gase und ihre Anwendungen, im Zusammenspiel mit Speichern, Lastflexibilität und intelligent gesteuerten Wind- und PV-Anlagen, eine Schlüsselrolle einnehmen.

Im Einklang mit den Klimaschutzvorgaben und aufgrund des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien werden konventionelle Energien immer weniger zur kontinuierlichen Stromproduktion benötigt. Gleichzeitig bleibt die Bereitstellung von gesicherter Leistung eine zentrale Zukunftsaufgabe für die zunehmend dekarbonisierten thermischen Erzeugungsanlagen. Hierfür wird ein passender Rahmen dringend benötigt, denn insbesondere Gaskraftwerke können durch den zunehmenden Einsatz von klimaneutralen Gasen mit kontinuierlich sinkenden Treibhausgasemissionen betrieben werden und gleichzeitig ihre essenzielle Funktion zur Bereitstellung von gesicherter Leistung erfüllen.

Auf dem Transformationspfad zu einem dekarbonisierten Energiesystem ist im Sektor Stromversorgung in einem ersten Schritt der Wechsel von der Kohleverstromung hin zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken entscheidend. Flexible KWK-/Wärmenetzsysteme werden in diesem Kontext eine immer stärkere Rolle für die Stromerzeugung spielen. Über die Sektorkopplungstechnologien Gas-KWK, Power-to-Heat und Power-to-Gas erfolgt in verschiedenen Phasen eine Weiterentwicklung hin zu einer saisonal unabhängigen Steuerung, Speicherung und Kopplung.

Diese Schritte führen dazu, dass zunächst Erdgas den Stromsektor hinsichtlich seines Dekarbonisierungsstatus verbessert und uneingeschränkte Versorgungssicherheit auch für den Fall einer Dunkelflaute gewährleistet. Der Einsatz klimaneutraler Gase ebnet schließlich den Weg zur vollständigen Dekarbonisierung der Stromerzeugung bis 2050.

Über den skizzierten Transformationspfad können erhebliche CO₂-Einsparungen realisiert werden. Allerdings fehlen derzeit regulatorische Anreize und Fördermaßnahmen insbesondere für Biomethan- und Power-to-Gas-Technologien, um die Potenziale der Anwendungen in einen Markthochlauf zu überführen.

Umstellung aller gasbefeuerten Kraftwerke auf erneuerbare Brennstoffe bis 2050

Bei der Brennstoffversorgung von Gaskraftwerken gilt grundsätzlich, dass Erdgas vollständig durch Biomethan ersetzt werden kann. Für Wasserstoff limitieren

einige Gasturbinenhersteller die Beimischung im Erdgas auf 5–10 Vol.-%, andere sogar auf 1 Vol.-%. Dies betrifft vor allem ältere Gasturbinen. Für die Zukunft besteht die Selbstverpflichtung der im Europäischen Verband EU-Turbines organisierten Hersteller, stationäre Gasturbinen bei entsprechender Nachfrage bis 2030 schrittweise auf erneuerbare Brennstoffe umzustellen.

Bis 2020 soll bei neuen und auch bei einigen bestehenden Gaskraftwerken der Betrieb mit 20 Prozent Wasserstoff-Beimischung und bis 2030 der Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff-Beimischung ermöglicht werden.²⁷ Hinsichtlich der technischen Einsatzmöglichkeiten von klimaneutralen Gasen in der Stromerzeugung ist daher davon auszugehen, dass bestehende technische Restriktionen abgebaut werden können.

Da Kraftwerke langlebige Investitionsgüter darstellen, besteht hier eine doppelte Herausforderung: Investoren müssen die Gewissheit erhalten, dass ihre Anlagen über den üblichen Investitionszyklus hinweg im Markt verbleiben dürfen, und umgekehrt muss der Gesetzgeber sicherstellen, dass nur solche neuen Anlagen in den Markt gehen, die in der Lage sind, ihre Emissionen schrittweise abzusenken und spätestens 2050 nur noch erneuerbare Brennstoffe einzusetzen. Gaskraftwerke sind dazu grundsätzlich in der Lage. Jedoch braucht es regulatorische Rahmenbedingungen, die gezielt Impulse für die Modernisierung bestehender und den Bau neuer Kraftwerke setzen, die ausschließlich durch erneuerbare Brennstoffe betrieben werden.

Handlungsempfehlungen des BDEW für den Stromsektor

Märkte und Verwendungssektoren von klimaneutralen Gasen

- » Praxisgerechte Ausgestaltung des KWKG, um Anreize zu schaffen für den Bau und Betrieb von Gaskraftwerks- und KWK-Kapazitäten, die zusätzlich Biomethan, SNG und/oder Power-to-Gas einsetzen; insbesondere müssen die KWK-Zuschläge (Grundvergütung), der EE-Wärme- sowie der Kohleersatzbonus in Richtung wirksamer Anreize ausgestaltet werden.
- » Der EE-Wärme-Bonus muss u. a. die Anrechnung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen mit ihrem tatsächlichen Anteil und zeitlich unbefristet als Erfüllungsoption ermöglichen.
- » Die Anerkennung der CO₂-Minderung von Wasserstoff und synthetischem Methan im ETS-Sektor bei Entnahme aus dem Gasnetz (analog zu Biomethan) muss umgesetzt werden.



Industrie – Erhebliche Dekarbonisierungspotenziale durch klimaneutrale Gase

In der Industrie wurden 2019 insgesamt 363 TWh Erdgas verbraucht.²⁸ Das Erdgas wird sowohl für energetische als auch für stoffliche Zwecke verwendet. Zudem kommen erhebliche Mengen an Kohle und Öl zum Einsatz, die zum Teil übergangsweise durch Erdgas ersetzt werden können.

Bis 2030 sollen im Industriesektor die Treibhausgasemissionen um 51 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 gemindert werden. Der Ersatz von Kohle und Öl temporär durch Erdgas sowie durch klimaneutrale Gase wird dazu einen entscheidenden Beitrag leisten.

Heute werden pro Jahr bereits über 60 TWh „grauer Wasserstoff“ vor allem durch große Raffinerieanlagen und Chemieunternehmen genutzt. Dieser Wasserstoff stammt aus der Dampfreformierung von Erdgas unter Freisetzung des entstehenden CO₂ und könnte durch erneuerbaren oder dekarbonisierten Wasserstoff ersetzt werden. Auch der Einsatz von Wasserstoff als Ersatz von Kohle – etwa bei der Stahlherstellung – weist ein großes Dekarbonisierungspotenzial auf.

Durch die Schaffung eines öffentlichen Wasserstofftransportnetzes kann zudem Wasserstoff optimal verwendet werden, der bisher als Nebenprodukt z. B. bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse entsteht und häufig aufgrund fehlender Transportmöglichkeiten nicht sein volles Potenzial zur Dekarbonisierung entfalten kann. Wie bereits im Kapitel 4.3 dargestellt, bieten die Beimischung von zunehmenden Wasserstoffanteilen im bestehenden Netz und die Einrichtung separater Wasserstoffnetze Optionen zur Steigerung der Nutzung klimaneutraler Gase in der Industrie. Der Sensitivität gegenüber schwankenden Gasbeschaffheiten bei vielen industriellen Abnehmern kann durch unterschiedliche individuelle Lösungsansätze begegnet werden. So kann zum Beispiel die Membran-Technologie perspektivisch zur Steuerung des Wasserstoffanteils direkt bei sensiblen Kunden eingesetzt werden. Darüber hinaus sind auch Kreislaufwirtschaftslösungen für die Industrie denkbar, wie beispielsweise eine Vor-Ort-Methanisierung mit abgedichtetem CO₂ aus den eigenen Industrieprozessen.

Um die Dekarbonisierung der Industrie voranzubringen, ist eine bilanzielle Anrechenbarkeit klimaneutraler Gase entscheidend. Eine maßgebliche Rolle spielt hierbei die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) der EU. Auch dekarbonisierter Wasserstoff sollte unter Berücksichtigung seiner THG-Intensität in der nationalen Zielsetzung berücksichtigt werden, auch wenn er in der RED II nicht berücksichtigt ist.

Handlungsempfehlungen des BDEW für den Industriesektor

Märkte und Verwendungssektoren von klimaneutralen Gasen

- » Zeitnahe nationale Umsetzung der RED II, um Investitionssicherheit für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerien zu gewährleisten. Auch dekarbonisierter Wasserstoff sollte in der nationalen Zielsetzung berücksichtigt werden.
- » Die Anerkennung der CO₂-Minderung von Wasserstoff und synthetischem Methan im ETS-Sektor bei Entnahme aus dem Gasnetz (analog zu Biomethan) muss umgesetzt werden.



Gebäude – Klimaneutrale Gase in der Heizung nutzen

Dem Gebäudesektor kommt im Rahmen der Energiewende eine Schlüsselfunktion zu, da auf diesen Bereich knapp 40 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland und rund ein Drittel der Treibhausgasemissionen entfallen.

Laut Gebäude- und Wohnungszählungen im Rahmen des Zensus 2017 gab es in Deutschland zum Stichtag 31.12.2017 rund 18,9 Millionen Wohngebäude mit knapp 40,6 Millionen Wohnungen. Die Heizungsmodernisierung gilt als eine der wichtigsten Maßnahmen, um die Energiewende im Wärmemarkt umzusetzen. Durch die im Gebäudeenergiegesetz (GEG) verankerte Einschränkung des Einbaus von neuen Ölheizungen ab 2026 werden perspektivische Anreize für einen Wechsel des Energieträgers geschaffen.

Insgesamt spielt die Sanierungsrate bei der Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor eine wichtige Rolle. Allerdings ist sie seit geraumer Zeit mit unter einem Prozent wesentlich niedriger als angestrebt. Klimaneutrale Gase bieten die Möglichkeit, als sanierungsunabhängiger Dekarbonisierungspfad Emissionssenkungen auch in Bestandsgebäuden mit existierendem Gas- oder Fernwärmeanschluss zu realisieren. Dafür ist es notwendig, den Umstieg auf klimaneutrale Gase im Regulierungsrahmen anzuerkennen sowie zusätzlich Marktanreize für die Umrüstung oder den Neubau von Heizungsanlagen zu setzen. Energieversorgungsunternehmen bietet sich hierdurch die Möglichkeit einer Produktveredelung und anderer Vermarktungsoptionen gegenüber den Kunden, z.B. über spezielle Grüngastarife.

Klimaneutrale Gase können auch in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung zum Einsatz kommen. Dabei können sie nicht nur zur Dekarbonisierung beitragen, sondern auch zur Versorgungssicherheit, da gasbetriebene KWK-Anlagen mit dem fortschreitenden Kohleausstieg eine immer wichtigere Rolle im Energiesystem einnehmen werden. Potenzial für grüne Wärme besteht auch über die Nutzung der Abwärme von Power-to-Gas-Anlagen in Gebäuden.

Derzeit lässt der Gesetzgeber das Potenzial von klimaneutralen Gasen, die zur THG-Minderung im Gebäudesektor beitragen, an vielen Stellen ungenutzt.

Aktuell geltende oder in der parlamentarischen Beratung befindliche Gesetze und Verordnungen, in denen klimaneutrale Gase keine oder unzureichende Berücksichtigung gefunden haben, sind konkret:

- » Steuerliche Förderung energetischer Maßnahmen: Verordnung zur Bestimmung von Mindestanforderungen für energetische Maßnahmen bei zu eigenen Wohnzwecken genutzten Gebäuden – § 35c Einkommensteuergesetz (am 1.1.2020 in Kraft getreten)
- » BAFA-Förderrichtlinie: Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (am 1.1.2020 in Kraft getreten)
- » Gebäudeenergiegesetz (Stand: Gesetzesbeschluss vom 19.06.2020)
- » Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz durch Kohleausstiegsgesetz, Artikel 7 (Stand: Referentenentwurf vom 28.01.2020)
- » Brennstoffemissionshandelsgesetz (am 20. Dezember 2019 in Kraft getreten)

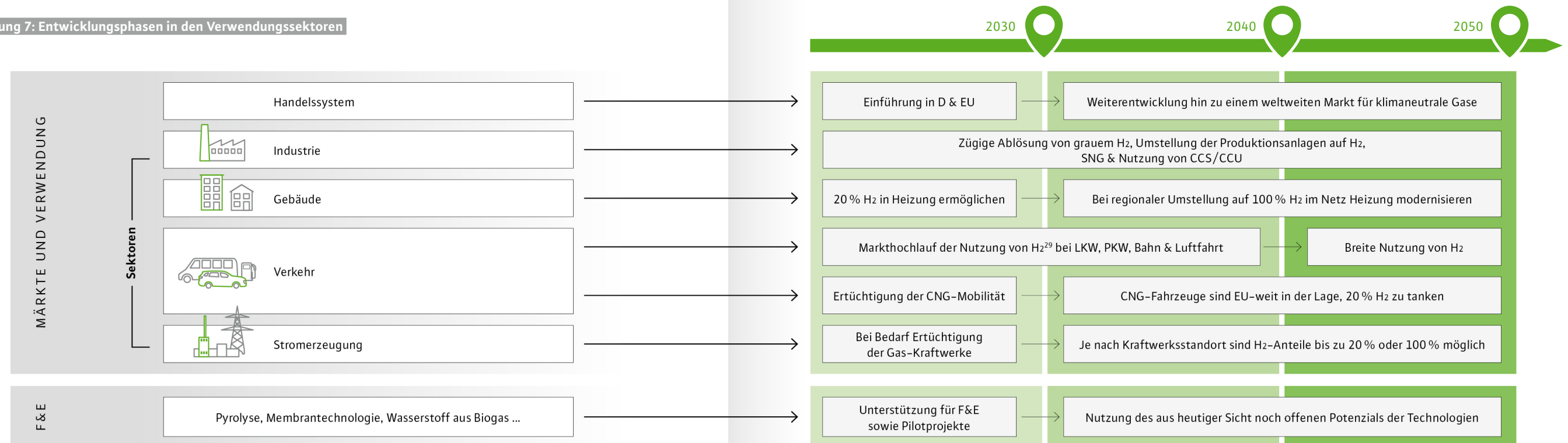
Das hier dargestellte Gesetzesportfolio zeigt, dass der Gebäude-Sektor eine Vielzahl von Anknüpfungspunkten für die Förderung und Integration von klimaneutralen Gasen bietet. Der BDEW möchte mit seinen konkreten regulatorischen Empfehlungen dazu beitragen, die umfangreichen treibhausgas-mindernden Potenziale klimaneutraler Gase in Heizungssystemen zur Geltung zu bringen.

Handlungsempfehlungen des BDEW im Gebäude-Sektor

Märkte und Verwendungssektoren von klimaneutralen Gasen

- » **Steuerliche Förderung energetischer Maßnahmen:** Verordnung zur Bestimmung von Mindestanforderungen für energetische Maßnahmen bei zu eigenen Wohnzwecken genutzten Gebäuden – § 35c Einkommensteuergesetz
 - » Die Nutzung von 30 Prozent Biomethan im Brennwertkessel als Hybridanlage bzw. dieser gleichwertig sollte hier aufgenommen werden.
- » **BAFA-Förderrichtlinie:** Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt
 - » Anerkennung von Biomethan als erneuerbare Energie bei der laufenden Novellierung des Marktanreizprogramms im Fördertatbestand „Gas-Hybridheizung“
- » **Gebäudeenergiegesetz**
 - » Spätestens bei der angekündigten Prüfung im Jahr 2023 ist eine Bewertungsgrundlage für die Nutzung von Wasserstoff (PEF, THG) aufzunehmen
- » **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz**
 - » Der EE-Wärme-Bonus sollte die Anrechnung von klimaneutralen Gasen mit ihrem tatsächlichen Anteil und zeitlich unbefristet als Erfüllungsoption ermöglichen
- » **Brennstoffemissionshandelsgesetz**
 - » Biogas im Sinne von § 3 Nr. 10c EnWG sowie davon nicht erfasste erneuerbare und dekarbonisierte Gase sollten vom Anwendungsbereich der CO₂-Bepreisung nicht nur in der Einführungsphase, sondern grundsätzlich ausgenommen werden

Abbildung 7: Entwicklungsphasen in den Verwendungssektoren





Verkehr – Klimaneutrale Gase als Baustein der Verkehrswende

Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor um 42 Prozent gesenkt werden. Dies ist eine herausfordernde Aufgabe, da in diesem Sektor seit 1990 keine absolute Emissionssenkung erreicht wurde.

Die Wasserstoffmobilität in Deutschland entwickelt eine zunehmende Dynamik. Auch die Nationale Wasserstoffstrategie enthält zahlreiche Maßnahmen, die dazu beitragen sollen, dass diese Mobilitätsanwendung ihre Potenziale entfalten kann. Ein Tankstellennetz befindet sich im Aufbau und umfasst derzeit 84 Standorte.³⁰ Im Moment sind in Deutschland nur wenig mehr als 1.000 wasserstoffbetriebene Pkw und eine geringe Anzahl von Bussen und anderen mit Brennstoffzellen betriebenen Fahrzeugen zugelassen. Großes Wachstumspotenzial besteht vor allem im Bereich des ÖPNV und des Schwerlastverkehrs. Wasserstoff als Kraftstoff bietet zum einen Emissionsvorteile bei Treibhausgasen, zum anderen werden auch keine lokalen Luftschadstoffe emittiert.

Im Verkehrsbereich bestehen vor allem im Schienenpersonennahverkehr große Potenziale für den Einsatz von Wasserstoff. Rund 40 Prozent des deutschen Schienennetzes sind bislang nicht elektrifiziert und werden zum großen Teil noch von Dieselloks oder Dieseltriebwagen befahren. Durch diese werden rund 1,1 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr emittiert. Zukunftsorientierte Ausschreibungen der öffentlichen Hand und die Anerkennung erneuerbarer Gase und ihres Klimaschutzbeitrags können ein Türöffner für den Einsatz von Wasserstoff sein. Eine weitere Option ist der Einsatz von synthetischem Kerosin im Luftverkehr. Hier ist die Zulassung entsprechender Treibstoffe kurzfristig vorzubringen. Die Nationale Wasserstoffstrategie formuliert hierzu einen Prüfauftrag für eine Beimischungsquote.

CNG und LNG sind bewährte Technologien und Energieträger im Verkehrssektor, die bereits heute zur Einsparung von CO₂-Emissionen beitragen. Durch einen verstärkten Einsatz von Bio-CNG und Bio-LNG auf Basis von Biomethan können kurzfristig weitere, deutliche Emissionsminderungen erreicht werden. So ist Biomethan mit einer CO₂-Minderung von 91 Prozent gegenüber dem einheitlichen Vergleichswert der 38. BImSchV Spitzenreiter unter den Biokraftstoffen im Verkehr.

Darüber hinaus entstehen bei der Verbrennung über 90 Prozent weniger gesundheitsschädigende Feinstaub- und Stickoxidemissionen als bei Diesel. Zudem können durch den Einsatz von CNG und LNG auch die Geräuschemissionen deutlich gesenkt werden – ein Vorteil insbesondere in Innenstädten. Bereits heute könnten durch die Nutzung von 50 Prozent der bestehenden Biomethanmengen als Kraftstoff mehr als 1,3 Millionen Pkw mit einer Laufleistung von jährlich 20.000 km nahezu klimaneutral betrieben werden.³¹

Insbesondere für (Bio-)CNG als Kraftstoff ist eine flächendeckend ausgebaute Tankstelleninfrastruktur in Deutschland bereits vorhanden, die direkt an das Gasnetz angeschlossen ist. Die zunehmende Einspeisung von Wasserstoff in das Netz birgt jedoch Herausforderungen, da die Wasserstoffverträglichkeit von Tankstellentechnik und CNG-Fahrzeugen derzeit noch nicht abschließend geklärt ist. Im Moment geben die europäische Kraftstoffnorm DIN EN 16723-2 und die deutsche Norm DIN 51624 eine Beschränkung des H₂-Anteils im CNG auf 2 Prozent vor. Diese Beschränkung findet sich auch im aktuellen DVGW-Regelwerk wieder. Eine erhöhte H₂-Beimischung im Verteilnetz sollte sich in diesen Kraftstoffnormen widerspiegeln, die als Schnittstelle zwischen Infrastruktur und Fahrzeug dienen. Grundsätzlich wird die Wasserstofffestigkeit von Tankstellenkomponenten nicht als dauerhaftes Hemmnis eingeschätzt. An Standorten mit sensibler Technik könnte zukünftig auch Membrantechnik zur Regulierung des H₂-Anteils auf das bislang zulässige Maß eingesetzt werden.

Um den Einsatz von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen in der Mobilität zu fördern, ist es wichtig, ihre Emissionsvorteile auch im ordnungspolitischen Rahmen zu verankern.

Handlungsempfehlungen des BDEW im Verkehrssektor

Märkte und Verwendungssektoren von klimaneutralen Gasen

- » **Berücksichtigung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase bei der nationalen Umsetzung der RED II:**
 - › Erfüllung der Vorgaben der RED II durch eine Weiterentwicklung des bestehenden THG-Quotenhandels für klimaneutrale Gase (unter Beachtung des jeweiligen THG-Fußabdrucks)
 - › Festlegung von Mindestanteilen für fortschrittliche Kraftstoffe, die die Quote für Mindestvorgaben für fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne von Anhang IX Teil A der RED II integriert und in ihren Anforderungen übertrifft. Die Differenz zu dem Mindestanteil, der über die europäischen Anforderungen hinausgeht, soll auch durch fortschrittliche Kraftstoffe im Sinne von § 2 Abs. 6 38. BImSchV erbracht werden können, die nicht in Anhang IX Teil A RED II anerkannt sind, z. B. erneuerbarer Wasserstoff.
- » **Schaffung weiterer Optionen der Anrechnung klimaneutraler Gase:**
 - › Ergänzung des Tank-to-Wheel-Ansatzes in der EU-Flottenemissionsverordnung und bei der Clean Vehicles Directive um einen Technologiebonus. Damit erhalten Hersteller, die CNG-Fahrzeuge in den Verkehr bringen, durch Berücksichtigung des Emissionsminderungspotenzials von Biomethan und SNG einen Bonus bei der Ermittlung ihres CO₂-Flottendurchschnittswertes.
 - › Fortführung des geltenden ermäßigten Energiesteuersatzes für Erdgas als Kraftstoff über das Jahr 2024 hinaus bis zu einer Berücksichtigung und Differenzierung der Treibhausgasemissionen von Kraftstoffen in der Energiesteuer.
- › Berücksichtigung und Differenzierung der Treibhausgasemissionen von Kraftstoffen in der Energiesteuer, um die CO₂-Senkungspotenziale erneuerbarer und dekarbonisierter Gase zu verdeutlichen. Dabei sind Wechselwirkungen mit der CO₂-Bepreisung im Non-ETS-Bereich zu berücksichtigen.
- › Prozessuale Erleichterungen bei der Definition, Zertifizierung, bilanziellen Teilung und Anrechenbarkeit auch beim direkten Einsatz erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Verkehrssektor.
- » **H₂-Readiness der CNG-Tankstelleninfrastruktur:**
 - › Prüfung der Anpassung der europäischen Kraftstoffnorm für CNG auf 20 Prozent Wasserstoff (DIN EN 16723-2), um entsprechende Anpassung von Fahrzeugen und Infrastruktur auszulösen.
 - › Förderung von F&E im Bereich von Aufbereitungsverfahren speziell für die H₂-Abscheidung, z. B. durch Membrantechnologien
- » **Förderung der Nachfrage:**
 - › Fortführung der Anschaffungsförderung für Schwerlastverkehr-Fahrzeuge mit alternativen Antrieben
 - › Steuerprivilegien für CNG- und Brennstoffzellen-Fahrzeuge als Firmenfahrzeuge analog zu Elektro-/Hybridfahrzeugen
 - › Einbeziehung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase in Ausschreibungen im Öffentlichen Personennahverkehr und im Schienenpersonennahverkehr (ÖPNV und SPNV)

// 05

**Die Roadmap Gas:
Pfade für die
Nutzung
klimaneutraler
Gase**

Integration klimaneutraler Gase in das Energiesystem

Bei der Erarbeitung eines Entwicklungspfades für klimaneutrale Gase sind ökologische und ökonomische Kriterien sowie weitere limitierende Faktoren zu berücksichtigen. Klimaneutrale Gase weisen je nach Erzeugungspfad unterschiedliche Eigenschaften hinsichtlich ihrer Emissionen, Kosten und Mengenpotenziale auf, was eine differenzierte Betrachtung erfordert.

Das Zusammenspiel und die Entscheidungsrelevanz ökonomischer und ökologischer Kriterien für eine marktgerechte und klimafreundliche Integration von klimaneutralen Gasen in das deutsche Energiesystem der Zukunft werden nachfolgend in einer zusammenfassenden Analyse dargestellt.

THG-Wirkung und Kosteneffizienz von klimaneutralen Gasen

Eine Betrachtung der THG-Wirksamkeit als Schlüsselkriterium zeigt eindeutig, dass bei Berücksichtigung der derzeitigen CO₂-Werte alle Erzeugungspfade für klimaneutrale Gase erhebliche Beiträge zu einer klimaneutralen Energieversorgung in Deutschland leisten können.³² Die THG-Reduktionspotenziale der einzelnen Erzeugungspfade werden absehbar in den nächsten Jahren ansteigen, wenn weitere Effizienzsteigerungen bei Herstellung, Verarbeitung und Transport von klimaneutralen Gasen umgesetzt werden.

Effizienzsteigerung können beispielsweise durch Skaleneffekte, technologische Entwicklungen oder die Reduzierung von THG-Emissionen in der Vorkette wie der Landwirtschaft realisiert werden. Einen weiteren Beitrag können Negativemissionen durch Abscheidung und Nutzung oder Speicherung von CO₂ im Biomechanpfad liefern.

Entscheidend für die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz der THG-Vermeidung durch klimaneutrale Gase ist die Frage, wie viel eine vermiedene Tonne CO₂-Äquivalent tatsächlich kostet und wie viel sie kosten „darf“. Als Vergleichsmaßstab eignen sich beispielsweise Prognosewerte für den Zertifikatspreis im EU-ETS und im Non-ETS. Trotz der spezifischen Mehrkosten für die Erzeugungspfade klimaneutraler Gase gegenüber Erdgas³³ sind Investitionen in diesem Rahmen als volkswirtschaftlich effizient zu rechtfertigen.

Bei der Betrachtung der einzelnen Pfade zeigt sich, dass für die Wasserstoffherzeugung insbesondere in den nächsten Jahren der Abscheidungspfad, d. h. die Erzeugung von dekarbonisiertem Wasserstoff voraussichtlich die geringsten Kosten verursacht und daher geeignet ist, die notwendigen Mengen für den Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft zu generieren.

Wasserstoff aus dem Power-to-Gas-Verfahren bietet großes Potenzial zur kontinuierlichen Kostensenkung. Daher ist ein zügiger Ausbau der Erzeugungskapazität bei gleichzeitigem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ebenfalls bereits heute sinnvoll.

Insgesamt lässt sich prognostizieren, dass die Kosten der Erzeugung und Nutzung klimaneutraler Gase noch deutlich fallen werden. Dies setzt jedoch neben einer technologischen Weiterentwicklung auch eine rechtzeitige Hochskalierung von Anlagengrößen sowie Kostensenkungen durch Skaleneffekte, also einen Markthochlauf, voraus.

Vollständige Deckung des Gasbedarfs durch klimaneutrale Gase

Bei der Betrachtung des Kriteriums der Durchführbarkeit müssen die Mengenpotenziale klimaneutraler Gase beachtet werden. Grundsätzlich kann der bestehende Gasbedarf komplett durch klimaneutrale Gase ersetzt werden. Potenzial-„Grenzen“ sind daher entweder vorübergehender, politisch-gesellschaftlicher oder schlussendlich wirtschaftlicher Natur. Dennoch lohnt sich ein Blick auf derartige begrenzende Faktoren, um zu einem praktikablen Transformationspfad zu kommen. Die Potenziale für die Erzeugung klimaneutraler Gase wurden in Kapitel 3 bereits beschrieben.

Der BDEW geht davon aus, dass diese Gase den gesamten Gasbedarf in Deutschland langfristig decken können. Dafür wird über die Erzeugung in Deutschland hinaus zusätzlich der Import klimaneutraler Gase notwendig sein.

Die Versorgung der Verbraucher wäre im Wesentlichen mittels der heutigen, auf Erdgas ausgerichteten Gasinfrastruktur möglich. Die dafür notwendigen Entwicklungsschritte und Anpassungen der Infrastruktur wurden ebenfalls im vorangegangenen Kapitel dargestellt.

Der Entwicklungspfad für die Nutzung von klimaneutralen Gasen ist unter anderem von der Gewichtung der beschriebenen Kriterien abhängig. Während des Markthochlaufs werden klimaneutrale Gase im Wett-

bewerb stehen, wobei die jeweilige THG-Intensität zu berücksichtigen ist. Dadurch können sich im Verlauf durch den Markt auch volkswirtschaftlich günstigere Pfade ergeben. Darum zielen die in der Roadmap vorgeschlagenen Maßnahmen auf einen möglichst marktgetriebenen sowie technologie- und anwendungsorientierten Ansatz ab.

Aufgrund des notwendigen Markthochlaufs und aktuell bestehender technischer Restriktionen wird die Umstellung des Gassystems auf klimaneutrale Gase in Deutschland in Phasen verlaufen, die in der folgenden Abbildung 8 visualisiert werden. Dabei sind auch regionale Unterschiede möglich, da das Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Infrastruktur und Anwendungen lokal unterschiedliche Anforderungen stellt.

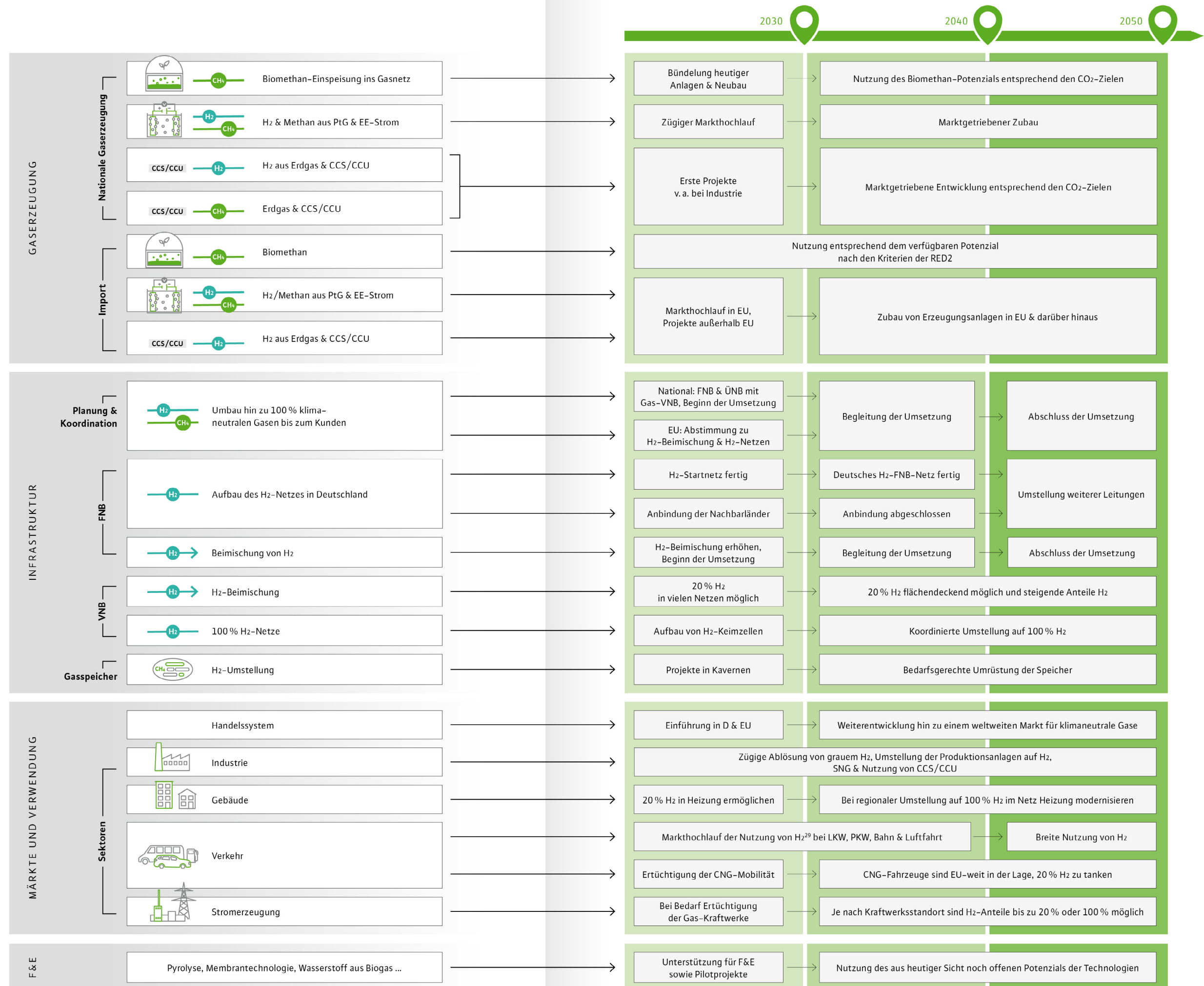
Handlungsempfehlungen des BDEW

Eckpunkte für die Entwicklungspfade klimaneutraler Gase

Aus Sicht des BDEW ergeben sich für die Entwicklungspfade klimaneutraler Gase diese grundlegenden Eckpunkte:

- » Das vorhandene nachhaltige Biomethanpotenzial sollte entsprechend den deutschen CO₂-Minderungszielen ausgenutzt werden. Das dabei entstehende CO₂ kann in vielfältiger Weise eingesetzt werden, wodurch Synergieeffekte hervorgerufen werden können.
- » Für erneuerbaren Wasserstoff aus dem Power-to-Gas-Verfahren ist ein Einstieg in die Produktion im größeren Maßstab bis 2030 notwendig, um die notwendige Kostendegression zu erzielen.
- » Dekarbonisierter Wasserstoff bietet die Möglichkeit, erneuerbaren Wasserstoff gerade in der Phase des Markthochlaufs zu unterstützen und schnell größere Mengen verfügbar zu machen, die für eine Umstellung der Infrastruktur und von Anwendungstechnologien, insbesondere in der Industrie, notwendig sind.
- » Der Import klimaneutraler Gase sollte bereits heute vorbereitet werden, so dass mittel- und langfristig ausreichende Mengen verfügbar sind, wenn die Nachfrage die heimischen Erzeugungspotenziale übersteigt.
- » Das Ziel, die Klimaneutralität zu erreichen, sollte mit mehr und mehr wachsenden Anteilen erneuerbarer Gase erreicht werden. Bis 2050 können diese den weit überwiegenden Anteil der eingesetzten Gase ausmachen.

Abbildung 8:
Phasenmodell für
eine Trans-
formation des
Gassystems



Quelle: BDEW 2020

Aus den dargestellten Phasen kann sich für den Einsatz klimaneutraler Gase in Deutschland ein Entwicklungspfad ergeben, den sich Wasserstoff und Methan teilen. Ein bis ins Jahr 2050 reichender Transformationspfad ist jedoch naturgemäß abhängig von vielen Entscheidungen und Wechselwirkungen, die aus heutiger Perspektive nicht vollständig überblickt werden können. Die Umsetzung eines solchen Transformationspfades hängt im Wesentlichen davon ab, welchen tatsächlichen Beitrag die einzelnen Technologiepfade zur Minderung der THG-Emissionen leisten können. Zudem wird die Pfadentwicklung sehr stark von politischen Entscheidungen und weiteren technischen Innovationen beeinflusst.

Zielbild: 100 Prozent klimaneutrale Gase

Für die umfassende Dekarbonisierung aller Sektoren ist es zwingend erforderlich, dass bis zum Jahr 2050 die Gasversorgung vollständig auf klimaneutrale und dabei möglichst weitgehend auf erneuerbare Gase umgestellt wird. Die Energiewirtschaft in ihrer gesamten Wertschöpfungsbreite möchte diesen Prozess aktiv mitgestalten und sieht sich in einer Schlüsselrolle, um die gewaltigen Potenziale zu heben. Die vorliegende Roadmap führt aus, welche Möglichkeiten, aber auch welche Herausforderungen dabei entlang der Wertschöpfungskette bestehen. Sie zeigt, dass alle klimaneutralen Gase einen wertvollen Beitrag zur Senkung der THG-Emissionen leisten. Dabei bieten diese Gase den Vorteil eines klimaneutralen Beitrags zur Versorgungssicherheit, insbesondere in der Stromerzeugung. Gleichzeitig tragen sie zur Dekarbonisierung in allen Anwendungssektoren bei.

Entscheidend für den Einsatz von klimaneutralen Gasen sollten immer die Treibhausgasreduzierung und Treibhausgasvermeidungskosten sein. Eine reine Wirkungsgradbetrachtung von Technologien greift also zu kurz. Vielmehr sind sie in einer systemischen und volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung zu bewerten. Zentrale politische Aufgabe ist es, europäische und nationale regulatorische Rahmen an diesen beiden Kriterien auszurichten und diese möglichst breit auszugestalten, so dass ausreichend Mengenpotenziale zur Verfügung stehen und anwendungsoffen genutzt werden können.

Um die notwendigen Mengen klimaneutraler Gase zu generieren und den EU-Green-Deal wie angekündigt umzusetzen, ist ein sofortiger Einstieg in die Erzeugung erforderlich. Diese Roadmap zeigt auf, wie eine Entwicklung hin zur umfangreichen Erzeugung und Nutzung von klimaneutralen Gasen gestaltet werden kann und welche Rahmenbedingungen dafür gesetzt werden sollten. Viele der im BDEW vertretenen Unternehmen stehen bereit, den Weg der klimaneutralen Gase zu beschreiten – Technologie und Know-how sind vorhanden.

Es ist an der Politik, die Rahmenbedingungen zeitnah zu gestalten, um die notwendigen Prozesse und Entwicklungen anzustoßen und zu beschleunigen. Nur so kann bereits bis zum Jahr 2030 ein wesentlicher Beitrag der Gaswirtschaft zur Erreichung der Klimaziele ermöglicht werden. Diese Entwicklungsschritte sind darüber hinaus essenziell, um die Zielerreichung im Jahr 2050 zu ermöglichen. Aus Sicht des BDEW sind die Abschaffung von Hemmnissen und die Schaffung von marktwirtschaftlichen Anreizen die Basis für den sektorenübergreifenden und anwendungsoffenen Einsatz von klimaneutralen Gasen. Diese sollten eine Priorität bei der Setzung der Rahmenbedingungen erhalten.

Die Umsetzung aller beschriebenen Maßnahmen und Transformationsprozesse erfordert begleitende Dialogprozesse der beteiligten Stakeholder, an denen sich der BDEW gerne beteiligt. Der BDEW schlägt vor, bestehende Dialogprozesse weiterzuentwickeln, um Fragen der Umsetzung mit den jeweils relevanten Ansprechpartnern zu erörtern und zu klären. Dies können auf nationaler Ebene beispielsweise Formate wie der „Dialogprozess Gas 2030“ oder bereits etablierte Prozesse wie die Szenarienplanung für die Netzentwicklungspläne Strom und Gas sein.

Auf internationaler Ebene bieten sich multilaterale Plattformen an, z. B. die Nordsee-Kooperationen oder das Pentilaterale Energieforum. Dabei sollten Stakeholder aller Technologie-, Anwendungs- und Marktfelder und der dazugehörigen Nutzer- und Kundengruppen vertreten sein. Nur so kann eine möglichst hohe Akzeptanz in der Bevölkerung erreicht werden, die für die Transformationsprozesse der Gaswirtschaft innerhalb der Energiewende notwendig ist.

Ziel des BDEW ist, den Umbau der Gasversorgung entlang der gesamten Wertschöpfungskette auf 100 Prozent klimaneutrale Gase gemeinsam mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft aktiv und konstruktiv voranzutreiben.

Erläuterungen

- 1 Beispiele hierfür sind Biogas und Biomethan, Wasserstoff und Methan, aus erneuerbarem Strom hergestellt, sowie Wasserstoff, der aus Erdgas mit Hilfe der Abscheidung von Kohlenstoff bzw. von Kohlenstoffdioxid in Kombination mit Verpressung oder Nutzung gewonnen wird (vgl. BDEW 2019 „Kompendium Grünes Gas“ für eine ausführliche Beschreibung der möglichen Erzeugungspfade S. 6)
- 2 Vgl. BDEW-Broschüre „Mit Gas in die Zukunft. Die Energiewende effizient und bezahlbar gestalten“
- 3 Vgl. BDEW-Positionspapier „EU-Rahmen für erneuerbare und dekarbonisierte Gase“
- 4 Quellenoffenheit bezeichnet die regionale Herkunft (insbesondere Inland/ Ausland).
- 5 Vgl. BDEW 2019: „Kompendium Grünes Gas“ für eine ausführliche Beschreibung der möglichen Erzeugungspfade
- 6 Im Gegensatz zum dekarbonisierten Wasserstoff gehört der sogenannte „graue Wasserstoff“ nicht zu den klimaneutralen Gasen. Wie dekarbonisierter Wasserstoff wird auch grauer Wasserstoff aus fossilen Quellen gewonnen. Allerdings wird für die Gewinnung von grauem Wasserstoff das bei der Dampfreformierung entstehende CO₂ nicht genutzt oder eingelagert, sondern in die Atmosphäre emittiert.
- 7 Vgl. Positionspapier der Gas- und Wasserwirtschaft im BDEW, 2020
- 8 Vgl. Fachverband Biogas 2019: „Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019“
- 9 Vgl. ebenda
- 10 Vgl. DVGW 2018: „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“. Die Zahlenspanne ergibt sich durch Einbeziehung des Potenzials von Energie- und Winterpflanzen.
- 11 Vgl. Weltenergieatlas 2018: „Internationale Aspekte einer PtX-Roadmap“
- 12 Vgl. Acatech 2018: „CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie. Analyse, Handlungsoptionen und Empfehlungen“
- 13 Vgl. ebenda
- 14 Vgl. IOGP 2019: „The potential for CCS and CCU in Europe“
- 15 Muradov, N.; Veziroglu, T. 2008: „„Green“ path from fossil-based to hydrogen economy: An overview of carbon-neutral technologies“, Quelle von 2008
- 16 CEFIC 201: „Cefic Vision on Hydrogen“
- 17 Erdgas kann zu LNG verflüssigt werden, wodurch das Transportvolumen deutlich reduziert wird. Da das Erdgas dadurch nicht mehr nur über Pipelines transportiert werden kann, sorgt LNG für eine weitere Diversifizierung der Importquellen. LNG kann entweder direkt zur Betankung von LKW oder Schiffen genutzt oder regasifiziert und dann wieder ins Gasnetz eingespeist werden. LNG kann auch erneuerbar aus Biomethan oder über das Power-to-Gas-Verfahren hergestellt werden.
- 18 Vgl. IEA 2019: „Future of Hydrogen“
- 19 Hierbei sollten bestehende private Wasserstoffleitungen ausgenommen bleiben, soweit sie nicht zur öffentlichen Energieversorgung bzw. für andere Gase genutzt werden.

Zu beachten und gesetzlich zu klären wären etwaige Wechselwirkungen zu bzw. mit den Verteilernetzen und den daran angeschlossenen Kunden, etwa bei einer Umstellung zu Wasserstoffnetzen. Außerdem sind die Interessen von Erdgaskunden zu berücksichtigen, die weiterhin mit Methan versorgt werden wollen.
- 20 Vgl. BDEW 2020: „BDEW-Eckpunkte Handelssystem für erneuerbare und dekarbonisierte Gase“
- 21 „book & claim-Prinzip“: Physische Ware und Herkunftsnachweise werden getrennt voneinander gehandelt. Die Nachweise stehen dabei für eine genau bestimmbare Menge an erneuerbaren/ dekarbonisierten Gasen, die produziert, aber nicht physisch als zertifizierte Ware weiter gehandelt wird. Ähnlich wie bei Ökostrom wird ein handelbarer Nachweis für die Produzenten ausgestellt, der über ein Bieterverfahren von den Herstellern von Endprodukten ersteigert werden kann.
- 22 Auf nationaler wie auf europäischer Ebene erfolgt seit einigen Jahren die Umstellung der Versorgung und der Marktgebiete von L-Gas (Low calorific gas) mit niedrigem Brennwert auf H-Gas (High calorific gas) mit hohem Brennwert. Der überwiegende Teil Deutschlands wird bereits seit mehreren Jahrzehnten mit H-Gas versorgt. Eine vollumfängliche Umstellung auf H-Gas in Deutschland, die sogenannte Marktraum-Umstellung, soll schrittweise bis 2030 erfolgen.
- 23 Liquid Organic Hydrogen Carrier. Die LOHC-Technologie basiert auf der chemischen Bindung von Wasserstoff an flüssige, organische Trägerflüssigkeiten.
- 24 Vgl. BDEW und DVGW 2018: „Infrastrukturen verbinden – Die Bedeutung der Gasinfrastruktur und von Power-to-Gas für die Energiewende“
- 25 Vgl. Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan 2020 –2030, Stand: Mai 2020
- 26 Vgl. BDEW 2020: „Fakten und Argumente – Entwicklung der Energieversorgung 2019“, Stand: 27.03.2020
- 27 Vgl. <https://powertheeu.eu/>
- 28 Dazu gehören auch Folgeprodukte von Wasserstoff.
- 29 Vgl. BDEW 2020: „Bestandsaufnahme Gasmarkt“ (Stand: Februar 2020, Zahlen vorläufig)
- 30 Vgl. <https://www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/aufbau-wasserstoff-tankstellennetz> (Stand: 29.06.2020)
- 31 Vgl. biogasrat 2019

32 Vgl. exemplarisch für Annahmen für spezifische Emissionen von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen:
Biogas-Pfad: EU-Richtlinie RED II, Anhang 6 für Vorkette
zzgl. verbrennungsbedingte Emissionen für Erdgas zur
Wärmebereitstellung nach UBA 2019 ohne CO₂ i. H. v. 0,53 g
CO₂äq/kWh

PtG-Pfad: Umweltbundesamt 2019: Emissionsbilanz
erneuerbarer Energieträger, gewichtetes Mittel der Emissions-
faktoren für Offshore Wind (2/3) und Onshore Wind (1/3),
Umwandlungseffizienz Strom/Hz 70%

Abscheidungspfad (H₂ dekarbonisiert): CE Delft 2018: Feasibility
Study into blue hydrogen

Abscheidungspfad (Post-comb.): Umweltbundesamt 2019:
Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Emissionsfaktor der
Stromerzeugung Erdgas abzgl. 90% (Abscheiderate) der direkten
CO₂-Emissionen i. H. v. 208 g CO₂/kWh; Wirkungsgradverlust
10%

33 Vgl. exemplarisch für Annahmen zu den Kosten konventioneller
Energieträger:
Erdgas: Internationale Energieagentur: World Energy Outlook
2017 (Szenario Sustainable Development), zitiert nach Dena-
Leitstudie Integrierte Energiewende 2017

Für Annahmen zu den Kosten erneuerbarer und dekarbonisierter
Gase:
Biogas-Pfad: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2016:
Leitfaden Biogas (heutige Kosten)
Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende 2017 (Annahme
konstanter Investitionskosten über die Zeit)

PtG-Pfad: Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Frontier
Economics 2018: Die zukünftigen Kosten strombasierter
Brennstoffe

Abscheidungspfad (H₂ dekarbonisiert): Navigant 2019: Gas
for Climate, in Verbindung mit IEA 2017 (Szenario Sustainable
Development) für Annahme Erdgaspreis

Abscheidungspfad (Post-comb.): Prognos, Boston Consulting
Group 2019: Klimapfade für Deutschland (beauftragt
durch BDI; gew. Mittel für Raffinerien, Stahlproduktion,
Ammoniakherstellung)

Herausgeber

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

Telefon +49 30 300199-0
Telefax +49 30 300199-3900
E-Mail info@bdew.de
www.bdew.de

Ansprechpartner BDEW

Ilka Gitzbrecht
Abteilungsleiterin Vertrieb, Versorgungssicherheit
und gasspezifische Fragen
Telefon +49 30 300199-1250
E-Mail ilka.gitzbrecht@bdew.de

Maria Noack
Fachgebietsleiterin Power-to-Gas,
Wasserstoff und Gasmobilität
Telefon +49 30 300199-1363
E-Mail maria.noack@bdew.de

Layout und Satz

EKS – DIE AGENTUR
Energie Kommunikation Services GmbH
www.eks-agentur.de

Stand: Juni 2020

