

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTER- STÜTZUNG DES MARKTHOCH- LAUFS DER WASSERSTOFF- WIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Kurzstudie im Auftrag von
E.ON Hydrogen GmbH



28 NOVEMBER 2023

Autoren (Frontier Economics):

Dr. Johanna Reichenbach

Dr. Christoph Gatzen

Dr. Matthias Janssen

Jasmina Biller

Dr. Fabian Könings

Kontakt:

johanna.reichenbach@frontier-economics.com

hydrogen@eon.com

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Executive Summary | 3 |
| 1 Deutschland droht seine ambitionierten Ziele für den Wasserstoffhochlauf zu verfehlen | 7 |
| 2 Der beabsichtigte Wasserstoffhochlauf ist mit entsprechenden Instrumenten noch zu erreichen, jedoch kurz- und mittelfristig mit erheblichen Kosten verbunden | 15 |
| 3 Es stehen verschiedene Instrumente mit unterschiedlichen Stärken und Schwächen zur Verfügung, um den Wasserstoffmarkthochlauf anzureizen | 20 |
| 4 Eine Grüngasquote kann wesentlich zur Zielerreichung beitragen, sofern wesentliche Erfolgsfaktoren berücksichtigt werden | 30 |
| 5 Es bedarf zudem einer Koordinierung von Wasserstoffangebot und -nachfrage mit der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur | 43 |
| 6 Fazit: Um den Markthochlauf von Wasserstoff zu sichern sind zeitnah Entscheidungen über substanzielle Maßnahmen zu treffen | 45 |
| Anhang A – Übersicht und Kurzbeschreibung bestehender und geplanter Wasserstoffförderinstrumente | 47 |
| Anhang B – Übersicht der Bewertung der einzelnen Förderinstrumente | 51 |
| Anhang C – Hintergründe zur Ermittlung der Quotenhöhe einer Grüngasquote: Prognostiziertes Angebotspotenzial grüner Gase in Deutschland | 52 |

Executive Summary

Deutschland droht seine Ziele für den Wasserstoffhochlauf zu verfehlen

Deutschland hat sich ambitionierte Energie- und Klimaziele gesetzt. Bis zum Jahr 2045 soll Treibhausgasneutralität erreicht werden. Um dieses Ziel zu erreichen, sind erhebliche Verbesserungen in der Energieeffizienz, eine in vielen Bereichen zunehmende Elektrifizierung sowie ein rascher Ausbau erneuerbarer Energien notwendig. Zusätzlich werden erneuerbarer und emissionsarmer Wasserstoff bzw. dessen Derivate eine essenzielle Rolle übernehmen müssen. **Die vorliegende Kurzstudie im Auftrag der E.ON Hydrogen GmbH beschreibt die Herausforderungen und Instrumente zur Unterstützung des Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Sie trägt damit zur aktuellen Diskussion rund um das Thema der deutschen Wasserstoffwirtschaft bei.**

In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS 2023“)¹ hat Deutschland Ziele für den Wasserstoffsektor bis zum Jahr 2030 festgelegt. Dies umfasst eine installierte heimische Elektrolysekapazität von 10 GW_{el} für die Herstellung von grünem Wasserstoff sowie den Import von grünem und blauem Wasserstoff, um den prognostizierten Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh zu decken. Allerdings stehen der Realisierung dieser Ziele erhebliche Herausforderungen gegenüber. Die Wasserstoffwirtschaft befindet sich noch in den Kinderschuhen, viele Bestandteile der Wertschöpfungskette sind bisher nicht in industriellem Maßstab vorhanden oder erprobt. Insbesondere sind die **Herstellungskosten von erneuerbarem Wasserstoff derzeit noch deutlich höher** als die Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit der potenziellen Nutzer. Hinzu kommen erhebliche **technische, kommerzielle und infrastrukturelle Risiken für Investoren** in Produktionsanlagen aufgrund von **regulatorischen Unsicherheiten, einer unsicheren Nachfrageentwicklung sowie bisher fehlender Transport- und Speicherinfrastruktur**. Umgekehrt sind potenzielle Wasserstoffabnehmer z.B. in der Industrie mit großer Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit bezahlbaren erneuerbaren oder emissionsarmen Wasserstoffs und erforderlicher Infrastruktur konfrontiert. Analog tragen potenzielle Wasserstofftransport- und -Speicherbetreiber erhebliche Risiken bezüglich des zukünftigen Infrastrukturbedarfs und der geringeren Auslastung am Anfang des Hochlaufs. **Im Ergebnis besteht ein fundamentales „Henne-Ei-Problem“ entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette. Zu dessen Auflösung bedarf es einer substanziellen staatlichen Koordination und Unterstützung.**

Der beabsichtigte Wasserstoffhochlauf ist mit entsprechenden Instrumenten noch zu erreichen, jedoch kurz- und mittelfristig mit erheblichen Kosten verbunden

Die Politik hat diese Herausforderung im Grundsatz erkannt. Entsprechend wurden bereits eine ganze Reihe von Maßnahmen auf europäischer sowie auf nationaler Ebene initiiert. Die

¹ Bundesregierung (2023), Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

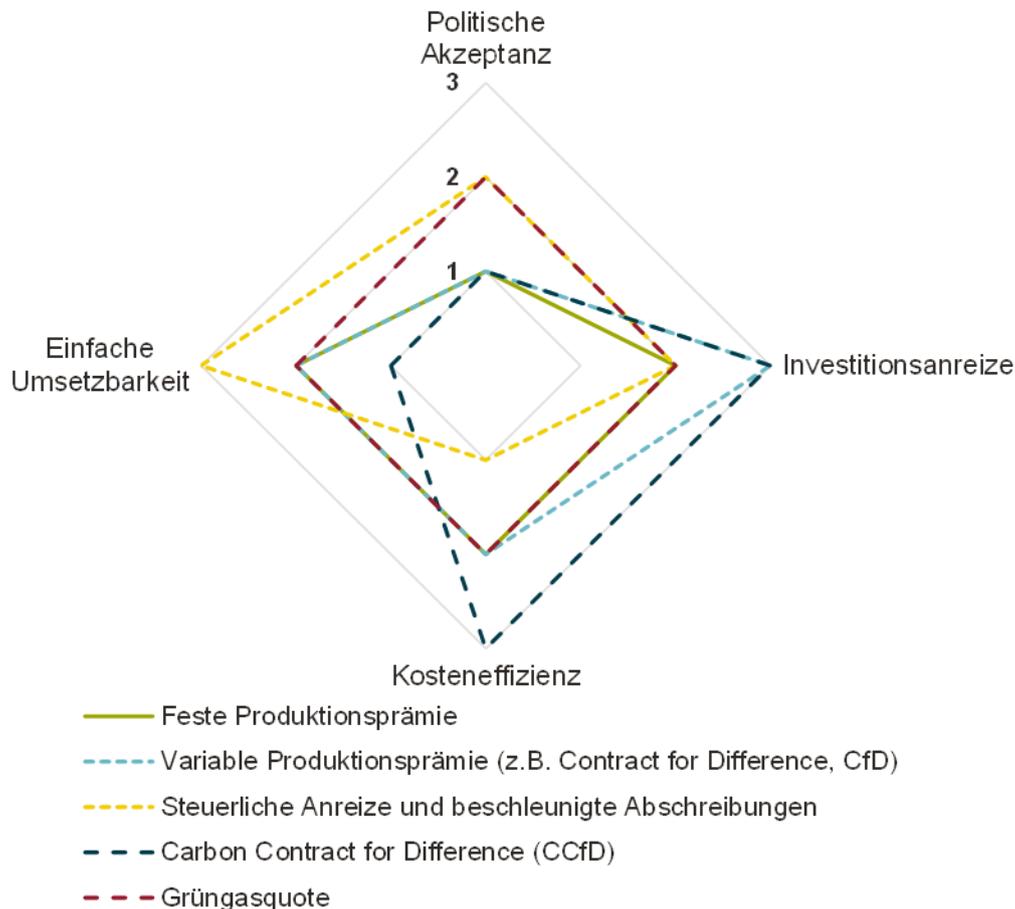
aktuelle Förderlandschaft ist jedoch insgesamt zu komplex, kleinteilig und zersplittert und reicht absehbar nicht aus, um die selbst gesteckten deutschen Wasserstoffhochlaufziele von 95 bis 130 TWh in 2030 zu erreichen. Um diese bis 2030 doch noch zu erreichen, bedarf es daher entsprechender staatlicher Intervention. Dabei sollte allen Akteuren bewusst sein, dass dies – selbst bei Implementierung eines effizienten Anreizinstruments – mit Mehrkosten gegenüber den bestehenden und erwarteten Preissignalen aus dem Europäischen Emissionshandel einhergeht. Den größten Kostenblock stellen absehbar die Herstellungskosten für erneuerbaren Wasserstoff dar. Um das Ziel von 95 bis 130 TWh im Jahr 2030 zu erreichen, muss mit **Mehrkosten** gegenüber einer rein fossilen Alternative (mit Erdgas bzw. fossilem Wasserstoff inklusive CO₂-Preisen) von **3 bis 12 Mrd. € im Jahr 2030** gerechnet werden. Diese Kosten müssen letztlich entweder durch Steuerzahler oder Energieverbraucher getragen werden. Sollten die Kosten beispielsweise durch Gasverbraucher getragen werden, entspräche dies einem Anstieg der Gaspreise um **0,6 bis 2,4 ct/kWh**. Umgerechnet auf einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt bedeutete dies Mehrkosten von ungefähr **90 bis 410 € pro Jahr**.

Im Gegenzug zur Kostenbelastung wird die Transformation zu einer sicheren und klimaneutralen Energieversorgung ermöglicht und die Möglichkeit eröffnet, durch einen zeitnahen Wasserstoffhochlauf eine Technologieführerschaft („grüner Leitmarkt“) in einer wichtigen Zukunftstechnologie zu übernehmen. Insgesamt erfordert die Umsetzung der Wasserstoffziele in Deutschland eine **gemeinsame Anstrengung von Politik und Marktteilnehmern**, um die drängenden Herausforderungen zu bewältigen und die **Ziele einer sicheren und klimaneutralen Energieversorgung zu erreichen**. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die laufenden Haushaltsdebatten zum Schließen der Finanzierungslücken im Klima- und Transformationsfonds (KTF) in Folge des Urteils des Bundesverfassungsgerichts zu berücksichtigen.

Es stehen verschiedene Instrumente mit unterschiedlichen Stärken und Schwächen zur Verfügung, um den Wasserstoffmarkthochlauf anzureizen

Um die geschilderte Henne-Ei-Problematik von Angebot und Nachfrage zu lösen, stehen **mehrere potenzielle Instrumente zur Verfügung**, welche mit verschiedenen Vor- und Nachteilen verbunden sind. Diese können sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite ansetzen. Auf der Angebotsseite kommen insbesondere **Produktionsprämien (feste oder variable) sowie steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen** in Frage. Auf der Nachfrageseite können Maßnahmen wie eine **Grüngasquote oder Carbon Contracts for Difference (CCfDs)** Anreize für den Einsatz von Wasserstoff schaffen. Die kriterienbasierte Analyse der Stärken und Schwächen der einzelnen Instrumente zeigt, dass es keine klar überlegene Lösung zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs gibt (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1 Übersicht der Vor- und Nachteile der Instrumente zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs



Quelle: Frontier Economics

Zusammenfassend gilt:

- **Feste und variable Produktionsprämien** erhöhen die angebotsseitige Sicherheit, sind jedoch aufgrund der Notwendigkeit von staatlichen Mitteln voraussichtlich derzeit politisch schwer durchsetzbar. Zudem kann es zu Nachteilen beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren kommen, wenn die Wasserstoffproduktion unabhängig von systemischen Flexibilitätsbedarfen gefördert wird.
- **Steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen** reduzieren je nach Ausgestaltung die Investitionsrisiken oder die laufenden Betriebskosten von Wasserstoffproduzenten. Sie sind vergleichsweise einfach umsetzbar, schaffen allerdings keine Kosteneffizienz beim Wasserstoffmarkthochlauf.
- **CCfDs** sind vorteilhaft vor allem durch effektive Investitionsanreize für Großverbraucher und ihre Kosteneffizienz. Sie erfordern jedoch bei Anwendung auf kleinere Verbraucher

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

einen hohen Umsetzungsaufwand und sind politisch aufgrund der Notwendigkeit von staatlichen Mitteln nur schwer in der Breite durchsetzbar.

- Eine **Grüngasquote** hat den Vorteil, dass sie keine direkten Haushaltsmittel benötigt und einen (weitgehend) planbaren Wasserstoff-Hochlauf forciert. Sowohl bei der Umsetzbarkeit als auch bei der Kosteneffizienz schneidet sie solide ab. Allerdings schafft das Instrument auch neue Herausforderungen für die Verpflichteten.

Eine Grüngasquote kann wesentlich zur Zielerreichung beitragen, sofern wesentliche Erfolgsfaktoren berücksichtigt werden

Die Erfolgsfaktoren bei der Ausgestaltung einer **Grüngasquote** wurden im Rahmen dieser Kurzstudie näher betrachtet. Die Motivation, den Fokus auf dieses Instrument zu legen basiert, einerseits darauf, dass das Hauptaugenmerk der Wasserstoffförderung bisher auf der Produktionsseite liegt, wohingegen eine Quotenverpflichtung verstärkt an der Wasserstoffnachfrage ansetzen würde. Darüber hinaus war bereits vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum KTF eine Diskussion über einen möglichst effizienten und haushaltschonenden Wasserstoffhochlauf entstanden.

Als wesentlich stellt sich bei der Ausgestaltung einer Grüngasquote eine **bedachte Bestimmung der Höhe und des Verlaufs der Quote sowie der Pönale** im Falle einer Verletzung der Quotenverpflichtung heraus, welche verfügbare Angebotspotenziale und -kosten berücksichtigt und möglichst verlässliche Preissignale der Grüngas- bzw. Wasserstoffzertifikate im Rahmen des Quotenmodells gewährleistet.

Es bedarf zudem einer Koordinierung von Wasserstoffangebot und -nachfrage mit der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur

Neben den Förderinstrumenten sollten begleitende Maßnahmen auf der Infrastrukturseite implementiert werden, um so die Herausforderungen auf den verschiedenen Stufen der Wasserstoff-Wertschöpfungskette gesamtheitlich zu adressieren. Wichtig ist, mit einem pragmatischen und schnell umsetzbaren Ansatz das Henne-Ei-Problem zeitnah anzugehen.

1 Deutschland droht seine ambitionierten Ziele für den Wasserstoffhochlauf zu verfehlen

In diesem einführenden Kapitel erläutern wir Deutschlands selbst gesteckte Ziele für den Wasserstoffhochlauf, die aktuellen Herausforderungen, welche die Zielerreichung bedrohen sowie bestehende Instrumente zur Forcierung des Hochlaufs.

1.1 Deutschland hat ambitionierte Ziele für den Wasserstoffhochlauf

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Hierzu ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz, unter anderem durch die direkte Nutzung von Strom z.B. für die Elektromobilität und Wärmepumpen, sowie ein starker und noch schneller Ausbau der erneuerbaren Energien unabdingbar. Das Stromsystem stößt aber heute schon an seine Grenzen, obwohl der aktuelle Stromverbrauch in Deutschland nur etwa 20% des Endenergieverbrauches ausmacht. Dies zeigen zum Beispiel die aktuellen Diskussionen um erforderliche (teilweise mit Wasserstoff zu betreibenden) Kraftwerksneubauten, hohe Engpasskosten im Übertragungsnetz oder die Herausforderungen für Stromverteilnetze bei der Integration von Millionen von Wärmepumpen, Wallboxes, Windkraft- oder PV-Anlagen. Die direkte Elektrifizierung und die direkte Nutzung von grünem Strom werden ohne Zweifel eine zentrale Säule der Energiewende sein. Zusätzlich aber werden erneuerbarer und emissionsarmer Wasserstoff bzw. dessen Derivate tragende Rollen übernehmen:

- Als Energieträger für **Primärenergieimporte**, auf die Deutschland auch zukünftig angewiesen sein wird.
- Zur **Dekarbonisierung** von Sektoren, also z.B. als klimaneutraler Industrierohstoff, als Energieträger für schwer zu elektrifizierende Endanwendungen wie Schwerlastverkehr oder industrielle Prozesswärme sowie als Brennstoff für Wasserstoffkraftwerke.
- Als **Speichermedium**, um das volatile Energieangebot aus Wind und Sonne mit dem – bei der Wärmenachfrage stark saisonal geprägten – Energiebedarf zeitlich zusammenzubringen.
- Als **Transportmedium**, um globale Importe erneuerbarer Energie und die Verbindung von Produktions- und Verbrauchsstätten europäisch, national und regional zu ermöglichen.

Folgerichtig hat sich Deutschland in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS“) ambitionierte Ziele für den Wasserstoffhochlauf gesetzt: Im Jahr **2030** soll die installierte **heimische Elektrolysekapazität** für die Herstellung von grünem Wasserstoff **10 GW_{el}** betragen. Auf dieser Basis könnten etwa **28 TWh/a grüner Wasserstoff in Deutschland erzeugt** werden. Zusätzlich soll grüner und zumindest in einer Übergangsphase blauer Wasserstoff importiert werden, um den prognostizierten **Bedarf von 95 bis 130 TWh** an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten im Jahr **2030** zu decken. Um langfristig Klimaneutralität zu

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

ermöglichen, gehen die Langfristszenarien des BMWK von einem Wasserstoffbedarf von **bis zu 655 TWh** im Jahr **2045** (im Szenario T45-H2) aus.²

Der zukünftige Wasserstoffbedarf setzt sich laut NWS³ vor allem zusammen aus:

- **Ersatz für die bestehenden grauen Wasserstoffanwendungen** (aktuell ca. 55 TWh/a)⁴, insbesondere für die Herstellung von Ammoniak und den Einsatz in Raffinerieprozessen, die perspektivisch durch grünen Wasserstoff ersetzt werden können; und
- **neuen Wasserstoffanwendungen** (ca. 40-75 TWh im Jahr 2030), z.B. Einsatz zur Herstellung von grünem Stahl, in Brennstoffzellen oder als synthetischer Kraftstoff im Transportsektor.

Der genaue Umfang der zukünftigen neuen Wasserstoffbedarfe ist unsicher und hängt davon ab, in welchen Sektoren und Anwendungen sich Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption durchsetzen kann. Dies hängt wiederum davon ab, wie schnell man andere Dekarbonisierungsoptionen, z. B. über Direktelektrifizierung bereitstellen kann. Auch die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung oder die zukünftige Nutzung von Carbon Capture and Storage (CCS), etwa in der Stahl- und Zementindustrie, werden einen Einfluss auf die Rolle von Wasserstoff und die Höhe der Wasserstoffnachfrage haben. Bei der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft muss die ganze Wertschöpfungskette von der internationalen⁵ oder nationalen Erzeugung, über den Transport (mit dem Kernnetz als Minimalnetz⁶), die Speicherung, die Verteilung und die Endanwendung in den Blick genommen werden, um eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft aufzubauen.

In diesem Kontext wurde Frontier Economics von der E.ON Hydrogen GmbH beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie einige der aktuell diskutierten Instrumente zur Förderung des Wasserstoffhochlaufs in Deutschland zu untersuchen. Das übergeordnete Ziel der untersuchten Maßnahmen ist eine u.a. auch industriepolitisch motivierte „Technologieförderung im Bereich Wasserstoff“, damit die in der NWS festgelegten Ziele fristgerecht erreicht werden können. Die Maßnahmen zielen damit im Gegensatz zu den

² Siehe Langfristszenarien (2022) Endenergienachfrage inkl. stofflicher Nutzung, https://www.langfristszenarien.de/energie-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Angebot_Nov_2022_final_webinarversion.pdf.

³ Siehe Bundesregierung (2023), Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9.

⁴ Die NWS 2023 geht von einem aktuellen Wasserstoffverbrauch in Höhe von 55 TWh/a aus. Die aktuelle Wasserstoffproduktion in Deutschland beträgt 57 TWh/a. Siehe Kreidelmeyer et al. (2020), Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationpfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile.

⁵ Aufgrund des begrenzten verfügbaren und kostengünstigen inländischen Produktionspotenzials wird Deutschland perspektivisch auch auf Wasserstoffimporte zurückgreifen müssen, um die potenzielle Nachfrage zu decken. Zu diesem Zweck soll eine Importstrategie entwickelt werden.

⁶ Darüber hinaus wird die Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes bis zum Jahr 2032 im Rahmen der EnWG Novelle gesetzlich verankert. Ziel des Kernnetzes ist, die zentralen Wasserstoffquellen, -Speicher und -Senken zu verbinden, und so die infrastrukturelle Grundlage für den Markthochlauf zu schaffen.

Emissionshandelssystemen nicht primär darauf ab, eine möglichst kostengünstige Dekarbonisierung der Industrie und Energieversorgung oder des Wärme- und Verkehrssektors zu erreichen.

1.2 Derzeit besteht in allen Bereichen der Wasserstoffwertschöpfungskette ein großer Handlungsbedarf

Nach derzeitigem Stand droht Deutschland seine selbstgesteckten Ziele des Wasserstoffhochlaufs zu verfehlen. Entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von Produktion, über Netze und Speicher bis zu Anwendungen (mit Ausnahme von wenigen Verbrauchern in der Großindustrie) – werden Investitionsentscheidungen nur sehr zögerlich getroffen. Exemplarisch seien die Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff genannt: Dem deutschen Ziel einer Elektrolysekapazität von 10 GW in 2030 stehen derzeit 0,2 – 0,3 GW bereits installierter und im Bau befindlicher Leistung,⁷ sowie Projekte mit finaler Investitionsentscheidung („FID“) mit einer Gesamtkapazität von 1,8 GW⁸ entgegen. In Summe sind derzeit also **nur Elektrolysekapazitäten in Höhe von 20% des Ziels** unmittelbar absehbar.

Die Gründe für die aktuell noch zögerliche Investitionstätigkeit lassen sich im Wesentlichen in drei Handlungsfelder aufteilen (siehe auch Abbildung 2):

- **Herausforderung I – Die Kosten des Wasserstoffs sind aktuell noch vergleichsweise hoch, haben aber ein hohes Reduktionspotenzial:** Aktuell ist eine Dekarbonisierung über Wasserstoffanwendungen noch vergleichsweise teuer. Die Herstellungskosten von erneuerbarem Wasserstoff sind derzeit noch deutlich höher als die Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit der potenziellen Nutzer: Die Vollkosten der Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse auf Basis von Wind an Land liegen beispielsweise noch bei über 180€/MWh (entspricht etwa 6 €/kg).⁹ Zum Vergleich: Der Großhandelspreis für fossiles Erdgas (inklusive des aktuellen Preises für CO₂-Zertifikate) liegt derzeit bei etwa 50 – 60 €/MWh. Weder die Preissignale über den EU ETS I (Industrie und Stromsektor) noch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) bzw. den EU ETS II (derzeit noch gedeckelte Preise im Wärme- und Verkehrssektor) reichen aus, um Wasserstoffanwendungen profitabel zu machen. Die Realisierung von Lernkurveneffekten sind ohne ein erstes Ausrollen der Wasserstofftechnologien in first-mover-Projekten nicht möglich. Durch eine industrielle Skalierung ist zukünftig von erheblichen Kostendegressionen bei der Wasserstoffherstellung auszugehen. Von diesen Kostendegressionen können die ersten Investoren jedoch nicht mehr profitieren („*first-mover disadvantage*“), die

⁷ Vgl. EWI (2023), E.ON H₂-Bilanz 2023 2. HJ; Acatech und Dechema (2023), Elektrolyse-Monitor, <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>, abgerufen am 08.11.2023.

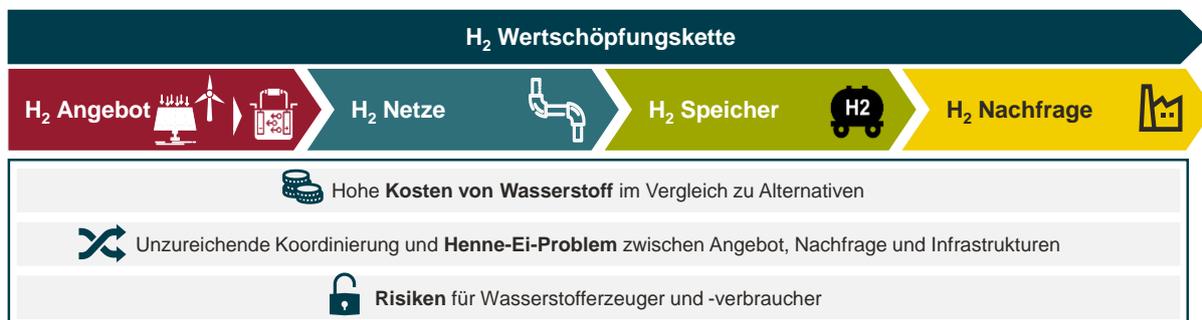
⁸ Die Angaben zum Projektstatus wurden dem Elektrolyse-Monitor des Wasserstoff-Kompass entnommen und wurden nicht verifiziert. Zudem weisen wir darauf hin, dass im Elektrolyse-Monitor ebenfalls Produktionskapazitäten für blauen Wasserstoff enthalten sind, die eigentlich nicht auf das NWS-Ziel einzahlen. Vgl. Acatech und Dechema (2023), Elektrolyse-Monitor, <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>, abgerufen am 08.11.2023.

⁹ Vgl. Hydrex Plus Green, <https://www.energiate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preise/231165/hydexplus-green>, abgerufen am 14.11.2023.

gemachten Erfahrungen stehen zudem der gesamten Branche zur Verfügung („*learning spillovers*“). Entsprechend werden Investitionsentscheidungen zurückgehalten („*Investitionsattentismus*“).

- **Herausforderung II – Unzureichende Koordinierung und das „Henne-Ei-Problem“ zwischen Angebot, Nachfrage und Infrastrukturen:** Eine weitere Ursache für die ungenügenden wasserstoffbezogenen Investitionen ist die unzureichende Koordinierung der Investitionen zwischen den verschiedenen Stufen der Wasserstoffwertschöpfungskette. Auf der einen Seite zögern Investoren in die Wasserstoffproduktion und Infrastruktur zu investieren, solange keine ausreichende Nachfrage besteht. Andererseits sind potenzielle Abnehmer zurückhaltend, ihre Systeme auf grünen Wasserstoff umzustellen, solange die Verfügbarkeit und Kosteneffizienz nicht gesichert sind („*Henne-Ei-Problem*“). Ein koordiniertes Vorgehen zwischen Produzenten, Infrastrukturanbietern und Endverbrauchern ist daher entscheidend für einen erfolgreichen Hochlauf des Wasserstoffmarkts.
- **Herausforderung III – Risiken für Wasserstoffherzeuger und Verbraucher:** Regulatorische Unsicherheiten, die unsichere Produktions- und Nachfrageentwicklung sowie die bisher fehlende Transport- und Speicherinfrastruktur von Wasserstoff führen zu erheblichen technischen, kommerziellen und infrastrukturellen Risiken für Investoren in Wasserstoffproduktion und Verbrauchsanlagen. Analog tragen potenzielle Wasserstofftransport- und -Speicherbetreiber erhebliche Risiken bezüglich des zukünftigen Infrastrukturbedarfs. Diese Risiken hemmen die wasserstoffbezogenen Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Hinzu kommt teilweise die Herausforderung einer mangelnden Fristentransformation. Erzeuger müssen hohe Investitionskosten in Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen und Elektrolyseure tragen und brauchen langfristige Sicherheiten, d.h. Absätze über ca. 15 Jahre. Auf Nutzerseite gibt es teilweise Verbraucher, die ebenfalls hohe Investitionen tätigen müssen (z. B. für Direktreduktionsanlagen in der Stahlindustrie) und daher eher langfristig ausgelegte Verträge bevorzugen. Viele Anwender können grünen oder blauen Wasserstoff jedoch auch flexibel und ohne signifikante Investitionen nutzen, z.B. beim Ersatz von grauem durch grünen oder blauen Wasserstoff, und möchten sich entsprechend nicht an derart langfristige Verträge binden.

Abbildung 2 Die Herausforderungen der Wasserstoffwirtschaft entlang der Wertschöpfungskette



Quelle: Frontier Economics

1.3 Der bestehende regulatorische und klimapolitische Rahmen ist nicht ausreichend, um die Herausforderungen der Wasserstoffwirtschaft zu lösen und die Ziele der NWS zu erreichen

Die Politik hat diese Herausforderungen im Grundsatz erkannt. Entsprechend wurden bereits eine ganze Reihe von Maßnahmen auf europäischer sowie auf nationaler Ebene initiiert (z. B. Import Projects of Common European Interest (IPCEI), Alternative Infrastructure Directive, Renewable Energy Directive (RED II und III)),¹⁰ die darauf abzielen, die Herstellung und den Verbrauch von Wasserstoff und die dazu erforderlichen Infrastrukturinvestitionen anzukurbeln (siehe Abbildung 3).

Auf der **Nachfrageseite** umfassen die bestehenden und geplanten Instrumente z. B.:

- **RED III – Transportquote¹¹:** Die EU-Quotenregelung der Renewable Energy Directive („RED III“) für den Transportsektor induziert – über die Subquote für Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate (Renewable fuels of non-biological origin, „RFNBO“) – voraussichtlich einen Wasserstoffbedarf von **3-5 TWh** im Jahr 2030 in Deutschland.¹²
- **RED III – Zielvorgaben für die Industrie:** Der von der EU geforderte Anteil von 42% RFNBO beim Wasserstoffeinsatz in der Industrie bis 2030 ergibt einen geschätzten

¹⁰ Einige Eckpunkte der unterschiedlichen Förderansätze auf nationaler oder europäischer Ebene sind im Anhang kurz zusammengefasst.

¹¹ Siehe Renewable Energy Directive („RED III“) (2023): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>.

¹² Die Berechnung der 3-5 TWh/a erfolgt anhand des für den Verkehrssektor im BMWK Langfristszenario T45-H2 prognostizierten Energiebedarfes in 2030 unter Berücksichtigung der vorgesehenen 2-fachen RFNBO Multiplikatoren (bzw. 1,5 fachen Multiplikatoren für Flug- und Schiffsverkehr) in der RED III. Die Spannweite ergibt sich wie folgt: Die Untergrenze nimmt an, dass die 1% RFNBO-Subquote komplett durch Wasserstoff erfüllt wird. Die Obergrenze inkludiert neben Wasserstoff auch Wasserstoff-Derivate (unter Berücksichtigung von 70% Energieverlust - Methanol Synthese/ Fischer-Tropsch-Synthese).

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Wasserstoff-Bedarf von etwa **23 TWh** im Jahr 2030, auf Basis der aktuellen grauen Wasserstoffverwendung in Deutschland.¹³

- **Kapazitätsauktionen für wasserstoffbetriebene und wasserstofffähige Stromkraftwerke nach EEG¹⁴ und Kraftwerkstrategie BMWK¹⁵**, welche bis 2035 etwa 24 GW_{el} mit Wasserstoff betriebene Spitzenlastkraftwerke beanreizen sollen (was bei einer angenommenen Jahreslaufzeit von 1.000 Stunden einen Wasserstoffbedarf von knapp **48 TWh** im Jahr 2035 hervorrufen könnte).¹⁶
- **Klimaschutzverträge**: die Klimaschutzverträge zur Erstattung der Mehrkosten gegenüber dem CO₂-Preis des EU-ETS für Dekarbonisierungsprojekte in der energieintensiven Industrie.¹⁷ Geplant sind mehrere Ausschreibungsrunden in den Jahren 2023 bis 2025. Das Fördervolumen für das gesamte Programm soll in zweistelliger Milliardenhöhe liegen.¹⁸

Auf der **Angebots- und Infrastrukturseite** wird die Bereitstellung von Wasserstoff durch verschiedene Instrumente adressiert, z.B.:

- **IPCEI H2**: die Förderung von europäischen Leuchtturmprojekten für Wasserstoff im Rahmen des IPCEI H2 Programmes¹⁹,
- **H2Global²⁰**: Dem viel beachteten, vom BMWK initiierten Instrument H2Global stehen im ursprünglichen Förderfenster 900 Millionen Euro zur Verfügung.²¹ Damit sollen Importe der Wasserstoffderivate Kerosin, Ammoniak und Methanol über einen Lieferzeitraum von bis zu 10 Jahren gefördert werden, sodass je Produkt die jährliche Fördersumme nur etwa 30 Millionen Euro beträgt. Die daraus resultierenden Importmengen sind gering. Im Fall von Ammoniak könnten damit beispielsweise **Importe von 0,2 – 0,5 TWh** pro Jahr

¹³ Die Menge von 23 TWh/a entspricht 42% des aktuellen Bedarfs an Wasserstoff von 55 TWh/a (NWS, 2023).

¹⁴ Siehe § 39p EEG.

¹⁵ Siehe BMWK (2023), Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>.

¹⁶ Die zukünftige Wasserstoffnachfrage aus dem Stromsektor basierend auf der später verabschiedeten Kraftwerksstrategie ist nach unserer Einschätzung in den aktuellen NWS-Zielen nicht vollständig enthalten.

¹⁷ Siehe BMWK (2023), Förderprogramm Klimaschutzverträge, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/klimaschutzvertraege.html>.

¹⁸ Siehe Förderrichtlinie Klimaschutzverträge - Erläuterungen zum Förderinstrument, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege.pdf?blob=publicationFile&v=4>.

¹⁹ Europäische Kommission (2022), State Aid: Commission approves up to €5.4 billion of public support by fifteen Member States for an Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_4544.

²⁰ Siehe H2-Global-Stiftung, <https://www.h2-global.de/>.

²¹ Darüber hinaus sind weitere Ausschreibungen durch das BMWK im Umfang von bis zu 3,5 Mrd. € und durch das BMDV im Umfang von eta 1,4 Mrd. € geplant. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/06/20230601-bundesregierung-und-eu-kommission-machen-h2global-zum-europaeischen-wasserstoff-projekt.html>.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

(entspricht etwa 3 – 9 % der aktuellen jährlichen Ammoniakproduktion in Deutschland) gefördert werden.²²

- **EU Hydrogen Bank²³**: Die Europäische Union fördert die Produktion von grünem Wasserstoff in Ländern des europäischen Wirtschaftsraums (EWR). Das Gesamtvolumen der ersten Auktion zur Vergabe der 10-jährigen Förderung beträgt 800 Mio. €. Für die zweite Auktionsrunde im Jahr 2024 wird ein Fördervolumen in Höhe von 3 Mrd. EUR bereitgestellt.²⁴
- **WindSeeGesetz²⁵**: Ausschreibung von 500 MW pro Jahr in den Jahren 2023 bis 2028 für „systemdienliche“ grüne Wasserstoffproduktion.
- **Gasnetztransformationspläne und kommunale Wärmeplanung**: die übergreifende Koordinierung von Planungsprozessen für die Integration von Wasserstoff im Rahmen der Gasnetztransformationspläne und der kommunalen Wärmeplanung²⁶.

Die Förderlandschaft ist jedoch insgesamt sehr **komplex, kleinteilig und zersplittert**. Zudem sind viele der Programme **zeitlich** und (bereits vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum KTF von Mitte November) vom **Fördervolumen limitiert**: sie zielen auf bestimmte Sektoren – insbesondere in der Industrie – und begrenzte Wasserstoffvolumen ab und schaffen damit keine ausreichende Gewissheit über die zukünftige Nachfrage in großem Maßstab. In Summe setzen die bestehenden und geplanten Maßnahmen daher nur unzureichende Anreize für den erforderlichen Markthochlauf von Wasserstoff.

²² BET (2023), Impulspapier im Auftrag von E.ON Hydrogen GmbH zur Weiterentwicklung des H2Global Fördermechanismus, S. 5, https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/BET_Impulspapier_Weiterentwicklung_H2Global.pdf.

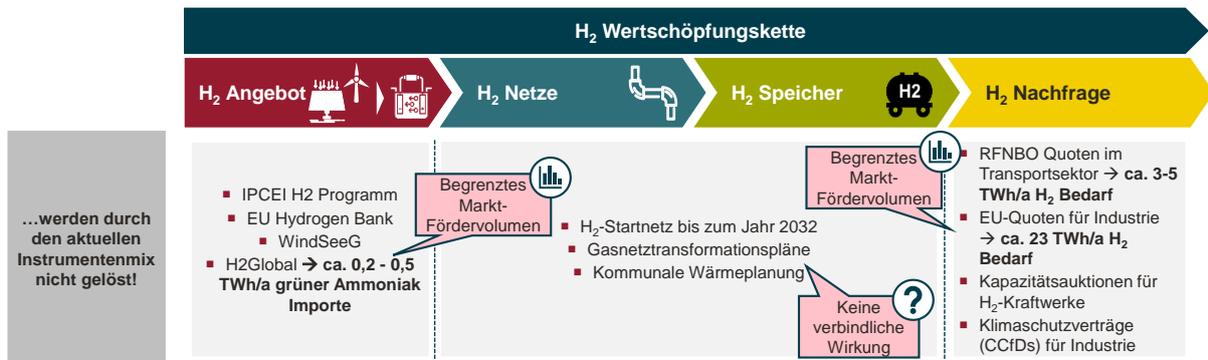
²³ Siehe Europäische Kommission (2023) zur European Hydrogen Bank, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0156&qid=1682349760946>.

²⁴ Siehe Eröffnungsrede von Ursula von der Leyen auf der European Hydrogen Week 2023, 20.11.2023, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_23_5907.

²⁵ Siehe WindSeeG, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/WindSeeG.html>.

²⁶ Siehe Gasnetzgebietstransformationsplan – Ergebnisbericht 2023, <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>, und Gesetzentwurf der Bundesregierung (2023), Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze, <https://dserver.bundestag.de/brd/2023/0388-23.pdf>.

Abbildung 3 Die Ursachen für unzureichende Investitionen werden durch den aktuellen Instrumentenmix nicht gelöst



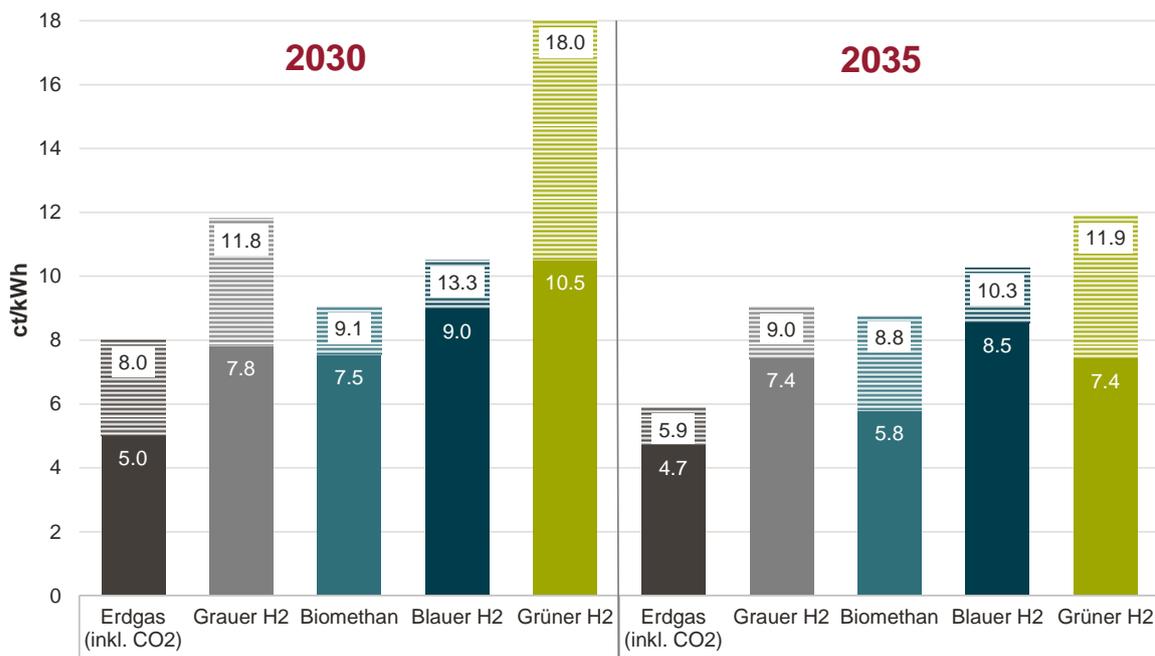
Quelle: Frontier Economics

Entsprechend zeichnet sich eine Verfehlung der Ziele aus der NWS ab. Um die Ziele bis 2030 doch noch zu erreichen, bedarf es einer staatlichen Intervention. Diese wird mit Mehrkosten gegenüber den bestehenden und erwarteten Preissignalen aus dem Europäischen Emissionshandel einhergehen. Eine Abschätzung der mit dem Wasserstoffmarkthochlauf verbundenen Mehrkosten wird im nächsten Kapitel näher beschrieben.

2 Der beabsichtigte Wasserstoffhochlauf ist mit entsprechenden Instrumenten noch zu erreichen, jedoch kurz- und mittelfristig mit erheblichen Kosten verbunden

Ein Blick auf die Kosten für Wasserstoffanwendungen in Deutschland verdeutlicht, dass grüner Wasserstoff kurz- und mittelfristig eine im Vergleich zu anderen Energieträgern teure Technologie ist. Andere Optionen wie z.B. Erdgas und grauer Wasserstoff (unter Berücksichtigung der CO₂-Kosten) sowie Biomethan sind heute für nur etwa ein Drittel bis zur Hälfte der Produktionskosten von grünem oder blauem Wasserstoff herzustellen (siehe Kapitel 1.2). Dies ändert sich auch in der absehbaren Zukunft nicht fundamental (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4 Die zukünftigen Produktions- bzw. Beschaffungskosten für Erdgas (inkl. CO₂), Biomethan und Wasserstoff zeigen eine große Spannweite



Quelle: Frontier Economics basierend auf eigenen Schätzungen sowie DVGW/ Frontier Economics (2022) und DVGW/ Frontier Economics (2023).

Hinweis: Preise für 2030 basieren auf eigenen Schätzungen: Erdgas (inkl. CO₂) basiert auf dem EEX THE Erdgas-Future für 2028 zuzüglich des EEX European Carbon Futures für 2030 (abgerufen am 09.11.2023), Grauer/ Blauer H₂ basiert auf dem Erdgaspreis (inkl. CO₂) zuzüglich den Wasserstoffumwandlungskosten laut Wasserstoff-Index Hydex, Grüner H₂ basiert auf Modellschätzung mit unterschiedlichen Annahmen z.B. zu den Investitionskosten der Elektrolyse und der durchschnittlichen Lebensdauer; Biomethan basiert auf DVGW/Frontier (2022). Preise für 2035 basieren auf DVGW/ Frontier Economics (2023). Alle Preise inkludieren Produktions-/Beschaffungskosten und exkludieren Netzentgelt, Steuern und Abgaben für Vertriebskosten.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Insbesondere sind die mit dem EU-ETS I und dem BEHG bzw. EU-ETS II verbundenen CO₂-Preise nicht ausreichend, um Wasserstoff kurz- und mittelfristig in Deutschland wettbewerbsfähig zu machen. Somit werden zwar die Dekarbonisierungsziele durch die Emissionshandelssysteme erreicht, allerdings würden die NWS-Ziele zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft voraussichtlich verfehlt. Insgesamt besteht die Gefahr, dass das Klimaneutralitätsziel bis 2045 nicht oder nur zu erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten erreicht wird. Zur Erreichung der Wasserstoffziele sind daher zunächst Instrumente der Technologieförderung, im Sinne von Markteinführung, notwendig, um so Lerneffekte und damit langfristige sinkende Kosten zu erreichen.²⁷

Selbst bei Implementierung eines effizienten Anreizinstrumentes sind die Mehrkosten zur Erreichung der selbst gesteckten Ziele des Wasserstoffhochlaufs bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Europäischen Emissionshandel erheblich. **Um das NWS-Ziel von 95 bis 130 TWh Wasserstoffverbrauch im Jahr 2030 zu erreichen**, muss mit **Mehrkosten** gegenüber einer rein fossilen Alternative (d.h. Einsatz von Erdgas bzw. grauem Wasserstoff inklusive CO₂-Preis) von **3 bis 12 Mrd. € im Jahr 2030** gerechnet werden (siehe Abbildung 5).²⁸ Diese Kosten müssen letztlich entweder durch Steuerzahler oder Energieverbraucher getragen werden. Sollten die Kosten beispielsweise durch die zukünftigen Gasverbraucher getragen werden, entspräche dies einem Anstieg der Gaspreise um **0,6 bis 2,4 ct/kWh**.²⁹ Umgerechnet auf einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt bedeutete dies Mehrkosten von ungefähr **90 bis 410 € pro Jahr**.³⁰

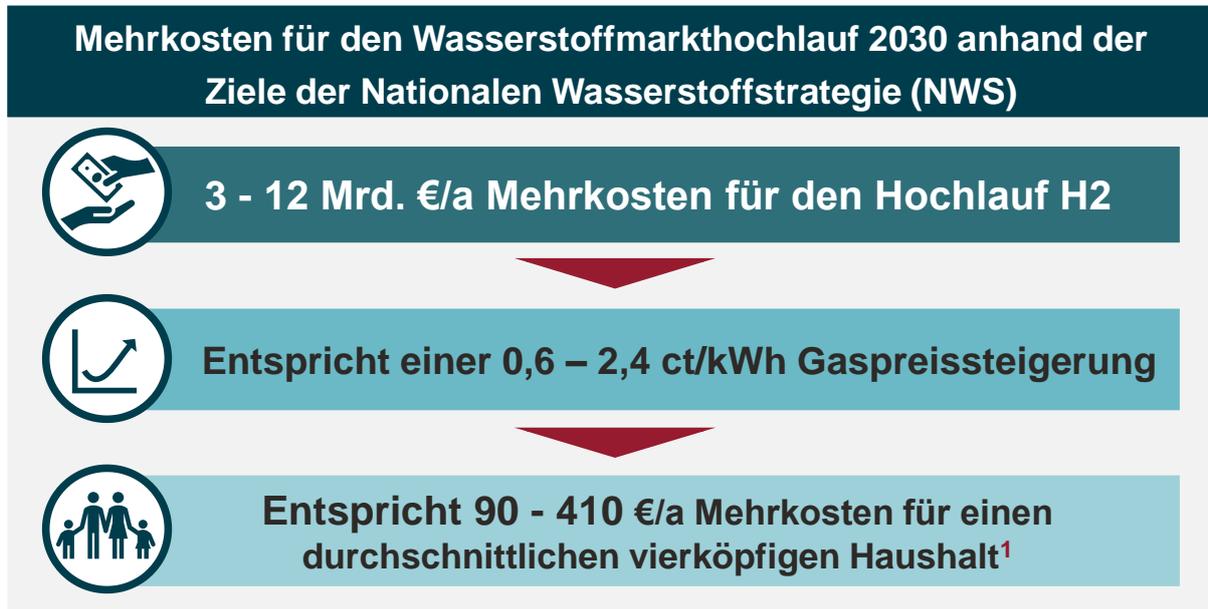
²⁷ Eine ähnliche Motivation lag und liegt dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) zu Grunde, welches trotz CO₂-Bepreisung über das EU ETS eine Technologieförderung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wie Wind und Solar vorsieht, um Kostendegression zu realisieren und die langfristigen Klimaziele zu erreichen.

²⁸ Die Gesamtkosten, um die Wasserstoffziele zu erreichen, liegen bei 9 Mrd. € (niedriges NWS-Ziel und niedriger grüner Wasserstoffpreis) bis 20 Mrd. € (hohes NWS-Ziel und hoher grüner Wasserstoffpreis) im Jahr 2030. Im „fossilen Counterfactual“, bei dem weiterhin 55 TWh/a grauer Wasserstoff verwendet werden und der restliche Gas-Bedarf über Erdgas gedeckt wird, fallen hingegen nur ungefähr 6 Mrd. € (niedriges NWS-Ziel) bis 8 Mrd. € (hohes NWS-Ziel) an Kosten an.

²⁹ Der zugrundeliegende Gasverbrauch im Jahr 2030 wird mit 500 TWh angenommen. Diese Abschätzung basiert auf dem gas-förmigen Endenergiebedarf aus den BMWK Langfristszenarien T45-H2 und T45-Strom.

³⁰ Dies gilt unter der Annahme, dass ein durchschnittlicher Gasverbrauch bei 16.800 kWh/a für eine Familie oder Wohngemeinschaft mit vier Personen auf 120 m² liegt ([Link](#)).

Abbildung 5 Mehrkosten für die Erreichung der Wasserstoffziele in der
Nationalen Wasserstoffstrategie in 2030



Quelle: Frontier Economics

Die **Berechnung der Mehrkosten** zur Erreichung der NWS-Ziele basiert auf den folgenden **Preisen und Mengenannahmen für das Jahr 2030**:

- **Beschaffungspreise:**
 - **Erdgas** (inkl. CO₂-Kosten): Der geschätzte Großhandelspreis für **Erdgas (inkl. CO₂) von ca. 5 ct/kWh** basiert auf dem EEX THE Erdgas-Future für 2028 zuzüglich des EEX European Carbon Futures für 2030.³¹
 - **Grauer Wasserstoff**: Der Preis für **grauen Wasserstoff im Jahr 2030 liegt bei ca. 8 ct/kWh** und leitet sich aus dem Erdgaspreis (inkl. CO₂) und den Wasserstoffumwandlungskosten ab.³²
 - **Grüner Wasserstoff**: Der Preis für **grünen Wasserstoff prognostizieren wir mit 3,5 – 6 €/kg H₂ (entspricht 10,5 – 18 ct/kWh)**, abhängig von den zugrundeliegenden Modellannahmen zu den Investitionskosten der Elektrolyse, der durchschnittlichen Lebensdauer und den Kapitalkosten (WACC).
- **Wasserstoffmengen**: Das in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (2023) formulierte **Ziel von 95 TWh/a („niedriges NWS-Ziel“)** und **130 TWh/a („hohes NWS-Ziel“)** für das Jahr 2030 setzt sich zusammen aus dem (aktuellen) Bedarf an

³¹ Energate.de, danach ergibt sich ein Preis von 101 €/t CO₂, abgerufen am 09.11.2023.

³² Wir verwenden die Umwandlungsfaktoren für grauen Wasserstoff gemäß dem Wasserstoffpreis-Index Hydex, <https://e-bridge.com/competencies/energy-markets/hydex/>.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

grauem Wasserstoff in Höhe von 55 TWh/a sowie neuen Bedarfen an Wasserstoff(derivaten) in Höhe von 40-75 TWh/a. Daraus ergeben sich folgende Annahmen für die Verwendung von grauem und grünem Wasserstoff im Jahr 2030:

- **Grauer Wasserstoff:** Gemäß RED III sollen im Jahr 2030 42% des verbrauchten grauen Wasserstoffs in der Industrie durch RFNBOs ersetzt werden. Daher nehmen wir an, dass **im Jahr 2030 noch etwa 32 TWh/a grauer Wasserstoff** (58% der existierenden 55 TWh/a) eingesetzt wird.
- **Grüner Wasserstoff:** Der restliche Bedarf, um die NWS-Ziele zu erreichen, wird durch grünen Wasserstoff bzw. grüne Wasserstoffderivate gedeckt. Dies bedeutet, dass wir von **63 TWh/a (für das niedrige NWS-Ziel) und 98 TWh/a (für das hohe NWS-Ziel) grünem Wasserstoff in 2030** ausgehen.³³
- **Die Mehrkosten belaufen sich entsprechend auf 3 bis 12 Mrd. € pro Jahr**, bestehend aus Mehrkosten von
 - 1 bis 2 Mrd. €/a für den Ersatz von 23 TWh grauen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff zu Mehrkosten pro kWh von 2,7 bis 10,2 ct/kWh.
 - 2 bis 10 Mrd. €/a für den Ersatz von 40 bis 75 TWh Erdgas durch grünen Wasserstoff zu Mehrkosten pro kWh von 5,5 bis 13 ct/kWh.

Die Kostenabschätzung beruht auf einigen vereinfachenden **Annahmen**:

- **Preissenkender Effekt im EU ETS nicht enthalten** – Die Förderung des Markthochlaufs von Wasserstoff führt in den vom EU ETS I oder II erfassten Sektoren zwar zu Emissionsminderungen. Sofern die Menge der Emissionszertifikate jedoch nicht angepasst werden, führt der Wasserstoffhochlauf letztlich nur zu sinkenden CO₂-Preisen, aber nicht zu einer zusätzlichen CO₂-Vermeidung.
- **Keine Kosten für Endanwendungen und Infrastrukturen oder Unterschiede bei Systemkosten enthalten** – Die gezeigte Kostenindikation berücksichtigt nicht die zusätzlichen Investitionskosten für Endanwendungen (z. B. für den Einsatz von Brennstoffzellen oder den Bau von Wasserstoffkraftwerken) und Infrastrukturen (z.B. die Errichtung von Wasserstoffnetzen), oder die möglicherweise eingesparten Systemkosten im Stromsystem (z. B. vermiedene Investitionen in Stromnetze oder elektrische Wärmepumpen).
- **Wert aus Wasserstoffwirtschaft für eine resilientere Energiewende und Versorgungssicherheit nicht enthalten** – Ebenfalls nicht enthalten ist der Nutzen aus einer entwickelten Wasserstoffwirtschaft für eine verbesserte Resilienz und Versorgungssicherheit der Energiesysteme. Die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland entlastet das Stromsystem, wenn maßgebliche Wasserstoffmengen importiert werden. Denn der Import von (grünen) Molekülen ist deutlich einfacher als der Import von (grünem) Strom und gleiches gilt letztlich auch für die Übertragung und teilweise die Verteilung innerhalb

³³ Dabei nehmen wir vereinfachend an, dass kein blauer Wasserstoff zum Einsatz kommt. Unter der Annahme dass ein Teil des zukünftigen emissionsarmen Wasserstoffs nicht wie hier angenommen über Elektrolyse hergestellt sondern (durch SMR oder ATR) aus fossilem Erdgas in Verbindung mit Carbon Capture and Storage or Usage (CCUS) produziert würde, könnten die Mehrkosten reduziert werden.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Deutschlands. Durch den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft als „zweites Standbein“ wird so das Risiko reduziert, dass die fristgerechte Dekarbonisierung primär vom Ausbau der Stromübertragungsnetze und der ausreichenden Verfügbarkeit von Batteriespeicherkapazität abhängt.

Insgesamt stellen wir fest, dass den erheblichen kurz- bis mittelfristigen Mehrkosten ein langfristiger Nutzen – in Form von sinkenden Kosten³⁴ und der ermöglichten Transformation zu einer sicheren und klimaneutralen Energieversorgung – entgegensteht, der in der Kostenabschätzung nicht berücksichtigt wird.

In der Anfangsphase des Markthochlaufs von Wasserstoff sind daher große Investitionen in die Wasserstoffproduktion und -anwendung erforderlich. Dies kann nur mit geeigneten Instrumenten geschehen. Im folgenden Abschnitt werden verschiedene geeignete Instrumente analysiert und bewertet.

³⁴ Durch die Realisierung von Kostendegressionen sinken die grünen Wasserstoffpreise bis zum Jahr 2045 auf etwa 6,4-10,6 ct/kWh (eigene Schätzung auf Basis von DVGW/Frontier, 2023).

3 Es stehen verschiedene Instrumente mit unterschiedlichen Stärken und Schwächen zur Verfügung, um den Wasserstoffmarkthochlauf anzureizen

Um die Henne-Ei-Problematik von Angebot und Nachfrage zu lösen, stehen mehrere Instrumente zur Verfügung. Wir fokussieren in dieser Studie auf fünf Instrumente (Abbildung 6).

Abbildung 6 Übersicht der betrachteten Instrumente zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs

| Instrument | Beispiele | Beschreibung |
|--|---|---|
| Feste Prämien für Wasserstoffherzeugung | <ul style="list-style-type: none"> European Hydrogen Bank Dänemark | <ul style="list-style-type: none"> Produktionsseitige Förderung durch in Auktionen festgelegte fixe Prämien pro erzeugter Einheit Wasserstoff (z.B. European Hydrogen Bank) Produzenten erlösen durch Verkauf am Markt zusätzliche Erlöse für Kostendeckung erforderliche Erlöse |
| Variable Prämien für Wasserstoffherzeugung | <ul style="list-style-type: none"> CfDs für erneuerbaren Strom und H2 H2Global | <ul style="list-style-type: none"> Produktionsseitige Förderung durch Differenzvertrag zwischen Staat und produzierenden Unternehmen, die den Ausgleich der Differenz zwischen dem vereinbarten Vertragspreis und dem Marktpreis für Wasserstoff garantiert H2Global nutzt Doppelauktionsmodell, um die Verkaufspreisrisiken für den Produzenten zu eliminieren und stellt eine Liefermenge für Abnehmer bereit |
| Steuerliche Anreize & beschleunigte Abschreibungen | <ul style="list-style-type: none"> Befreiung Stromsteuer/ Netzentgelte Elektrolyseure IRA USA | <ul style="list-style-type: none"> Senkung von Steuern und Umlagen: Senkung oder Aufhebung anfallender Steuern und Umlagen bei Erzeugung von grünem H2 Steuergutschriften: Direkte Steuergutschriften für Erzeuger von grünem H2 Beschleunigte Abschreibungen: Beschleunigte Abschreibungen von Investitionen in H2-Erzeugungsanlagen |
| Carbon Contracts for Difference | <ul style="list-style-type: none"> Klimaschutzverträge | <ul style="list-style-type: none"> Nachfrageseitige Förderung durch Differenzvertrag zwischen Staat und investierendem Unternehmen, die die Differenz zwischen dem vereinbarten Vertragspreis und dem CO2-Marktpreis ausgleicht Klimaschutzverträge gleichen mithilfe von CCfDs die Mehrkosten klimafreundlicher Produktionsverfahren gegenüber herkömmlichen Verfahren aus |
| Grüngasquote | <ul style="list-style-type: none"> Vorschlag aus der SPD-Fraktion | <ul style="list-style-type: none"> Verpflichtung für Gasvertriebe einen Anteil des Gasabsatzes durch Grüngas zu decken Ansteigender Quotenpfad bis zu 100% des Gasverbrauchs in 2045 Quote kann physisch und/oder bilanziell z.B. durch Biomethan, grünen oder blauen H2 erfüllt werden Pönale bei Nichterfüllung der Quote |

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: CfD: Contract for Difference, CCfD: Carbon Contract for Difference, IRA: Inflation Reduction Act

3.1 Die Instrumente können auf Angebots- oder Nachfrageseite ansetzen

Die Instrumente zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs können auf der Angebots- oder auf der Nachfrageseite ansetzen.

Am Angebot ansetzende Instrumente

Auf der **Angebotsseite** sind insbesondere **feste und variable Produktionsprämien sowie gezielte steuerliche Anreize oder beschleunigte Abschreibungen** mögliche Instrumente

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs zu nennen. Bei **Produktionsprämien** können sich Wasserstoffhersteller in Ausschreibungen um Prämien je erzeugter Einheit Wasserstoff (z.B. in €/kg) bewerben. Grundsätzlich bestehen dafür zwei Varianten:

- **Feste Prämien:** Die Produktion von Wasserstoff kann durch in Auktionen festgelegte fixe Prämien gefördert werden. Hierdurch soll die Lücke zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft der Nachfrage geschlossen werden. Die Auktionierung stellt sicher, dass diejenigen Produzenten gefördert werden, die den kostengünstigsten Wasserstoff herstellen können. Dieses Konzept ist z. B. von der Europäischen Wasserstoffbank (EHB) vorgesehen.
- **Variable Prämien:** Die Produktion von Wasserstoff kann auch durch variable Prämien gefördert werden, wobei die Höhe der Prämie in Abhängigkeit des Wasserstoffmarktwertes variiert (z. B. im Rahmen eines Differenzkontraktmodelles (*Contract for Differences*, CfD) oder im Rahmen eines Doppelauktionsmodells wie bei H2Global). Bei den CfDs wird zwischen den Produzenten und dem Staat ein Vertrag abgeschlossen, nach welchem die Differenz des Wasserstoffmarktwertes zu einem mithilfe von Auktionen bestimmten Vertragspreis jeweils durch den Staat ausgeglichen wird. Beim Doppelauktionsmodell wird ein vom Staat geförderter Intermediär zwischen Produzenten und Abnehmern platziert. Der Intermediär führt dann zwei Auktionen durch: bei der ersten Auktion bieten Produzenten für langfristige Lieferverträge (z.B. 10 Jahre) zu einem bestimmten Preis, wobei die Produzenten mit niedrigstem Preis den Zuschlag erhalten. Bei der zweiten Auktion bietet der Intermediär kurzfristige Liefermengen (z.B. in Verträgen über 1 Jahr) auf dem Abnahmemarkt an und liefert an den Abnehmer, der den höchsten Preis bietet. Die vom Staat zu tragende Differenz des Intermediärs zwischen Erlösen auf der Abnahmeseite und den Kosten auf der Beschaffungsseite nimmt über die Dauer des langfristigen Beschaffungsvertrages ab, wenn die in den kurzfristigen Abnahmeverträgen zum Ausdruck kommende Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff zunimmt.
- Neben den Produktionsprämien können Wasserstoffhersteller auch mithilfe von gezielten **steuerlichen Anreizen oder beschleunigten Abschreibungen** indirekt gefördert werden. Diese Instrumente reduzieren je nach Ausgestaltung die Investitionsrisiken oder die laufenden Betriebskosten von Wasserstoffproduzenten und tragen somit zur Schließung der Erlöslücke auf der Angebotsseite bei. Bei der Ausgestaltung bestehen folgende drei Möglichkeiten:
 - Senkung von Steuern und Umlagen: Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit können die anfallenden Steuern und Umlagen bei der grünen Wasserstoffherzeugung gesenkt oder vollständig aufgehoben werden. Zum Beispiel sind Elektrolyseure von der Stromsteuer³⁵ und, falls sie vor August 2026 in Betrieb genommen werden, auch für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit³⁶.
 - Steuerergutschriften: Alternativ zur Senkung der Steuern können direkte Steuerergutschriften die Erzeugung von grünem Wasserstoff fördern. So wird z. B. in den USA

³⁵ Siehe StromStG § 9a Nr. 1.

³⁶ Siehe EnWG § 118 Abs. 6.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

die nachhaltige Wasserstoff-Produktion (und andere nachhaltige Energieträger) direkt über das Steuersystem gefördert. Gemäß „Inflation Reduction Act“ (IRA) können Erzeuger von grünem Wasserstoff für 10 Jahre ab Inbetriebnahme „Clean Hydrogen Production Credits“ erhalten. Die Höhe der Steuergutschriften hängt dabei von den spezifischen Lebenszyklusemissionen der Wasserstoff-Produktion sowie einer Reihe weiterer Bedingungen, u.a. die Einhaltung gewisser Sozialstandards, ab. Zusätzlich kann für die Erzeugung des grünen Stroms ein „Clean Electricity Production Credit“ in Anspruch genommen werden. Alternativ zu den „Production Credits“ können die Produzenten einen „Investment Tax Credit“ wählen, mit dem bis zu 30% der anrechenbaren Kosten eines Projekts subventioniert werden können.³⁷

- **Beschleunigte Abschreibungen:** Die beschleunigte Abschreibung von Investitionen in Wasserstoff-Erzeugungsanlagen wirkt ähnlich wie eine direkte Steuergutschrift, da sie die Steuerlast der Produzenten senkt. So werden im aktuellen Koalitionsvertrag „Superabschreibungen“ für Investitionen in Klimaschutz angekündigt.³⁸ Der EU Net Zero Industry Act schlägt zudem vor, dass Mitgliedstaaten Steuererleichterungen (in Form von beschleunigten Abschreibungen oder Steuergutschriften) zur Förderung von strategischen Net-Zero Technologien wie Elektrolyseuren und Brennstoffzellen einsetzen.³⁹

An der Nachfrage ansetzende Instrumente

Instrumente zum Wasserstoffhochlauf können auch unmittelbar an der **Nachfrageseite** ansetzen. Hierzu gehören die in Deutschland als Klimaschutzverträge bekannten **Carbon Contracts for Difference (CCfDs)** sowie die in der politischen Diskussion der letzten Monate platzierte Idee einer **Grüngasquote**:

- **CCfDs:** Dabei handelt es sich um eine nachfrageseitige Förderung durch einen Differenzvertrag zwischen Staat und investierendem Industrieunternehmen. Der Ausgleich der Differenz zwischen dem vereinbarten Vertragspreis und dem CO₂-Marktpreis wird garantiert und die Finanzierungslücke zwischen der Zahlungsbereitschaft der Industrie und den Produktionskosten für den Wasserstoff unmittelbar geschlossen. Ein Beispiel für CCfDs sind die Klimaschutzverträge, welche mithilfe von CCfDs die Mehrkosten klimafreundlicher Produktionsverfahren gegenüber herkömmlichen Verfahren ausgleichen und somit die Wasserstoff-Nachfrage anreizen.
- **Grüngasquote:** Eine Quote für grüne Gase hat zum Ziel, den Hochlauf von Wasserstoff und ggf. anderen grünen Gasen über die Festlegung von verbindlichen, im Zeitverlauf zunehmenden relativen Zielvorgaben anzureizen. Es gibt eine Vielzahl von

³⁷ Siehe Inflation Reduction Act – Part 7 zu „Incentives for clean electricity and clean transportation“.

³⁸ Siehe Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021), Mehr Fortschritt wagen, <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/1f422c60505b6a88f8f3b3b5b8720bd4/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>.

³⁹ Siehe für den Vorschlag der Europäischen Kommission zum Net Zero Industry Act hier: https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Ausgestaltungsmöglichkeiten, mit dem Vorschlag aus der SPD-Fraktion liegt ein möglicher Designvorschlag vor. Quotenverpflichtete sind gemäß Vorschlag alle Gasvertriebe in Deutschland, die einen im Zeitverlauf zunehmenden Anteil ihres Gasabsatzes (bis zu 100% im Jahr 2045) durch grünes Gas (Biomethan, grüner und blauer Wasserstoff) decken müssen. Die Quote ist sektorübergreifend sowie technologieoffen gestaltet und ermöglicht eine bilanzielle Erfüllung der Quotenverpflichtung innerhalb Deutschlands.

Die im nächsten Kapitel beschriebene politisch-ökonomische Bewertung gibt Aufschluss über die Vorteilhaftigkeit der verschiedenen Instrumente.

3.2 Zur Bewertung der Instrumente werden vier politisch-ökonomische Bewertungskriterien herangezogen

Die Instrumente haben spezifische Stärken und Schwächen. Um eine informierte, systematische Entscheidung in Bezug auf die bestmögliche Wahl des Instruments zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs zu treffen, bewerten wir die verschiedenen Instrumente anhand von vier politisch-ökonomischen Bewertungskriterien, die in Abbildung 7 dargestellt sind.

Abbildung 7 Für die Bewertung der Instrumente verwendete Kriterien

| Bewertungskriterien | | Bewertung |
|-------------------------------|---|-----------|
| Politische Akzeptanz | <ul style="list-style-type: none"> Werden für das Instrument staatliche Mittel benötigt? Hat das Instrument unerwünschte Nebeneffekte? Wurden ähnliche Instrumente in Deutschland schon einmal umgesetzt? | 1 2 3 |
| Investitionsanreize | <ul style="list-style-type: none"> Schafft das Instrument einen langfristig planbaren Hochlauf von grünen Gasen, insb. Wasserstoff? Mindert das Instrument gezielt die Risiken der Marktteilnehmer und schafft damit einen Beitrag zur Lösung des Henne-Ei-Problems? | 1 2 3 |
| Kosteneffizienz | <ul style="list-style-type: none"> Werden allfällige Fördermittel anhand eines wettbewerblichen Prozesses festgelegt, sodass keine Überförderung stattfindet? Schafft das Instrument Technologiewettbewerb, sodass der Hochlauf auf kosteneffiziente Art und Weise erreicht wird? | 1 2 3 |
| Einfache Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> Ist das Instrument einfach und transparent umsetzbar oder entsteht bei der Umsetzung ein hoher administrativer Aufwand? Ist das Instrument mit bereits implementierten Instrumenten kompatibel? | 1 2 3 |

Quelle: Frontier Economics

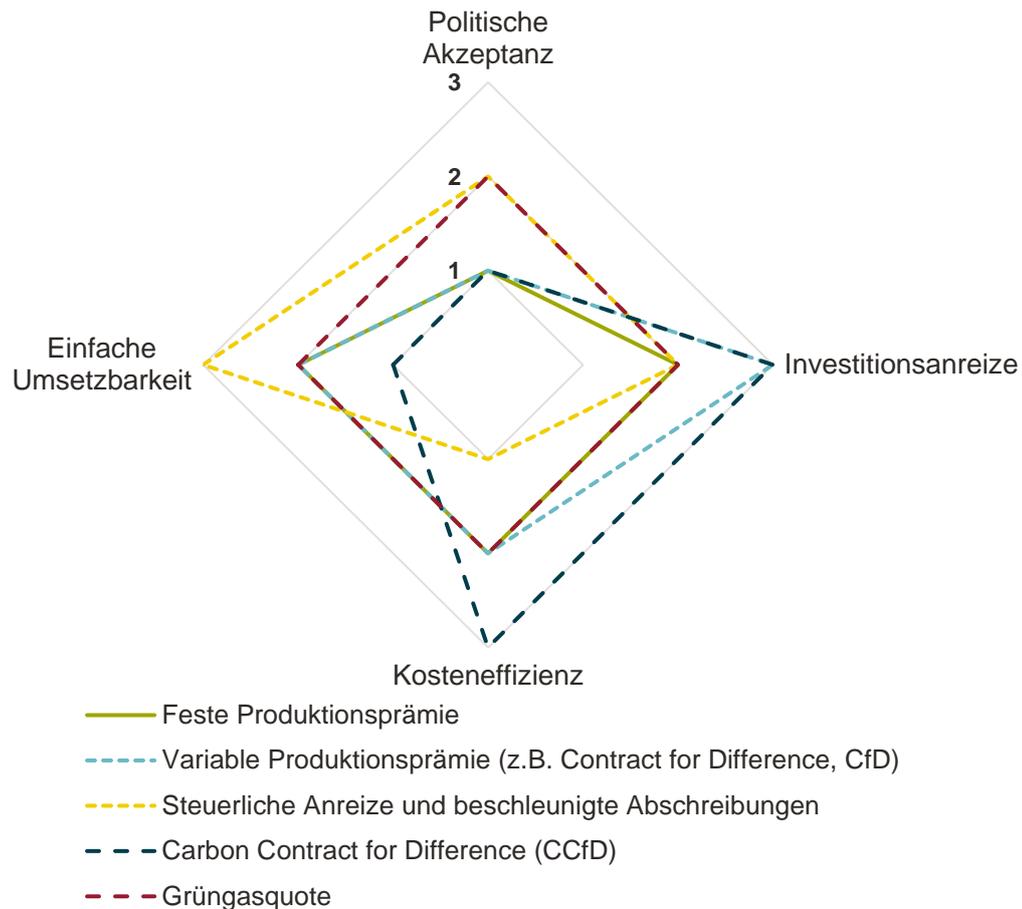
Hinweis: Die Bewertung der Instrumente wird auf einer Skala von eins bis drei durchgeführt, wobei eins die schlechteste und drei die beste Bewertung darstellt.

3.3 Alle Instrumente haben Stärken und Schwächen – die Bewertung zeigt, dass eine „Silver Bullet“ nicht existiert

Die genauere Analyse der Stärken und Schwächen zeigt, dass es keine klar überlegene Lösung zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs gibt. **Bei einer sinnvollen Ausgestaltung können letztlich alle der betrachteten Instrumente einen wichtigen Beitrag zur**

Zielerreichung leisten. Die Wahl des „geeigneten Instrumentes“ hängt also stark von den gesetzten politischen Prioritäten und Prämissen ab. Abbildung 8 fasst die Bewertungsergebnisse der einzelnen Instrumente zusammen.

Abbildung 8 Übersicht der Vor- und Nachteile der Instrumente zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die individuelle Darstellung der Bewertung für jedes der Instrumente befindet sich in Anhang B

Für eine sinnvolle Ausgestaltung der verschiedenen Instrumente sollten allgemeine Prinzipien beachtet werden – wie möglichst weitgehende Technologieoffenheit, Festlegung der Förderhöhe mithilfe von wettbewerblichen Verfahren, eine sektorübergreifende Ausgestaltung (so weit sinnvoll) sowie ausreichende Fördervolumina. Allerdings hat jedes Instrument auch spezifische Erfolgsfaktoren, welche bei einer Umsetzung bzw. einer Weiterentwicklung der Instrumente beachtet werden sollten. Im Folgenden gehen wir im Detail auf die Bewertung der einzelnen Instrumente sowie die spezifischen Erfolgsfaktoren ein.

Feste Produktionsprämien

Die **festen Produktionsprämien** erhöhen die angebotsseitige Sicherheit, sind aber aufgrund der Notwendigkeit von staatlichen Mitteln voraussichtlich derzeit politisch schwer durchsetzbar. Die Bewertung sowie die Erfolgsfaktoren bei der Ausgestaltung der festen Produktionsprämie als Förderinstrument sind in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9 Bewertung und Erfolgsfaktoren der festen Produktionsprämie

| | | |
|-------------------------------|---|----------|
| Politische Akzeptanz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig, weshalb die politische Akzeptanz einer breiteren Anwendung als gering eingestuft wird | 1 |
| Investitionsanreize | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzlichen Erlöse für Produzenten schaffen Investitionsanreize auf Angebotsseite, allerdings verbleibt ein Teil der marktlichen Erlösrissen bei den Produzenten ▪ Bei einer technologiespezifischen Umsetzung können Investitionsanreize spezifisch für Wasserstoff geschafft werden | 2 |
| Kosteneffizienz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Die wettbewerbliche Vergabe der Prämie stellt sicher, dass diejenigen Produzenten gefördert werden, die am kostengünstigsten Wasserstoff herstellen können (gewisse Kosteneffizienz unter H₂-Produzenten gegeben) ▪ Unter- oder Überförderung kann nicht verhindert werden, da die Höhe der Prämie unabhängig von der Entwicklung des Wasserstoffmarktwertes ist ▪ Technologieoffene Umsetzung ist in der Praxis eher nicht gegeben, weshalb der Hochlauf grüner Gase nicht unbedingt kosteneffizient ist ▪ Nachteile beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren, wenn Wasserstoffproduktion unabhängig von Flexibilitätsbedarfen aus Systemsicht gefördert wird | 2 |
| Einfache Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Umsetzung ist vergleichsweise einfach und der administrative Aufwand ist nach der initialen Ausschreibung auch relativ gering | 2 |
| Erfolgsfaktoren | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fördervolumina müssten ggü. aktuellen Plänen der EHB deutlich erhöht werden, um einen wesentlichen Beitrag zum Wasserstoffhochlauf zu liefern ▪ Einführung eines Mechanismus zur Dämpfung der Risiken/Chancen für Erzeuger denkbar, um möglicher Über-/Unterförderung entgegenzuwirken (z.B. durch einen Clawback). | |

Quelle: Frontier Economics

Variable Produktionsprämien

Im Gegensatz zu festen schaffen die **variablen Produktionsprämien** maximale Erlössicherheit und somit starke Investitionsanreize auf Angebotsseite. Allerdings kann es aus Kosteneffizienz- und Disparitätsaspekten zu Nachteilen beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren kommen, wenn die Wasserstoffproduktion unabhängig von den Flexibilitätsbedarfen aus Systemsicht gefördert wird. Zudem ist das Instrument aufgrund der Notwendigkeit von staatlichen Mitteln ebenfalls voraussichtlich politisch schwer durchsetzbar. Zudem entsteht ein gewisser Aufwand bei der Umsetzung, weil Konsultation, Ausschreibung, Bewertung, Zuteilung und Prüfung korrekter Projektdurchführung regelmäßig administriert werden müssen. Abbildung 10

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

zeigt die Bewertung und die Erfolgsfaktoren zur Umsetzung einer variablen Produktionsprämie als Förderinstrument für den Wasserstoffmarkthochlauf.

Abbildung 10 Bewertung und Erfolgsfaktoren der variablen Produktionsprämie

| | | |
|-------------------------------|--|----------|
| Politische Akzeptanz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig, weshalb die politische Akzeptanz einer breiteren Anwendung als gering eingestuft wird | 1 |
| Investitionsanreize | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Produzenten erhalten durch die automatische Anpassung an den Wasserstoffmarktwert maximale Erlössicherheit und werden entsprechend stark zur Investition beanrezt ▪ Bei einer technologiespezifischen Umsetzung können Investitionsanreize spezifisch für Wasserstoff geschaffen werden | 3 |
| Kosteneffizienz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Die wettbewerbliche Vergabe der Prämie stellt sicher, dass diejenigen Produzenten gefördert werden, die am kostengünstigsten Wasserstoff herstellen können (Kosteneffizienz unter H₂-Produzenten gegeben) ▪ Förderung hängt vom Wasserstoffmarktwert ab, sodass sie immer dem notwendigen Maß entspricht und Unter-/Überförderung verhindert wird ▪ Technologieoffene Umsetzung in der Praxis eher nicht gegeben, sodass das Instrument über Technologien hinweg nicht unbedingt kosteneffizient wirkt ▪ Nachteile beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren, wenn Wasserstoffproduktion unabhängig von Flexibilitätsbedarfen aus Systemsicht gefördert wird. Zudem keinen Anreiz für innovative Vermarktung, da Förderung anhand von Referenzprodukt bestimmt wird. | 2 |
| Einfache Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Umsetzung ist vergleichsweise einfach und der administrative Aufwand ist nach der initialen Ausschreibung auch relativ gering ▪ Aufwand ist im Gegensatz zur fixen Prämie allerdings höher, da jährlich die Förderansprüche bestimmt und geprüft werden müssen | 2 |
| Erfolgsfaktoren | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fördervolumina müssten (z.B. ggü. H₂Global) deutlich erhöht werden, um einen wesentlichen Beitrag zum Wasserstoffhochlauf zu liefern ▪ Längere Vertragslaufzeiten auf Verkaufsseite („Hydrogen Sales Agreement“, HSA) würde Wasserstoffnutzern, die für anlagenseitige Investitionen erforderlichen langfristig sicheren Wasserstoffbezugskosten verschaffen ▪ Detailregelungen zu Ersatzlieferungen und Pönalen spielen wichtige Rolle, damit potenzielle Wasserstoffverwender ausreichend Planungssicherheit haben | |

Quelle: Frontier Economics

Steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen

Die **steuerlichen Anreize und beschleunigte Abschreibungen** punkten mit einfacher Umsetzbarkeit, schaffen aber keine Kosteneffizienz beim Wasserstoffmarkthochlauf. Abbildung 11 stellt die Bewertung und die Erfolgsfaktoren bei der Umsetzung von steuerlichen Anreizen und beschleunigten Abschreibungen als Förderinstrument dar.

Abbildung 11 Bewertung und Erfolgsfaktoren von steuerlichen Anreizen und beschleunigten Abschreibungen

| | | |
|------------------------|---|----------|
| Politische Akzeptanz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instrument erfordert zwar indirekt den Einsatz von öffentlichen Mitteln (im Sinne entgangener Einnahmen) ▪ Allerdings sind Superabschreibungen im Koalitionsvertrag der Bundesregierung und im Net Zero Industry Act der EU bereits angedacht | 2 |
| Investitionsanreize | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Je nach Ausgestaltung werden Investitionskosten (CAPEX) und/oder laufende Betriebskosten (OPEX) für Produzenten reduziert ▪ Wie hoch die Anreize sind, hängt letztlich von der Höhe der Förderung ab, welche politisch festgelegt wird ▪ Auf Wasserstoff ausgerichtete steuerliche Anreize oder beschleunigte Abschreibungen können gezielt Investitionsanreize für Wasserstoff schaffen | 2 |
| Kosteneffizienz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kosteneffizienz durch die nicht-wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe stark beeinträchtigt ▪ Es entsteht kein Wettbewerb zwischen den verschiedenen grünen Gasen, sodass der Hochlauf nicht unbedingt kosteneffizient erfolgt | 1 |
| Einfache Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Umsetzung ist einfach und transparent kommunizierbar ▪ Keine Ausschreibung notwendig, sodass der administrative Aufwand sehr gering ist | 3 |
| Erfolgsfaktoren | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Herausforderung bei der Wahl des Förderbetrags, da dieser nicht über ein wettbewerbliches Verfahren definiert wird ▪ Um die erzeugungsseitigen Risiken und Chancen zu dämpfen und potentielle Über-/Unterförderung zu minimieren, sollte die Förderung angemessen hoch angesetzt werden und die Förderdauer langfristig planbar sein | |

Quelle: Frontier Economics

Carbon Contracts for Difference (CCfD)

Die **CCfDs** sind vorteilhaft vor allem durch effektive Investitionsanreize für Großverbraucher, sind aber politisch aufgrund der Notwendigkeit von staatlichen Mitteln nur schwer durchsetzbar, um einen Markthochlauf in dem für die Zielerreichung notwendigen Umfang zu bewirken. Die Bewertung und Erfolgsfaktoren bei der Umsetzung von CCfDs als Förderinstrument für den Wasserstoffmarkthochlauf sind in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12 Bewertung und Erfolgsfaktoren von CCfDs

| | | |
|------------------------|--|----------|
| Politische Akzeptanz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig, weshalb die politische Akzeptanz einer breiteren Anwendung als gering eingestuft wird | 1 |
| Investitionsanreize | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Schließung der Finanzierungslücke zwischen Zahlungsbereitschaft der Abnehmer und Produktionskosten von grünen Gasen ▪ Automatische Anpassung der Förderhöhe garantiert Abnehmern immer den festgelegten Vertragspreis, sodass Risiken auf Abnehmerseite vollständig an den Staat übertragen und Investitionsanreize entsprechend maximiert werden ▪ Lange Laufzeiten können Investitionsrisiken auf Abnehmer- und Produzentenseite senken, sodass die Anreize auf beiden Seiten wirken ▪ Allerdings keine gezielten Investitionsanreize für Wasserstoff bei technologieoffener Umsetzung | 3 |
| Kosteneffizienz | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wettbewerbliche Vergabe stellt sicher, dass diejenigen Abnehmer gefördert werden, die am kostengünstigsten auf grünes Gas oder alternative Dekarbonisierungsoptionen umstellen können ▪ Differenzvertrag sorgt dafür, dass die Förderung immer dem notwendigen Maß entspricht und Unter- bzw. Überförderung verhindert wird ▪ Technologieoffene Umsetzung möglich, sodass das Instrument Wettbewerb zwischen alternativen Dekarbonisierungsoptionen oder verschiedenen grünen Gasen schaffen kann ▪ Allerdings relativ großer Regulierungseingriff, was mit Risiken für Fehlentscheidungen einhergeht | 3 |
| Einfache Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Meist mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden und zu komplex, um Wasserstoffnachfrage in der Breite zu schaffen. | 1 |
| Erfolgsfaktoren | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fördervolumina müssten (z.B. ggü. Klimaschutzverträgen) deutlich erhöht werden, damit eine breitere Wasserstoffnachfrage beanreizt wird ▪ Aufgrund der Komplexität wäre eine Vereinfachung des CCfD-Mechanismus zur Anwendung in der Fläche notwendig | |

Quelle: Frontier Economics

Grüngasquote

Die **Grüngasquote** punktet v.a. dadurch, dass sie keine direkten Haushaltsmittel benötigt und einen (weitgehend) planbaren Wasserstoff-Hochlauf forciert. Allerdings schafft sie auch neue Herausforderungen für die Verpflichteten. Die Bewertung und Erfolgsfaktoren der Grüngasquote werden in Abbildung 13 zusammengefasst.

Abbildung 13 Bewertung und Erfolgsfaktoren der Grüngasquote

| | | |
|------------------------|---|----------|
| Politische Akzeptanz | <ul style="list-style-type: none"> ■ Keine direkten öffentlichen Mittel notwendig und deshalb bei knappen öffentlichen Haushalten aus politischer Sicht attraktiv ■ Mehrkosten für den Wasserstoffmarkthochlauf, werden in erster Linie durch die Verpflichteten getragen ■ Weitergabe der Mehrkosten über eine Erhöhung der Endkundenpreise schmälert politische Durchsetzbarkeit | 2 |
| Investitionsanreize | <ul style="list-style-type: none"> ■ Setzt Investitionsanreize eher auf der Nachfrageseite, indem ein langfristig planbarer Hochlauf des grünen Gasabsatzes forciert wird ■ Kein exakt definierter Mengenhochlauf gewährleistet, da Quote relativ zum Gasabsatz festgelegt wird ■ Dedizierte Wasserstoffsubquote kann gezieltere Investitionsanreize für Wasserstoff schaffen (wohingegen bei einer technologieoffenen Quote voraussichtlich primär günstigeres Biomethan verwendet werden würde) | 2 |
| Kosteneffizienz | <ul style="list-style-type: none"> ■ Technologieoffene Grüngasquote erzeugt Wettbewerb zwischen grünen Gasen, sodass kosteneffizienter Markthochlauf erfolgen kann ■ Banking und Borrowing von Grüngas-Zertifikaten kann zur Kosteneffizienz über die Zeit beitragen ■ Keine Verbesserung der Koordination von Marktteilnehmern (anders als z.B. bei Prämien, bei welchen durch die wettbewerbliche Vergabe gezielt jene Produzenten gefördert werden, die am kostengünstigsten produzieren können), weshalb potentiell auch Investitionen getätigt werden, die mit vollständiger Information aus Kosteneffizienzgründen nicht getätigt worden wären | 2 |
| Einfache Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> ■ Quoten-Design (Quotenhöhe, Pönale, Erfüllungsoptionen) erfordert genaue Abwägung zwischen potentiell hohen kommerziellen Risiken für Verpflichtete und hinreichende Wirksamkeit der Quote ■ Genaue Ausgestaltung und Umsetzung somit mit einem initialen administrativen Aufwand verbunden | 2 |
| Erfolgsfaktoren | <ul style="list-style-type: none"> ■ Sektorübergreifende und technologieoffene Ausgestaltung ■ Bilanzielle Erfüllung mit Banking & Borrowing ■ Subquote für grünen Wasserstoff zur dedizierten Beanreizung | |

Quelle: Frontier Economics

Die Erfolgsfaktoren bei der Ausgestaltung einer **Grüngasquote** wurden im Rahmen dieser Kurzstudie näher betrachtet

Die Motivation, den Fokus auf dieses Instrument zu legen basiert, einerseits darauf, dass das Hauptaugenmerk der Wasserstoffförderung bisher auf der Produktionsseite liegt, wohingegen eine Quotenverpflichtung verstärkt an der Wasserstoffnachfrage ansetzen würde. Darüber hinaus war bereits vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum KTF eine Diskussion über einen möglichst effizienten und haushaltschonenden Wasserstoffhochlauf entstanden.

Eine Grüngasquote ist wie die Bewertung zeigt aber auch mit Herausforderungen verbunden. Das nächste Kapitel stellt daher die zentralen Elemente des Quotendesigns detailliert dar und erläutert, wie die bestehenden Herausforderungen gelöst werden können.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Emissionen geben soll. Blauer Wasserstoff kann also anstatt grünem Wasserstoff eingesetzt werden, sofern die Menge so weit erhöht wird, dass die gleiche CO₂-Reduktion erreicht wird.⁴⁰

- Die Handelbarkeit der Erfüllung soll **bilanziell innerhalb Deutschlands, bilanziell und physisch innerhalb der EU sowie physisch für Drittstaaten** möglich sein.
- Außerdem ist eine **Pönale in Höhe von mindestens 1.200 €/t CO₂** (oder dem doppelten Preis von EU-ETS Emissionszertifikaten) vorgesehen.

Abbildung 15 Ausgestaltung einer GG-Quote laut Vorschlag aus der SPD-Fraktion

| Vorschlag für Ausgestaltung einer Grüngasquote aus der SPD-Fraktion | |
|---|---|
| Adressaten/ Verpflichtete | ▪ Alle Vertriebe , die Gas an Endkunden in DE liefern |
| Definition der Quote | ▪ Quotenverpflichtung basierend auf beschaffter Gasmenge (kWh) |
| Erfasste Sektoren | ▪ Sektorübergreifende Quote (100% erneuerbare Gase bis 2045) |
| Festlegung der Quotenhöhe | ▪ Ab 2025 ansteigender Quotenpfad bis zu 100% des Gasverbrauchs in 2045 |
| Erfüllungsoptionen | ▪ Technologieoffener Ansatz, aber mit Überkompensationsmechanismus im Fall von „Low Carbon“ Gas gemessen an THG-Emissionen |
| Handelbarkeit der Erfüllung | ▪ Bilanziell innerhalb DE, bilanziell + physisch aus EU sowie physisch aus Drittstaaten bis EU |
| Banking/ Borrowing | ▪ Nicht vorgesehen |
| Pönalen | ▪ Mind. 1.200 EUR/tCO₂ oder doppelte Preis EU-ETS Emissionszertifikate |

Quelle: Konzept zur Grüngasquote aus der SPD-Fraktion (01.08.2023)

4.2 Die Einführung einer Grüngasquote ist mit spezifischen Herausforderungen verbunden

Bei der Einführung einer Grüngasquote ergeben sich auch Herausforderungen, welche bei der Wahl des Quotendesigns zu berücksichtigen sind, insbesondere:

- **Risiko mangelnden Angebots von Grüngas zur Erfüllung der Quote** – Im Rahmen einer Grüngasquote müssen die Verpflichteten eine gewisse Quote an Grüngas erfüllen.

⁴⁰ Der Überkompensationsmechanismus laut Vorschlag aus der SPD-Fraktion (01.08.2023) berechnet, wie viel THG-Emissionen bei Erfüllung der Quote durch erneuerbare Gase eingespart werden würden. Falls anstatt erneuerbarer Gase „Low Carbon“-Gase zur Erfüllung eingesetzt werden, muss genauso so viel „Low Carbon“-Gas eingesetzt werden, dass die zuvor berechnete Menge an THG-Emissionsminderung (bei ausschließlicher Verwendung von erneuerbaren Gasen) erreicht wird.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Sind die Vertriebe die Verpflichteten müssen diese die Quotenverpflichtung auf ihre gelieferte gasförmige Energie erfüllen. Dementsprechend sind sie dem Risiko eines mangelnden Angebots von Grüngas zur Erfüllung der Quote ausgesetzt. Bei Nichterfüllung der Quote sind Pönalzahlungen fällig, welche je nach Festlegung der Pönalhöhe signifikante Risiken bei den Vertrieben induzieren können. Zudem kann es zu hoher Volatilität der Grüngas- bzw. Wasserstoff-Zertifikatspreise und entsprechender Unsicherheit für Investoren in Grüngas-Produktionsanlagen kommen, wenn die Preise zwischen Höhe der Pönale (bei systemweiter Angebotsknappheit) und Höhe der günstigsten verfügbaren Grüngas-Erzeugungskosten (bei ausreichender Verfügbarkeit) pendeln.

- **Quote schafft nur bedingte Nachfragesicherheit nach Wasserstoff** – Bei einer vollkommen technologieoffenen Quote können die Verpflichteten selbst entscheiden mit welchem Grüngas sie die Quote erfüllen wollen. Dabei wird voraussichtlich primär das kostengünstigere Biomethan zur Erfüllung der Quote verwendet werden, weshalb die Quote gerade in den ersten Jahren keine sichere Nachfrage nach Wasserstoff generiert.
- **Risiko mangelnder Transport- und Verteilinfrastruktur für Wasserstoff zur Erfüllung der Quote** – Zur Erfüllung der Quote sind die Vertriebe als Verpflichtete darauf angewiesen, dass die Transport- und Verteilinfrastruktur für Wasserstoff rechtzeitig verfügbar ist. Dementsprechend wird den Verpflichteten durch die Grüngasquote auch ein Risiko mangelnder Infrastruktur auferlegt, welches sie selbst nicht unmittelbar kontrollieren können.
- **Zielkonflikt bei der Planung, dem Umbau und dem Ausbau der Verteilnetze** – Die primäre Verwendung des kostengünstigeren Biomethans zur Erfüllung der Quote kann zu einem gewissen *“Lock-in Effekt“* führen, da bestehende Gasnetze weder stillgelegt noch auf Wasserstoff umgewidmet werden können, solange sie weiterhin für Biomethan genutzt werden (müssen).

Verschiedene Aspekte des Quotendesigns können diesen Herausforderungen allerdings entgegenwirken. Diese werden in den folgenden Unterkapiteln 4.3 bis 4.5 diskutiert.

4.3 Einige Herausforderungen können durch ein sinnvolles Quotendesign adressiert werden

Der Vorschlag aus der SPD-Fraktion zum Quotendesign berücksichtigt mit der sektor- und technologieoffenen Ausgestaltung bereits wichtige Kriterien für eine möglichst sinnvolle Umsetzung einer Grüngasquote, wenn dies z.B. aus Gründen der Kostenneutralität für den Bundeshaushalt angestrebt wird. Im Folgenden stellen wir **unsere detaillierte Evaluation von Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Grüngasquote dar** (siehe Abbildung 16) und gehen näher auf die wesentlichen Merkmale ein.

Abbildung 16 Ausgestaltung einer Grüngasquote aus Frontier-Sicht

| | Vorschlag für Ausgestaltung einer Grüngasquote aus Frontier-Sicht | Überlegungen & Herausforderungen |
|-------------------------------------|--|---|
| Adressaten/ Verpflichtete | <ul style="list-style-type: none"> Die Erfüllung der Quote liegt bei den Gaslieferanten (Vertrieben) | <ul style="list-style-type: none"> Endverbraucher, Netzbetreiber oder Importeure/Produzenten nicht geeignet als Verpflichtete Aber potenziell hohe Anzahl an verpflichteten Lieferanten |
| Definition der Quote | <ul style="list-style-type: none"> Quotenverpflichtung basierend auf gelieferter gasförmiger Energie (kWh) | <ul style="list-style-type: none"> Liefermengen könnten kalkulatorisch geschätzt oder gemessen werden |
| Erfasste Sektoren | <ul style="list-style-type: none"> Sektorübergreifend, d.h. gesamter Gasendverbrauch in DE erfasst | <ul style="list-style-type: none"> Mögliche Wechselwirkungen mit bestehenden Instrumenten zu beachten (z.B. THG-Quote) |
| Festlegung der Quotenhöhe | <ul style="list-style-type: none"> Abschätzung ausgehend vom verfügbaren Angebotspotenzial grüner Gase in Deutschland | <ul style="list-style-type: none"> Zusätzlich kann H2-Subquote sinnvoll sein, um Hochlauf von grünem H2 zu unterstützen. |
| Erfüllungsoptionen | <ul style="list-style-type: none"> Technologieoffene Gestaltung, d.h. alle CO₂-neutralen/-armen Gase sind zulässig. | <ul style="list-style-type: none"> Definition von CO₂-neutralen/-armen Gasen auf Basis europäischer Kriterien (RED II/III) |
| Handelbarkeit der Erfüllung | <ul style="list-style-type: none"> Rein bilanzielle Erfüllung durch den Nachweis von „Grünen Zertifikaten“ möglich. | <ul style="list-style-type: none"> Physische Bilanzierung auf Gesamtmarktebene für DE erforderlich |
| Banking/ Borrowing | <ul style="list-style-type: none"> Begrenztes Banking & Borrowing von höchstens +/- 20% der jährlichen Quotenverpflichtung in +/- 1 Jahr | <ul style="list-style-type: none"> Senkt das Preis-/Mengenrisiko für Verpflichtete und erhöht die Kosteneffizienz |
| Pönalen | <ul style="list-style-type: none"> Pönale von etwa 200-300 EUR/MWh basierend auf Erfüllungskosten und Zahlungsbereitschaft aus anderen Sektoren (z.B. THG-Quote) | <ul style="list-style-type: none"> Abwägung zwischen Wirksamkeit der Pönale und hohen Preisrisiken für Verpflichtete |
| Ex-ante Reaktionsmechanismus | <ul style="list-style-type: none"> Voraussetzungen und Mechanismen für eine mögliche Quotenanpassung in Reaktion auf veränderte Marktbedingungen sollten ex-ante genau festgelegt werden | <ul style="list-style-type: none"> Ex-ante Mechanismus gewährleistet langfristige Planbarkeit für die Verpflichteten und verbessert die Wirksamkeit der Quote |

Quelle: Frontier Economics

Wesentliche **Merkmale für eine sinnvolle Ausgestaltung** einer Grüngasquote sind dabei:

- **Wahl der Verpflichteten:** Für eine Grüngasquote, die einen prozentualen Anteil an grünen Gasen am gesamten Gasverbrauch in Deutschland vorschreibt, sind analog zum Vorschlag aus der SPD-Fraktion die **Gaslieferanten (Vertriebe) als Quotenverpflichtete** am besten geeignet.
 - Grundsätzlich wären auch **Importeure/ Produzenten, Gasnetzbetreiber oder Endkunden als Quotenverpflichtete** denkbar, sind aber aus unterschiedlichen Gründen weniger gut geeignet. Bei **Importeuren** oder Produzenten ist es etwa schwierig, den

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Umfang der Transitmengen eindeutig zu erfassen und zuzuordnen.⁴¹ Die **Gasnetzbetreiber** können eine Grüngasquote bezogen auf den Gas-Endverbrauch nicht sinnvoll umsetzen, da die Erfüllung auf unterschiedlichen Wegen möglich ist – Beimischung von grünen Gasen in ein bestehendes Erdgasnetz, Einspeisung von reinem Wasserstoff in das zukünftige Wasserstoff-Netz und Lieferung von reinem Wasserstoff über andere Transportwege. Zudem stünde eine Verpflichtung der Netzbetreiber im Widerspruch zu Unbundling Vorgaben (Trennung von Netzbetrieb und Gasbeschaffung/Vertrieb). Ebenso ist eine Quotenverpflichtung bei den **Endkunden** keine realistische Option. Die Kosten der Umsetzung wären durch viele (kleine) Endkunden sehr hoch und die Verpflichtung für Haushaltskunden und kleinere Kunden aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) müssten letztlich an den Lieferanten weitergegeben werden⁴². Dementsprechend bleiben nur die Gaslieferanten (Vertriebe) als geeignete Quotenverpflichtete.

- Eine **Herausforderung dabei ist die potenziell hohe Anzahl an verpflichteten Vertrieben**: in Deutschland gibt es allein ca. 1.000 Stadtwerke, zusätzlich zu einer geringeren Zahl überregionaler Versorger und Gas-Großhändler. Die relevanten Verpflichteten sind allerdings bereits heute zentral erfasst, da alle Versorger von Endverbrauchern gemäß Energiesteuergesetz zur Abführung von Energiesteuern verpflichtet sind und dazu beim Zoll registriert sind.
- **Technologieoffene und sektorübergreifende Gestaltung**: Damit die Quote möglichst kosteneffizient erzielt wird, sollte sie technologieoffen und sektorübergreifend ausgestaltet sein:
 - Technologieoffenheit bedeutet hier, dass die Quote grundsätzlich mit **allen CO₂-neutralen/-armen Gasen** (Definition nach den Kriterien aus RED II & III bzw. den delegierten Akten zu Grünstromkriterien), d.h. grüner und blauer Wasserstoff sowie Biogase und synthetische Gase erfüllbar sein sollte. Dies schafft Wettbewerb zwischen den grünen Gasen und sorgt somit für eine kosteneffiziente Zielerreichung. Um bei einer technologieoffenen Quote gezielt den Hochlauf von grünem (und/oder blauem) Wasserstoff in einer frühen Phase zu unterstützen, kann ein **Einsatz von Multiplikatoren** oder eine dedizierte **Subquote** sinnvoll sein.
 - Der sektorübergreifende Ansatz sorgt dafür, dass grüne Gase in den Sektoren eingesetzt werden, in denen der Einsatz mit den geringsten Kosten verbunden ist. Wichtig sind jedoch hier ein bewusster Umgang mit möglichen **Wechselwirkungen mit bestehenden Instrumenten und Zielen, wie z.B. mit der THG-Quote** (z.B. Doppelanrechnungen von grünen Gasen) und mit dem **EU-ETS** (preissenkende Wirkung und Wasserbett-Effekt bei den CO₂-Emissionen).
- **Bilanzielle Erfüllungsmöglichkeit und Banking & Borrowing**: Die Quote sollte im Sinne der Kosteneffizienz möglichst viele Erfüllungsoptionen zulassen.

⁴¹ Dies wäre z.B. dann schwierig, wenn Importeure über den Großhandel Mengen an Händler weiterverkaufen, die diese dann vollständig oder teilweise an Vertriebe oder Verbraucher außerhalb Deutschlands absetzen.

⁴² Siehe hierzu beispielhaft die „softe“ Grüngasquote in Baden-Württemberg, <https://www.badenova.de/privatkunden/bauen-und-modernisieren/erfuellungsnachweis/>.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

- In diesem Sinne sollte eine rein **bilanzielle Erfüllung durch den Nachweis von „Grüngas-Zertifikaten“** innerhalb Deutschlands möglich sein. Auf Gesamtmarktebene für Deutschland müsste eine physische Bilanzierung über ein Massenbilanzsystem erfolgen.
- Um die Flexibilität weiter zu erhöhen, die Effizienz zu steigern sowie das Preis-/Mengenrisiko für Verpflichtete zu senken, sollte zusätzlich **Banking & Borrowing** von Grüngas-Zertifikaten, also ein zeitlicher Übertrag von Grüngas-Zertifikaten zur Verpflichtungserfüllung in vorherigen oder nachfolgenden Jahren, möglich sein. Das hilft dabei, die Auswirkungen von temporären Angebots- und Nachfrageungleichgewichten auf die Preise der Grüngas-Zertifikate zu reduzieren. Eine entsprechend geringere zu erwartende Preisvolatilität erhöht die Investitionssicherheit für Grüngas- bzw. Wasserstoffproduzenten und mindert die Risiken für die verpflichteten Vertriebe. Die Banking- und Borrowing-Möglichkeiten müssen allerdings in Umfang (z.B. höchstens 20% der Verpflichtungsmenge) und Zeit (z.B. Übertrag nur auf das vorige oder nächste Kalenderjahr) begrenzt werden, um die Hochlaufziele nicht auszuhöhlen und die Sicherheit über den Hochlauf für die Akteure auf den anderen Stufen der Wertschöpfungskette nicht zu unterminieren.
- **Quotenhöhe und Pönale:** Eine angemessene Höhe der Quote und der Pönale sind weitere Faktoren, die essenziell für eine erfolgreiche Quote sind:
 - Die **Quotenhöhe** sollte unter Berücksichtigung des verfügbaren Angebotspotenzials grüner Gase und abhängig vom Ambitionsniveau der Quote gewählt werden (für Überlegungen zu konkreten Quotenpfaden siehe Kapitel 4.4).
 - **Pönalen** sind für die Wirksamkeit der Quotenverpflichtung essenziell. Bei der Festlegung der Höhe der Pönale ist zu beachten, dass eine zu niedrige Pönale oder eine zu geringe Quotenhöhe keine Anreize zur Quotenerfüllung schafft, wohingegen eine zu hohe Pönale oder eine zu ambitionierte Quotenhöhe ein hohes Preisrisiko im Fall der Nichterfüllung beinhaltet, das in Form von höheren Kosten an Verbraucher weitergegeben wird. Die **Höhe der Pönale** sollte daher so gewählt werden, dass sie die **vorherrschenden Rahmenbedingungen mit einbezieht, und nicht unterhalb der maximalen geschätzten Kosten der Erfüllung der Quote liegt**. Zu den vorherrschenden Rahmenbedingungen gehören z.B. die Höhe anderer Pönalen im Markt wie die Pönale bei der THG-Quote im Verkehr in Höhe von 600 €/t CO₂. Als Kosten zur Erfüllung der Grüngasquote durch grünen Wasserstoff lassen sich grob ca. 150 €/MWh (inkl. Transport und Netzentgelten) im Jahr 2035⁴³ annehmen. Um den Anreiz zur Quotenerfüllung sicherzustellen, sollte die Pönale die geschätzten Erfüllungskosten deutlich übersteigen. Damit liegt **eine sinnvolle Pönale in der Größenordnung von ca. 200-300 €/MWh**.⁴⁴

⁴³ Siehe für die Kostennahmen DVGW/ Frontier Economics (2023): "Was kostet der Wasserstoff in Zukunft?".

⁴⁴ Der Gesetzesentwurf zur Einführung eines Quotenmodells für grüne Gase in Österreich sieht eine Pönale in einer ähnlichen Größenordnung von 180-200 €/MWh vor, Siehe https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/251/fname_1521315.pdf.

- **Ex-ante Mechanismus zur Quotenanpassung:** Langfristige Planungssicherheit ist für die Quotenverpflichteten zentral. Daher sollten **ungeplante nachträgliche Anpassungen des Quotendesigns möglichst vermieden** werden. Um dennoch flexibel auf im Zeitverlauf veränderte Marktbedingungen reagieren zu können, sollten **ex-ante die Voraussetzungen und Mechanismen** für eine spätere Anpassung der Quote genau festgelegt werden. Z.B. bietet es sich an, einen Reaktionsmechanismus für eine Anpassung der Quotenhöhe zu definieren, der greift, wenn der Quotenmarkt absehbar mit Zertifikaten überschwemmt wird oder wenn aufgrund von unerwartet knapper Verfügbarkeit von grünen Gasen eine große Anzahl von Verpflichteten in die Pönale laufen. Ein ähnlicher Mechanismus ist im EU-ETS mit der Marktstabilitätsreserve etabliert.

Neben dem sinnvollen Quotendesign könnte auch die Kombination der Grüngasquote mit anderen Instrumenten helfen, um die Herausforderungen zu adressieren. So können zusätzlich spezifische Maßnahmen zur Senkung von Investitionsrisiken bei der Wasserstoffproduktion und -Infrastruktur (z.B. über CfDs auf Produktionsseite und Kapitalkostenförderungen und staatliche Risikoübernahme auf Infrastruktureseite) sowie zur Schaffung zielgerichteter Nachfrage (z.B. über Klimaschutzverträge) eingesetzt werden.

4.4 Die Quotenhöhe ist entscheidend dafür, ob Wasserstoffeinsatz durch das Quotendesign gefördert wird

Für die Wahl eines angemessenen Quotenpfads (bei variierender Quotenhöhe über die Zeit) sind mehrere Aspekte und Rahmenbedingungen zu beachten:

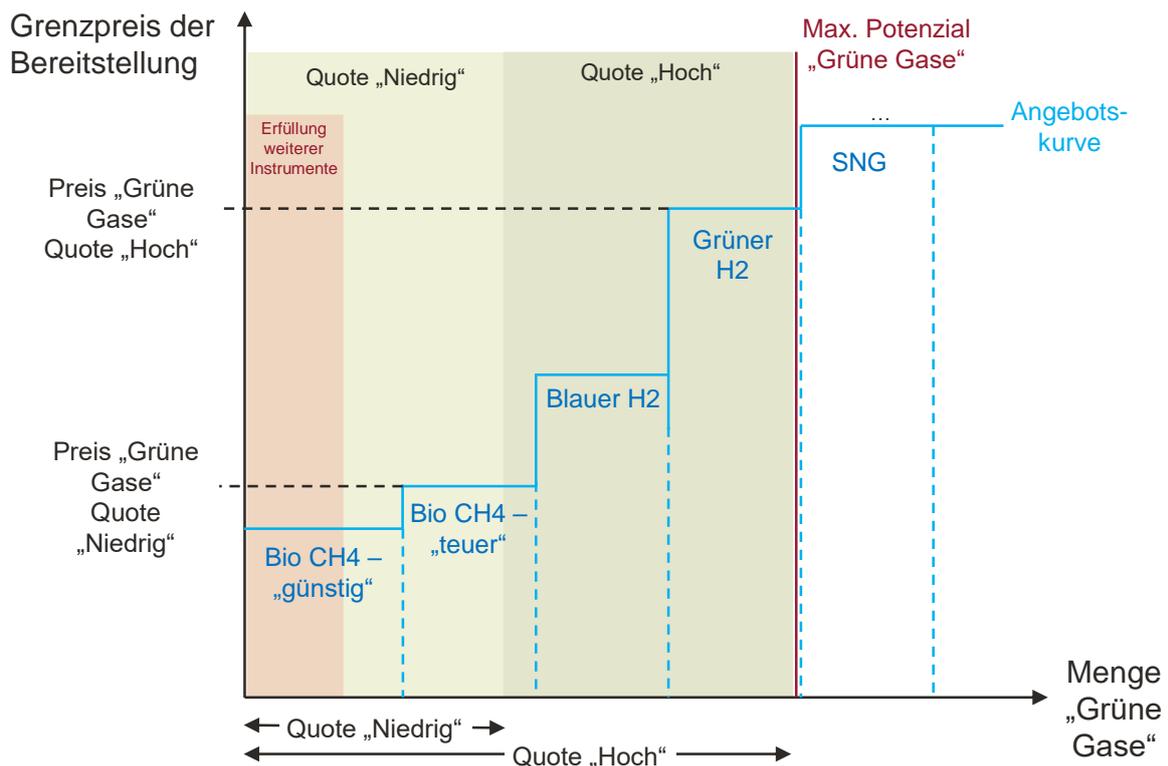
- **Langfristige Dekarbonisierung:** Zur Erreichung der Energie- und Klimaziele bis zum Jahr 2045 muss eine Grüngasquote im Jahr 2045 100% betragen, d.h. ab diesem Zeitpunkt wären keine fossilen Gase mehr zulässig.
- **Kurzfristiger Aufbau des Markts für grüne Gase:** Um die notwendigen Investitionen in einen langfristig funktionierenden Markt für grüne Gase anzureizen, sollte die Quote zeitnah greifen. Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll, im Jahr 2025 zunächst mit einer geringen Quotenhöhe zu beginnen. Damit würde den verpflichteten Unternehmen auch die notwendige Zeit eingeräumt, sich auf die Quotenerfüllung vorzubereiten.
- **Angebotspotenzial:** Die Höhe der Quote für grüne Gase muss das verfügbare Angebot von grünen Gasen über die Zeit berücksichtigen. Eine Orientierung am Angebotspotenzial für grüne Gase bedeutet, dass die Quote in den ersten Jahren nur sehr moderat angesetzt wird und diese Anteile allmählich ansteigen, um den prognostizierten Hochlauf des Angebotspotenzials für grüne Gase widerzuspiegeln.⁴⁵ Damit ergibt sich eine konvexe Form des Quotenpfads über die Jahre (der ggf. für die letzten Jahre einen konkaven Verlauf annimmt, um widerzuspiegeln, dass voraussichtlich die letzten Prozentpunkte zu einer 100%-igen Erfüllung im Jahr 2045 relativ gesehen schwieriger zu erreichen sein werden).

⁴⁵ Siehe für das geschätzte Angebotspotenzial an grünen Gasen die Abbildungen im Anhang.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

- Konkurrierende Erfüllungsoptionen:** Bei der Festlegung der Quotenhöhe ist zu berücksichtigen, dass aufgrund unterschiedlicher Beschaffungs- und Produktionskosten (siehe Abbildung 4) bei einer technologieoffenen Grüngasquote nicht alle grünen Gase gleichermaßen zum Einsatz kommen. Abbildung 17 stellt den Zusammenhang zwischen der Quotenhöhe und den unterschiedlichen Kosten bzw. Preisen für grüne Gase – die Angebotskurve für grüne Gase – exemplarisch dar. Die Abbildung zeigt beispielhaft, dass die Bezugskosten zwischen den grünen Gasen variieren. **Blauer Wasserstoff und Biome-than (CH₄)** werden auf absehbare Zeit günstiger als grüner Wasserstoff sein. Das bedeutet, dass eine technologieoffene Grüngasquote hoch genug sein muss, damit sie den Handel von grünem Wasserstoff anreizt – oder es muss durch Faktoren oder eine Subquote der Einsatz von grünem Wasserstoff gefördert werden. Dies muss bei Festlegung der Quotenhöhe berücksichtigt werden.

Abbildung 17 Exemplarische Darstellung des Zusammenhangs von Quotenhöhe und von Grüngas-Kosten/ Preisen



Quelle: Frontier Economics

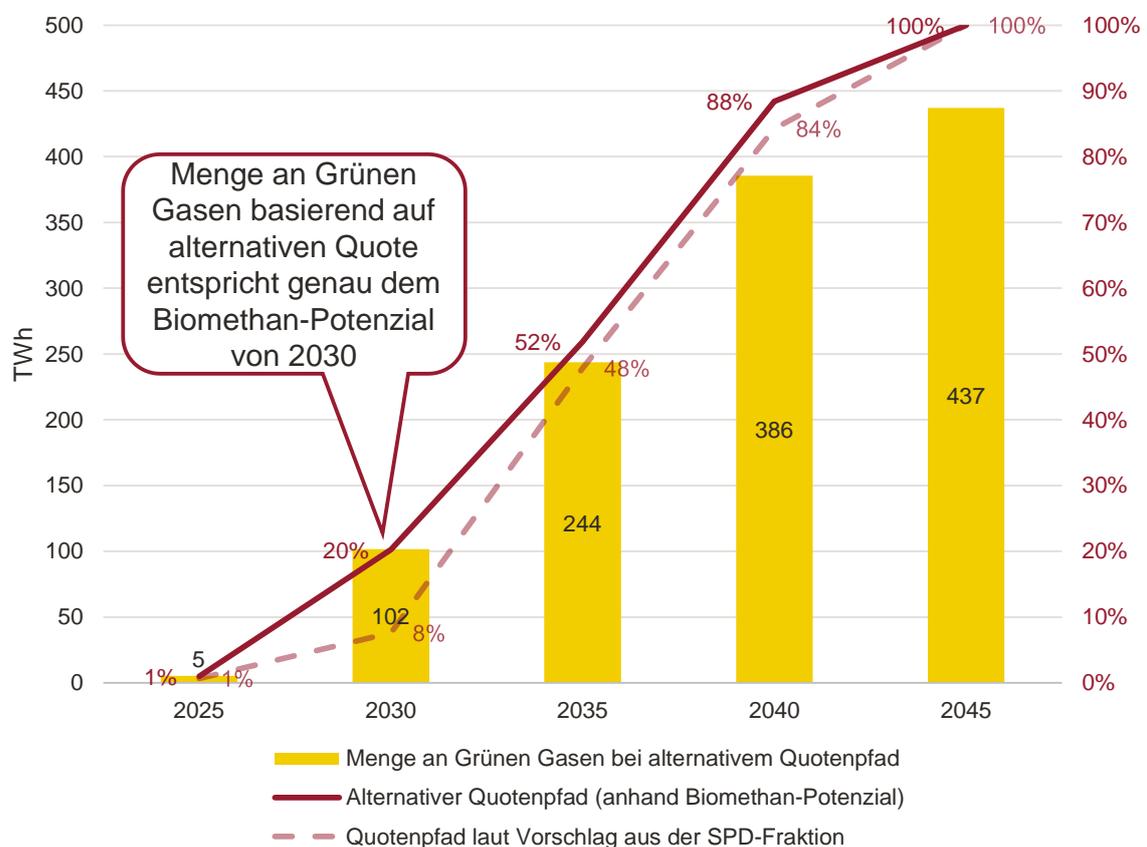
Hinweis: Die rote Fläche zur « Erfüllung weiterer Instrumente » kann z.B. die Quotenvorgabe im Transportsektor sein, die neben der hier angedachten Quote auf das Potenzial grüner Gase zugreift.

Nachfolgend erläutern wir zwei mögliche Varianten eines Quotenpfades.

Variante 1: Möglicher Quotenpfad anhand des Biomethan-Potenzials

Eine Möglichkeit, um mit einer technologieoffenen Grüngasquote trotz der höheren Kosten den Wasserstoff-Hochlauf anzureizen, ist, die Grüngasquote so hoch zu setzen, dass sie das Biomethan-Potenzial übersteigt. In Abbildung 18 zeigen wir einen Quotenpfad (in Abbildung als „alternativen Quotenpfad“ bezeichnet neben dem Quotenpfad-Vorschlag aus der SPD-Fraktion), der sich in der Höhe am Biomethan-Potenzial orientiert und somit eine Mindesthöhe für eine Grüngasquote angibt, damit eine solche Quote einen Pull-Faktor für (grünen) Wasserstoff in Deutschland haben kann.⁴⁶

Abbildung 18 Ein Quotenpfad anhand des verfügbaren Biomethan-Potenzials wäre ambitionierter als der Vorschlag aus der SPD-Fraktion



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Der alternative Quotenpfad ist so gesetzt, dass die Quote das prognostizierte Potenzial an Biomethan in 2030 in Deutschland aus DVGW/ Frontier (2023) abgedeckt. Die Mengenberechnung in TWh erfolgt am prognostizierten gasförmigen Endenergiebedarf in dem BMWK T45-H2 Langfristszenario.

⁴⁶ Da für das zur Verfügung stehende Biomethan auch „konkurrierende“ Nachfrage aus dem Kraftstoff- und/ oder Stromsektor besteht, ist dieser Quotenpfad eine Indikation für eine Quotenhöhe bei der Wasserstoff bereits nachgefragt wird.

Der alternative Quotenpfad ist so gewählt, dass er das prognostizierte Angebot an Biomethan in Deutschland aus DVGW/Frontier (2023) abdeckt.⁴⁷ Dieser alternative Quotenpfad startet (wie der Vorschlag aus der SPD-Fraktion) bei ca. 1% im Jahr 2025 und wächst relativ stark bis 2030 auf ca. 20 % an, um das Biomethan-Potenzial zu decken. **Damit liegt dieser Quotenpfad 12 Prozentpunkte über dem Vorschlag aus der SPD-Fraktion für 2030 und zeigt, dass der bisherige Vorschlag aus der SPD-Fraktion wahrscheinlich den Wasserstoff-Hochlauf nicht oder nur bedingt anreizen würde.** Ab 2035 verlaufen der alternative Quotenpfad und der Quotenpfad aus der SPD-Fraktion ähnlich. Die Erfüllung des alternativen Quotenpfads würde eine Menge an grünen Gasen – voraussichtlich primär Biomethan von z.B. 102 TWh in 2030 oder 244 TWh in 2035 verlangen (Berechnung der Mengen anhand des gasförmigen Endenergiebedarf des BMWK T45-H2 Langfristszenarios⁴⁸).

Variante 2: Möglicher Quotenpfad mit Wasserstoff-Subquote

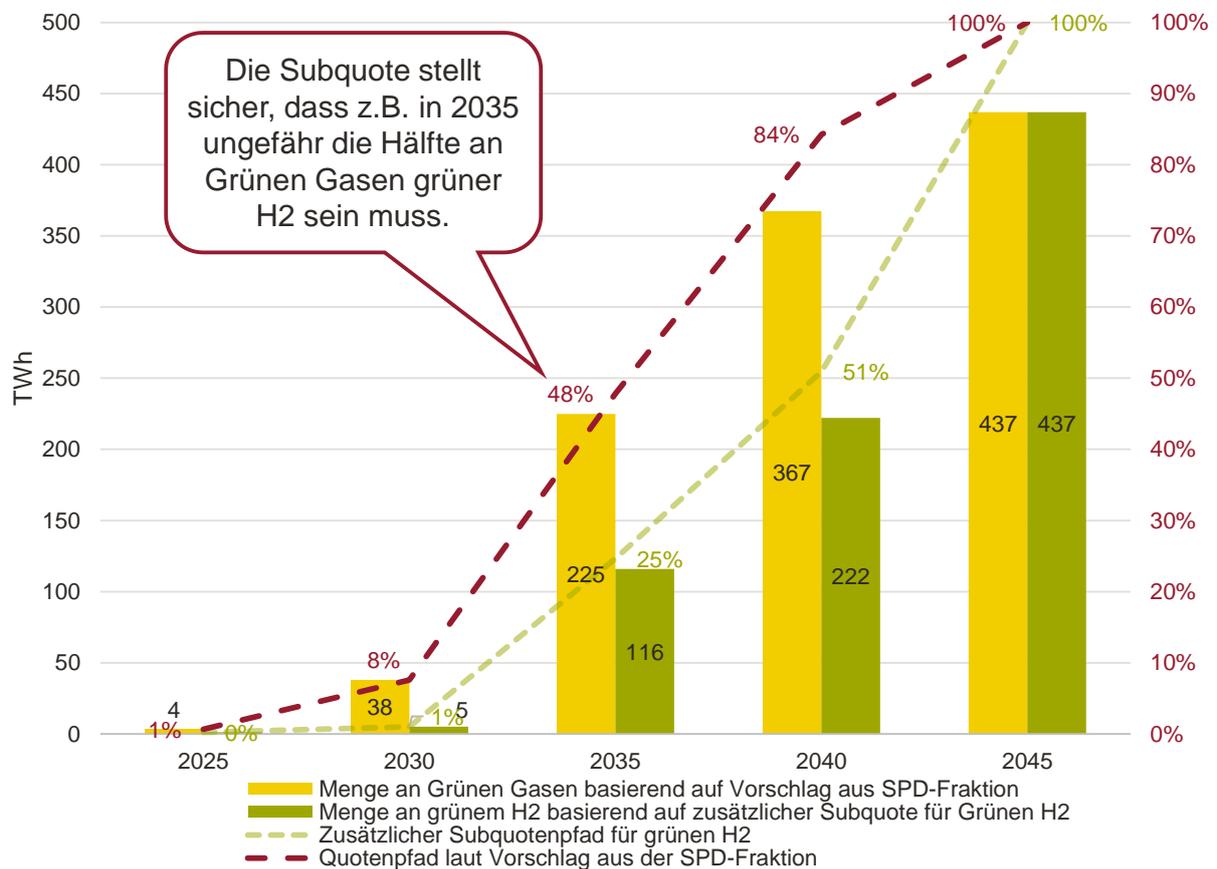
Anstatt die technologieoffene Grüngasquote so hochzusetzen, dass sie den Handel von (grünem) Wasserstoff anreizt, wäre eine weitere **Möglichkeit, die Biomethaneinspeisung restriktiver zu handhaben und die Technologieoffenheit einzuschränken, indem für die Grüngasquote eine Wasserstoff-Subquote definiert wird.** Abbildung 19 zeigt einen Vorschlag für eine solche H₂-Subquote für grünen Wasserstoff innerhalb der aus der SPD-Fraktion vorgeschlagenen Grüngasquote.⁴⁹

⁴⁷ Das so ermittelte Angebotspotenzial geht davon aus, dass die entsprechenden Grüngasmengen an der Grenze zu bzw. in Deutschland bereitgestellt werden, und berücksichtigt nicht mögliche Limitationen bei den Transportinfrastrukturen. Die notwendigen Voraussetzungen für die zukünftigen Infrastrukturen werden im nächsten Kapitel ausgeführt.

⁴⁸ Die Verwendung eines anderen BMWK (nicht-gasförmigen) Langfristszenarios würde zu geringeren Mengen auf Basis der Quote führen.

⁴⁹ Denkbar wäre auch eine Subquote für emissionsarmen und erneuerbaren Wasserstoff allgemein, also eine Quote die auch z.B. durch blauen Wasserstoff erfüllt werden könnte. In diesem Fall wäre die Subquote höher anzusetzen als im nachfolgend gezeigten Fall einer Subquote nur für grünen Wasserstoff.

Abbildung 19 Alternativ könnte ein moderaterer Quotenpfad – bspw. der Vorschlag aus der SPD-Fraktion – mit einer Subquote für grünen Wasserstoff kombiniert werden



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Subquote orientiert sich am Hochlaufpfad des Potenzials für grünen Wasserstoff (mit einem leichten Beginn zwischen 2025 und 2030) aus dem BMWK T45-H2 Langfristszenario. Die Mengenberechnung in TWh erfolgt am prognostizierten gasförmigen Endenergiebedarf in dem BMWK T45-H2 Langfristszenario.

Die hier vorgeschlagene Subquote für grünen Wasserstoff orientiert sich am prognostizierten Hochlaufpfad für grünen Wasserstoff aus dem BMWK T45-H2 Langfristszenario⁵⁰. Die Orientierung am prognostizierten Hochlaufpfad sorgt für ein realistisches Hochlaufmuster. **Somit schreibt die Subquote über die ersten Jahre vor, dass nur ein kleiner Anteil am Gasverbrauch mit grünem Wasserstoff gedeckt werden muss (zwischen 2025 und 2030 wächst sie von knapp über 0% auf 1% an). Danach steigt die Subquote stärker an und schreibt in 2035 einen Anteil von 25% und in 2040 einen Anteil von 51% grünen Wasserstoff vor. In 2045 ist dann der gesamte Gasverbrauch über grünen Wasserstoff zu decken. Durch die**

⁵⁰ Die Berechnung der Höhe der Subquote orientiert sich an 50% des grünen Wasserstoffpotenzials aus dem BMWK T45-H2 Langfristszenario und nimmt einen langsamen Hochlauf zwischen 2025 und 2030 an.

Subquote steigt der Anteil an grünem Wasserstoff, der zur Erfüllung der Grüngasquote verwendet wird, stetig an. In 2035 muss zum Beispiel ca. die Hälfte der Grüngasquote von 48% über grünen Wasserstoff (mit 25%) gedeckt werden. Übersetzt man die vorgeschriebenen Anteile über den prognostizierten gasförmigen Endenergiebedarf in dem BMWK T45-H2 Langfristszenario⁵¹ in Mengen, umfasst der Quotenmarkt zum Beispiel in 2035 eine Menge von 225 TWh grüne Gase eingesetzt, wobei davon 116 TWh grüner Wasserstoff sind.

4.5 Die praktischen Implikationen für die Gasnetze sollten mitgedacht werden

Grundsätzlich bedarf es einer Koordinierung von Wasserstoffangebot und -nachfrage mit der Wasserstoffinfrastruktur (siehe dazu Kapitel 5). Diese Koordinierung ist im Fall der Einführung einer Grüngasquote etwas komplexer als z.B. bei produktionsseitigen Prämien oder bei Klimaschutzdifferenzverträgen, da das Instrument nicht nur gezielt einzelne Anlagen betrifft. Zu berücksichtigende Aspekte umfassen:

■ Biomethan

- Eine Einspeisung von Biomethan in das bestehende Gasnetz ist im Grundsatz unproblematisch, da die chemische Zusammensetzung von Biomethan und Erdgas die Gleiche ist, aber teilweise mit hohem Aufwand beim Netzanschluss verbunden.
- Zunehmende Biomethaneinspeisungen können zudem Netzverstärkungen erfordern, da die Gas(verteil)netze bisher nicht auf substanzielle dezentrale Einspeisungen ausgelegt waren. Zudem bedingt der Netzanschluss von neuen Biomethananlagen einen gewissen Lock-in-Effekt, da die Anlagen auf eine Laufzeit von mindestens 10 Jahren ausgelegt werden. Sollte mit einer technologieübergreifenden Grüngasquote also – zumindest implizit aufgrund der geringeren zu erwartenden Kosten – der Bau neuer Biomethananlagen angereizt werden, bedarf es eines entsprechenden regulatorischen Schutzes für Gasnetzbetreiber, so dürfen Netzbetreiber nicht einem nicht handhabbaren Risiko von „versunkenen Kosten“ („*sunk cost*“) ausgesetzt werden.

■ Wasserstoff

- In dem Ausmaß, in welchem eine Grüngasquote durch Wasserstoff erfüllt wird, bedarf es einer entsprechenden Produktion und Abnahme der Wasserstoffmengen. Der Transport des Wasserstoffs von der Produktion zur Abnahme kann grundsätzlich auf zwei Wegen erfolgen:
 - Durch Lieferung in ein reines Wasserstoffnetz, d.h. indem einige Abnehmer reinen Wasserstoff über dezidierte Wasserstoffleitungen erhalten, während andere Abnehmer weiterhin über das bisherige Gasnetz Methan erhalten. Dies wird durch die bilanzielle Erfüllbarkeit der Quotenverpflichtung ermöglicht. Beispielsweise könnte ein Vertrieb, dessen Abnehmer ausschließlich über das öffentliche

⁵¹ Die Verwendung eines anderen BMWK (nicht-gasförmigen) Langfristszenarios würde zu geringeren Mengen auf Basis der Quote führen.

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Methanetz versorgt werden, Wasserstoffzertifikate bei einem Vertrieb erwerben, dessen Abnehmer ausschließlich über ein reines Wasserstoffnetz (wie z.B. das Wasserstoffkernnetz) versorgt werden, und der somit über überschüssige Wasserstoffzertifikate verfügt. Durch diesen Mechanismus kann die Höhe der Grüngas- und Wasserstoffquote im Einklang mit zunehmenden Umrüstungsprojekten von Methan- auf Wasserstoffleitungen sukzessive steigen.

- Durch physische Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz. Dieser Option sind allerdings technische Grenzen, insbesondere durch Sensitivitäten auf der Abnehmerseite, gesetzt. Derzeit wird in Deutschland von einer maximalen Einspeisung von 10 bis höchstens 20 Volumenprozent (entspricht knapp 3 bis 7 % des Energiegehalts) ausgegangen. Eine zunehmende Grüngasquote könnte also allenfalls für eine gewisse Zeit durch physische Beimischung erfüllt werden.

5 Es bedarf zudem einer Koordinierung von Wasserstoffangebot und -nachfrage mit der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur

Die Implementierung von Instrumenten zur Förderung von Wasserstoffangebot und -Nachfrage muss von Maßnahmen zu einem koordinierten Aufbau der notwendigen Wasserstoffinfrastrukturen, d.h. sowohl Netze als auch Speicher, begleitet werden. Damit Grüngase wie Biomethan oder Wasserstoff ihre zukünftige Rolle bei der Dekarbonisierung erfüllen können, bedarf es regional entsprechender Netzinfrastrukturen. Zukünftige Wasserstoffnutzer müssen einen verlässlichen Zugang zu Wasserstoff haben. Da viele Wasserstoffanwender selbst in neue Endanwendungen investieren müssen, hängt ihre Investitionsentscheidung auch vom planbaren und verlässlichen Zugang zu grüner Energie (je nach Prozess z. B. Biomethan oder Wasserstoff) ab. Daher muss die Verfügbarkeit der zukünftigen Methan- und Wasserstoffnetze frühzeitig geplant und kommuniziert werden.

Nachfrageseitiger Netzzugang:

- **Transportnetze:** Der aktuelle Aufbau des **Wasserstoffkernetzes**⁵² mit entsprechender (teilweiser) Risikoübernahme durch den Staat ist ein gutes Beispiel für eine langfristige Orientierung für potenzielle Netznutzer, und kann für einige Akteure als „Tor zur Welt“ für den Zugang zum internationalen Wasserstoffmarkt dienen. Hierzu bedarf es einer Finanzierung der Netze. Die Netzplanung muss dabei auf den langfristig erwarteten Transportbedarf ausgerichtet sein. Insbesondere zu Beginn wird es jedoch nur wenige Netznutzer geben, sodass die Netze nur mit prohibitiv hohen Netztarifen refinanziert werden könnten. Hier kann der Staat Abhilfe schaffen. So ist für die Finanzierung des Wasserstoffkernetzes vorgesehen, dass Netzentgelte gedeckelt werden: Der Staat geht dabei in Vorleistung und übernimmt teilweise die Erlörisiken der Netzbetreiber, und zukünftige Netznutzer werden an den Kosten für den Netzaufbau beteiligt.⁵³ Mit dem Kernnetz werden allerdings zunächst nur industrielle Großabnehmer erreicht.
- **Verteilnetze:** Viele zukünftige Wasserstoffnutzer, insbesondere in Industrie- und Gewerbe, sind über die heutigen Gasverteilnetze angeschlossen, d.h. es wird in einigen Regionen weiterhin einen **Bedarf an (Wasserstoff-) und Gasverteilnetzen in der Fläche** geben.⁵⁴ Auch hier gibt es Koordinationsbedarf und Transparenzerfordernisse, so dass

⁵² Siehe Ankündigung zum Wasserstoffkernnetz von FNB Gas, 15.11.2023, <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoffkernetz/>.

⁵³ Siehe Pressemitteilung des BMWK zur Wasserstoff-Netzplanung und Kernnetz-Finanzierung, 15.11.2023, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/11/20231115-gesetz-zur-wasserstoff-netzplanung-und-kernetz-finanzierung-beschlossen.html>.

⁵⁴ Auf Verteilnetzebene liegt der politische Fokus aktuell häufig auf dem Rückbau von Gasnetzen. Häufig wird dabei nicht beachtet, dass im Falle eines Rückbaus „lediglich“ die fixen Betriebskosten und ggf. anstehende Ersatzinvestitionen eingespart werden – nicht aber die bereits versunkenen Kapitalkosten. Je nach Regulierung wären zusätzlich auch Rückbau- bzw. Stilllegungskosten zu bedenken.

mögliche Endanwender von Wasserstoff mit einem Mindestmaß an Verlässlichkeit ihre Dekarbonisierungsoptionen vor Ort planen können.

Erzeugungsseitiger Netzzugang:

- Auch die **dezentralen Erzeuger** von Wasserstoff oder Biomethan benötigen Klarheit über den Zugang zu (regionalen) Netzen, die sie mit den zukünftigen Verbrauchern verbinden. Dafür müssen die passenden Regulierungsregeln und der Planungsprozess (Zuständigkeiten, Risikotragung etc.) ebenfalls frühzeitig definiert werden. So ist z.B. auf eine angemessene Kostenträgerschaft bei den Netzkosten für die Erzeuger zu achten, insbesondere bei der Biogaseinspeisung.
- Neben der Verzahnung der Gas- und Wasserstoffnetzplanung auf Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)-Ebene sind auch die „vertikalen“ Abhängigkeiten zwischen dem Kernnetz und den Verteilnetzen mitzudenken.

6 Fazit: Um den Markthochlauf von Wasserstoff zu sichern sind zeitnah Entscheidungen über substanzielle Maßnahmen zu treffen

Die von der Politik selbst gesteckten Ziele für einen Wasserstoffhochlauf drohen verfehlt zu werden. Dadurch ist die Transformation zu einer sicheren und klimaneutralen Energieversorgung gefährdet. Über die Emissionshandelssysteme kann zwar die Dekarbonisierung in Europa sichergestellt werden, nicht aber das Erreichen der NWS-Mengenziele oder ein kurzfristiges Hochfahren der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Dazu ist Wasserstoff eine (noch) zu teure Vermeidungsoption.

Mit einer gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik und Marktakteuren können die Ziele allerdings noch erreicht werden. Dazu müssen die **drei wesentlichen Herausforderungen** – die hohen Wasserstoffkosten, die Koordinierungslücken zwischen Angebot, Nachfrage und Infrastrukturen und die Risiken für Marktakteure – überwunden werden. Dafür ist ein klares Commitment der Politik erforderlich, das dazu führt, hinreichende Instrumente zu implementieren, um Investoren die erforderliche Sicherheit in eine neue Technologie zu geben.

Unabhängig von der Implementierung konkreter Förderinstrumente ist die Erreichung der Wasserstoffziele mit **zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten** verbunden, die gegen den **langfristigen Nutzen aus dem Wasserstoffhochlauf** abgewogen werden müssen.

Grobe Indikationen der „Brutto-Mehrkosten“ zeigen für die mittlere Frist einen Bereich von **3 bis 12 Mrd. €/a**, was umgerechnet auf den erwarteten Gasendverbrauch einem **Gaspreisanstieg von ca. 6 bis 24 €/MWh** entspricht. Der Netto-Nutzen wurde im Rahmen der Kurzstudie nicht quantifiziert – allerdings sollte die Zielsetzung in der NWS so erfolgt sein, dass der langfristige Nutzen des Wasserstoffhochlaufs die Kosten überwiegt.

Die genauere Analyse der Stärken und Schwächen der in dieser Kurzstudie betrachteten Instrumente zeigt jedoch, dass es **keine „Silver Bullet“** für die Überwindung der jeweiligen Herausforderungen gibt. Bei einer **sinnvollen Ausgestaltung, die Kriterien wie Technologieoffenheit, wettbewerblicher Ansatz, sektorübergreifende Gestaltung und ausreichende Fördervolumen** berücksichtigt, können die verschiedenen betrachteten Instrumente alle einen wichtigen Beitrag zum Hochlauf des Wasserstoffmarktes leisten.

Entscheidend für die konkrete Instrumentenauswahl sind daher die **Prämissen und Ziele der Politik**. Wenn Kostenneutralität für den Bundeshaushalt angestrebt wird, könnte eine sektorübergreifende und technologieoffene Grüngasquote ein geeignetes, neues Instrument sein, das langfristig eine breite Anwendung von Wasserstoff ermöglicht.

Neben den Förderinstrumenten auf Angebots- und Nachfrageseite müssen für den erfolgreichen Markthochlauf auch die anderen Elemente der Wasserstoffwertschöpfungskette berücksichtigt werden. Ein koordiniertes und transparentes Vorgehen, verbunden mit einem

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

langfristigen politischen Commitment zur Wasserstoffwirtschaft sind erforderlich, um Investitionsentscheidungen in langlebige und kapitalintensive Infrastrukturen auszulösen.

Anhang A – Übersicht und Kurzbeschreibung bestehender und geplanter Wasserstoffförderinstrumente

Die nachfolgenden Abbildungen geben einen Überblick über die bestehenden und geplanten Regulierungs- und Förderinstrumente in Deutschland und auf EU-Ebene mit Auswirkungen auf die Wasserstoffwirtschaft. Die Übersichten sind unterteilt nach Instrumenten und Regelungen auf der Nachfrageseite (Abbildung 20), der Angebots- und Infrastrukturseite (Abbildung 21) und marktseitigen Regelungen (Abbildung 22).

Abbildung 20 Zusammenfassung bestehender und vorgeschlagener Regelungen zur Wasserstoffnachfrage

| Bestehende und vorgeschlagene Regulierung | Endverbrauchssektor | Adressat | Ziel und Implementierung |
|--|---------------------|--|--|
|  Mindestquoten für erneuerbare Kraftstoffe (38. BlmschV/RED II) | Transport | <ul style="list-style-type: none"> Kraftstofflieferanten | <ul style="list-style-type: none"> Kraftstofflieferanten müssen bis 2030 mindestens 14 % der im Straßen- und Schienenverkehr verbrauchten Endenergie aus erneuerbaren Energiequellen liefern Unterquote für RFNBOs, wie z. B. grünes H2, mit Strafen bei Nichteinhaltung |
|   Mindestquote zur Substitution von grauem H2 (RED III) | Industrie | <ul style="list-style-type: none"> H2-Nutzer im Industriesektor | <ul style="list-style-type: none"> 42 % des in der Industrie verbrauchten H2 im Jahr 2030 sollen aus RFNBOs stammen (65 % bis 2035) Der Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch soll jährlich um 1,6 Prozentpunkte steigen |
|   Kapazitätsauktion für H2-Kraftwerke (§28g und 39p EEG) | Stromerzeugung | <ul style="list-style-type: none"> Anlagen zur Stromerzeugung aus grünem H2 (neu oder nachgerüstet) Ausgerichtet auf Standorte mit frühem Anschluss an die H2-Infrastruktur | <ul style="list-style-type: none"> Unterstützung der schnellen Umsetzung erster H2-Kraftwerke Ausschreibungen von 2023-2028 mit einem Volumen von 4,4 GW |
|   Kapazitätsauktion für RES-E-H2-Kraftwerke (§ 28f und 39o EEG) | Stromerzeugung | <ul style="list-style-type: none"> Anlagen, die Onshore-Wind/PV, H2-Speicherung und Rückverstromung kombinieren (Neuanlagen) Ausgerichtet auf Standorte mit spätem Anschluss an die H2-Infrastruktur | <ul style="list-style-type: none"> Unterstützung einer skalierbaren erneuerbaren Stromerzeugung auf Basis von grünem H2 für Standorte mit spätem Anschluss an die H2-Infrastruktur Ausschreibungen von 2023-2028 mit einem Volumen von 4,4 GW |
|   Kapazitätsauktion für H2-fähige Kraftwerke (BMWK Kraftwerksstrategie) | Stromerzeugung | <ul style="list-style-type: none"> Gaskraftwerke, die auf H2 umgerüstet werden können, mit einer obligatorischen Umstellung auf H2 bis 2035 (neu oder nachgerüstet) | <ul style="list-style-type: none"> Förderung von Gaskraftwerken, die mittelfristig auf grünes H2 umstellen (können) Ausschreibungen ab 2024 mit bis zu 15 GW (mit bis zu 6 GW an neuen Anlagen) |
|   „Klimaschutzverträge“ (Entwurf FRL KSV), CCfD | Industrie | <ul style="list-style-type: none"> Energieintensive Industrien, die unter das EU-ETS fallen | <ul style="list-style-type: none"> Unterstützung von Industrieunternehmen bei Investitionen in klimafreundliche Produktionsanlagen Start des ersten Ausschreibungsverfahrens am 8. Juni 2023, Unterstützung von bis zu 50 Mrd. EUR Ausschreibungen ab 2024 für die Förderung pro eingesparter tCO2 mit symmetrischer CCfD gegen den EU ETS-Preis CCfD-Vertragslaufzeit 15 Jahr, Programmvolumen bis zu 50 Mrd. EUR |

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: ✕ gibt an, dass sich die Regulierung in Planung befindet.

**Abbildung 21 Zusammenfassung bestehender und vorgeschlagener Regelungen
in Bezug auf das Wasserstoffangebot und -infrastruktur**

| Bestehende und vorgeschlagene Regulierung | Adressat | Ziel und Implementierung | |
|---|---|---|---|
| Angebot und Infrastruktur | H2Global: Doppelauktionsmodell mit CfD zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis  | <ul style="list-style-type: none"> ■ H2-Produzenten, H2-Nachfrager | <ul style="list-style-type: none"> ■ Aufbau erster Lieferketten für den Import von Wasserstoff über ein Doppelauktionsmodell: <ul style="list-style-type: none"> □ Ausschreibung von 10-Jahres-Kaufverträgen mit H2-Produzenten; und dann □ Ausschreibung des H2 an den inländischen Höchstbietenden, wobei die Differenz zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft durch Subventionen ausgeglichen wird. |
| | IPCEI H2  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Projekt entlang der gesamten H2-Wertschöpfungskette in der EU | <ul style="list-style-type: none"> ■ Subventionen für H2-Projekte mit grenzüberschreitenden Auswirkungen auf EU-Ebene |
| | Gastransformationspläne   | <ul style="list-style-type: none"> ■ Netzbetreiber in Deutschland | <ul style="list-style-type: none"> ■ Mehrjähriger Planungsprozess für klimaneutrale Gasverteilnetze in Deutschland ■ Verschiedene Netzbetreiber erheben vor Ort Daten über die mögliche Einspeisekapazität von Wasserstoff und identifizieren potenzielle H2-Nachfrager (insbesondere Industriekunden) |
| | Kommunale Wärmeplanung   | <ul style="list-style-type: none"> ■ Kommunen in Deutschland | <ul style="list-style-type: none"> ■ Den Übergang zur klimaneutralen Wärmeversorgung ermöglichen ■ Bestehende Fernwärmenetze müssen den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 30 % erhöhen (mit einigen Ausnahmen bis 2035) |
| | Auktionen mit festen Prämien zur Förderung der Produktion von grünem H2 im EWR (EU Hydrogen Bank)   | <ul style="list-style-type: none"> ■ Grüne H2-Produzenten innerhalb des EWR | <ul style="list-style-type: none"> ■ Auktion zur Vergabe einer festen Prämie in EUR/kg grünes H2, die über 10 Jahre hinweg an Produzenten von grünem H2 im EWR vergeben wird (bis zu 800 Mio. EUR im ersten Ausschreibungsfenster) ■ Die Subventionen sollen die Lücke zwischen den Produktionskosten und der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage schließen |
| | § 96 Nr. 9 WindSeeG   | <ul style="list-style-type: none"> ■ Grüne H2-Produzenten in Deutschland | <ul style="list-style-type: none"> ■ Ausschreibungsverfahren für Elektrolyseure, die systemdienlichen grünen Wasserstoff erzeugen ■ Zwischen 2023 und 2028 wird jährlich eine installierte Leistung von 500 MW ausgeschrieben |

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: ✂ gibt an, dass sich die Regulierung in Planung befindet.

Abbildung 22 Zusammenfassung bestehender Regelungen in Bezug auf
(Wasserstoff-)Handelsmärkte

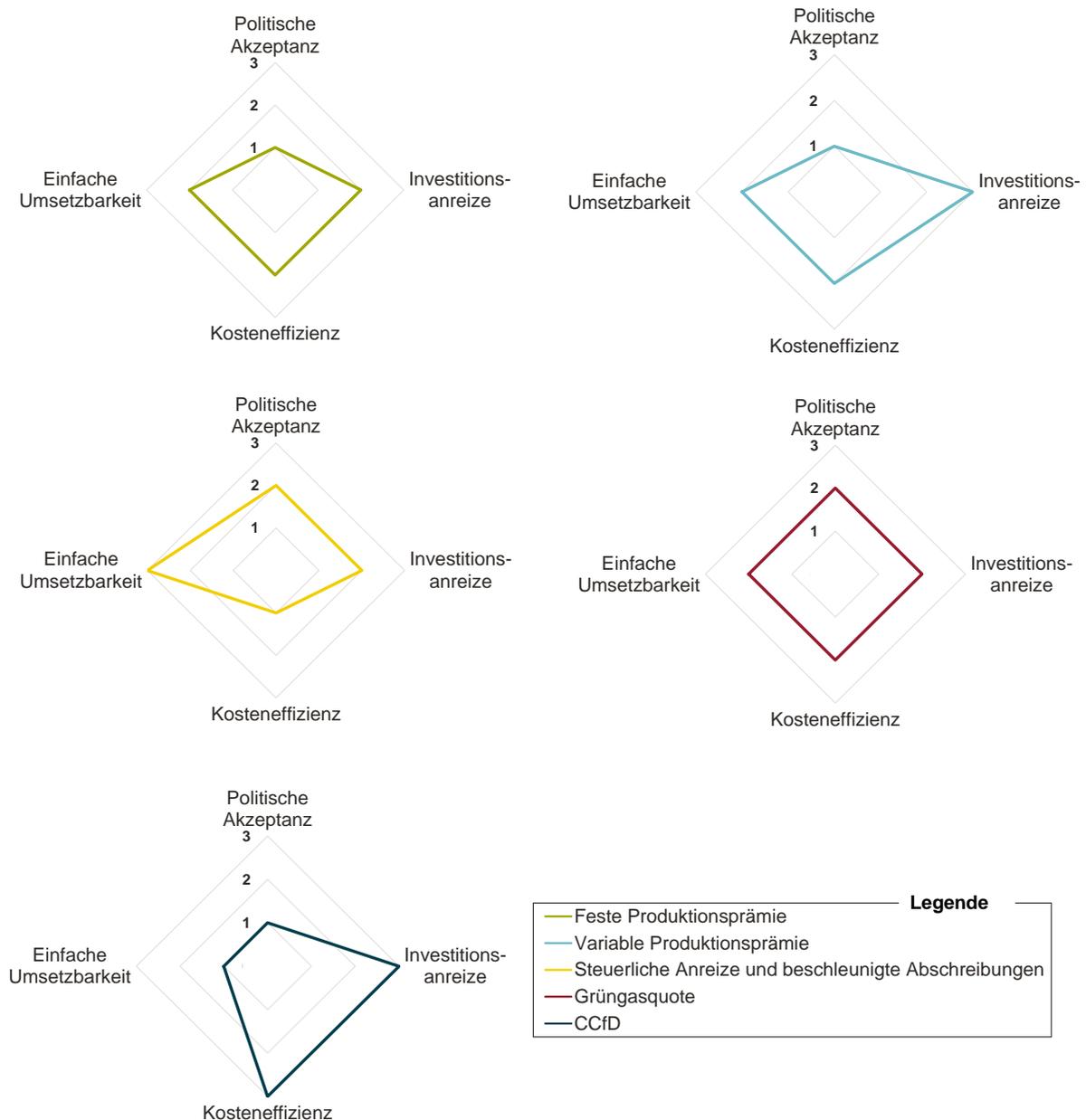
| Bestehende und vorgeschlagene Regulierung | Endverbrauchssektor | Adressat | Ziel und Implementierung |
|---|--------------------------------|---|---|
|  EU-ETS | Industrie und Energieerzeugung | <ul style="list-style-type: none"> ■ Große Industrieanlagen und Kraftwerke | <ul style="list-style-type: none"> ■ Verringerung der CO₂-Emissionen in energieintensiven Sektoren durch Cap-and-Trade-Mechanismus ■ Erhöhung des CO₂-Preissignals durch sinkende Obergrenzen und schrittweise Abschaffung der kostenlosen Zuteilungen |
|  "Brennstoffemissions-handelsgesetz" (BEHG) | Wärme und Transport | <ul style="list-style-type: none"> ■ Lieferanten fossiler Brennstoffe | <ul style="list-style-type: none"> ■ Verringerung der CO₂-Emissionen in Sektoren, die derzeit nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallen, durch Auferlegung einer Obergrenze für Emissionen aus fossilen Brennstoffen, die im Wärme- und Verkehrssektor verwendet werden ■ Übergangszeitraum mit festen und steigenden CO₂-Preisen bis 2025 |
|  Zertifizierung (TÜV Süd/CertifHy) | Alle Sektoren | <ul style="list-style-type: none"> ■ H₂-Produzenten und Konsumenten | <ul style="list-style-type: none"> ■ System elektronischer Zertifikate zur Dokumentation der Qualität und der Produktionsmethode von Wasserstoff von registrierten Produzenten, um den bilanziellen Verbrauch von Wasserstoffunabhängig vom Standort zu ermöglichen |

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: ✕ gibt an, dass sich die Regulierung in Planung befindet.

Anhang B – Übersicht der Bewertung der einzelnen Förderinstrumente

Abbildung 23 Separate Darstellung der Bewertung der Instrumente zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs



Quelle: Frontier Economics

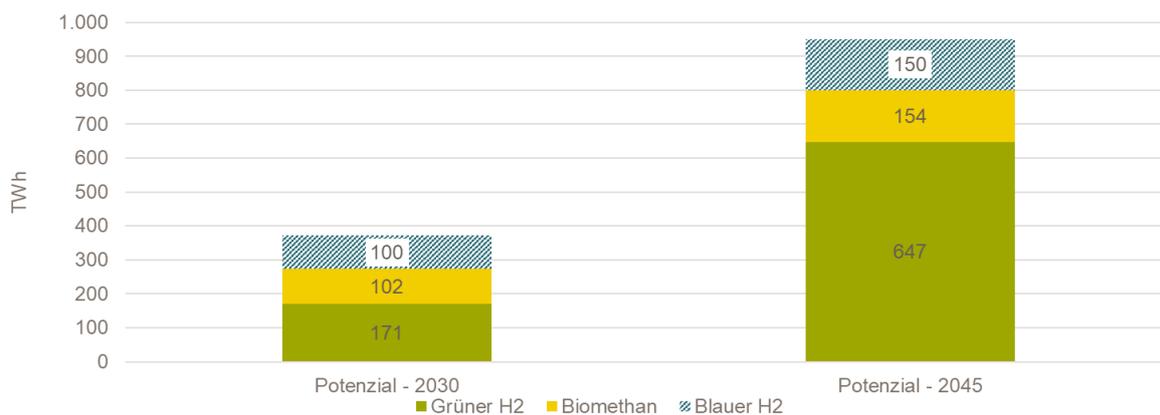
Hinweis: Die Bewertung der Instrumente wird auf einer Skala von eins bis drei durchgeführt, wobei eins die schlechteste und drei die beste Bewertung darstellt.

Anhang C – Hintergründe zur Ermittlung der Quotenhöhe einer Grüngasquote: Prognostiziertes Angebotspotenzial grüner Gase in Deutschland

Die in Kapitel 4.4 ermittelten Vorschläge zur Festlegung der Quotenhöhe basieren auf dem verfügbaren Angebotspotenzial grüner Gase (Biomethan, grüner und blauer Wasserstoff) in Deutschland.

Abbildung 24 zeigt, dass das in bzw. an der Grenze zu Deutschland theoretisch zur Verfügung stehende **Angebotspotenzial an grünen Gasen** (grüner Wasserstoff, Biomethan und blauer Wasserstoff) bei etwa 370 TWh im Jahr 2030 und bei etwa 950 TWh im Jahr 2045 liegt. Zum Vergleich: Eine Wasserstoff-Importpipeline kann grob geschätzt eine Menge von etwa 80 TWh/a (12 GW x 7000h) bereitstellen.

Abbildung 24 Zukünftiges Angebotspotenzial für grüne Gase in Deutschland

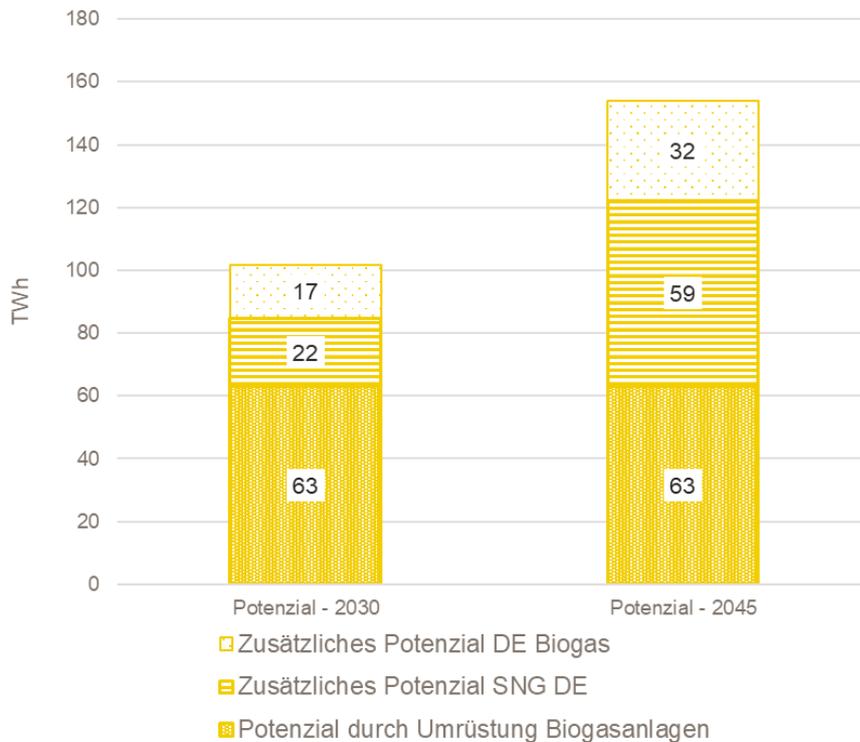


Quelle: Die Darstellung zeigt das Basisszenario für das Potenzial von grünem/blauen Wasserstoff und Biomethan aus „Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045: Ein nachhaltiger Wärmesektor – Teil 1“, DVGW/ Frontier Economics, 2021.

Hinweis: * Das dargestellte Angebotspotenzial geht davon aus, dass die entsprechenden Grüngasmengen an der Grenze zu bzw. in Deutschland bereitgestellt werden, und berücksichtigt nicht mögliche Limitationen bei den Transportinfrastrukturen. Siehe für die notwendigen Voraussetzungen für die zukünftigen Infrastrukturen u.a. das Kapitel zur Wasserstoffinfrastruktur.

Abbildung 25 stellt die Aufteilung des **zukünftigen Biomethanpotenzials** in Deutschland dar, das sich durch die Umrüstung bestehender Biogasanlagen, die Neuerschließung der Synthetic Natural Gas (SNG)-Route und durch die Errichtung neuer Biomethananlagen ergibt.

Abbildung 25 Schätzung des zukünftigen Angebotspotenzials für Biomethan in Deutschland



Quelle: Die Darstellung zeigt das Basisszenario für das Potenzial von grünem/blauen Wasserstoff und Biomethan aus „Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045: Ein nachhaltiger Wärmesektor – Teil 1“, DVGW/ Frontier Economics, 2021.

Hinweis: Das dargestellte Angebotspotenzial geht davon aus, dass die entsprechenden Biogasmengen an der Grenze zu bzw. in Deutschland bereitgestellt werden, und berücksichtigt nicht mögliche Limitationen bei den Transportinfrastrukturen. Siehe für die notwendigen Voraussetzungen für die zukünftigen Infrastrukturen u.a. das Kapitel zur Wasserstoffinfrastruktur. Außerdem besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, via Dampfreformierung oder Pyrolyse blauen oder türkisen Wasserstoff aus Biomethan zu gewinnen. Hier wird aber nur die unmittelbare Verwendung betrachtet.

Die Berechnung des Potenzials von Biomethan setzt sich zusammen aus:

- **Umrüstung heutiger Biogasverstromungsanlagen** (basierend auf DVGW, 2021):
 - 2030: 63 TWh Biomethan
 - 2045: 63 TWh Biomethan
- **Neuerschließung SNG-Route mit Vergasung von Holzreststoffen** (basierend auf DVGW, 2021). Die SNG-Route mit Biomassefeststoffvergasung wird aktuell kaum genutzt, wird aber vom DVGW und anderen Institutionen als vielversprechend eingeschätzt:
 - 2030: 22 TWh Biomethan
 - 2045: 59 TWh Biomethan
- **Neubau Biomethananlagen** (basierend auf Europäische Kommission, CE Delft (2017), Differenz 2020-2030 DE zu 60%):

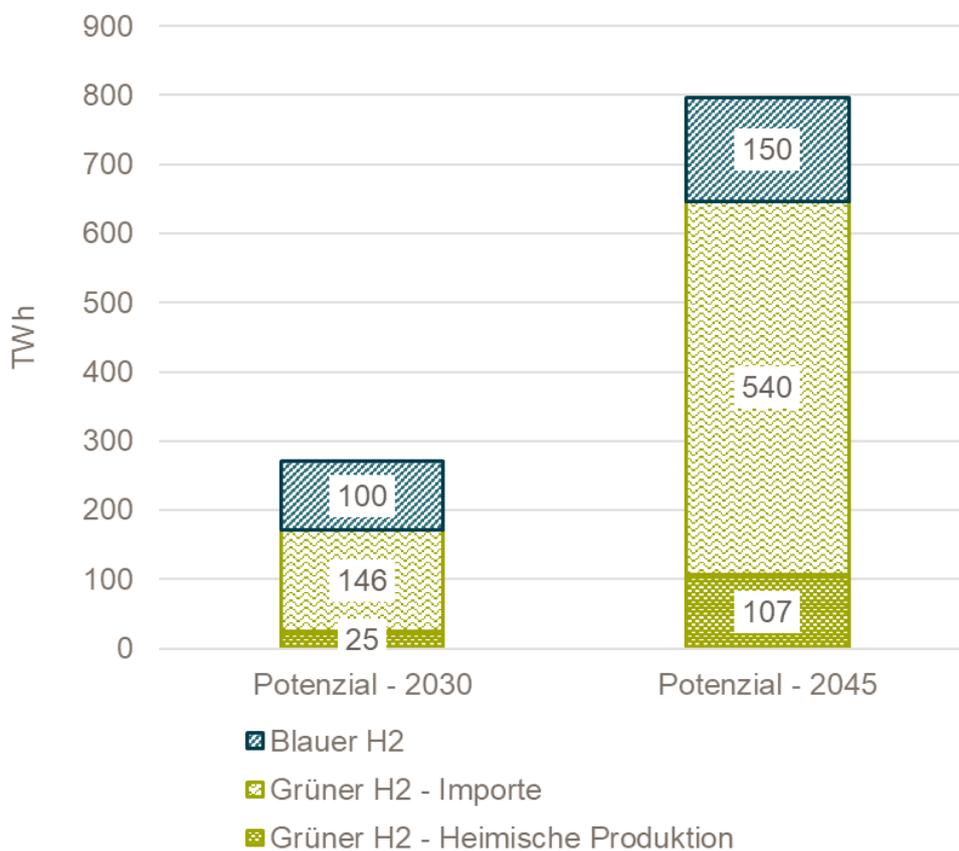
HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

- 2030: 17 TWh Biomethan
- 2045: 32 TWh Biomethan

Importe von Biomethan werden hier nicht berücksichtigt. Es wird zwar davon ausgegangen, dass, wenn es zu Biomethanimporten kommt, diese eher aus Osteuropa kommen, aber diese jeweiligen Staaten müssen selbst auch ihr fossiles Methan ersetzen und können damit nur eingeschränkt Exporte nach DE liefern (ist aber auch eine Frage der Zahlungsbereitschaft).

Abbildung 26 stellt die Schätzung des zukünftigen **Angebotspotenzials für Wasserstoff** in Deutschland dar.

Abbildung 26 Schätzung des zukünftigen Angebotspotenzials an grünem und blauen Wasserstoff in Deutschland



Quelle: Die Darstellung zeigt das Basisszenario für das Potenzial von grünem/blauen Wasserstoff und Biomethan aus „Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045: Ein nachhaltiger Wärmesektor – Teil 1“, DVGW/ Frontier Economics, 2021.

Hinweis: Das dargestellte Angebotspotenzial geht davon aus, dass die entsprechenden Biogasmengen an der Grenze zu bzw. in Deutschland bereitgestellt werden, und berücksichtigt nicht mögliche Limitationen bei den Transportinfrastrukturen. Siehe für die notwendigen Voraussetzungen für die zukünftigen Infrastrukturen u.a. das Kapitel zur Wasserstoffinfrastruktur.

Zur Berechnung des Angebotspotenzials von **grünem Wasserstoff** treffen wir die **folgenden Annahmen**:

HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTERSTÜTZUNG DES MARKTHOCHLAUFS DER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

- **Heimische Produktion:**
 - 2030: 10 GW Elektrolyse (basierend auf Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/ Die Grünen, FDP von 2021) resultieren in 25 TWh grünem H₂.
 - 2045: 40 GW Elektrolyse (u.a. basierend auf geplante Projekte nach dena, 2021) resultieren in 107 TWh grünem H₂.
- **Importe:** Es wird angenommen, dass 3% [in 2045 9%] des theoretischen EE-Potenzials für H₂ in europäischen Ländern bis zum jeweiligen Zeitpunkt ausbaubar wäre, und von der entstehenden Erzeugung 8% [in 2045 10%] nach Deutschland importiert werden könnte. Außerdem werden Aufschläge auf den Exportanteil / auf den Potenzialausbau für einzelne Länder aufgrund von Lage, Anbindung oder Ausbauambition berücksichtigt.
 - 2030: 48 TWh Importpotenzial nach DE aus Nachbarländern und 98 TWh Importpotenzial nach DE aus anderen europäischen Ländern.
 - 2045: 154 TWh Importpotenzial nach DE aus Nachbarländern und 387 TWh Importpotenzial nach DE aus anderen europäischen Ländern.

Die Annahmen zum Angebotspotenzial von blauem Wasserstoff sind unsicher und basieren auf unseren eigenen Schätzungen auf Basis von Industriegesprächen.



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.