

Eine Industrie-Roadmap für den Einsatz klimafreundlicher Gase

Im Rahmen des Dialogprozesses „Gas 2030“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

12. Juli 2019

Executive Summary

Mit der Vollendung des Kernenergieausstiegs und dem geplanten Kohleausstieg bekommt neben den erneuerbaren Energien vor allem Erdgas eine entscheidende Bedeutung für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Mit Blick auf die Klimaziele 2050 wird allerdings der schrittweise Ersatz von fossilem Erdgas durch grüne, klimafreundliche Gase erforderlich sein. Für dieses Ziel und den Weg dahin sollte eine nationale Gas-/Wasserstoffstrategie entwickelt werden, um die Planungssicherheit für die Marktakteure zu gewährleisten.

Die Industrie-Roadmap ist der Beitrag des BDI zur Diskussion über die nationale Gasstrategie. Die Roadmap stellt den aus der Sicht des BDI kosteneffizientesten Pfad für die Markteinführung klimafreundlicher Gase dar. Zwei Ziele stehen im Fokus: Die Erreichung der Klimaziele in Deutschland und die Erschließung neuer industriepolitischer Potenziale. Die Roadmap setzt folgende Schwerpunkte:

- **Für die Markteinführung klimafreundlicher Gase eine Fokussierung auf Industrie- und Verkehrssektor vornehmen**, um bereits kurzfristig eine wettbewerbsfähige Technologieentwicklung und die erforderlichen Kostenreduktionen zu erzielen. Eine flächendeckende Beimischungsquote klimafreundlicher Gase, insbesondere Wasserstoffs, ist dagegen für den Beginn der Markteinführung wenig geeignet.
- **Zu Beginn der Markteinführung sollte auf lokale Lösungen zur Wasserstoffherzeugung und bestehende Wasserstoffinseln zurückgegriffen werden**, die über Umwidmung der bestehenden Gasinfrastruktur erweitert werden können. Im nächsten Schritt muss ein EU-weites Marktdesign entwickelt werden, da sich nationale Änderungen der Gaszusammensetzung im europäischen Energiebinnenmarkt auf die Nachbarstaaten auswirken werden.
- **Sowohl die einheimische Erzeugung als auch der Import von klimafreundlichen Gasen und wasserstoffbasierten flüssigen Kraftstoffen werden künftig notwendig sein**. Daher bedarf es bereits jetzt erster Konzepte, um hierfür Importpartnerschaften zu vereinbaren.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	1
Dialogprozess Gas 2030	3
Begriff „grüne, klimafreundliche Gase“	3
1. Klimafreundliche Gase: Klimabeitrag und industriepolitische Bedeutung.....	4
2. Warum eine Roadmap?.....	7
3. Eine Industrie-Roadmap für den Einsatz klimafreundlicher Gase in Deutschland	11
3.1. Phase 1	13
3.1.1. Anwendung: H2-First-Movers	13
3.1.2. Gasnetzinfrastruktur: No-Regret-Maßnahmen und Evaluierung Infrastrukturszenarien	19
3.1.3. Technische Aspekte der Infrastruktur	23
3.1.4. Dargebot: Grundlagen einer Doppelstrategie schaffen	24
3.2. Phase 2	25
3.2.1. Anwendung: H2-Widening.....	25
3.2.2. Gasnetzinfrastruktur	27
3.2.3. Dargebot: Durchführung erster Demonstrationsprojekte zum internationalen PtX-Import und Ausbau innerdeutscher Kapazitäten	27
3.3. Post-2030.....	28
Abschließende Bemerkung.....	30
Impressum	31

Dialogprozess Gas 2030

Der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Beteiligung am Dialogprozess Gas 2030 eingeladen. Der BDI war in allen Unterarbeitsgruppen der Arbeitsgruppe 2 Verwendung vertreten und beteiligte sich an den Sitzungen der Arbeitsgruppe 1 Erzeugung.

Für eine effektive Begleitung dieses wichtigen Vorhabens der Bundesregierung hat der BDI eine interne Arbeitsgruppe gebildet, die sowohl Vertreter der Erzeugungs- als auch der Verwendungsseite zusammenbringt. Dieses Papier stellt das Arbeitsergebnis in dieser Gruppe dar, das von den Ausschüssen des BDI ebenfalls getragen wird.

Begriff „grüne, klimafreundliche Gase“

Die Nutzung des Begriffs „grüne, klimafreundliche Gase“ in diesem Papier entspricht der vorläufigen Klassifizierung vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) und umfasst sowohl die „erneuerbaren“ als auch die „(teil-)dekarbonisierten Gase“. Zu den „erneuerbaren Gasen“ gehören dabei Biogas, erneuerbarer Wasserstoff, Biomethan und erneuerbares Synthesegas. Der aus dem Pyrolyseprozess gewonnene Wasserstoff sowie der Wasserstoff aus der Erdgasreformierung mit Abscheidung und Speicherung und/oder Nutzung von freigesetzten CO₂-Emissionen (CCS/CCU) zählen zu den „(teil-)dekarbonisierten Gasen“.

1. Klimafreundliche Gase: Klimabeitrag und industriepolitische Bedeutung

Mit der Vollendung des Kernenergieausstiegs und den geplanten Kohlekraftwerksschließungen steht das deutsche Energiesystem vor einer großen Herausforderung. Durch einen schrittweisen Wegfall zweier wichtiger Säulen der Energieversorgung bekommt neben den erneuerbaren Energien vor allem Erdgas und somit die Gasinfrastruktur eine entscheidende Bedeutung für den Erhalt der Versorgungssicherheit und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Energiepreise in Deutschland. Wie schnell kann und soll das Gas unter diesen Voraussetzungen vor dem Hintergrund der Klimaziele der Bundesregierung klimaneutral werden?

Die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“¹ hat gezeigt, dass eine CO₂-Reduktion von 80 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 ohne den Einsatz von Power-to-X- (PtX) und Carbon Capture and Storage- (CCS) Technologien erreichbar ist. Dabei ist das Erdgas im 80-Prozent- und bis 2040 auch im 95-Prozent-Pfad eine tragende Säule der Strom- und Wärmeversorgung und ist nicht bzw. nur schwer ersetzbar in industriellen Hochtemperaturprozessen sowie in verschiedenen chemischen Produktionsverfahren. Eine weitere Erhöhung des Ambitionsniveaus der CO₂-Reduktion bis auf 95 Prozent bzw. auf „80 Prozent + X“ macht allerdings die Implementierung von PtX- und CCS-Technologien erforderlich.

Die modellierten Klimapfade sind kostenoptimiert auf die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2050. Wird die Erreichung des nationalen Sektorziels der Bundesregierung für den Verkehr im Jahr 2030 ernsthaft angestrebt, vergrößert sich die Notwendigkeit von erneuerbaren Energieträgern bereits zu einem früheren Zeitpunkt. Laut der Zusatzanalyse „Klimapfade Verkehr 2030“² zur BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ werden in Deutschland 190 PJ PtX³ Produkte und 105 bis 194 PJ Biomethan benötigt, um eine CO₂-Reduktion von 40 Prozent im Verkehr bis 2030 ggü. 1990 zu erreichen. Auch zur Erreichung des Sektorziels 2030 in der Industrie werden ambitionierte Maßnahmen bereits frühzeitig notwendig sein.

Bei einer internationalen Betrachtung lassen sich neben dem zu erwartenden Klimabeitrag mehr Treiber hinter der Entwicklung von PtX-Technologien bzw. wasserstoffbasierten Energiekonzepten feststellen. Nach Japan, das bereits 2017 seine Wasserstoffstrategie⁴ vorgestellt hat, arbeiten nun auch China, Großbritannien, Frankreich, Niederlande, Österreich an vergleichbaren Konzepten und/oder an der Implementierung erster Demonstrationsprojekte zum internationalen Transport und zur Nutzung von Wasserstoff. Für Japan und China sind es vor allem die Versorgungssicherheit sowie die Entwicklung einer Technologieführerschaft, welche die Technologieentwicklung auf diesem Gebiet vorantreiben.

Es entsteht also ein neuartiger Markt mit neuen Exportchancen auch für die deutsche Industrie. „Neuartig“, da es einen Markt von Systemen darstellt, der von einer hohen Komplexität und Individualität einzelner Lösungen gekennzeichnet ist. So kann die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen erst dann erfolgen, wenn eine grundlegende Tankinfrastruktur für Wasserstoff vorhanden ist. Eine PtX-Innovation wird erst im erforderlichen Gesamtsystem zum erfolgreichen Produkt.

¹ BDI (2018). Klimapfade für Deutschland.

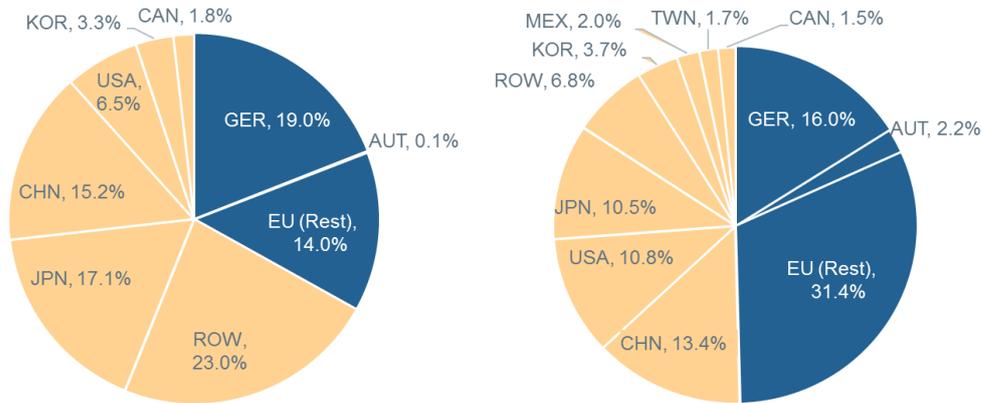
² BDI (2019). Analyse der Klimapfade Verkehr 2030.

³ Von 190 PJ E-Fuels werden 140 PJ im nationalen Verkehr und 50 PJ für internationalen Luftverkehr eingesetzt.

⁴ METI (2017). Basic Hydrogen Strategy.

Die Stärke deutscher Hersteller bei der Entwicklung von systemischen Konzepten ist einer der Faktoren, der den derzeitigen hohen Weltmarktanteil von knapp 20 Prozent bei PtX-Technologien erklärt⁵. Für den Erhalt und eine Ausweitung dieses Marktanteils ist vor dem Hintergrund der genannten internationalen Aktivitäten eine strategische Technologieentwicklung in Deutschland notwendig.

Marktanteil deutscher und europäischer Unternehmen in der Herstellung von Elektrolyse-Anlagen (links) und anderer PtX-Technologien (rechts) im Jahr 2016



Quelle: Frontier Economics & IW 2018



Der derzeitige Anteil von erneuerbaren Energien von (nur) 14 Prozent am Primärenergieverbrauch lässt im Hinblick auf aktuelle Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz auf einen wesentlichen Bedarf an klimafreundlichen Gasen und wasserstoffbasierten Kraftstoffen in allen Wirtschaftsbereichen schließen. Dies deutet zugleich darauf hin, dass auch die bestehende Gas- und Ölinfrastruktur künftig notwendig sein wird. Dieser Bedarf kann allerdings nicht alleine aus den einheimischen Potenzialen von erneuerbaren Energien gedeckt werden. So schätzt der DVGW das Gesamtpotenzial der „erneuerbaren Gase“⁶ im Jahr 2050 in Deutschland auf zwischen 214 und 414 TWh ein. Zum Vergleich beträgt der Gasverbrauch in Deutschland heute rund 900 TWh⁷. Selbst bei noch zu erschließenden Energieeffizienzpotenzialen gilt es, eine nicht unerhebliche Lücke zu schließen. Daher bedarf es voraussichtlich neben einer großskaligen Implementierung grüner PtX-Konzepte in Deutschland auch der Etablierung von internationalen Partnerschaften zum Import klimafreundlicher Gase (darunter auch blauen Wasserstoffs) und einer ernsthaften Auseinandersetzung mit alternativen Verfahren zur Wasserstoffherzeugung wie der Methanpyrolyse⁸.

⁵ Frontier Economics & IW (2018). Synthetische Energieträger – Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel. Eine Untersuchung der Marktpotenziale, Investitions- und Beschäftigungseffekte. 24. September 2018.

⁶ Der Begriff beinhaltet PtG, Winterpflanzen, Energiepflanzen, Biomethan.

⁷ Destatis (2019). Primärenergieverbrauch 2017.

⁸ Hierbei wird Methan in Graphit und Wasserstoff aufgespalten. Unter der Voraussetzung einer regenerativen Erzeugung der zugeführten Energie ist das Verfahren – auch bei Einsatz fossilen Methans – treibhausgasneutral. Da der spezifische Energieeinsatz im Vergleich zur Wasserelektrolyse geringer ist, stellt die Methanpyrolyse ein perspektivisch interessantes Verfahren dar.

Im Hinblick auf die genannten nationalen und internationalen Rahmenbedingungen muss der Einsatz klimafreundlicher Gase aus Sicht des BDI in den Bereichen beginnen, in denen es mittel- bis langfristig einen signifikanten klimapolitischen Hebel hat, zugleich aber bereits kurzfristig den größten Schub für die Technologieentwicklung geben kann. Dabei stellt der Einsatz klimafreundlicher Gase und flüssiger Energieträger neben der Energieeffizienz und dem Ausbau von erneuerbaren Energien die dritte Säule der Energiewende dar.

Dieses Papier verfolgt das Ziel, eine Roadmap zur Diskussion zu stellen, die diese zwei Ziele – die Erreichung der Klimaziele in Deutschland und die Erschließung neuer industriepolitischer Potenziale – miteinander vereint. Die Roadmap hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit – sie kann sukzessive um weitere Nutzungsbereiche von klimafreundlichen Gasen ergänzt werden.

2. Warum eine Roadmap?

Im Jahr 2018 deckten die erneuerbaren Energien 38 Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland ab. Dieser Wert wurde über die Jahre sukzessive erreicht. Die kurzzeitig schwankende Zusammensetzung des Strommixes aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern war und ist dabei für den Großteil der Endkunden in Deutschland nicht sichtbar und hat keine physikalischen Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromhandel im europäischen Strombinnenmarkt⁹. Ein Elektron bleibt in seinen Eigenschaften unverändert, ob erneuerbar oder fossil erzeugt.

Mit Blick auf die Klimaziele 2050 wird der schrittweise Ersatz von fossilem Erdgas durch grüne, klimafreundliche Gase erforderlich sein. Dieses langfristige Ziel und der Weg dahin sollten in einer nationalen Gasstrategie aufgezeigt werden. Der Prozess einer CO₂-Minderung bei den Gasen hat dennoch mehr Dimensionen als der im Stromsektor, u. a. aufgrund von unterschiedlichen Eigenschaften klimafreundlicher Gase und der daraus resultierenden Infrastruktur- und Verbrauchieranforderungen. Es stellt sich darüber hinaus die Frage nach volkswirtschaftlichen Vor- und Nachteilen verschiedener Infrastrukturentwicklungsszenarien und damit einhergehend den Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff, synthetischem Methan und Biomethan im künftigen System (Marktdesign) sowie dem effektiven Weg der Markteinführung. Die Flexibilität des Gassystems macht es dabei möglich, den Markthochlauf vor allem in den Anwendungsgebieten mit der höchsten Zahlungsbereitschaft zu gestalten.

Ein sektorenübergreifender Zielwert nach Vorbild des Stromsektors kann daher insbesondere in der Markteinführungsphase der beschriebenen Komplexität nicht Rechnung tragen (auch wenn es zu einem späteren Stadium eine sinnvolle Maßnahme darstellen könnte). Dies macht eine Roadmap für die Markteinführung klimafreundlicher Gase erforderlich.

Für den Beginn der Markteinführung ist eine flächendeckende Beimischungsquote klimafreundlicher Gase, insbesondere Wasserstoffs, wenig geeignet.

Es besteht eine Reihe an Möglichkeiten, um das Gas „grüner“ zu gestalten, die jeweils mit Vor- und Nachteilen verbunden sind. Solange das „grüne Molekül“ der chemischen Formel von Methan (CH₄) entspricht, gestaltet sich eine flächendeckende Beimischung solcher klimafreundlichen Gase sowohl auf der Verbraucherseite als auch unter der Berücksichtigung der Anbindung des deutschen Gasnetzes an die europäischen Nachbarn unproblematisch. Die limitierenden Faktoren liegen auf Seiten der Erzeugung und sind hierbei die derzeit noch geringen Effizienzgrade und hohen Kosten (synthetisches Methan) sowie die Konkurrenz in Ressourcennutzung zwischen den verschiedenen Anwendungssektoren (Biomethan).

Eine Alternative bietet die direkte Beimischung von „grünem“¹⁰ oder „blauem“¹¹ Wasserstoff. Ein großer Vorteil der direkten Beimischung von Wasserstoff ist im Vergleich zum synthetischen Methan der höhere Wirkungsgrad und die niedrigeren Produktionskosten. Ein „Gasmix“ aus CH₄ und H₂ stellt allerdings in unterschiedlichen Mischungsverhältnissen jeweils einen anderen Brennstoff mit entsprechend abweichenden Eigenschaften im Verbrennungsprozess dar, was eine Herausforderung für die Endkunden sowohl in Deutschland als auch in der EU darstellt. Ohne technologische Anpassungen

⁹ Nichtsdestotrotz hat die Stromversorgungsqualität (u. a. Spannungs- und Frequenzstabilität) aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien abgenommen.

¹⁰ Hergestellt im Prozess der Elektrolyse mit erneuerbar erzeugtem Strom.

¹¹ Gewonnen im Prozess der Erdgasreformierung. Das freigesetzte CO₂ wird unterirdisch gespeichert (Carbon Capture and Storage) oder in einem anderen Prozess verwendet (Carbon Capture and Usage).

können Industrieprozesse durch Wasserstoffanteile im Erdgas beeinträchtigt werden und infolgedessen Sicherheitsabschaltungen von Produktionsanlagen auslösen.

Eine Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz kann daher angesichts der genannten technischen Einschränkungen kurz- bis mittelfristig nur in dem Umfang erfolgen, in dem sensible Anlagen nicht beeinträchtigt werden (z. T. maximal bis zu 1,5 - 2 Prozent) bzw. nur punktuell in den Netzgebieten erfolgen, in denen keine sensiblen Anlagen angeschlossen sind (siehe Exkurs S. 11). Zur Ermöglichung einer flächendeckenden Beimischung wären hingegen bereits kurzfristig kapitalintensive Anpassungen bei den Verbrauchern notwendig, z. T. mit Technologien, die derzeit noch im Forschungs- bzw. frühen Erprobungsstadium sind (Membrantechnik). Schließlich führt eine flächendeckende Beimischung zur Steigerung der Energiekosten für alle Verbraucher, unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft.

Daher ist eine flächendeckende Beimischungsquote von klimafreundlichen Gasen, insbesondere Wasserstoff, aus Sicht des BDI für den Beginn einer Markteinführung wenig geeignet.

Für die Markteinführung klimafreundlicher Gase eine Fokussierung auf Industrie- und Verkehrssektor vornehmen.

Durch Fokussierung auf die Anwendungsgebiete mit starkem technologischen Hebel im Industrie- und Verkehrssektor können eine wettbewerbsfähige Technologieentwicklung und damit einhergehend die erforderlichen Kostenreduktionen bereits kurzfristig sichergestellt werden, ohne dass ein gesamtsystemischer Einfluss verursacht wird. Insbesondere können einzelne Industriestandorte mit großem Bedarf an zur stofflichen Verwendung vorgesehenem Wasserstoff eine direkte Abnahme sicherstellen, wobei gleichzeitig Infrastrukturanpassungen nur in begrenztem Umfang erforderlich sind. Die hierbei erzielten Reduktionen der Wasserstoffgestehungskosten sollen im nächsten Schritt die Markteinführung klimafreundlicher Gase in anderen Sektoren unterstützen. Dies gilt insbesondere für die Wärmewende im Gebäudesektor, wo bereits im heutigen Gebäudebestand Wasserstoffbeimischungen von bis zu 10 Prozent (Volumen) technisch möglich sind.

Zudem kann der Markthochlauf in den identifizierten Anwendungsgebieten dieser Roadmap zum Teil durch die derzeit anstehenden regulatorischen Anpassungen angereizt werden (RED II, EU Review Prozesse Flottenemissionsgrenzwerte). So kann die Kosteneffektivität des Markthochlaufs erhöht werden, da insbesondere zu Beginn der Roadmap gezielt die Bereiche mit der höchsten Zahlungsbereitschaft adressiert werden.

Investitionen in die Infrastruktur mit einer Roadmap intelligent gestalten.

Der Einsatz klimafreundlicher Gase erfordert Investitionen sowohl auf der Infrastruktur- und der Erzeugungs- als auch auf der Verbraucherseite, die dennoch im Vergleich zu den Kosten einer Vollelektrifizierung volkswirtschaftlich sinnvoll sind¹². Dies beruht u. a. auf dem Effekt, dass bestehende Gasinfrastrukturen weiter genutzt bzw. umgewidmet werden können.

Die in diesem Papier dargestellten Roadmaps stellen einen Pfad zur Synchronisierung der Maßnahmen auf der Infrastruktur-, der Produktions- und Verbraucherseite dar, wodurch Planungs- und Investitionssicherheit sowohl für die Infrastrukturbetreiber als auch für die industriellen und privaten Verbraucher geschaffen werden kann.

¹² Vgl. Dena (2018). Dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“.

Bei der Erarbeitung dieser Roadmaps wurde zudem Bedarf nach einer umfassenden Evaluierung (inkl. Kostenabschätzung) der systemischen Vor- und Nachteile verschiedener Szenarien der künftigen Infrastrukturentwicklung festgestellt. Diese ist aus Sicht des BDI notwendig, bevor eine Entscheidung mit einem weitgehenden Einfluss auf das Gesamtsystem in Deutschland und der EU getroffen werden kann.

Exkurs: Technologische Einschränkungen für eine flächendeckende Beimischung von Wasserstoff

Anforderungen der Verbraucher

Unter den industriellen Verbrauchern sind die Glas- und die Keramikindustrie besonders anfällig gegenüber Schwankungen in der Gasbeschaffenheit. Hier haben bereits die geringsten Temperaturabweichungen Auswirkungen auf die Beschaffenheit (z. B. Gebrauchseigenschaften, Optik sowie Qualität) von Endprodukten. Darüber hinaus kann die Wasserstoffbeimischung in Erdgas negative Auswirkungen auf die stoffliche Nutzung von Erdgas in der chemischen Industrie nehmen. Beimischungsmengen bereits oberhalb von 1,5 Prozent werden in bestimmten Prozessen als kritisch eingestuft. Die Anpassung an einen neuen konstanten „Gasmix“ ist teilweise technisch machbar, vielmehr sind es allerdings gerade die Schwankungen, die einen limitierenden Faktor für eine flächendeckende sukzessive Beimischung von Wasserstoff darstellen.

Zudem liegt die aktuelle Norm für Erdgasfahrzeuge bei max. 2 Prozent Wasserstoffkonzentration. Für höhere Wasserstoffbeimischungsmengen geben bspw. die CNG-Tankhersteller keine Garantie für die Sicherheit des Fahrzeugbetriebs.

Mit Membrantechnik soll künftig eine Filterung des Gasgemischs aus dem öffentlichen Netz vor dem Endkundenanschluss ermöglicht werden. Diese Technologie befindet sich allerdings derzeit noch im Forschungsstadium. Außerdem könnte eine fortschrittliche Mess- und Regelungstechnik die negativen Auswirkungen der Schwankungen in der Gasbeschaffenheit minimieren. Für die Implementierung dieser Technik im großindustriellen Maßstab bei erheblich schwankenden Gaseigenschaften bedarf es allerdings weiterer experimentellen Untersuchungen und Tests in der industriellen Praxis. Generell kann davon ausgegangen werden, dass bei höheren Schwankungen die Energieeffizienz der Produktion durch Umstellungsprozesse, Produktionsverluste und eine nicht gleichmäßige Fahrweise u. U. in erheblichem Maße sinken kann.

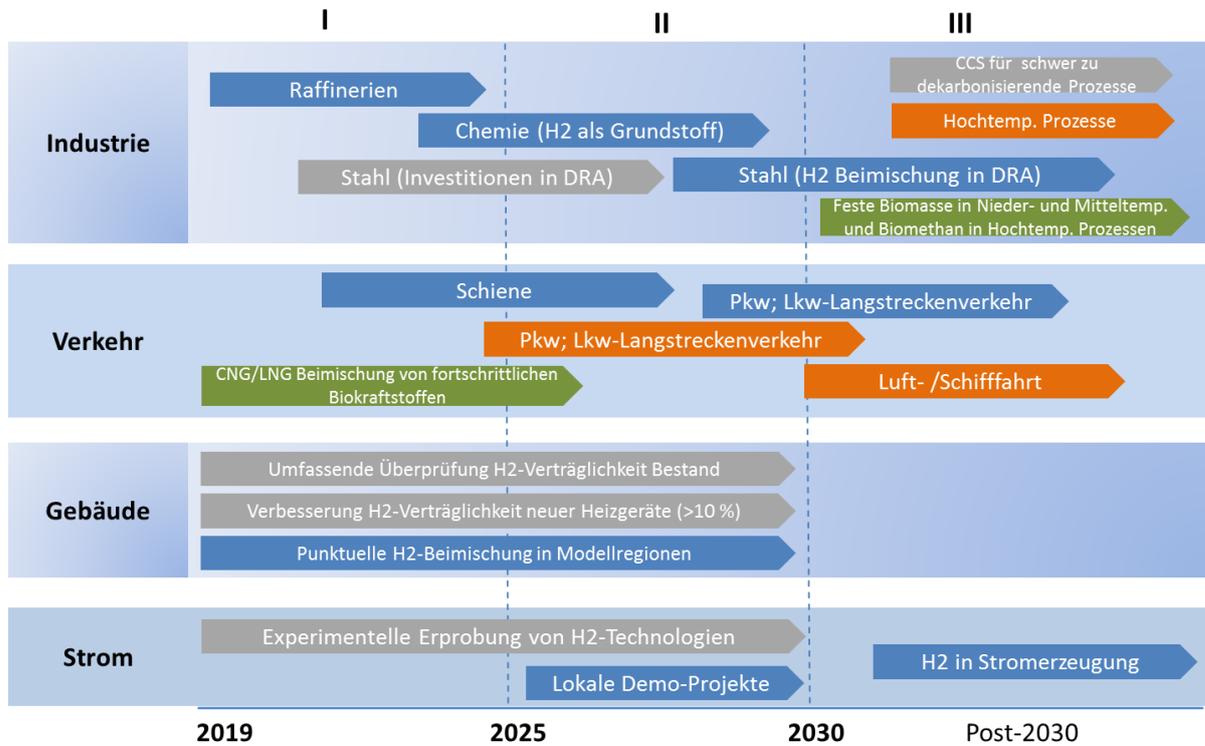
Limitierende Faktoren auf der Infrastrukturseite

Laut einer Studie des DVGW aus dem Jahr 2014 ist ein sicherer Betrieb von Gasturbinen im Hinblick auf die zum Untersuchungszeitpunkt betriebene Maschinenflotte mit einer Konzentration von bis zu 1 Prozent Wasserstoff im Brenngas möglich. Laut Aussagen der Turbinenhersteller wäre aus heutiger Sicht auch eine Beimischungskonzentration von bis zu 5 Prozent für die bestehende Flotte technisch implementierbar. Hierbei gilt es allerdings auf die potenziellen Änderungen in NO_x-Emissionen zu achten. Gasturbinen aktueller Bauart haben hingegen eine höhere Wasserstoffverträglichkeit, ohne dass die genannte NO_x-Problematik verursacht wird.

Zudem ist die Wasserstoffkonzentration im Gesamtnetz im Fall von Beimischungen ungleichmäßig. An bestimmten Stellen im Netz können sogenannte „Wasserstoffblasen“ entstehen, die den durchschnittlichen Beimischungswert um ein Vielfaches übersteigen können. Für eine flächendeckende Wasserstoffbeimischung ist daher zu klären, wie mit solchen Situationen künftig umzugehen ist.

3. Eine Industrie-Roadmap¹³ für den Einsatz klimafreundlicher Gase in Deutschland

Anwendungsbereiche für klimafreundliche Gase in verschiedenen Sektoren

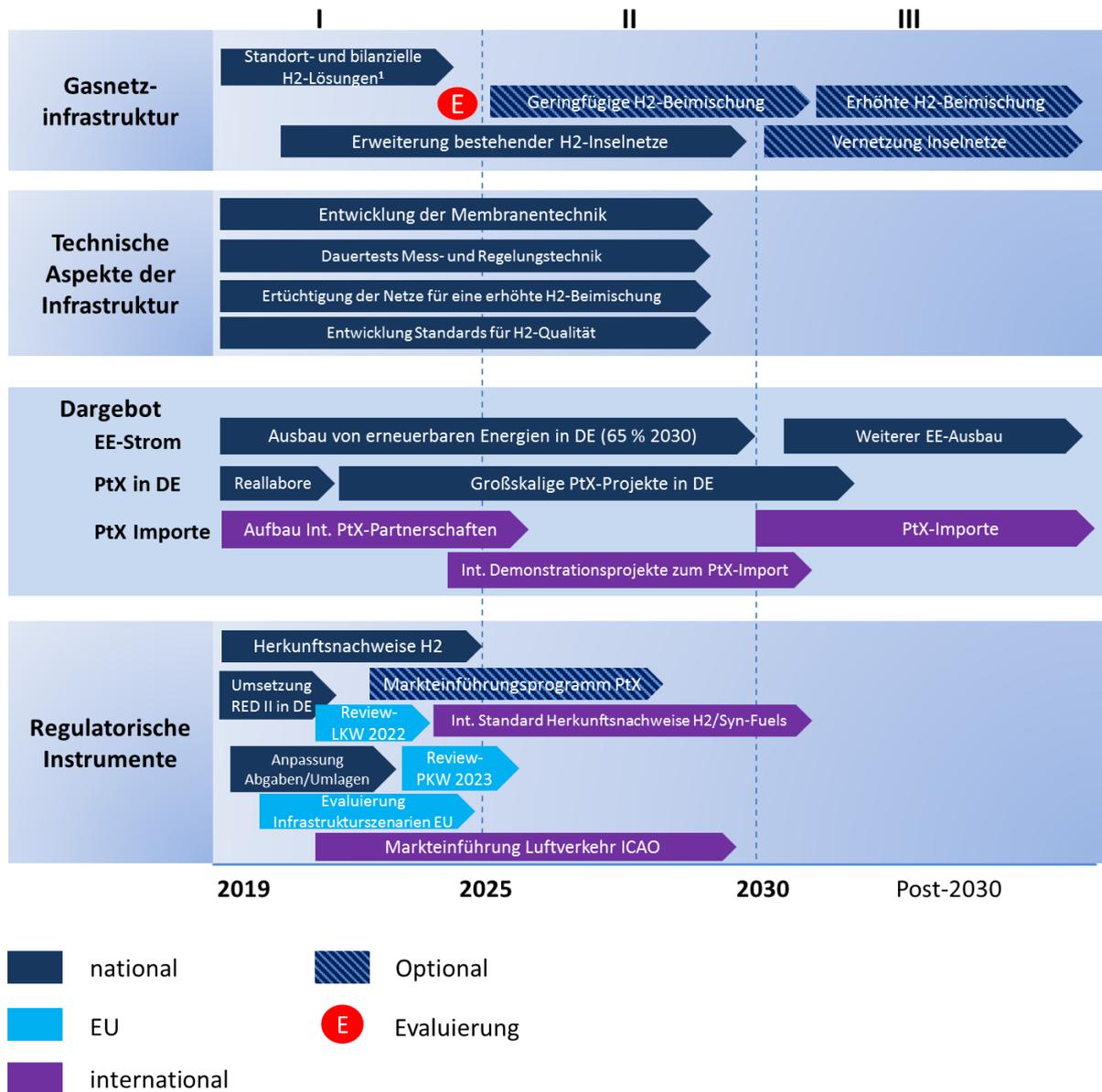


- Wasserstoff
- Synthetisches Methan/synthetische Kraftstoffe
- Nutzung der Biomasse
- Weitere Maßnahmen

Quelle: BDI (eigene Darstellung).

¹³ Die einzelnen Pfeile geben eine Indikation für den Beginn des Markthochlaufs bestimmter Technologien in den identifizierten Anwendungsbereichen/Implementierung notwendiger regulatorischen Maßnahmen/Infrastrukturmaßnahmen usw.; sie geben allerdings kein Enddatum vor.

Gasnetzinfrastruktur, technische Aspekte der Infrastruktur, Dargebot und regulatorische Instrumente



Quelle: BDI (eigene Darstellung).

¹ Die punktuelle Beimischung von Wasserstoff in Modellregionen kann die bilanzielle Anrechenbarkeit von Wasserstoffnutzung in industriellen Prozessen mit Hilfe von Herkunftsnachweisen ermöglichen. Die punktuelle Beimischung kann zudem der Netzstabilität (bei Nutzung des überschüssigen erneuerbaren Stroms) sowie dem Test neuer Wasserstofftechnologien dienen.

3.1. Phase 1

Die wesentlichen Ziele der ersten Phase sind:

- (1) Entwicklung der Wasserstofftechnologien anreizen,
- (2) einen Markt für grünen (und ggf. blauen) Wasserstoff schaffen,
- (3) Technologiekosten und Wasserstoffgestehungskosten in Deutschland reduzieren.

Der Markthochlauf in den identifizierten Anwendungsgebieten im Industrie- und Verkehrssektor kann zum Teil durch die derzeit anstehenden regulatorischen Anpassungen angereizt werden (RED II, EU Review Prozesse Flottenemissionsgrenzwerte). Im nächsten Schritt ist eine Anpassung der derzeitigen Abgaben- und Umlagensystematik für den Energieträger Strom notwendig. Sollten diese Maßnahmen nicht greifen und/oder sich in ihrer Umsetzung erheblich verzögern, sollte ein zeitlich- und mengenbegrenztes Markteinführungsprogramm für PtX-Technologien erwogen werden.

3.1.1. Anwendung: H2-First-Movers

Auf der Anwendungsseite beginnt die Roadmap mit den Industrien, die bereits heute den Wasserstoff aus der Erdgasreformierung in ihren Prozessen nutzen und diesen sukzessive, ohne Auswirkungen auf das Gesamtsystem, durch grünen und ggf. blauen Wasserstoff ersetzen können.

Industriesektor

Raffinerien: Grüner Wasserstoff in der Kraftstoffproduktion

In den Raffinerien wird heute der Wasserstoff aus der Erdgasreformierung zur Entschwefelung der Vorprodukte von Diesel, Benzin und weiterer Kraftstoffe eingesetzt. Die sukzessive Substitution dieses „grauen“ Wasserstoffs, durch den mit erneuerbarem Strom erzeugten Wasserstoff, eröffnet eine kosteneffiziente und ab sofort verfügbare Integrationslösung von grünem Wasserstoff in den Wirtschaftskreislauf. Dass dies großanlagentechnisch auch funktioniert, konnte im September 2018 ein dreißigtägiges Demonstrationsprojekt mit grünem Wasserstoff von Audi am BP Raffineriestandort Lingen erfolgreich nachweisen¹⁵.

Der Raffineriesektor wäre als erster Bereich der Roadmap für den „Kick-Off“ des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff besonders geeignet. Dafür müsste dieser in der nationalen Umsetzung der RED II Richtlinie auf die Erneuerbaren-Energien-Ziele im Verkehr anrechenbar werden. Dann stünde die Nutzung von grünem Wasserstoff als eine weitere Option, neben den bereits erfolgreich laufenden Maßnahmen wie die Beimischung von Biodiesel und Bioethanol, für die Erreichung der deutschen THG-Minderungsquote¹⁶ zur Verfügung. Im Verhältnis zu anderen Erfüllungsoptionen kann der grüne Wasserstoff je nach relativen Preisverhältnissen und Stromnebenkosten wirtschaftlich sein. Somit kann ein deutscher Markt von bis zu 177 000 t Wasserstoff bzw. bis zu 2 GW Elektrolysekapazität entstehen¹⁷. Die Umsetzung der RED II Richtlinie in die nationale Gesetzgebung ermöglicht so die Anrechenbarkeit des grünen Wasserstoffs im Raffinerieprozess auf die Treibhausgasminderungsquote – und ist daher eine kostengünstige Markthochlaufoption für Elektrolyseure.

¹⁵ Pressemitteilung BP, 27. August 2018, BP setzt weltweit erstmals „grünen Wasserstoff“ zur Kraftstoffherstellung ein.

¹⁶ Früher Biokraftstoffquote.

¹⁷ Encon.Europe (2018). Potentialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor. Unterstützt durch NOW GmbH.

In der Summe können durch die Substitution von Wasserstoff, der aktuell aus fossilen Energieträgern in Raffinerien erzeugt wird, rund 1,7 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr durch grünen Wasserstoff in Deutschland vermieden werden¹⁸. Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen könnte dabei auch netzdienlich zur Verfügung gestellt werden.

Handlungsbedarf:

- Zeitnahe ambitionierte Umsetzung der **Renewable Energy Directive II (RED II)** in die nationale Gesetzgebung
- **Einführung handelbarer Herkunftsnachweise für Wasserstoff**, die über den Dekarbonisierungsbeitrag des Wasserstoffs Auskunft geben und auf CO₂-Minderungsziele anrechenbar sind (gilt für alle Anwendungsgebiete, nicht nur für Raffinerien).

Chemieindustrie: Grüner Wasserstoff als Grundstoff in chemischen Wertschöpfungsketten

Rund ein Viertel des Erdgasverbrauchs der deutschen chemischen Industrie wird stofflich verwendet. Dazu gehört auch die Erdgasreformierung, die u. a. zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt wird. Der Wasserstoff geht dann als Grundstoff in nachgelagerte Wertschöpfungsketten ein, insbesondere in die Produktion von Ammoniak und Methanol. Die beiden letztgenannten Substanzen bilden wiederum Ausgangsstoffe für zahlreiche Basischemikalien, die Handelsprodukte darstellen oder in weiteren Verfahrensschritten zu Spezialchemikalien veredelt werden.

Ähnlich wie im Raffineriesektor bietet der schrittweise Ersatz des „grauen“ durch den mit erneuerbarem Strom erzeugten Wasserstoff eine gute Möglichkeit für die Integration des grünen Wasserstoffs in den Wirtschaftskreislauf, die mit erheblichen CO₂-Einsparungspotenzialen verbunden ist. Im Gegensatz zum Raffineriesektor ist allerdings die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff in den chemischen Wertschöpfungsketten derzeit mit einem Kostenfaktor von 3 bis 6¹⁹ verbunden und ist somit zumindest aus heutiger Sicht bzw. im heutigen regulatorischen Rahmen weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Die derzeitige Kostendifferenz zum blauen Wasserstoff ist hingegen niedriger.

Die im Raffineriesektor unter den genannten Voraussetzungen erzielbaren technologischen Lernkurven werden voraussichtlich nicht ausreichen, um die derzeitige Kostendifferenz kurz- bis mittelfristig anzugleichen. Dabei ist zu betonen, dass bei der Produktion von grünem Wasserstoff mittelfristig beide Erzeugungsstrukturen von Wasserstoff doppelt vorgehalten werden müssten²⁰.

Um die Differenz in den Gestehungskosten von „grauem“ und „grünem“ Wasserstoff auszugleichen, wird der mit erneuerbaren Energien erzeugte Strom von Umlagen und Abgaben – allen voran die EEG-Umlage – befreit werden müssen. Ggf. kann die Entlastung an die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gekoppelt werden²¹. Mittelfristig bedarf es allerdings einer systematischen Anpassung von derzeitigen Abgaben- und Umlagen bzw. von derzeitigem Marktdesign. Dabei gilt es auch im angepassten System die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Energiepreise insbesondere für besonders energieintensive Industrie durch regulatorische Instrumente zu gewährleisten.

¹⁸ Dito. In der Studie werden als Rechnungswert für den CO₂-Ausstoß bei der Wasserstoffherstellung durch Erdgas-Reformierung ca. 10 t CO₂ pro Tonne Wasserstoff herangezogen. Der jährliche Wasserstoff net demand der Raffinerien wird dabei auf 177 000 t geschätzt.

¹⁹ Zweite Sitzung der AG2 Verwendung am 2. Mai 2019.

²⁰ Da die benötigten strombasierten Produktionskapazitäten und auch regenerativ erzeugter Strom zunächst nicht hinreichend zur Verfügung stehen.

²¹ Kurzfristig könnte durch Anpassung des § 61 I EEG bereits ein Schritt in die beschriebene Richtung vollzogen werden.

Sollte die notwendige Marktdesign-Anpassung sich erheblich verzögern bzw. die umgesetzten Maßnahmen nicht greifen, könnte über ein sektorenübergreifendes Markteinführungsprogramm für eine begrenzte Kapazität (GW) und begrenzte Laufzeit nachgedacht werden.

Handlungsbedarf:

- Kurzfristig: **Befreiung** von Elektrolyseuren beim Einsatz von erneuerbarem Strom (auch bilanziell) **von der EEG-Umlage**, ggf. gekoppelt an Flexibilitätsleistungen für den Einsatz von erneuerbarem Strom zur Wasserstoffproduktion in Elektrolyse-Anlagen.
- Mittelfristig: Eine systematische **Anpassung von derzeitigen Abgaben und Umlagen**.

Stahlindustrie: Investitionen in Direktreduktionsanlagen

Heute betragen die CO₂-Emissionen der deutschen Stahlindustrie 60 Mio. t CO₂ p. a. oder rund 6,6 Prozent der Gesamtemissionen Deutschlands²². Eine signifikante Reduzierung der CO₂-Emissionen ist allerdings nur durch den Einsatz von gasförmigen Reduktionsmitteln wie Erdgas oder Wasserstoff erreichbar, da der Hochofenprozess bereits heute zumindest in Westeuropa am technischen bzw. thermodynamischen Optimum geführt wird²³. Mit der schrottbasierten Elektrostahlproduktion steht bereits heute für rund 30 Prozent des erzeugten Rohstahls ein treibhausgasarmes Verfahren zur Verfügung. Die limitierte Verfügbarkeit an Stahlschrott und die Produktportfolios der Verfahrensrouten begrenzen jedoch grundsätzlich den Anteil der schrottbasierten Elektrostahlproduktion. Um eine weitestgehende Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erreichen, ist daher in erster Linie eine Transformation der Primärstahlerzeugung notwendig.

Neben erheblichen CO₂-Einsparungspotenzialen eröffnet die Transformation der Stahlproduktion von der bisherigen Hochofenroute zu einer Direktreduktionsmetallurgie (in Verbindung mit Elektrolichtbogenöfen) eine weitere Möglichkeit für eine großskalige Markteinführung von PtX-Technologien und den Einsatz von Wasserstoff in großem Maßstab. Dabei bietet der Direktreduktionsprozess die für die Markteinführungsphase erforderliche Flexibilität: Eine gasbasierte Direktreduktionsanlage kann mit Erdgas oder Wasserstoff oder einer beliebigen Mischung beider Gase betrieben werden.

Allerdings erfordert die Umstellung auf die Direktreduktionsmetallurgie zugleich eine radikale und investitionsintensive Technologietransformation. Die Investitionsausgaben für den Greenfield-Neubau eines integrierten Hüttenwerkes basierend auf Direktreduktionstechnologie²⁴ betragen in etwa 400 - 450 € pro Tonne Rohstahlproduktionskapazität. Diese sind jedoch zu vergleichen mit dem Retrofit eines Hochofens bzw. Stahlwerks in einem bestehenden Anlagenpark, welcher mit weniger als 150 € pro Tonne Rohstahlproduktionskapazität zu Buche schlägt, wobei hier keine Infrastrukturmaßnahmen im Bereich der Kokerei bzw. Sinteranlage inbegriffen sind²⁵. Angesichts der genannten Investitionsintensität und der daraus resultierenden Transformationszeit ist davon auszugehen, dass bis 2050 beide Produktionsrouten – Hochofen und Direktreduktionsanlagen – aufrechterhalten werden müssen²⁶.

²² BMU (2018). Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2018.

²³ Siehe auch Positionspapier zu Wasserstoff-Inselnetzen der thyssenkrupp Steel Europe AG.

²⁴ BF-BOF- oder DR-EAF

²⁵ EUROFER (2013). A Steel Roadmap for a Low Carbon Europe 2050.

²⁶ Vortrag von Ralph Schaper, Salzgitter AG, bei der ersten Sitzung der AG1 Verwendung am 27. April 2019.

Um den Transformationsprozess von der bisherigen Hochofenroute zu einer Direktreduktionsmetallurgie anzureizen und die privatwirtschaftlichen Investitionen in den genannten Größenordnungen zu flankieren, bedarf es bereits kurzfristig effektiver Förderprogramme der Bundesregierung und der Europäischen Union.

Handlungsbedarf:

- Etablierung neuer und Ausweitung bestehender **Förderprogramme der Stahlindustrie** auf der europäischen und Bundesebene.
- Es bedarf der **Planungssicherheit** für die betroffenen Industriestandorte im Hinblick auf eine **sichere und kostengünstige Gasversorgung** sowie eine **großskalige Wasserstoffnutzung** in Deutschland seitens der Bundesregierung (z. B. in Form einer nationalen Wasserstoffstrategie).

Verkehrssektor

Beimischung von fortschrittlichen Biokraftstoffen

Erdgas als Kraftstoff spielt aktuell in Deutschland nur eine geringe Rolle. Im Straßenverkehr kommt es als so genanntes CNG (Pkw, Nutzfahrzeuge im Verteilverkehr, Busse) und LNG (schwere Nutzfahrzeuge) zum Einsatz. Dabei leistet bereits der Einsatz von fossilem Erdgas einen wichtigen Beitrag zur THG-Minderung im Verkehr sowie zur Verbesserung der lokalen Luftqualität durch deutliche niedrigere NO_x-Emissionen. Auch in der Schifffahrt gibt es erste Anwendungen von LNG.

Die Beimischung von fortschrittlichen Biokraftstoffen (u. a. auf der Basis von Biomethan) zu CNG und LNG eröffnet eine Möglichkeit der CO₂-Reduktion, die vor allem im Hinblick auf das Sektorziel der Bundesregierung für den Verkehrsbereich bis 2030 erforderlich scheint. Deshalb geht der BDI auch in der 2019 vorgelegten Analyse „Klimapfade Verkehr 2030“ von einem Bedarf an Biomethan von rund 105 bis 194 PJ im Jahr 2030 bzw. von bis zu 3 Mio. CNG-Fahrzeuge bis 2030 aus.

Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für synthetische Kraftstoffe und direkte Wasserstoffnutzung im Schienen-Verkehr

Eine weitere wichtige Option zur THG-Reduktion im Verkehr stellen Wasserstoff als Kraftstoff (meist in Verbindung mit Brennstoffzellen) und synthetische Kraftstoffe dar (auf der Basis von erneuerbaren Energien, Wasser und CO₂; auch der Einsatz biologischer oder industrieller Reststoffe kommt in Frage). Bereits heute könnte eine Beimischung von synthetischen Kraftstoffen für sofortige, nachweisbare Klimaeffekte im Straßenpersonen- und Güterverkehr sorgen. Dementgegen stehen allerdings die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen, die keine Anrechenbarkeit von synthetischen Kraftstoffen auf die EU-Flottenemissionsgrenzwerte zulassen. Langfristig ist die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen vor allem in der Luft- und Schifffahrt zu erwarten. Hierfür würde sich aber ein Technologiehochlauf zunächst im Straßenverkehr anbieten.

Der Einsatz von Wasserstoff im Schienenverkehr könnte bereits kurzfristig zur THG-Reduktion im Verkehr beitragen und zugleich einen wichtigen Beitrag zum Markthochlauf der Brennstoffzellentechnologie leisten. Seit 2017 werden Brennstoffzellenlokomotiven in Deutschland im Probetrieb eingesetzt. Ab 2020 soll die Serienreife erreicht sein. Dann kann der Einsatz von wasserstoffbetriebenen Zügen auf nicht-elektrifizierten Strecken erfolgen.

Handlungsbedarf:

- Um die Nutzung synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor in der nächsten Roadmap-Phase zu ermöglichen, müssen in den geplanten europäischen Review-Prozessen für **EU-Flottenemissionsgrenzwerte im Jahr 2022 (Lkw) und 2023 (Pkw)** die notwendigen regulatorischen Anpassungen zur Anrechenbarkeit von klimafreundlichen synthetischen Kraftstoffen auf die THG-Minderungsziele im Verkehrssektor vorgenommen werden (Umstellung auf „well-to-wheel“ Ansatz). Dies könnte deren Anwendung schon kurz- bis mittelfristig für die Branche wirtschaftlich attraktiv machen, wenn bis 2022 weiterführende Erkenntnisse z. B. aus Pilotanlagen zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen vorliegen.
- Neben der Förderung von Elektromobilität gilt es, die **Förderung von alternativen Antrieben und Kraftstoffen (u. a. Brennstoffzellenmobilität)** sowie der entsprechenden Infrastruktur für alle Verkehrsträger technologieneutral auszurichten, um einen Markthochlauf neuer Fahrzeugkonzepte ab Mitte/Ende der 2020er Jahre zu ermöglichen.
- Begleitend zur CO₂-Bepreisung im Luftverkehr durch EU-ETS und CORSIA²⁷ wird es bereits kurzfristig bei der Internationalen **Zivilluftfahrtorganisation (ICAO)** Überlegungen für geeignete, **global eingeführte Markteinführungsmechanismen** geben müssen (vorbereitend für Phase II und III).

Gebäudesektor

Der Gebäudesektor, bestehend aus Wohn- und Nicht-Wohngebäuden, macht derzeit knapp 30 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands und 35 Prozent des Endenergiebedarfs aus. Die großen Einsparpotenziale, die es trotz kontinuierlicher Verbesserungen in der Energieeffizienz gibt, fokussieren sich auf den Gebäudebestand.

Zum Erreichen der Klimaschutzziele im Jahr 2050 muss im Gebäudebereich sukzessive ein Wechsel auf CO₂-arme Energieträger erfolgen. Um erneuerbare Energieträger im Gebäudesektor so effizient wie möglich einsetzen zu können, bedarf es einer ganzheitlichen energetischen Ertüchtigung der Gebäude, die derzeit nur sehr schleppend vorankommt.

Die Wärmeversorgung im Gebäudebestand erfolgt heute zum überwiegenden Teil durch Gasgeräte: Von den insgesamt 21 Mio. Heizungen in den Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland sind 14 Mio. (d. h. 2/3) Gasgeräte²⁸. Eine Einspeisung von klimafreundlichen Gasen in die bestehende gasbasierte Wärmeversorgungsinfrastruktur bietet damit einen wirksamen Hebel, das CO₂-Minderungsziel im Gebäudesektor zu erreichen.

Biomethan ist als Energieträger im Wärmemarkt heute bereits verfügbar²⁹. Im Gebäudeenergierecht wird es etwa in Verbindung mit einer KWK-Anlage als Erfüllungsoption für die energetischen Vorgaben bei neuen Gebäuden anerkannt. Damit weitere Nutzungsanreize entstehen, könnte die Nutzung von Biomethan (wie auch von synthetischem Methan) nicht auf KWK-Anlagen beschränkt, sondern auch auf Brennwertkessel ausgedehnt werden. Innerhalb des Anreizsystems zur energetischen Sanierung

²⁷ Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation.

²⁸ Quelle: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V.

²⁹ Biomethan wird bereits heute nach den geltenden Regelwerken des DVGW ins Gasnetz eingespeist und der öffentlichen Gasanwendung zur Verfügung gestellt. Grundlage ist das Arbeitsblatt DVGW G 262.

könnte ebenfalls eine Option eröffnet werden, die Nutzung von Biomethan³⁰ wie auch von synthetischem Methan attraktiver zu gestalten.

Wasserstoff kann eine wichtige Rolle für die CO₂-Minderung im Wärmemarkt spielen. Als Optionen stehen hierfür sowohl der Betrieb reiner Wasserstoffnetze als auch eine Beimischung ins Erdgas bzw. Methan-Netz zur Verfügung (siehe S. 23 für Infrastrukturentwicklungsszenarien). Daher sind aus heutiger Sicht folgende Maßnahmen kurz- bis mittelfristig erforderlich.

Punktuelle Wasserstoffbeimischung in Modellregionen

Kurz- bis mittelfristig können neue Heizgeräte in Modellregionen erprobt werden. Es sind sowohl Geräte mit Wasserstoffbeimischungen im höheren zweistelligen Bereich als auch Geräte mit 100 Prozent Wasserstoffanwendung vorstellbar (nach Vorbild H21 in Leeds, Großbritannien).

Hierfür eignen sich Netzgebiete, in welchen keine industriellen Kunden und Erdgastankstellen angeschlossen oder geplant sind und die eine entsprechende Wasserstoffverträglichkeit der Verteilnetze vorweisen.

Umfassende Überprüfung Wasserstoff-Verträglichkeit Bestand

Eine Ersteinschätzung der Verbände DVGW, figawa und BDH ergab, dass eine Wasserstoffbeimischung von maximal bis zu 10 Prozent (Volumen) im heutigen Gerätebestand machbar ist³¹. Es bedarf allerdings einer umfassenden Überprüfung

- zu potenziellen Abweichungen von diesem Wert,
- zu möglichen Retrofit-Maßnahmen, die eine höhere Wasserstoff-Verträglichkeit im Bestand ermöglichen könnten.

Verbesserung Wasserstoff-Verträglichkeit neuer Heizgeräte

Nach Angaben der Gerätehersteller erscheinen mittelfristig 20 Prozent Wasserstoffanteil bei neuen Geräten möglich. Hierfür sind

- Erarbeitung aller technischen Rahmenbedingungen – Sicherheit, Effizienz, Lebensdauer,
- Schaffung von Prüf- und Zertifizierungsgrundlagen für Wasserstoff-Beimischungen,
- ggf. Neuentwicklungen, z. B. Flammendetektion, Materialien Brenner u/o Kesselmaterialien, Dichtungen, Gasventile, usw.

notwendig.

Den in Deutschland ansässigen führenden Heizungsherstellern wäre es möglich, Geräte auch für deutlich höhere Einspeisungsmengen zu entwickeln. Es bedarf allerdings sobald als möglich eines klaren Signals seitens der Politik zum künftigen Zielmodell des Wärmemarkts, u. a. welcher Anteilwert von Wasserstoff wird langfristig angestrebt? Werden reine Wasserstoff-Geräte langfristig zunehmend zum Einsatz kommen müssen? Die Evaluierung potenzieller Szenarien der Infrastrukturentwicklung (S. 23) könnte (ggf. im Rahmen einer nationalen Wasserstoffstrategie) die erste Orientierung hierzu geben.

³⁰ Langfristig ist dennoch die Nutzung von Biomasse und Biomethan vor allem im Industriesektor aufgrund der begrenzt verfügbaren Alternativen für Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturprozesse zu erwarten.

³¹ Sitzung AG 2 Verwendung am 4. Juni 2019.

Stromsektor

In der Stromerzeugung sieht der BDI den Einsatz von klimafreundlichen Gasen erst ab 2040 (im 95-Prozent-Pfad)³². Bis dahin stellt die Vollendung des Kernenergieausstiegs und die Umsetzung des Braun- und Steinkohleausstiegs die zentrale Aufgabe für den Stromsektor dar. Der Fuel-Switch von Kohle zu Gas führt dabei zu erheblichen Emissionseinsparungen, erfordert aber auch eine konsequente Ausgestaltung des Marktdesigns für Strom (u. a. Verlängerung der KWK-Förderung bis 2030).

2050 beträgt laut Ergebnissen der Studie „Klimapfade für Deutschland“ die installierte Gaskapazität zwischen 61 und 75 GW, die entsprechende Arbeit liegt dabei bei rund 50 TWh p. a. und wird im 95-Prozent-Pfad mit Einsatz klimafreundlicher Gase produziert. Ob die 50 TWh mit Wasserstoff oder synthetischem Methan produziert werden, lässt sich aus heutiger Sicht noch nicht endgültig festlegen. Um über die genannten Technologieoptionen zu verfügen, bedarf es bereits vor 2030 weiterer Forschung und Entwicklung zu Wasserstofftechnologien, insbesondere der Erprobung von Wasserstoffturbinen und -motoren, sowie der Implementierung erster Demonstrationsprojekte zur lokalen Stromerzeugung mit 100 Prozent Wasserstoff (z. B. an Industriestandorten).

Die europäischen Turbinenhersteller haben sich im Januar 2019 verpflichtet, bis zum Jahr 2030 Wasserstoff-Gasturbinen (100 Prozent) bei entsprechender Nachfrage bereit zu haben und bereits im Jahr 2020 Maschinen zu liefern, die zuverlässig mit 20 Prozent Wasserstoffanteil im Erdgas betrieben werden können.

Handlungsbedarf:

- Intensivierung der **Forschung und experimentellen Erprobung zu Wasserstofftechnologien** in der Stromerzeugung.

3.1.2. Gasnetzinfrastruktur: No-Regret-Maßnahmen und Evaluierung Infrastrukturzenarien

Der Einsatz klimafreundlicher Gase erfordert Anpassungen in der derzeitigen Gasinfrastruktur. Die damit verbundenen Investitionen sind dennoch im Vergleich zu den Kosten einer Vollelektrifizierung volkswirtschaftlich sinnvoll³³, u. a. da sich der Einsatz dieser Gase prinzipiell dämpfend auf den Infrastrukturbedarf auswirkt. Auf die Verbraucher kommt nichtsdestotrotz eine Doppelbelastung zu: Sie müssen sowohl für die Investitionen in neue bzw. Umrüstung der bestehenden Anlagen aufkommen als auch die Investitionen in die öffentliche Infrastruktur mitfinanzieren. Diese potenzielle Doppelbelastung soll im Sinne der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie möglichst gering gehalten werden. Genauso darf der Einsatz klimafreundlicher Gase keine „Stranded Investments“ auf der Infrastrukturseite verursachen.

Um die Anfangsinvestitionen daher möglichst effektiv zu gestalten, sollte in der ersten Phase der Markteinführung auf lokale Lösungen zur Wasserstofferzeugung und bereits bestehende Wasserstoffinselnetze zurückgegriffen werden, die über Umwidmung der bestehenden Gasinfrastruktur erweitert werden können. Diese sind No-Regret-Maßnahmen, da hiermit die Wasserstoffversorgung der Branchen sichergestellt wird, die den reinen Wasserstoff in ihren Prozessen benötigen. Es ist bereits aus

³² BDI (2018). Klimapfade für Deutschland.

³³ Vgl. Dena (2018). Dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“.

heutiger Sicht zu erwarten, dass der Bedarf an reinem Wasserstoff insbesondere bei großindustriellen Verbrauchern vorhanden bleibt oder tendenziell steigt.

In dieser ersten Phase soll zudem eine tiefgehende Untersuchung der potenziellen Szenarien zur künftigen Infrastrukturentwicklung durchgeführt werden. Das strategische Ziel solch einer Evaluierung ist die Festlegung eines Zielmodells bzw. Marktdesigns für eine flächendeckende Nutzung klimafreundlicher Gase in Deutschland und im nächsten Schritt auch der EU.

Wasserstoff-Standortlösungen und bilanzielle Anrechenbarkeit

Für die ersten Anwendungen von grünem Wasserstoff in den genannten Industrieprozessen kommen vor allem Standortlösungen – Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse direkt am Industriestandort – in Frage. Um dies zu ermöglichen muss vor allem die Verfügbarkeit von grünem Strom in erforderlichen Mengen an betroffenen Industriestandorten (auch im Süden) zu wettbewerbsfähigen Preisen gewährleistet werden.

Neben dem erforderlichen Ausbau von erneuerbaren Energien, dem Netzausbau und einer Anpassung derzeitiger Abgaben und Umlagen sind für die Ermöglichung der Standortlösungen (aber auch für zentralisierte industrielle Wasserstoffproduktion) Herkunftsnachweise für Wasserstoff von zentraler Bedeutung. Ein System der Herkunftsnachweise für Wasserstoff gibt es derzeit noch nicht. Die ersten Arbeiten hierzu werden im Rahmen des europäischen Projekts CertiHy³⁴ geführt.

Der Nachweis der grünen Eigenschaft des Stroms ist eine Voraussetzung bzw. ein Bestandteil im künftigen Zertifizierungssystem für erneuerbaren Wasserstoff. Vor dem Hintergrund des Doppelvermarktungsverbots im EEG stehen für den Nachweis der grünen Eigenschaft des Stroms derzeit folgende Optionen zur Verfügung:

- Eigenstromerzeugung aus den erneuerbaren Energieanlagen (soweit als Option verfügbar).
- Kauf ausländischer Herkunftsnachweise.
- Ab 2021: Abschluss direkter Stromlieferverträge mit den Betreibern der nicht weiter geförderten Anlagen (Power Purchase Agreements).
- Mittelfristig: Abschluss direkter Stromlieferverträge mit förderfreien EE-Projekten.

Beim Strombezug aus dem Netz stellt also der Kauf ausländischer Herkunftsnachweise zum aktuellen Zeitpunkt die einzig verfügbare Option dar, um die grüne Eigenschaft des Stroms nachzuweisen. Da der Netzstrom mit der EEG-Umlage belastet ist, ist diese Option aufgrund der resultierenden Doppelbelastung wirtschaftlich unattraktiv.

Herkunftsnachweise sind ebenfalls für die Ermöglichung einer bilanziellen Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff entscheidend. So könnte der grüne Wasserstoff, der z. B. in einer Modellregion (s. Gebäudesektor) eingespeist wird, bilanziell an einen Industriekunden verkauft und an dessen CO₂-Minderungsziele (z. B. im Rahmen von RED II) angerechnet werden. Die Herkunftsnachweise sollten dabei den wirtschaftlichen Betrieb der PtX-Anlagen ermöglichen und so die potenzielle Fördernotwendigkeit reduzieren. Insbesondere vor dem Hintergrund des derzeitigen Doppelvermarktungsverbots im EEG würde eine Subventionierung der Anlagen den Verkauf von Herkunftsnachweisen voraussichtlich ausschließen.

³⁴ <https://www.certifyhy.eu/>

Handlungsbedarf:

- **Herkunftsnachweise Strom:**
 - Der **deutsche Markt für Herkunftsnachweise für Strom** muss im Sinne der Sektorenkopplung ausgebaut und weiterentwickelt werden. Hierfür bedarf es einer verstärkten Marktintegration von erneuerbaren Energieanlagen.
 - **Es bedarf eines Ansatzes zum Nachweis der grünen Eigenschaft des Stroms beim Netzbezug.** Laut RED II soll bis Dezember 2021 ein Methodologie-Vorschlag der Europäischen Kommission zu Herkunftsnachweisen bei Stromnetzbezug vorgelegt werden. Nationale Übergangslösungen wären allerdings für den beschriebenen Markthochlauf bereits zu einem früheren Zeitpunkt notwendig, diese müssen aber europäisch anschlussfähig sein.
- **Herkunftsnachweise Wasserstoff:**
 - **Einführung handelbarer Herkunftsnachweise für Wasserstoff in Deutschland und der EU.**
 - **Die Herkunftsnachweise müssen** über den Dekarbonisierungsbeitrag des Wasserstoffs Auskunft geben und auf CO₂-Minderungsziele anrechenbar sein (z. B. im Rahmen der RED II Richtlinie).

Erweiterung bestehender Wasserstoffinselnetze

In Deutschland existieren zwei Wasserstoffinselnetze ohne Anschluss an externe Quellen: das Wasserstoffpipelinennetz der Air Liquide im Bereich Rhein-Ruhr (240 km Gesamtlänge) und das Wasserstoffpipelinennetz der Linde AG (150 km Gesamtlänge) im sächsischen Chemiedreieck Leuna-Bitterfeld-Schkopau. Mit Blick auf den voraussichtlich steigenden Wasserstoffbedarf in den identifizierten Anwendungsgebieten der hier dargestellten Roadmap, sollten bereits kurz- bis mittelfristig Maßnahmen zur Erweiterung bzw. zum Anschluss dieser Inselnetze an externe Quellen ergriffen werden.

Die Erweiterung, vorzugsweise durch Umwidmung bestehender Gasnetze, kann im ersten Schritt vor allem Richtung Norden zur Anbindung der Windenergiestandorte³⁵ und der potenziellen Importstellen von Wasserstoff (Häfen und Seepipelines) erfolgen. Das Inselnetz im Rhein-Ruhr Gebiet kann zudem über die Umwidmung der L-Gasnetze an das niederländische Gasnetz angeschlossen werden³⁶.

Handlungsbedarf:

- **Einheitliche und eindeutige Begriffsbestimmung für Wasserstoff im EnWG:** Bisher geht der § 3 Nr. 19a EnWG von der Einspeisung des Wasserstoffs in das Gasversorgungsnetz aus. Dabei geht der § 3 Nr. 20 EnWG wohl von einem Erdgasnetz aus. Wasserstoffnetze als Grundlage für eine Wasserstoffinfrastruktur werden im jetzigen Gesetzesstand somit nicht berücksichtigt.
- **Aufnahme der Wasserstoffnetze in den Netzentwicklungsplan.**

³⁵ Wie es z. B. das GETH2 Projekt von RWE Generation vorsieht.

³⁶ Siehe hierzu auch das Positionspapier zu Wasserstoff-Inselnetzen der thyssenkrupp Steel Europe.

- Analyse und Umsetzung der erforderlichen **Anpassungen regulatorischer Rahmenbedingungen** zur Umwidmung von bestehenden Erdgasfernleitungen für Wasserstoff.
- Konsequente Fortsetzung des durch das BMWi bereits eingeleiteten **Abstimmungsprozesses mit den Niederlanden** im Hinblick auf die Umwidmung von L-Gasleitungen zur grenzüberschreitenden Nutzung für Wasserstoff.

Evaluierung verschiedener Infrastrukturentwicklungsszenarien

Um ein Marktdesign für klimafreundliche Gase zu entwickeln, bedarf es einer tiefgehenden Evaluierung verschiedener Szenarien der Infrastrukturentwicklung. Aus Sicht des BDI müssen vor allem folgende Optionen betrachtet werden:

- **Parallele Infrastrukturen Wasserstoff und Methan:** Vernetzung der Wasserstoffinselnetze zu einem Wasserstoffnetz, das die Bedarfe der großindustriellen Verbraucher und des Verkehrssektors abdeckt; parallel Weiterbetrieb des an die neuen Bedarfe angepassten Erdgasnetzes mit synthetischem Methan und im begrenzten Umfang Biomethan.
- **100 Prozent Wasserstoff:** Vernetzung Wasserstoffinselnetze und weitere Umwidmung von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen zur Schaffung eines bundesweiten Wasserstoffnetzes.
- **Gas-Mix-Szenario:** Erweiterung der Wasserstoffinselnetze, allerdings keine Vernetzung zu einem Gesamtnetz; Implementierung einer hohen Wasserstoffbeimischungsquote im Gasnetz; anschließend Ersatz von fossilem Erdgas durch synthetisches Methan.

Die Entscheidung für eins der aufgeführten Szenarien ist mit der Entscheidung zum künftigen Kurs der Energiewende eng verbunden. Diese hängt von vielen Faktoren ab, u. a. technologische Lernkurven und Kostensenkungspotenziale von PtX-Technologien, Potenziale von erneuerbaren Energien in Deutschland, Netzausbau, verfügbare Importformen von PtX-Gasen und Kraftstoffen.

Zugleich ist es eine Entscheidung, die Deutschland nicht in Isolation sondern in Abstimmung mit seinen europäischen Nachbarn im gemeinsamen Energiebinnenmarkt treffen muss. Daher empfiehlt der BDI neben der nationalen Szenarienevaluierung eine gesamteuropäische Evaluierung bzw. Impact Assessment im Rahmen des Gas-Pakets 2020 einzuleiten. Diese soll u. a. potenzielle Auswirkungen ggf. abweichender nationaler Lösungen auf die Liquidität des gemeinsamen Gasmarktes und notwendige Anpassungen an Gas-Interkonnektoren bei nicht-synchroner Implementierung nationaler Modelle untersuchen, vor allem aber einen Vorschlag für ein gesamteuropäisches Marktdesign für klimafreundliche Gase entwickeln.

3.1.3. Technische Aspekte der Infrastruktur

Verbesserung der Wasserstoffverträglichkeit

Eine **flächendeckende** Wasserstoffbeimischung ist aufgrund der im Kapitel II genannten technologischen Einschränkungen bei den industriellen Verbrauchern **zum heutigen Zeitpunkt nur in Höhe von bis zu 2 Prozent** möglich³⁷. Zudem sollte aus Gesamtsystemsicht die direkte Nutzung von begrenzt verfügbarem grünem Wasserstoff kurz- bis mittelfristig gegenüber einer flächendeckenden Beimischung den Vorrang zu haben.

Da allerdings eine flächendeckende Nutzung von Wasserstoff langfristig eine zentrale Option zur CO₂-Reduktion im Wärmemarkt darstellt (s. Infrastrukturszenarien oben), sollten frühzeitig Maßnahmen auf der Infrastruktur- und Verbraucherseite ergriffen werden, um die aktuellen technologischen Hürden für die Implementierung eines höheren Wasserstoffanteils zu adressieren.

Für die Verbraucher müssen vor allem folgende Voraussetzungen erfüllt werden:

- **Membrantechnik** zur Trennung von reinem Erdgas aus dem Wasserstoff-Erdgas-Gemisch zu wettbewerbsfähigen Preisen ist auf dem Markt verfügbar bzw. Technologiemarktreife wurde erreicht und in Dauertest bestätigt.
- Ein Konzept zur **Finanzierung der Investitionen** in die Membrantechnik nach Vorbild der L-H-Gas-Umstellung wurde entwickelt und umgesetzt.
- **Experimentelle Erprobung (u. a. Dauertests) fortschrittlicher Mess- und Regelungstechnik** unter stark schwankender Gasbeschaffenheit ist erfolgreich durchgeführt, die technologische Marktreife der Anwendungen wurde bestätigt. Es soll eine permanente Regelung von Gas- und Verbrennungsluftzufuhr am Ofen in Abhängigkeit von der real-time-Messung des Brennwertes des Gases ermöglicht werden.
- **Anreize für Investitionen** in Mess- und Regelungstechnik wurden geschaffen.
- **Kopplung der Heizwert-Messtechnik mit dem Gaszähler** durch den Gaslieferanten.

Ebenfalls aus Gesamtsystemsicht sollte die Nutzung bestehender Infrastrukturen Vorrang vor Neubau haben. Auf der Infrastrukturseite müssen daher mittelfristig Maßnahmen zur Ertüchtigung der Gasnetze ergriffen werden. Bereits heute ist aber die Beimischung von Wasserstoff bis zu 10 Prozent in vielen Gasverteilernetzen unproblematisch, insbesondere mit Blick auf die Bereiche des klassischen Wärmemarktes. Zudem soll die Frage der schwankenden Gasbeschaffenheit in Bezug auf den Betrieb von wasserstofftauglichen Gasturbinen und Motoren sowie die Wasserstoffverträglichkeit der Gasspeicher adressiert werden.

Die genannten Voraussetzungen gelten ebenso für die EU-weite Betrachtung vor dem Hintergrund der anstehenden Verhandlungen zum europäischen **Gas-Paket 2020**.

³⁷ Punktuell sind allerdings in den Netzgebieten ohne sensible Kunden bis zu 10 Prozent möglich.

Entwicklung von Standards für Wasserstoffqualität

Für die künftig breite Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Endanwendungen sollten Standards für Wasserstoffqualität (analog zur Gasqualität) entwickelt werden. Es muss u. a. definiert werden, welche Reinheitsansprüche verschiedene Verbraucher zukünftig haben.

3.1.4. Dargebot: Grundlagen einer Doppelstrategie schaffen

Aus Sicht des BDI werden künftig sowohl die einheimische Erzeugung als auch der Import von klimafreundlichen Gasen und wasserstoffbasierten flüssigen Kraftstoffen notwendig sein, um die Bedarfe in den verschiedenen Anwendungssektoren zu decken. Daher müssen bereits frühzeitig Grundlagen dieser Doppelstrategie geschaffen werden.

Der DVGW schätzt das einheimische Potenzial von Power-to-Gas im Jahr 2050 auf zwischen 74 und 164 TWh. Ob die Maximalgrenze tatsächlich erreicht (oder sogar übertroffen) werden kann, hängt unter anderem davon ab, welche Potenziale für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten erschlossen werden können. Kurz- bis mittelfristig spielt hierbei die Erreichung des 65-Prozent-Ziels von erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis 2030 eine entscheidende Rolle und sollte deshalb zeitnah im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) verankert werden. Zugleich müssen die derzeitigen Hemmnisse für den erforderlichen Ausbau (u. a. Genehmigungslage Wind-Onshore, Ausbaudeckel Wind-Offshore und Solar) abgebaut werden. Der Netzausbau muss dabei dringend Tempo aufnehmen, um u. a. eine sichere Grünstromversorgung auch im Süden Deutschlands sicherzustellen.

Zugleich müssen bereits kurzfristig Konzepte für die Etablierung internationaler PtX-Importpartnerschaften in Abstimmung mit den potenziellen Partnern entwickelt werden. Diese können auf den bestehenden Energiepartnerschaften aufbauen oder auch neue Formate der Zusammenarbeit darstellen. Hierbei sollte auch die Frage der internationalen Herkunftsnachweise für klimafreundliche Gase und Kraftstoffe eingegangen werden. Die Standardisierung der Herkunftsnachweise erst auf der europäischen³⁸ und dann auf der internationalen Ebene ist die Voraussetzung und zugleich eine der zentralen Herausforderungen für die Etablierung eines liquiden PtX-Marktes.

Entscheidend ist, dass die potenziellen Partner frühzeitig in die Ausgestaltung dieser Konzepte einbezogen werden, um die Berücksichtigung gegenseitiger Interessen zu gewährleisten.

Handlungsbedarf:

- Verankerung des **65-Prozent-Ziels im EEG**.
- Umsetzung einer **EU-weiten Standardisierung für Herkunftsnachweise** für klimafreundliche Gase im Rahmen des europäischen Gas-Pakets 2020.

³⁸ Zur Standardisierung von Herkunftsnachweisen für klimafreundliche Gase laufen Arbeiten beim Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG). Konkrete Überlegungen dazu wurden beim Madrid Forum 2019 vorgestellt.

3.2. Phase 2

Die wesentlichen Ziele der zweiten Phase sind:

- (1) Skalierung der Wasserstofftechnologien erreichen,
- (2) Dargebot national und international ausweiten.

3.2.1. Anwendung: H2-Widening

Die zweite Phase baut auf den von „H2-First-Movers“ erzielten Kostensenkungen und technologischen Weiterentwicklungen auf. Neue Anwendungsfelder für direkte Wasserstoffnutzung werden dadurch erschlossen. Zugleich ermöglichen unter bestimmten Voraussetzungen die Ergebnisse der Phase I einen kosteneffizienteren Einstieg in die Nutzung synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor.

Industriesektor

Neben des im Folgenden genannten Wasserstoffeinsatzes im Direktreduktionsprozess der Stahlindustrie, können sich mit niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten ggf. Potenziale auch für weitere Anwendungsfelder im Industriesektor aufzeigen, die in diesem Papier nicht genannt sind.

Stahlindustrie: Wasserstoffeinsatz im Direktreduktionsprozess

Mit der Inbetriebnahme der ersten Direktreduktionsanlagen in der Stahlindustrie, kann in der zweiten Roadmap-Phase mit dem Einsatz von Wasserstoff im Direktreduktionsprozess begonnen werden. Da im Direktreduktionsprozess neben Mischungen von Erdgas und Wasserstoff auch reiner Wasserstoff eingesetzt werden kann, ist sowohl die sichere Erdgasversorgung der Standorte als auch die Verfügbarkeit der notwendigen Wasserstoffmengen („grün“ oder ggf. „blau“) von zentraler Bedeutung. In einer fortgeschrittenen Phase der Transformation werden Elektrolichtbogenöfen zur Weiterverarbeitung des Rohprodukts der Direktreduktionsanlagen notwendig. Die sich daraus ergebende Konkurrenzsituation zwischen der direkten Nutzung des insbesondere grünen Stroms und der strombasierten Erzeugung grünen Wasserstoffs in PtX-Anlagen, gilt es ebenfalls zu lösen.

Bei einem Anteil „grünen“ Wasserstoffs von **35 Prozent im Betrieb einer Direktreduktionsanlage** geht man derzeit von folgenden Bedarfen an Strom und Wasserstoff aus:

Notwendige Wasserstoffproduktion	82.000 Nm ³ /h
Installierte Leistung für Elektrolyse	330 MW (Wirkungsgrad 0,7)
Jahresstromverbrauch Elektrolyse	2,8 TWh _{el} /a
Jahresstromverbrauch Prozess inkl. E-Ofen und Entfall Kuppelgasverstromung	1,5 TWh _{el} /a
CO ₂ -Einsparung	2,2 Mio. t/a (entspricht 0,5 tCO ₂ /MWh)

Tabelle 1: Strom- und Wasserstoffbedarf für eine 35-prozentige Wasserstoffbeimischung an einer Direktreduktionsanlage.

Quelle: Salzgitter AG.

Handlungsbedarf:

- **Sichere Erdgasversorgung** der betroffenen Standorte muss gewährleistet werden. Zudem ist der **Kapazitätsausbau der Erdgasanschlüsse** analog zum Anspruch neu geplanter Erdgaskraftwerke (§§ 38,39 GasNZV) bei einer Umstellung auf Direktreduktionsmetallurgie gesetzlich zuzusichern.
- Wasserstoffversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen ist entscheidend für die Ermöglichung der Wasserstoffbeimischung in der genannten Konzentration von 35 Prozent. **Eine Diskussion zur Nutzung von blauem Wasserstoff** (ggf. als Brückentechnologie) muss geführt werden.

Verkehrssektor

Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Pkw und Lkw Bereich

Sollte im Rahmen der europäischen Review-Prozesse in den Jahren 2022 (Lkw) und 2023 (Pkw) eine Anrechenbarkeit von synthetischen Kraftstoffen auf die Flottenemissionsgrenzwerte ermöglicht werden, könnten bereits zu Beginn der Phase II synthetische Kraftstoffe verstärkt im Straßenpersonen- und Güterverkehr eingesetzt werden. Entscheidend ist hierbei die Verfügbarkeit der erforderlichen Mengen und der notwendigen Erzeugungskapazitäten im Inland und zunehmend auch im Ausland, da die Wasserstoffnachfrage bei einer entsprechenden Anpassung der EU-Flottenemissionsgrenzwerte erheblich steigen würde. Bei einem Ersatz von 8 bis 10 Prozent³⁹ der in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe durch synthetische Kraftstoffe würde der Wasserstoffbedarf auf bis zu 1,5 Mio. t/a steigen, was einer Elektrolysekapazität von ca. 17 GW entspricht (bei 4000 Volllaststunden)⁴⁰.

Ob der Einstieg in die Brennstoffzellenmobilität mit direkter Wasserstoffnutzung in der zweiten Phase gelingt, hängt vor allem von den technologischen Lernkurven und der Verfügbarkeit entsprechender Fahrzeugmodelle ab. Einen regulatorischen Anreiz hierzu könnte die nationale Implementierung der europäischen Clean Vehicle Richtlinie geben⁴¹.

Handlungsbedarf:

- Für Luft- und Seeverkehr ist in dieser Phase von entscheidender Bedeutung, dass die Voraussetzungen für die künftige Verfügbarkeit synthetischer Kraftstoffe konsequent geschaffen werden, beispielsweise durch Technologiehochlauf zunächst im Straßenverkehr (s. Phase II).

³⁹ Zur Erreichung des Sektorziels 2030 für Verkehr erforderliche Menge (Ergebnisse der Nationalen Plattform Mobilität).

⁴⁰ Eigene Berechnungen.

⁴¹ Clean Vehicle Richtlinie ist auf EU Ebene im Februar 2019 verabschiedet worden und muss innerhalb von 24 Monaten in nationales Recht umgesetzt werden.

3.2.2. Gasnetzinfrastruktur

In der zweiten Phase setzt sich die Erweiterung der Wasserstoffinselnetze fort, um sowohl weitere externe Quellen als auch weitere Verbraucher an die Inselnetze anzuschließen. Ob die Vernetzung der Inselnetze zu einem gesamten Wasserstoffnetz post-2030 notwendig ist, ist aus heutiger Sicht noch nicht einschätzbar. Eine Orientierung soll hierfür die bereits genannte Evaluierung der vorliegenden Marktdesign-Optionen bzw. verschiedener Szenarien der Infrastrukturentwicklung geben.

Sobald die Ergebnisse der nationalen Szenarienevaluierung und des europäischen Impact Assessments vorliegen, können zudem weitere Maßnahmen ergriffen werden.

Geringfügige Wasserstoffbeimischung

Sollte die Evaluierung verschiedener Infrastrukturszenarien systemische Vorteile einer Beimischung aufzeigen, kann in Phase II eine geringfügige flächendeckende Wasserstoffbeimischung umgesetzt werden. Zentrale Voraussetzung hierfür ist, dass die **technologischen Anforderungen der Verbraucher erfüllt werden** (siehe S. 24 Technische Aspekte der Infrastruktur).

Zudem sollte die **Bedarfsdeckung in den Sektoren Industrie und Verkehr** gewährleistet sein. Die Mengenverfügbarkeit von Wasserstoff wird somit zu einem limitierenden Faktor für die Höhe der Beimischung⁴². Daher soll die Option zur Einspeisung von blauem Wasserstoff ebenfalls in Betracht gezogen werden.

Bei der Implementierung einer Wasserstoffbeimischung soll zudem die Frage beantwortet werden, bis zu welchem prozentualen Anteil diese in einem Erdgas- bzw. Methan-Wasserstoff-Gemisch maximal umsetzbar ist (z. B. max. 30 Prozent).

3.2.3. Dargebot: Durchführung erster Demonstrationsprojekte zum internationalen PtX-Import und Ausbau innerdeutscher Kapazitäten

In der zweiten Phase sollte die Erreichung des 65-Prozent-Ziels von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sichergestellt werden. Zudem ist (spätestens) in der zweiten Phase die Vollendung des Netzausbaus erforderlich, um einerseits die bundesweite Versorgung mit dem erneuerbar erzeugten Strom zu ermöglichen, zugleich aber auch eine Aufteilung der deutschen einheitlichen Strompreiszone zu verhindern.

Dabei ist zu betonen, dass die unterschiedliche geographische Lage von Industriestandorten in Deutschland zu unterschiedlichen Anforderungen an die Wasserstoffversorgung führt. Während in den Regionen nahe der bestehenden Wasserstoffinselnetze ggf. die Möglichkeit einer Versorgung über Pipelines bereits mittelfristig besteht, sind andere Standorte vor allem an die Standortlösungen gebunden und somit auf den Netzausbau angewiesen.

Eine Weiterentwicklung von PtX-Projekten in Deutschland aus dem derzeitigen Status der „Reallabore“ zu einer großskaligen Implementierung sollte zudem ermöglicht werden, um einen essenziellen Beitrag

⁴² Bereits zur Erfüllung von 2 Prozent flächendeckend in Deutschland (energetisch) wären beim derzeitigen Gasverbrauch rund 18 TWh Wasserstoff notwendig. Dies erfordert ca. 30 TWh an grünem Strom. Angenommen der Elektrolyseur läuft 4000 Stunden im Jahr (z. B. bei einem Offshore-Anschluss), wird alleine dafür 7,5 GW Elektrolyseurleistung benötigt.

zur Deckung der in diesem Papier angedeuteten Bedarfen an Wasserstoff und synthetischen Gasen/Kraftstoffen zu leisten.

In der zweiten Phase der Roadmap beginnen zudem erste Demonstrationsprojekte zu PtX-Importen auf Basis der in Phase I entwickelten Partnerschaften. Dabei dienen die Demonstrationsprojekte sowohl den Technologietests in der gesamten Lieferkette (Erzeugung, Transport, Nutzung) als auch der Ausgestaltung und Erprobung rechtlicher Rahmenbedingungen für solche Partnerschaften (u. a. Konzepte für internationale Herkunftsnachweise, Schaffung Investitionssicherheit für die Anlagenbauer, ggf. Abnahmegarantien der erzeugten Mengen, Finanzierungsbedingungen der Projekte).

3.3. Post-2030

Die meisten Entwicklungen post-2030 sind aus heutiger Sicht nur schwer absehbar. Zu einigen Fragestellungen wurden in diesem Diskussionspapier bereits mögliche Szenarien geschildert, die unter bestimmten Voraussetzungen eintreten können. Folgende Maßnahmen bzw. Entwicklungen sind allerdings aus Sicht des BDI mit Blick auf post-2030 dennoch wahrscheinlich und für die Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung 2050 notwendig.

PtX-Importe

Wie an vielen Stellen in diesem Papier bereits aufgezeigt, wird Deutschland langfristig signifikante Mengen von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten synthetischen Gasen und Kraftstoffen aus dem Ausland beziehen müssen. Nach 2030 sollten deshalb die bis dahin etablierten Demonstrationsprojekte zum PtX-Import zu ersten vollständigen Lieferketten ausgebaut werden. Das ultimative Ziel ist dabei **die Etablierung eines globalen PtX-Marktes**.

Handlungsbedarf:

- Es bedarf einer frühzeitigen Diskussion über den Bedarf von PtX-Importen (u. a. auch von blauem Wasserstoff), um die gesellschaftliche Akzeptanz für **die Notwendigkeit von Energieimporten** in einer immer stärker dekarbonisierten Welt zu schaffen.
- Etablierung internationaler Standards für Herkunftsnachweise für klimafreundliche Gase und Kraftstoffe.

Synthetische Kraftstoffe in Luft- und Schifffahrt

In der Luft- und Schifffahrt bestehen aus heutiger Sicht neben dem Einsatz synthetischer Kraftstoffe kaum Alternativen für eine vollständige THG-Minderung, wobei in beiden Bereichen auch die Brennstoffzellentechnologie derzeit erprobt wird⁴³.

Sobald synthetische Kraftstoffe zu marktfähigen Preisen nach Deutschland importiert werden können, kann der Einstieg in die Nutzung synthetischer Kraftstoffe im deutschen Luftverkehr beginnen. Solange werden die Fluggesellschaften auch die Mengen, die aus deutschen Demonstrationsanlagen bereit-

⁴³ So wird der Einsatz von Wasserstoff in der Schifffahrt beispielsweise bei Fähren und Personenschiffen derzeit erprobt; in der Luftfahrt laufen die ersten Tests mit Brennstoffzellenflugzeugen (z. B. HY4). Perspektivisch spielt auch der Einsatz insbesondere zur Energieversorgung am Boden bzw. an Land oder als ergänzende Bordstromversorgung eine Rolle.

gestellt werden, abnehmen. Weltweit gesehen kann es darüber hinaus für deutsche Fluggesellschaften bereits früher zum Einsatz von synthetischen Kraftstoffen - auch auf biogener Basis - kommen, wenn Staaten entsprechende Vorgaben verpflichtend machen.

Handlungsbedarf:

- Etablierung von PtX-Importen bzw. Skalierung von PtX-Demonstrationsprojekten hin zu globalen Lieferketten, um die notwendigen Kostenreduktionen zu erreichen.

Biomasse und Biomethan in der Industrie

Aufgrund der begrenzt verfügbaren Alternativen bzw. höheren Vermeidungskosten anderer Maßnahmen in Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturprozessen ist langfristig eine Umlenkung der Biomasse und des aufbereiteten Biomethans in die Industrie notwendig⁴⁴.

Carbon Capture and Storage (CCS) für schwer zu dekarbonisierende Industrieprozesse

Die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ kommt zu dem Schluss, dass zur Erreichung des 95-Prozent-CO₂-Reduktionsziels selektiver Einsatz von CCS-Technologien erforderlich ist. Der Einsatz von PtX-Technologien bzw. Wasserstoffnutzung bietet eine Alternative zu CCS bei der Reduktion von Prozessemissionen in der Stahlproduktion, der Dampfreformierung in der Chemie sowie Emissionen in Raffinerien, wie in diesem Papier bereits dargestellt. Für die Zementindustrie bietet die CCS-Technologie (zumindest nach heutigem technologischem Kenntnisstand) allerdings die einzige Option für eine effektive CO₂-Reduktion in den Herstellungsprozessen.

Die CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Technologien können zudem in bestimmten Anwendungsfällen und abhängig von den Wasserstoffgestehungskosten deutlich unter denen von PtX liegen. Daher sollte der Einsatz von CCS in Ergänzung zu PtX-Technologien (u. a. in Kombination mit Verbrennung der Biomasse) aus heutiger Sicht nicht ausgeschlossen werden.

Handlungsbedarf:

- Es bedarf einer gesellschaftlichen Diskussion zur Nutzung von CCS-Technologien in der EU.

⁴⁴ BDI (2018). Klimapfade für Deutschland.

Abschließende Bemerkung

Der BDI begrüßt die aktive Auseinandersetzung der Bundesregierung mit dem übergreifenden Thema Gas und den damit eng verbundenen Fragen der Wasserstoff- und Power-to-X-Technologien. Die Abkehr von einer „all-electric“ Ausrichtung der Energiewende ist aus Sicht der deutschen Industrie entscheidend für eine kosteneffiziente, verbraucherfreundliche, innovations- und wirtschaftsfördernde Transformation des Energiesektors in Deutschland und der Europäischen Union.

Impressum

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Breite Straße 29, 10178 Berlin
www.bdi.eu
T: +49 30 2028-0

Redaktion

Dr. Carsten Rolle
c.rolle@bdi.eu

Jekaterina Grigorjeva
j.grigorjeva@bdi.eu

BDI-Dokumentennummer: D 1065