Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

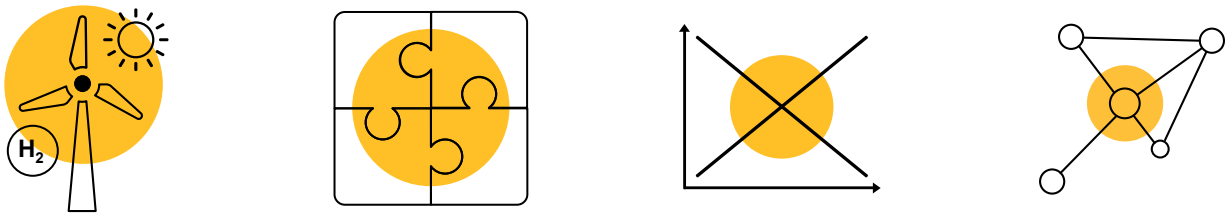
EWI-STUDIE

H_2 - Förderkompass

Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf

Im Auftrag von:
Förderinitiative Wasserstoff der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts e.V.

Juni 2022



Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
https://www.ewi.uni-koeln.de

Verfasst von

Lena Pickert

Patricia Wild

Konstantin Gruber

Niklas Schoch

Bitte zitieren als:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022). H_2-Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 1

1 Hintergrund zum Wasserstoffmarkthochlauf 5

2 Status quo in Deutschland 7

2.1 Hemmnisse für den Markthochlauf 7

2.2 Politische Rahmenbedingungen zur Förderung von Wasserstoff 9

3 Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf 10

4 Einordnung ausgewählter Wasserstoffanwendungen für die Relevanz im Markthochlauf 14

4.1 Bewertungskriterien zur Abschätzung der Relevanz für den Markthochlauf 14

4.2 Preisszenarien für die Quantifizierung der Bewertungskriterien 17

4.3 Quantifizierung und Einordnung der Bewertungskriterien 17

4.4 Einordnung relevanter Wasserstoffanwendungen 27

5 Mögliche Förderinstrumente für den Wasserstoffmarkthochlauf 30

6 Instrumentenmix zur Förderung von Wasserstoffanwendungen im Markthochlauf 35

6.1 Identifikation der wasserstoffspezifischen Hemmnisse 36

6.2 Zusammenspiel eines integrierten Förderkonzepts 38

6.3 Synergieeffekte individueller Förderinstrumente 41

6.4 Förderung von Wasserstoffclustern 44

7 Fazit 46

Literaturverzeichnis 49

Abkürzungsverzeichnis 55

Abbildungsverzeichnis 56

Tabellenverzeichnis 57

Anhang 58

A.1. Wasserstoffwertschöpfungskette 58

A.1.1 Wasserstoffanwendungsfelder 58

A.1.2 Wasserstofferzeugung 61

A.1.3 Wasserstoffinfrastruktur 61

A.2. Liste der Wasserstoffanwendungen 64

A.3. Methodik für die Quantifizierung der Bewertungskriterien 66

Zusammenfassung

Zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele kann neben der direkten Elektrifizierung von Endanwendungen auch grüner Wasserstoff in einigen Sektoren eine entscheidende Rolle spielen. Die Bundesregierung unterstützt den Markthochlauf von grünem Wasserstoff. Gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie erwartet die Bundesregierung für das Jahr 2030 aber einen Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh. Um diese Ziele zu erreichen, müsste der Markthochlauf beschleunigt und stärker als bisher in Wasserstoffanwendungen investiert werden. Die bisher fehlende Wirtschaftlichkeit könnte in diesem Fall durch staatliche Förderungen ausgeglichen werden. Diese öffentlichen Mittel sollten sinnvoll eingesetzt und kombiniert werden, um einen maximalen Effekt der staatlichen Maßnahmen zu ermöglichen. Welche Anwendungen für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff geeignet sind, in welchem Umfang staatliche Förderungen notwendig sein könnten, wie diese einen Markthochlauf mit möglichst geringen Verzerrungswirkungen vorantreiben können und welche Kriterien und Instrumente bei der Förderung eine Rolle spielen, zeigt diese Studie.

Wasserstoffanwendungen und deren Einordnung für den Markthochlauf

- Grüner Wasserstoff kann in allen Sektoren eingesetzt werden. In dieser Studie werden die verschiedenen **Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff** untersucht: Dazu zählt der Einsatz von Wasserstoff als **Roh- und Hilfsstoff** in der Industrie in diversen Prozessen (z.B. der Chemie, der Raffination oder der Primärstahlerzeugung) und zur Herstellung synthetischer Brennstoffe (z.B. Methanol, Ammoniak oder synth. Kerosine). Als **Kraftstoff** ist Wasserstoff kurz- bis mittelfristig für Nutzfahrzeuge (z.B. LKW, Abfalltransport), den Personenstraßenverkehr (z.B. Bus), die Binnen- und Küstenschifffahrt und den Schienenverkehr relevant. Zum Einsatz als **Brennstoff** könnte Wasserstoff zeitnah für die Stromerzeugung und Wärmeversorgung im Energie- und Gebäudesektor eine Rolle spielen, sowie zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in der Industrie.
- Für den Markthochlauf sind insbesondere Anwendungen von Bedeutung, die bereits einen fortgeschrittenen technologischen Reifegrad aufweisen, wie zum Beispiel Brennstoffzellen-LKW, -Züge oder -Busse, oder existierende Industrieprozesse, in denen grauer Wasserstoff durch grünen Wasserstoff ersetzt werden kann, beispielsweise wie zum Beispiel bei der Herstellung von Wasserstoffperoxid.
- Um abzuschätzen, welche spezifischen Endanwendungen für die Phase des Markthochlaufs bis 2030 in Deutschland relevant erscheinen, werden zusätzlich zum technologischen Reifegrad weitere **Bewertungskriterien** identifiziert und diskutiert: Möglichkeit der Elektrifizierung, die Relevanz im Jahr 2030, die CO_2-Vermeidungskosten, Investitionsausgaben (Capex)- und Betriebskosten (Opex)-, der erwartete Förderbedarf und die Wasserstoffnachfrage.

- Die Quantifizierung der jeweiligen Bewertungskriterien für **12 ausgewählte Wasserstoffanwendungen** hat ergeben, dass für die betrachteten Endanwendungen die Betriebsweise mit fossilen Energieträgern kostengünstiger ist als mit grünem Wasserstoff. In einem **optimistischen Szenario** könnten Endanwendungen wie z.B. ein Bus des öffentlichen Nahverkehrs (ÖPNV) oder ein LKW erst ab 2041 wettbewerbsfähig sein. Um einen kurzfristigen Markthochlauf zu ermöglichen, herrscht somit ein **Förderbedarf** für die Umstellung relevanter Anwendungen auf grünen Wasserstoff.
- Die Höhe des Förderbedarfs ist jedoch insbesondere aufgrund der **unsicheren Entwicklung der Preise** für grünen Wasserstoff und für CO_2-Zertifikate schwer abzuschätzen. Eine **schnelle Kostendegression** für grünen Wasserstoff bei einem gleichzeitig raschen Anstieg der CO_2-Preise würde die **Wettbewerbsfähigkeit** von grünem Wasserstoff im Vergleich zu konventionellen Energieträgern erhöhen.
- Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Bewertung für den Einsatz von Wasserstoff in Bussen und in der Primärstahlerzeugung als Reduktionsmittel. Je höher der Wert auf den Skalen, desto attraktiver ist die Anwendung für den Einsatz im Markthochlauf von Wasserstoff und damit als Ersatz der konventionellen Alternative. Tabelle 1 dient dabei als Lesehilfe für die Einordnung der Bewertungskriterien. In der Studie werden zehn weitere Anwendungen hinsichtlich ihrer Relevanz für den Markthochlauf basierend auf den Kriterien bewertet und in Abbildung 9 und Abbildung 10 dargestellt.
- Die Grafiken verdeutlichen: Wasserstoff-**Busse** verfügen bereits heute über einen hohen technologischen Reifegrad. Ein einzelner Bus hat jedoch ein eher geringes Potenzial CO_2 einzusparen, während die Kosten der CO_2-Vermeidung im Mittelfeld liegen. Gleichzeitig müsste mit einer eher hohen Fördersumme (pro generierter Nachfragemenge) gefördert werden, wenn auch nur über einen mittleren Zeitraum. Die generierte Nachfrage nach Wasserstoff durch einen Bus ist eher gering, könnte durch die Umstellung einer Busflotte aber angehoben werden.
- Der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Primärstahlerzeugung weist hingegen eine mittlere technologische Reife auf. Durch den Einsatz von Wasserstoff können größere Mengen CO2 eingespart werden. Zudem müsste mit weniger Geld und nur für eine kurze Zeit gefördert werden. Die CO2-Vermeidungskosten wären insgesamt gering. Die erzeugte Nachfrage nach Wasserstoff wäre sehr hoch.

Tabelle 1: Interpretation und Lesehilfe der Skalenwerte in Abbildung 1

Bewertungskriterium	Je höher der Wert auf der Skala, desto…
Geringe Möglichkeit der Elektrifizierung	...geringer die Möglichkeit der Elektrifizierung
Hohe Relevanz in 2030 in Deutschland	...höher die Relevanz in 2030 in Deutschland
Hoher technologischer Reifegrad	...höher der technologische Reifegrad
Hohe Nachfrage nach Wasserstoff	...höher die Nachfrage nach Wasserstoff
Geringe Dauer der Förderung	...geringer die Dauer der Förderung
Geringe Höhe der Förderung (2030)	...geringer die Höhe der Förderung (pro MWh H_2)
Hoher Anteil der Opex-Kosten an Gesamtkosten	...höher der Anteil der Opex-Kosten
Geringe CO_2-Vermeidungskosten	...geringer die CO_2-Vermeidungskosten
Hohe CO_2-Vermeidung	...höher die CO_2-Vermeidung

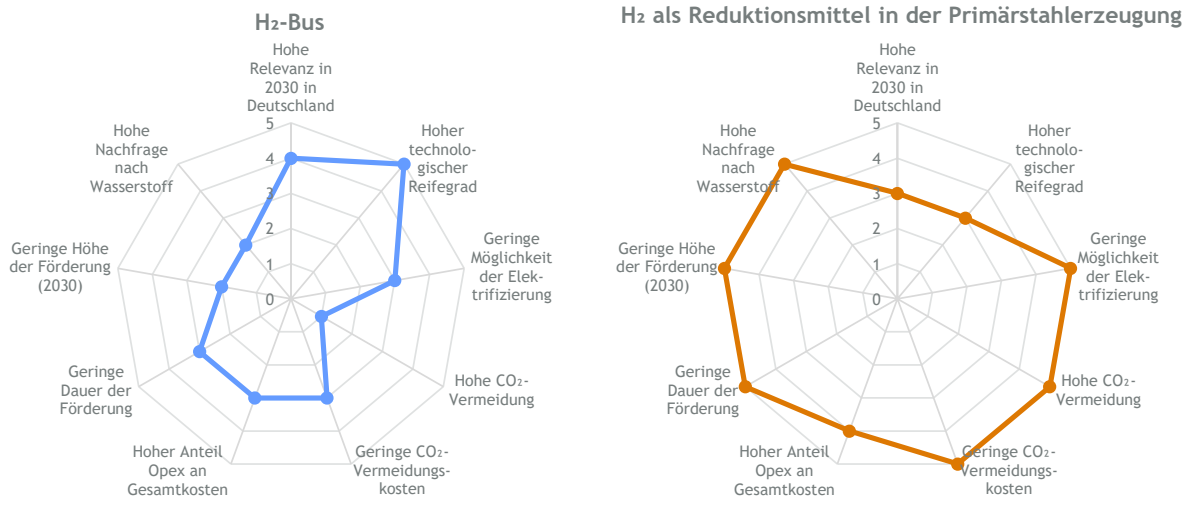


Abbildung 1: Anwendung der Bewertungskriterien auf ausgewählte Wasserstoffanwendungen (H_2-Bus und H_2 als Reduktionsmittel in der Primärstahlerzeugung; weitere Anwendungen in Abbildung 9 undAbbildung 10)

Mögliche Förderinstrumente für den Wasserstoffmarkthochlauf

- Eine Reihe unterschiedlicher sowohl **marktbasierter** als auch **regulatorischer Förderinstrumente** können angebotsseitig und nachfrageseitig eingesetzt werden, um die Förderlücke zu schließen und den Wasserstoffmarkthochlauf zu befähigen. Eine angemessene CO_2-Bepreisung stellt dabei die Basis eines Wasserstoffförderkonzeptes dar.
- Angebotsseitig sollten in erster Linie die **Kostennachteile** von grünem Wasserstoff gegenüber grauem Wasserstoff sowie **Erlösunsicherheiten**, die vor allem aus der Ungewissheit über die Entwicklung des CO_2-Preises und der Stromkosten resultieren, adressiert werden. Dies kann unter anderem durch direkte **Capex- oder Opex-Subventionen**, welche aufgrund ihres Verzerrungspotenzials bezüglich der relativen Kosten von Dekarbonisierungsalternativen allerdings restriktiv eingesetzt werden sollten, sowie durch **Contracts for Difference (CfDs)** zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit gelingen.
- Auf Nachfrageseite muss insbesondere die **Wirtschaftlichkeit der Endanwendung** unterstützt werden. Neben direkten Subventionen können hier durch die Absicherung von Risiken durch **CfDs** oder **Carbon Contracts for Difference (CCfDs)** Investitionskosten gesenkt werden. Außerdem kann beispielsweise in Gasnetzen eine **verpflichtende Beimischquote** als regulatorischer Eingriff sinnvoll sein, um durch die Schaffung einer stabilen Nachfrage das Risiko angebotsseitiger Investitionen (z.B. in Elektrolyseure) zu verringern. Zur Koordination von Angebot und Nachfrage kann ein **Doppelauktionsmodell** (z.B. H_2 Global) eine Rolle spielen.

Tabelle 2: Übersicht der Effekte und Eigenschaften möglicher Förderinstrumente

	CO_2-Bepreisung	CCfD	Beimisch-quote	Doppelauktions-modell	Capex-Subvention	Opex-Subvention
Marktbasiert	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein
Notwendigkeit öffentlicher Mittel	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja
Investitions-Anreize/ Risikominderungs-potenzial	Niedrig	Mittel	Hoch	Mittel	Je nach Kosten-Struktur	Je nach Kosten-Struktur
Technologie-neutralität	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
Risiko der Überförderung	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch
Zeitliche Umsetzbarkeit	Mittel- bis Langfristig	Kurzfristig	Mittel- bis Langfristig	Kurzfristig	Kurzfristig	Kurzfristig
Risiko des Carbon Leakage	Hoch	Keines	Hoch	Keines	Keines	Keines

Instrumentenmix zur Förderung von Wasserstoffanwendungen im Markthochlauf

- Zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs muss aufgrund der **diversen Hemmnisse** ein Mix verschiedener Instrumente eingesetzt werden. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben gezeigt, dass sich die Endanwendungen speziell im Hinblick auf die **Kostenstrukturen** unterschieden. Während bei großen industriellen Anwendungen hohe **Investitionskosten** das entscheidende Hemmnis darstellen, scheitert die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff z.B. bei bestehendem stofflichem Bedarf oder einer Beimischung ins das Erdgasnetz wegen geringer Investitionskosten in erster Linie an den **operativen Aufwendungen**. Ein Förderkonzept sollte durch einen Mix verschiedener Instrumente diese Diversität berücksichtigen.
- Als zentrales Element der Förderung grünen Wasserstoffs bietet sich das **Doppelauktionsmodell** an, um **langfristige Lieferverträge** zu etablieren. Darauf aufbauend können zusätzliche Instrumente kleinere Projekte fördern, welche idealerweise in regionaler Nähe zu großen Projekten aus dem Doppelauktionsmodell realisiert werden. So kann durch den Aufbau von **Wasserstoffclustern** ein organisches Wachstum durch die effiziente Nutzung lokaler Infrastruktur zu ermöglicht werden.
- Bei der projekt-spezifischen Kombination von Förderinstrumenten muss darauf geachtet werden, dass keine **Doppel- oder Überförderung** erfolgt und die Förderinstrumente sich sinnvoll ergänzen.

1 Hintergrund zum Wasserstoffmarkthochlauf

Für die Umsetzung der deutschen Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sind weitreichende Veränderungen in der Struktur des Energieversorgungssystems erforderlich. Zusammen mit der aktuell von der EU-Kommission angestrebten beschleunigten Reduktion des Erdgasverbrauchs könnte der derzeit einsetzende Markthochlauf von Wasserstoff eine noch höhere Relevanz bekommen (EC, 2022). Mit der nationalen Wasserstoffstrategie sowie dem Klimaschutz Sofortprogramm hat die Bundesregierung erklärt, durch eine Vielzahl von Fördertöpfen und Instrumenten den Markthochlauf insbesondere von grünem Wasserstoff zu unterstützen und dementsprechend den Aufbau von Wertschöpfungsketten grünen Wasserstoffs zu fördern.

In verschiedenen Energiesystemstudien spielt elektrolysebasierter Wasserstoff insbesondere in Endanwendungen mit niedrigem Elektrifizierungspotenzial eine entscheidende Rolle. Bereits 2030 werden zwischen 18 und 74 TWh (Prognos et al., 2022) grüner Wasserstoff eingesetzt. Das setzt eine enorme Steigerung sowohl des Einsatzes von Wasserstoff also auch der inländischen Produktion oder des Importes von Wasserstoff voraus (EWI, 2021d). Für diesem angestrebten Markthochlauf müssen jedoch einige Hürden überwunden werden.

Die zahlreichen Herausforderungen, die aktuell einem Wasserstoffmarkthochlauf gegenüberstehen, machen die Notwendigkeit staatlicher Förderung für eine Skalierung der Wasserstoffwirtschaft deutlich (Agora, 2021). Insbesondere Investitionen in Wasserstoff-anwendungen sind aktuell mit vielen Risiken und Unsicherheiten verbunden. Die Wirtschaftlichkeit vieler potenzieller Endanwendungen, wie beispielsweise die Stahlerzeugung über Direktreduktion oder der Einsatz im Schwerlastverkehr, hängt sehr stark von Entwicklungen in der CO_2-Bepreisung, sowie von Strom- und Rohstoffkosten ab. Außerdem sind sowohl die Verfügbarkeit von Wasserstoff als auch der flächendeckende Transport aufgrund einer unsicheren Entwicklung des allgemeinen Markthochlaufs und teilweise unzureichender politischer Rahmenbedingungen schwer absehbar.

Allein mit den bestehenden Marktmechanismen des europäischen Strommarkts, des europäischen Emissionshandels (EU ETS) sowie des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) scheint ein Wasserstoffmarkthochlauf bis 2030 kaum möglich. Gezielte und effiziente regulatorische Eingriffe könnten jedoch Anreize für die Umstellung mancher Prozesse setzen und Treibhausgasemissionen verringern. Eine initiative Förderung für den Einsatz von grünem Wasserstoff könnte den Markthochlauf unterstützen und zu schnelleren Kostendegressionen sowohl für den Energieträger als auch für wasserstoffbasierte Anwendungen führen. Im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie sollen daher mind. 9 Mrd. € für die Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs eingesetzt werden (BMWK, 2020). Eine konkrete Förderstrategie zur Verteilung dieser Mittel wird aktuell politisch diskutiert.

Ziel dieser Studie ist einerseits die Analyse von potenziell für den Markthochlauf relevanten Wasserstoffanwendungen. Hierbei wird vor allem deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu fossilen Alternativen untersucht. Andererseits werden mögliche Instrumente zur Förderung von

Wasserstoffanwendungen und deren Wirkung analysiert. Fokus dieser Studie ist ausschließlich der Hochlauf von grünem Wasserstoff.

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über den Status Quo der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. In Kapitel 3 werden die für die Phase des Markthochlaufs relevanten Wasserstoffanwendungen identifiziert und diskutiert. Diese Anwendungen werden im nächsten Schritt bezüglich Ihrer Relevanz für den Markhochlauf von Wasserstoff analysiert. Dafür werden in Kapitel 4 verschieden Bewertungskriterien identifiziert, die für die jeweiligen Anwendungen eingeordnet und quantifiziert werden (z.B. Höhe der CO_2-Vermeidungskosten, nötige Höhe einer Förderung, nötige Dauer einer Förderung). Anschließend werden in Kapitel 5 mögliche Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen vorgestellt und diskutiert und darauf aufbauend ein mögliches Förderkonzept dargestellt (Kapitel 6).

2 Status quo in Deutschland

Derzeit wird Wasserstoff primär als Rohstoff in der Industrie verwendet. Nach EWI-Berechnungen wurden in Deutschland 2020 49 TWh grauen Wasserstoffs verbraucht. Grauer Wasserstoff wird heute vor allem in der Industrie in der Ammoniak- und Methanolherstellung sowie in der Raffinerie stofflich genutzt und entsteht in der Chlorproduktion als Nebenprodukt. Der Wasserstoffverbrauch der Industriesektoren wird gegenwärtig durch die Erzeugung grauen Wasserstoffs in Deutschland gedeckt. Wie eigene Berechnungen auf Basis der EWI PtX-Projektdatenbank zeigen, lag die Erzeugungsmenge von Elektrolyseur-Wasserstoff 2021 bei 201.362 MWh. Neben der Industrie wird Wasserstoff heute in geringem Umfang auch im Verkehrssektor eingesetzt. 2021 waren in Deutschland 1.144 Brennstoffzellen-PKW, 3 Brennstoffzellen-LKW & Zugmaschinen und 59 Brennstoffzellen-Busse im Einsatz (KBA, 2021a, 2021b).

Auf dem Pfad zur Klimaneutralität bis 2045, wird in Deutschland eine steigende Nachfrage nach grünem Wasserstoff und Wasserstofffolgeprodukten erwartet. Gemäß EWI-Berechnungen steigt die Nachfrage im Jahr 2030 auf 70 TWh (davon ca. 60 TWh grüner Wasserstoff) und bis zum Jahr 2045 steigt die Nachfrage auf ca. 660 TWh (davon ca. 460 TWh grüner Wasserstoff) (EWI, 2021d).

Zur Deckung der Nachfrage nach grünem Wasserstoff soll laut Koalitionsvertrag bis 2030 eine Elektrolyseleistung von 10 GW installiert werden (SPD et al., 2021). Um dies zu erreichen, muss die in Deutschland installierte Elektrolyseurkapazität in den nächsten Jahren deutlich ausgebaut werden, ebenso muss eine ausreichende Infrastruktur geschaffen werden.

Im Folgenden werden wichtige Rahmenbedingungen des Markthochlaufs in Deutschland vorgestellt. Dabei wird insbesondere auf Hemmnisse für den Markthochlauf (2.1) und die politischen Rahmenbedingungen zur Förderung eingegangen (2.2).

2.1 Hemmnisse für den Markthochlauf

Mit dem rasch angestrebten Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und dem Hochlauf von Wasserstoffangebot und -nachfrage sind aktuell noch zahlreiche Herausforderungen verbunden, die es zu überwinden gilt.

Bei einem derartigen Markthochlauf gibt es während des Übergangs aus der Technologieentwicklungsphase in die Marktdurchdringung aus innovationsökonomischer Sicht ein inhärentes Risiko. Der Markthochlauf neuer Produkte kann dadurch gehemmt werden, dass in der Entwicklungsphase Wissens-Spillover nicht realisiert werden, und so eine potenzielle Wettbewerbsfähigkeit der neuen Technologie durch langsamere Lernkurven und Kostendegressionen ausbleibt. Dieses wird durch den Commodity-Charakter von Wasserstoff, welcher kaum Differenzierungspotenzial aufweist, verstärkt.

Für Unternehmen ergeben sich zudem durch hohe Anfangsinvestitionen in schwer patentierbarer Grundlagenforschung sogenannte First-Mover-Disadvantages (Caves 2007; Ariadne 2021). Diese

entstehen, wenn Unternehmen durch Anfangsinvestitionen in eine Technologie Grundlagenerkenntnisse schaffen, welche dann auch Wettbewerbern zur Verfügung stehen, die nicht die entsprechenden Investitionskosten tragen mussten und dadurch einen Wettbewerbsvorteil erlangen. Zusätzlich setzt die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff gegenüber fossilen Alternativen eine sektorübergreifende und konsistente CO_2-Bepreisung voraus, die aktuell insbesondere im nEHS auf einem sehr niedrigen Niveau ist.

Zusätzlich ergeben sich Hindernisse durch die Koordinierung von Angebot, Nachfrage und Infrastruktur. Beim Markthochlauf müssen alle Ebenen der Wertschöpfungskette gleichzeitig aufgebaut werden. Jedoch würde sich ohne Angebot keine Nachfrage entwickeln und vice versa. Auch das Vorhalten von Infrastruktur wird bei geringem Handel und hohen Investitionskosten vermutlich nicht von Wirtschaftsakteuren verwirklicht (Schlund et al., 2022). Dieses Problem wird in der Literatur häufig als dreiseitiges „Henne-Ei-Hahn-Problem“ bezeichnet (Ariadne, 2021; EWI, 2020b; Lambert & Schulte, 2021; Schlund et al., 2022) und ist auch in anderen Bereichen der Energiewende, wie z.B. bei dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für den Hochlauf von Elektromobilität, eine Hürde.

Dieses Koordinationsproblem wird zusätzlich dadurch verstärkt, dass ein großer Anteil des gegenwärtigen Wasserstoffbedarfs als Kuppelprodukt z.B. in der Raffinerie und der Chlorherstellung entsteht und meist direkt vor Ort weiterverwendet wird. Daher existiert für den Transport und Handel des bestehenden Wasserstoffbedarfs gegenwärtig weder eine relevante, öffentlich zugängliche Transportinfrastruktur noch ein vollentwickelter Markt mit ausreichender Liquidität zur effizienten Preisfindung (Lambert & Schulte, 2021).

Ein weiterer limitierender Faktor für den Wasserstoffmarkthochlauf können die lokale Verfügbarkeit von erneuerbar produziertem Strom und ausreichender Elektrolysekapazität in Deutschland sein. Der Import von grünem Wasserstoff oder der kurzfristige und vorrübergehende Einsatz von blauem Wasserstoff (fossil-hergestellter Wasserstoff mit CO2-Abscheidung des) kann daher zur anfänglichen Sicherung verlässlicher Liefermengen für den Nachfragehochlauf notwendig sein (Ariadne, 2021; EWI, 2020b). Langfristig kann der Import von grünem Wasserstoff aufgrund der kostengünstigeren Produktion im Ausland einen wichtigen Beitrag zur Deckung der nationalen Wasserstoffnachfrage liefern.

Aktuell ist grüner Wasserstoff gegenüber den fossilen Alternativen aus marktwirtschaftlicher Sicht nicht wettbewerbsfähig. Ein Grund dafür ist die unzureichende CO_2-Bepreisung, welche die Kosten der CO_2-Emissionen nicht vollständig internalisiert (Ariadne, 2021; Guidehouse & Agora, 2021). Aus diesem Grund stellen die Produktionskosten von grünem Wasserstoff momentan eine der größten Barrieren zur breiteren Nutzung dar (IRENA, 2020). Das hat zur Folge, dass der Markthochlauf von Wasserstoff primär von politischen Förderinstrumenten abhängt und bislang noch wenig Marktdynamik entfaltet (Lambert & Schulte, 2021).

2.2 Politische Rahmenbedingungen zur Förderung von Wasserstoff

Eines der Ziele des Koalitionsvertrags der neuen Bundesregierung ist es, den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verstärkt zu fördern. Dazu hat die Ampel-Koalition bekundet, weitere Fördermittel bereitzustellen (SPD et al., 2021). Jedoch wurden bislang noch keine konkreten Konzepte zu Höhe und Ausgestaltung der Förderlandschaft des Wasserstoffmarkthochlaufs durch die Bundesregierung bekannt gegeben.

Allerdings gibt es bereits eine vielschichtige Förderlandschaft, um den Wasserstoffmarkthochlauf zu unterstützen. So werden im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie von 2020 7 Mrd. € für den Markthochlauf und weitere 2 Mrd. € für internationale Zusammenarbeit bereitgestellt (BMWK, 2020).

Zusätzlich zur Nationalen Wasserstoffstrategie existieren verschiedene Förderprogramme um Forschung, Entwicklung und Anwendung von Wasserstofftechnologien in Deutschland sowie die internationale Kooperation in diesen Bereichen voranzutreiben:

- Das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMVI) förderte beispielsweise über das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)" (2006-2016) mit rund 700 Mio. €. In der zweiten Förderphase sollen bis 2026 1,4 Mrd. € bereitgestellt werden.
- Für internationale Wasserstoffprojekte im Förderprogramm H_2 Global stellt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 900 Mio. € bereit. Zudem geben das BMWK und das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) bis 2024 für internationale grüne Wasserstoffprojekte insgesamt 350 Mio. € aus.
- Das BMWK, BMVI und den Bundesländern fördern gemeinsam mit 8 Mrd. € 62 ausgewählte Important Project of Common European Interest (IPCEI-Projekte).
- Auch die Europäische Union (EU) stellt finanzielle Ressourcen bereit, um den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben, beispielsweise durch den EU-Innovation Fund mit sieben Wasserstoffprojekten mit einem Budget von 1,1 Mrd. €.

3 Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf

Auch wenn eine Vielzahl von Wasserstoffanwendungen entwickelt werden und potenziell in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft eingesetzt werden könnten, sind diese Anwendungen jedoch nicht alle gleichermaßen relevant und/oder verfügbar für die Phase des Markthochlaufs bis 2030. Vor dem Hintergrund knapper öffentlicher Ressourcen zur Förderung, einer kurzfristig vermutlich begrenzten Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff sowie potenzieller Elektrifizierungsalternativen, deren Einsatz oftmals sinnvoller erscheint, muss für eine effiziente

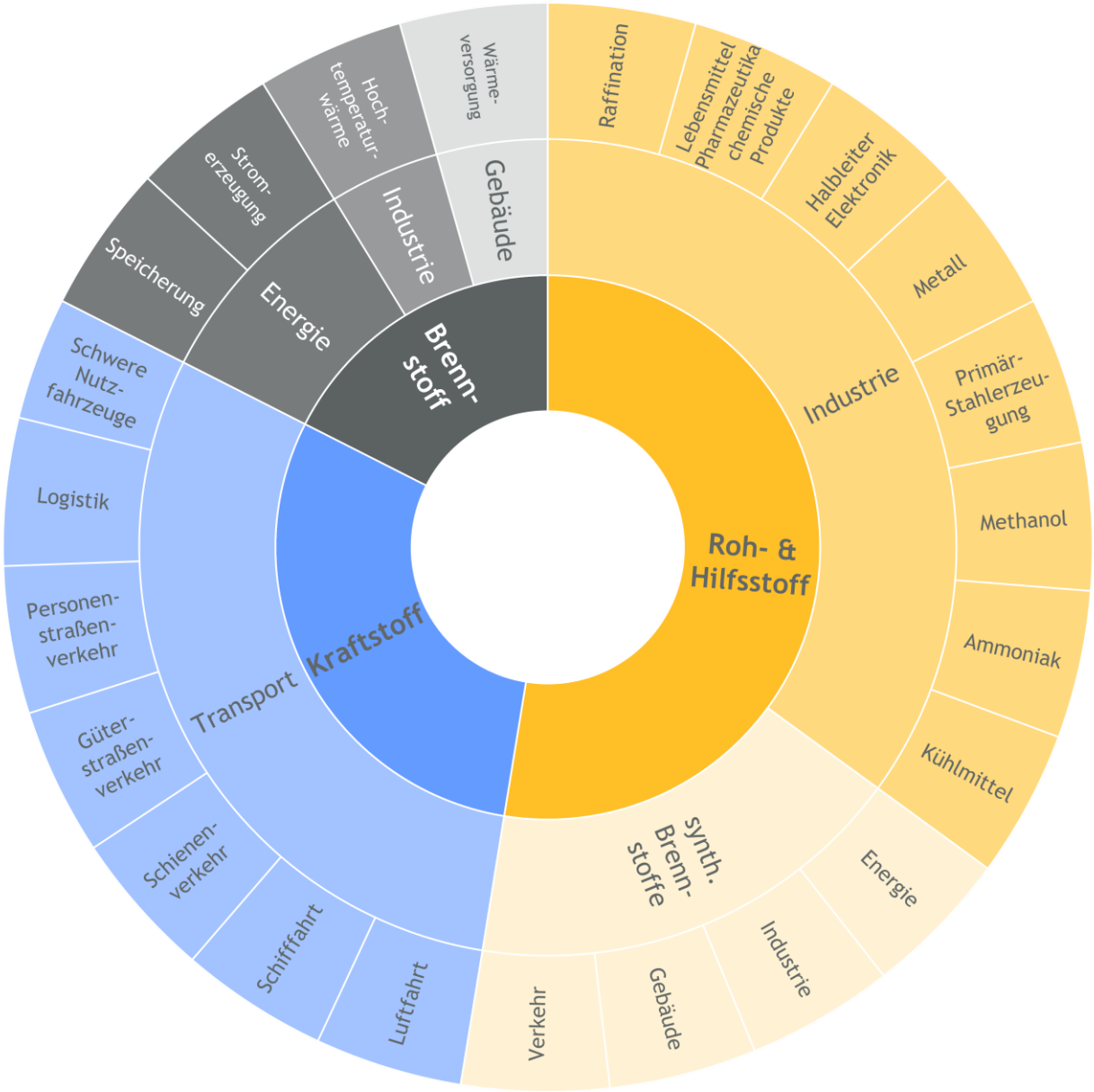


Abbildung 2: Wasserstoffanwendungsfelder

Quelle: Eigene Darstellung

Incentivierung des Markthochlaufs eine Priorisierung möglicher Anwendungsfelder vorgenommen werden.

In diesem Kapitel werden daher aus den erarbeiteten Anwendungen diejenigen identifiziert, welche bereits eine gewisse Technologiereife erreicht haben und somit für den Markthochlauf in Frage kommen.

Abbildung 2 zeigt die gesamte Bandbreite der potenziellen Wasserstoffanwendungsfelder. Im Nachgang werden kurz verschiedene Anwendungsoptionen, aufgeteilt nach den Sektoren Industrie, Transport Gebäude und Energie, vorgestellt. Für die Markthochlaufphase kommen insbesondere Anwendungen in Frage, die bereits heute einen fortgeschrittenen Technologiereifegrad und daher das Potenzial haben, Wasserstoff bereits in den nächsten Jahren einzusetzen. Abbildung 2 zeigt verschiedene Anwendungen von Wasserstoff, die für diese Phase potenziell eingesetzt werden können. Die Auswahl basiert vor allem auf dem Kriterium der Technologieverfügbarkeit.

Einsatz von Wasserstoff als Roh- und Hilfsstoff

Für den Markthochlauf eignen sich insbesondere Wasserstoffanwendungen, die bereits heute grauen Wasserstoff nutzen und lediglich grünen Wasserstoff beziehen müssten. Dies umfasst den stofflichen Einsatz in der chemischen Industrie, der Lebensmittelindustrie, der Pharmaindustrie, der Petrochemie und weiteren industriellen Prozessen wie z.B. dem Einsatz als Kühl-, Reduktions- oder Ätzmittel. Zudem kann hier auf existierende Infrastruktur zurückgegriffen werden.

Außerdem wird Wasserstoff zur Herstellung diverser Wasserstofffolgeprodukte sowie synthetischer Brenn- und Kraftstoffe wie z.B. Methanol, Ammoniak, Methan, synthetisches Kerosin und Naphtha eingesetzt. Diese Produkte können als Brenn- und Kraftstoff im Energie-, Industrie-, Gebäude- und Transportsektor oder stofflich in der Industrie verwendet werden.

Insbesondere der Einsatz von grünem Wasserstoff zur Herstellung von Methanol und Ammoniak bietet sich für die Phase des Markthochlaufs an.

Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff

Im Transportsektor können diverse Anwendungen kurzfristig für den Markthochlauf relevant sein. Im Straßenverkehr kann der Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung von LKWs, Busse oder Nutzfahrzeuge wie z.B. Abfallfahrzeuge Netzwerkeffekte hinsichtlich geteilter Infrastrukturkosten nutzen. Die Anwendungstechnologien haben eher geringe Investitionszyklen und in kleinerem Nutzungsumfang z.B. für die Verwendung von (öffentlichen) Nutzfahrzeuge mäßige Infrastrukturanforderungen. Zudem kann Wasserstoff in der Transportlogistik für weitere Fahrzeuge der Intralogistik, wie z.B. Schlepper oder Staplersysteme, zeitnah relevant sein.

Neben dem Straßenverkehr kann Wasserstoff bis 2030 auch im Schienenverkehr Diesel substituieren oder Nutzfahrzeuge wie z.B. Abfallfahrzeuge betreiben. Auch in der Schifffahrt könnte bereits in der Phase des Markthochlaufs für kurze bis mittlere Entfernungen Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt werden.

Beimischung von Wasserstoff als Brennstoff

Für die Stromerzeugung kann die Beimischung von Wasserstoff oder Ammoniak zu fossilem Erdgas eine Möglichkeit sein, ohne hohe Anfangsinvestitionen den Absatz von grünem Wasserstoff zu erhöhen und so Anreize für Produktionsinvestitionen zu schaffen. In Verteilnetzen wird Wasserstoff oder Ammoniak zu den jeweiligen Kraftwerken transportiert, in welchen die physische Beimischung stattfindet. Hierbei gilt es je nach Anwendung Besonderheiten zu beachten. Eine Beimischung in Kohle- und Gaskraftwerken zur flexiblen Stromerzeugung erscheint sinnvoll. Je nach Höhe der Beimischung müssen hier technische Anpassungen vorgenommen werden. Ein aktuelles Positionspapier der Bundesregierung betont, dass eine solche Beimischung geplant ist und neue Kraftwerke mittelfristig eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff tolerieren können ("H_2-readyness") (BMWK, 2021). Ebenso ist der Einsatz von Wasserstoff in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Kraftwerken zur flexiblen Bereitstellung von Strom und Wärme bis 2030 denkbar.

Für die Wärmeversorgung ist eine Beimischung von Wasserstoff in das existierende Gasnetz heute bereits bis zu 10 Vol.-% zulässig und entsprechend ohne Anpassungen der Anwendungen oder Gasleitungen möglich (DVGW, 2022). Gemäß DVGW könnte die zulässige Beimischungsquote aus technischer Perspektive weiter angehoben werden.[1] Über die Beimischung in das Gasnetz kann Wasserstoff zur Wärmeversorgung von Gebäuden, aber auch der Industrie beitragen. Dies ist ein Einsatz von Wasserstoff, der zeitnah ohne große Anpassungen möglich wäre. Es wird davon ausgegangen, dass für Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% eine vollständige Umstellung des Verteilnetzabschnittes auf Wasserstoff kostengünstiger ist als eine kontinuierlich zunehmende Beimischung (ENSTOG, 2019). Für eine höhere Beimischungsquote von Wasserstoff ins Gasnetz bzw. eine vollständige Umwidmung von Netzabschnitten zu einem Wasserstoffnetz ist die lokale Endverbrauchssituation entscheidend. Im Industriesektor existieren sensible Verbraucher, wie z.B. die Glas- und Keramikindustrie, für die hohe Beimischungsquoten oder eine Umstellung auf Wasserstoff nicht möglich ist. Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen zudem alle Endgeräte der Haushalte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Gasbrennwertgeräte können laut Herstellerangaben z.B. ab 2024 mit Wasserstoff betrieben werden. Auch wenn Wärmepumpen oder der Anschluss an das Nah- und Fernwärmenetz attraktive Dekarbonisierungsalternativen darstellen, könnte Wasserstoff zumindest in einzelnen Fällen im Gebäudesektor eine Rolle spielen (EWI, 2021d).

Ein weiterer wichtiger Anwendungsfall für Wasserstoff als Brennstoff ist die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in industriellen Prozessen, die bislang fast ausschließlich durch das Verbrennen fossiler Energieträger erzeugt wird und deren Elektrifizierung im großen Maßstab gegenwärtig teuer und unpraktikabel erscheint. Hochtemperaturwärme wird in zahlreichen energieintensiven Prozessen benötigt, wie beispielsweise in der Papier-, Zement-, Kalk-, Glas-, Keramik- oder Stahlherstellung. Hier hat der Einsatz von grünem Wasserstoff ein großes Dekarbonisierungspotenzial.

[1] Aktuell werden Beimischungen bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff in Netzabschnitten in einem Gemeinschaftsprojekt von DVGW, E.ON und Avacon getestet.

Infobox 1: Überblick der Wasserstoffwertschöpfungskette - Erzeugung und Infrastruktur

Der Wasserstoffmarkthochlauf bedarf eines Aufbaus der Wasserstoffwertschöpfungskette. Diese umfasst die gesamte Bandbreite der Inputproduktion, Wasserstofferzeugung, -Verteilung und -Verwendung. Der Fokus dieser Studie liegt dabei auf der Nachfrageseite (siehe Anhang A für einen ausführlichen Überblick der Wertschöpfungskette).

Zur Herstellung von Wasserstoff existieren verschiedene Verfahren. Aktuell wird ein Großteil (76 %) des weltweit produzierten Wasserstoffs aus Erdgas hergestellt, während mittels Elektrolyse weltweit lediglich 2 % der Wasserstoffproduktionsmengen erzeugt werden (IEA, 2019). Der restliche Anteil wird nahezu vollständig mit Kohle hergestellt. Zudem entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt bestimmter Industrieprozesse, wie z.B. in der Raffinerie oder der Chlor-Produktion.

Neben der Wasserstoffnachfrage und der Produktion ist die Transportinfrastruktur entscheidend. Aufgrund der techno-ökonomischen Herausforderung des Wasserstofftransports wird grauer Wasserstoff häufig am Einsatzort produziert. Um den Einsatz von Wasserstoff und damit auch den Markthochlauf voranzutreiben, muss parallel der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mitbedacht werden. Wasserstoff und seine Folgeprodukte können leitungsgebunden via Pipeline transportiert werden. Hier können neue Pipelines gebaut werden, aber auch eine Umwidmung von Erdgaspipelines oder die Beimischung in das Gasverteilnetz sind möglich.

Zum anderen gibt es die Möglichkeit des nicht-leitungsgebundenen Transportes. Hierbei wird Wasserstoff gasförmig (CGH_2) in spezielle Druckbehälter (Tube Trailer oder Container Trailer) gefüllt oder verflüssigt und gekühlt (LH_2) in besonderen Trailern befördert (siehe Abbildung 3 für einen Vergleich verschiedener Transportoptionen). Besteht weder eine räumliche noch zeitliche Korrelation der Wasserstofferzeugung und Nachfrage, wird zusätzlich zur Transportinfrastruktur eine Möglichkeit zur Speicherung des Wasserstoffs benötigt.

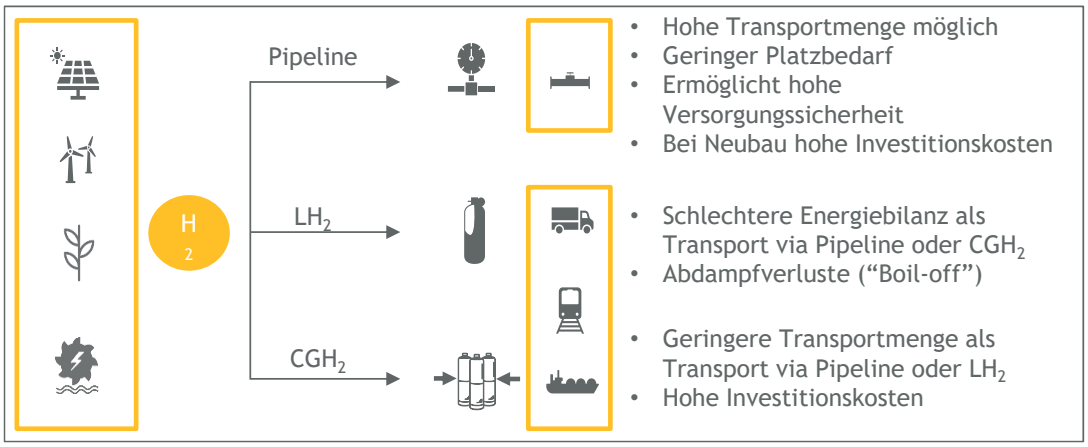


Abbildung 3: Vergleich der Vor- und Nachteile des Wasserstofftransports via Pipeline, LH_2 und CGH_2

4 Einordnung ausgewählter Wasserstoffanwendungen für die Relevanz im Markthochlauf

In diesem Kapitel werden die relevanten Wasserstoffanwendungen auf Basis ausgewählter Bewertungskriterien quantifiziert. Diese Quantifizierung dient als Grundlage für die in Kapitel 6 folgende Diskussion, ob und wie der Wasserstoffmarkthochlauf gefördert werden könnte.

Zunächst werden verschiedene Kriterien diskutiert, anhand derer die Anwendungen für den Markthochlauf bewertet werden können. So kann beispielsweise die Kostendifferenz der Wasserstoffanwendung im Vergleich zu der konventionellen Anwendung eine wichtige Rolle für den Einsatz von Fördermitteln spielen. Die CO_2-Vermeidungskosten können aber ein genauso wichtiger Faktor für die Priorisierung von Wasserstoffanwendungen sein. Im nächsten Schritt werden die Bewertungskriterien für ausgewählte Anwendungen quantifiziert.[2]

4.1 Bewertungskriterien zur Abschätzung der Relevanz für den Markthochlauf

Im weiteren Verlauf der Analyse werden ausgewählte Bewertungskriterien angewendet, um eine Auswahl für den Wasserstoffmarkthochlauf in Deutschland relevanter Wasserstoffanwendungen zu treffen. Hierzu wurden im Rahmen dieser Studie folgenden Kriterien verwendet:

- Möglichkeit der Elektrifizierung
- Relevanz im Jahr 2030 in Deutschland
- Technologischer Reifegrad
- CO2-Vermeidung
- CO2-Vermeidungskosten
- Anteil der Opex-Kosten an Gesamtkosten
- Nötige Dauer der Förderung
- Nötige Höhe der Förderung im Jahr 2030
- Nachfrage nach Wasserstoff

Die im Folgenden diskutierten einzelnen Kriterien werden hier nicht gewichtet. Im Anwendungsfall können bestimmte Bewertungskriterien abhängig vom sozio-ökonomischen Anwendungsrahmen priorisiert werden und damit die spätere Auswahl der relevanten und geeigneten Wasserstoffanwendungen beeinflussen. Darüber hinaus gibt es weitere Kriterien, die für die Bewertung herangezogen werden könnten: absolute Investitionskosten, Investitionszyklus,

[2] Weitere Anwendungen könnten ebenfalls in Frage kommen für den Wasserstoffmarkthochlauf. In dieser Analyse erfolgt die Auswahl der relevanten Anwendung hauptsächlich auf Basis der vorhandenen Datengrundlage.

Amortisationszeit, Nutzungsdauer, Infrastrukturanforderungen, Netzwerkeffekte oder weiter Co-Benefits (z.B. Lärm- oder Stickoxidebelastung, Schaffung von Arbeitsplätzen).

Möglichkeit der Elektrifizierung

Zusätzlich zur kurzfristigen Verfügbarkeit ist es für einen effektiven und langfristig nachhaltigen Markthochlauf entscheidend, ob neben Wasserstofftechnologien auch alternative kostengünstigere Dekarbonisierungsoptionen, insbesondere eine direkte Elektrifizierung existieren. Durch das Abwägen gegenüber potenzieller Elektrifizierungsalternativen können langfristige Kosten durch einen Lock-In in suboptimale Entwicklungspfade vermieden werden. Bei der Abwägung zwischen der Umstellung einer Anwendung auf Wasserstoff oder alternative Dekarbonisierungsmöglichkeiten sind in erster Linie die CO_2-Vermeidungskosten wichtig. Der Einsatz von Wasserstoff sollte daher mit den alternativen Dekarbonisierungsoptionen verglichen werden, damit es nicht zu Ineffizienz und Lock-In-Effekten kommt. Somit kann der kurzfristig in geringen Mengen verfügbare grüne Wasserstoff effizient allokiert werden.

Relevanz im Jahr 2030 in Deutschland

Je nach Industrie und Wertschöpfungsstruktur ergeben sich für die Anwendungen verschiedene Relevanzen für die inländische Wirtschaft bis 2030. Förderungen sollten daher vor allem auf Endanwendungen in Industriezweigen abzielen, welche in Deutschland auch mittel- und langfristig eine entscheidende Rolle spielen.

Technologischer Reifegrad

Um rasch eine Wasserstoffwirtschaft aufzubauen, wird ein Markthochlauf bis 2030 angestrebt. Aus diesem Grund sollten für die Phase des Markthochlaufs nur Anwendungen in Betracht kommen, die heute bereits verfügbar sind oder von denen erwartet wird, dass sie vor 2030 verfügbar sein werden. Viele Anwendungen befinden sich aktuell noch im Stadium der Forschung und Entwicklung und verfügen teils noch über einen geringen Technologie-Reifegrad. Nur ausgewählte Anwendungen dieser Bereiche stehen deshalb in der Phase des Markthochlaufs zu Verfügung. Die Umstellung von bestehendem Bedarf an grauem Wasserstoff auf grünen Wasserstoff erfordert meist (bis auf Prozesse, die Kohlenstoff weiterverarbeiten, wie z.B. die Methanolherstellung) auf Anwendungsseite kaum Anpassungen und wäre auch kurzfristig verfügbar für einen Einsatz von grünem Wasserstoff. Auch im Verkehrssektor existieren bereits Brennstoffzellen-Fahrzeuge.

CO_2-Vermeidung

Ein weiteres Kriterium von Wasserstoffanwendungen ist das CO_2-Vermeidungspotenzial. Bedeutend ist dabei, wie viele Tonnen CO_2-Emissionen durch die Umstellung eines konventionellen Prozesses auf grünen Wasserstoff eingespart werden können. Dadurch kann berücksichtigt werden, für welche potenziellen Anwendungen Wasserstoff einen relevanten Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten können. Der Einsatz von Wasserstoff

würde sich nach diesem Kriterium insbesondere in gegenwärtig besonders emissionsintensiven Prozessen der Industrie, wie z.B. der Stahl-, Zement- oder Papierherstellung, anbieten.

CO_2-Vermeidungskosten

CO_2-Vermeidungskosten stellen diejenigen Kosten dar, die für die Reduktion einer Tonne CO_2 anfallen. Die CO_2-Vermeidungskosten einer Wasserstoffanwendung sollten insbesondere mit den Vermeidungskosten von alternativen klimaneutralen Technologien verglichen werden. Um zu gewährleisten, dass öffentliche Mittel mit dem Ziel der Emissionsreduktion sinnvoll eingesetzt werden, sind die CO_2-Vermeidungskosten ein entscheidendes Kriterium für die Relevanz der Anwendung. So können z.B. Anwendungen mit niedrigen CO_2-Vermeidungskosten bei einer potenziellen Förderung der Umstellung auf grünen Wasserstoff für den Gesetzgeber aus ökologischem sowie ökonomischem Kalkül attraktiv sein.

Anteil der Opex-Kosten an Gesamtkosten

Für eine adäquate Förderung ist es wichtig, die Kostenstruktur zu verstehen. Hier wurde im Rahmen der Studie analysiert, welchen Anteil die Opex-Kosten an den Gesamtkosten ausmachen, um die Hemmnisse zur Wirtschaftlichkeit genauer verstehen und adressieren zu können.

Dauer der Förderung

Die Förderdauer umfasst den Zeitraum, in dem eine Wasserstoffanwendung staatliche Förderung benötigt, um mit konventionellen Prozessen wettbewerbsfähig zu sein. Der Staat hat bei der Vergabe von Fördergeldern ein Interesse an einer kürzeren Förderdauer, da mit langfristigen Verpflichtungen für die staatliche Seite Unsicherheiten verbunden sind.

Nötige Höhe der Förderung

Die nötige Höhe der Förderung beschreibt die Kostendifferenz zwischen der Wasserstoffanwendung und der fossilen Anwendung. Zur Förderung des Markthochlaufs ist für die staatliche Seite von Relevanz, welche sinnvollen Wasserstoffanwendungen mit geringen staatlichen Fördermitteln im Vergleich zu konventionellen Prozessen konkurrenzfähig sind.

Nachfrage nach Wasserstoff

Für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes ist das Generieren einer substanziellen Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff eine entscheidende Stellschraube. Ein Bewertungskriterium für die Relevanz von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf können daher die potenzielle Wasserstoffnachfragemenge sowie das Nachfrageprofil sein. Während des Markthochlaufs könnte das Ziel sein, gezielt Anwendungen zu fördern, die eine substanzielle Wasserstoffnachfrage generieren. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, welches Wasserstoffangebot in den nächsten Jahren realistischerweise erwartet werden kann. Zudem kann für den Aufbau von Lieferketten und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit neben der Nachfragemenge auch das zeitliche und/oder saisonale Nachfrageprofil der Wasserstoffanwendung bedeutend sein.

4.2 Preisszenarien für die Quantifizierung der Bewertungskriterien

Da insbesondere die Preisentwicklung für grünen Wasserstoff und für CO_2-Zertifikate einer gewissen Unsicherheit unterliegt, werden für die Quantifizierung der Bewertungskriterien hier zwei Szenarien unterschieden: Das optimistische Szenario für den Wasserstoffmarkthochlauf basiert auf der Annahme einer schnelleren Kostendegression für grünen Wasserstoff und eines stärkeren Anstieges der CO_2-Zertifikatspreise. Das pessimistische Szenario beinhaltet einen schwächeren Anstieg der CO_2-Zertifikatspreise und eine langsamere Kostendegression der Preise für grünen Wasserstoff. Tabelle 3 fasst die Ausgestaltung der Szenarien und die zugrundeliegenden Preisannahmen zusammen.

Tabelle 3: Preispfade für Wasserstoff und Energieträger sowie nationale und europäische CO_2-Zertifikate

		2025		2050		Einheit	Quelle
		Optimistisch	Pessimistisch	Optimistisch	Pessimistisch		
Wasserstoff	grün	172	204	59	83	€/MWh	EWI (2021d)
	grau	72	55	118	75		Eigene Berechnungen
CO_2-Zertifikate	nEHS	55	55	346	158	€/t CO_2-Äq.	EWI & FiFo (2021)
	EU ETS	105	46	250	114		Bocklet J., Hintermayer M. (2020)
Strom		86	66	44	42	€/MWh	Eigene Berechnungen
Erdgas		20		23			IEA (2021c)
Diesel		54		78			Eigene Berechnungen auf Basis von IEA (2021c)
Steinkohle		7		7			IEA (2021c)

Quelle: Eigene Darstellung

Preisannahmen für Erdgas werden aufgrund der aktuellen Dynamik auf dem Gasmarkt erschwert. Aus diesem Grund wird eine Sensitivität für höhere Erdgaspreise vorgenommen. Infobox 2 (S. 23) illustriert die Änderungen der nötigen Förderdauer unter Berücksichtigung eines höheren Preisniveaus von 49 €/MWh (EEX, 2022).

Dieser Schritt ist besonders für die Bewertungskriterien CO_2-Vermeidungskosten, Anteil Opex an Gesamtkosten, nötige Dauer der Förderung und nötige Höhe der Förderung im Jahr 2030 relevant.

4.3 Quantifizierung und Einordnung der Bewertungskriterien

In diesem Abschnitt werden eine Quantifizierung und Einordnung der jeweiligen Bewertungskriterien für ausgesuchte Anwendungen vorgenommen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4Tabelle 4 dargestellt und anschließend diskutiert. Für die Quantifizierung der Kriterien Höhe der CO_2-Vermeidung, CO_2-Vermeidungskosten, Anteil der Opex-Kosten an Gesamtkosten und nötige Dauer der Förderung wurden Berechnungen mit der Annuitätenmethode durchgeführt (siehe Anhang A.3).

Tabelle 4: Einordnung der Bewertungskriterien für ausgewählte Wasserstoffanwendungen (Zahlen in Klammern repräsentieren den Skalenwert der Bewertungskriterien für Abbildung 9 und Abbildung 10)

	Anwendungen	Möglichkeit der Elektrifizierung	Relevanz in 2030 in Deutschland	Technologischer Reifegrad	Nachfrage nach Wasserstoff [MWh H_2/a]	Nötige Förderdauer	Nötige Höhe der Förderung [€/MWh H_2]	Anteil OPEX an Gesamtkosten [%]	CO_2-Vermeidungskosten [€/tCO_2]	Höhe der CO_2-Vermeidung [tCO_2]
Roh- & Hilfstoff	Herstellung von Wasserstoffperoxid mit H_2	Gering (5)	hoch (5)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	1.333 (3)	> 25 Jahre (1)	90 (2)	100% (5)	410 (3)	413 (2)
	Stofflicher Einsatz von Wasserstofffolgeprodukten	Gering (5)	hoch (5)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	keine Angabe* -	> 25 Jahre (1)	90 (2)	100% (5)	410 (3)	keine Angabe* -
	H_2 in der Raffination	Gering (5)	hoch (5)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	491.617 (5)	> 25 Jahre (1)	90 (2)	100% (5)	410 (3)	152.386 (5)
	H_2 als Reduktionsmittel in der Primärstahlerzeugung	Gering (5)	mittel (3)	Simulations-umgebung (TRL 5-6) (4)	832.000 (5)	<10 Jahre (5)	28 (5)	73% (4)	142 (5)	1.051.238 (5)
	Herstellung synthethischer Brennstoffe mit H_2	Gering (5)	eher hoch (4)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	1.110 (3)	> 25 Jahre (1)	62 (3)	93% (5)	720 (1)	209 (1)
Kraftstoff	H_2-Personenzug	Eher hoch (2)	eher niedrig (2)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	2.555 (3)	10-14 Jahre (4)	63 (3)	38% (2)	352 (3)	931 (4)
	ÖPNV H_2-Bus	Mittel (3)	eher hoch (4)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	190 (2)	15-19 Jahre (3)	103 (2)	57% (3)	361 (3)	77 (1)
	H_2-LKW	Mittel (3)	eher hoch (4)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	280 (2)	20-24 Jahre (2)	126 (1)	59% (3)	520 (2)	75 (1)
	H_2-Gabelstapler	Mittel (3)	keine Angabe* -	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	12 (1)	<10 Jahre (5)	35 (4)	55% (3)	224 (4)	3 (1)
	H_2-Abfallfahrzeug	Mittel (3)	mittel (3)	Simulations-umgebung (TRL 5-6) (4)	32 (1)	10-14 Jahre (4)	145 (1)	34% (2)	268 (4)	30 (1)
Brennstoff	Beimischung von H_2 in ein Gaskraftwerk	Gering (5)	hoch (5)	Entwicklung und Pilotanwendungen (TRL 7-11) (5)	41.990 (4)	> 25 Jahre (1)	121 (1)	100% (5)	748 (1)	8.440 (5)
	Beimischung von H_2 in das Gasverteilnetz	Gering (5)	mittel (3)	Simulations-umgebung (TRL 5-6) (4)	keine Angabe* -	> 25 Jahre (1)	121 (1)	100% (5)	747 (1)	keine Angabe* -
Betrachtete Kriterien und zugrunde gelegte Bewertung/Quantifizierung		*IEA (2019, 2021a) Energiesystem-studien (u.a. EWI, 2021c) und eigene Einschätzung*	*Energiesystem-studien (u.a. EWI, 2021c und Prognos, 2022) und eigene Einschätzung*	*IEA (2021a) und eigene Einschätzung basierend auf Literaturrecherche*	*Eigene Berechnungen*	*Eigene Berechnungen*	*Eigene Berechnungen*	*Eigene Berechnungen*	*Eigene Berechnungen*	*Eigene Berechnungen*

*Aufgrund mangelnder Datengrundlage konnte für diesen Parameter keine Abschätzung vorgenommen werden.

Quelle: Eigene Darstellung

Möglichkeit der Elektrifizierung

Basierend auf einer Literaturrecherche (IEA, 2019, 2021a) und eigener Einschätzungen wurden die ausgewählten Wasserstoffanwendungen hinsichtlich ihrer Elektrifizierungsalternativen bewertet.

Für Anwendungen, die Wasserstoff als Roh- und Hilfsstoff verwenden und insbesondere für die, die bereits heute grauen Wasserstoff nutzen, ist Wasserstoff nahezu alternativlos.

Für den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff existieren teilweise bereits elektrische Alternative. Je nach Einsatzbereich ist eine Elektrifizierung allerdings nicht immer leicht umsetzbar. In bergigen Regionen ist zum Beispiel die Effizienz von batterieelektrischen Fahrzeugen gering und in ländlichen weitläufigen Regionen könnte eine Elektrifizierung ebenfalls schwierig sein. Zusätzlich ist die notwendige Reichweite der Fahrzeuge und die Notwendigkeit von schnellen Tankvorgängen relevant. Personenzüge können über die Installation von Oberleitungen direkt mit Strom betrieben werden. In einige Regionen ist die Installation von Oberleitungen aufgrund der Streckenführung mit Tunneln oder intensiver Bebauung allerdings nicht realisierbar.

Für die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz gibt es keine Möglichkeit der Elektrifizierung, abgesehen davon, dass die Endanwendungen elektrifiziert werden können (z.B. Ersatz einer Gasheizung durch eine Wärmepumpe).

Relevanz im Jahr 2030 in Deutschland

Die Relevanz der Wasserstoffanwendung für Deutschland im Jahr 2030 wurde hauptsächlich anhand der Berechnungen der dena-Leitstudie (EWI, 2021d) und den Ergebnissen des Studienvergleichs der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Prognos u. a. 2022).

Endsprechend der Einschätzungen hat insbesondere der Einsatz von Wasserstoff als Roh- und Hilfsstoff in industriellen Anwendungen eine große Relevanz in Deutschland im Jahr 2030, wenn bereits heute grauer Wasserstoff verwendet wird, wie z. B. bei der Herstellung von Wasserstoffperoxid.

LKW, insbesondere im schwere LKW, könnten bereits im Jahr 2030 eine eher hohe Relevanz haben, Personenzüge hingegen werden als eher weniger relevant eingeschätzt.

Technologischer Reifegrad

Der technologische Reifegrad einer Wasserstoffanwendung lässt sich über das Technology Readiness Level (TRL) einordnen, einer Skala von TRL 1, einer ersten Idee, bis zu TRL 11, einer Technologie im ausgereiften Stadium. Zur Einordnung des technologischen Reifegrads der hier betrachteten Wasserstoffanwendung wurden Daten der IEA herangezogen (IEA, 2021a) und eigene Einschätzungen vorgenommen.[3]

[3] Siehe IEA für eine Bewertung des TRLs diverser Wasserstofftechnologien (IEA, 2021b).

Entsprechend der Vorauswahl, dass die Anwendungen möglichst kurzfristig verfügbar sind und dadurch für den Markthochlauf in Frage kommen, werden alle betrachteten Anwendungen mindestens in Simulationsumgebungen getestet, was einem TRL 5-6 entspricht.

Nachfrage nach Wasserstoff

Die jährliche Nachfragemenge nach grünem Wasserstoff, die durch die Umstellung einzelner Anwendungen entstehen würde, variiert stark zwischen den verschiedenen Anwendungen.[4] Insbesondere der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Stahlerzeugung könnte den Nachfragehochlauf stark beschleunigen. Die Umstellung eines einzelnen Busses im öffentlichen Nahverkehr (ÖPNV) steigert die Nachfrage hingegen lediglich geringfügig. Entsprechend der Größe der Busflotte könnte aber auch hier eine verstärkte Wasserstoffnachfrage entstehen.

Nötige Dauer der Förderung

Die nötige Dauer der Förderung entspricht dem Zeitraum, in dem Wasserstoffanwendungen teurer sind als die konventionelle Alternative, sodass der Einsatz von Wasserstoff ohne eine Förderung nicht wirtschaftlich wäre. Zur Berechnung wurde die Annuitätenmethode verwendet (siehe Anhang A.3). Um die Unsicherheiten der Preisentwicklungen abzubilden, wurden die Berechnungen für die zwei beschriebenen Preisszenarien (optimistisch und pessimistisch) durchgeführt (siehe Kapitel 4.2). Abbildung 4 zeigt die Bandbreite der nötigen Förderdauer, die sich durch die zwei Szenarien ergibt.

Wasserstoffbetriebene Gabelstapler[5] und der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Primärstahlerzeugung sind die ersten Anwendungen, die ohne eine Förderung grünen Wasserstoff wirtschaftlich einsetzen könnten. Bis spätestens 2038 könnte es kostengünstiger sein, Gabelstapler mit grünem Wasserstoff, statt Strom zu betreiben. Dies liegt hauptsächlich an dem höheren Verschleiß der Batterien aufgrund vieler Lade- und Entladezyklen.

In der Stahlerzeugung könnte eine Umstellung im optimistischen Szenario bereits vor 2030 kostenneutral sein, da die angenommenen steigenden CO_2-Zertifikatspreise die Stahlerzeugung durch die konventionelle Hochofenroute mit Koks kontinuierlich verteuern.

Die betrachteten wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge könnten je nach Szenario zwischen 2034 und 2047 eine Kostenparität erreichen. Beispielsweise müssten Abfallfahrzeuge und Personenzüge bei einer Umstellung auf grünen Wasserstoff im optimistischen Szenario mindestens bis 2036 bzw. 2034 gefördert werden.

[4] In den Berechnungen wurde im Zeitverlauf von 2025 bis 2050 eine konstante Nachfragemenge angenommen. Effizienzsteigerungen der Brennstoffzellentechnologie oder niedrigere Produktionsmengen in technischen Anwendungen könnten die Nachfragemengen einzelner Anwendungen reduzieren.

[5] In dieser Analyse wurden elektrisch betriebenen Gabelstapler der Klasse 1 in einer Hallennutzung als Vergleichsanwendung herangezogen. Abgesehen von den untersuchten Kostenparametern, könnte der Unterschied der täglichen Betriebszeit ein weiteres Argument für die Umstellung auf Wasserstoff liefern. Während elektrisch betriebenen Gabelstapler bis zu 16 Stunden für das Aufladen ihrer Batterie benötigen, kann ein Wasserstofftank in ca. 3 Minuten gefüllt werden.

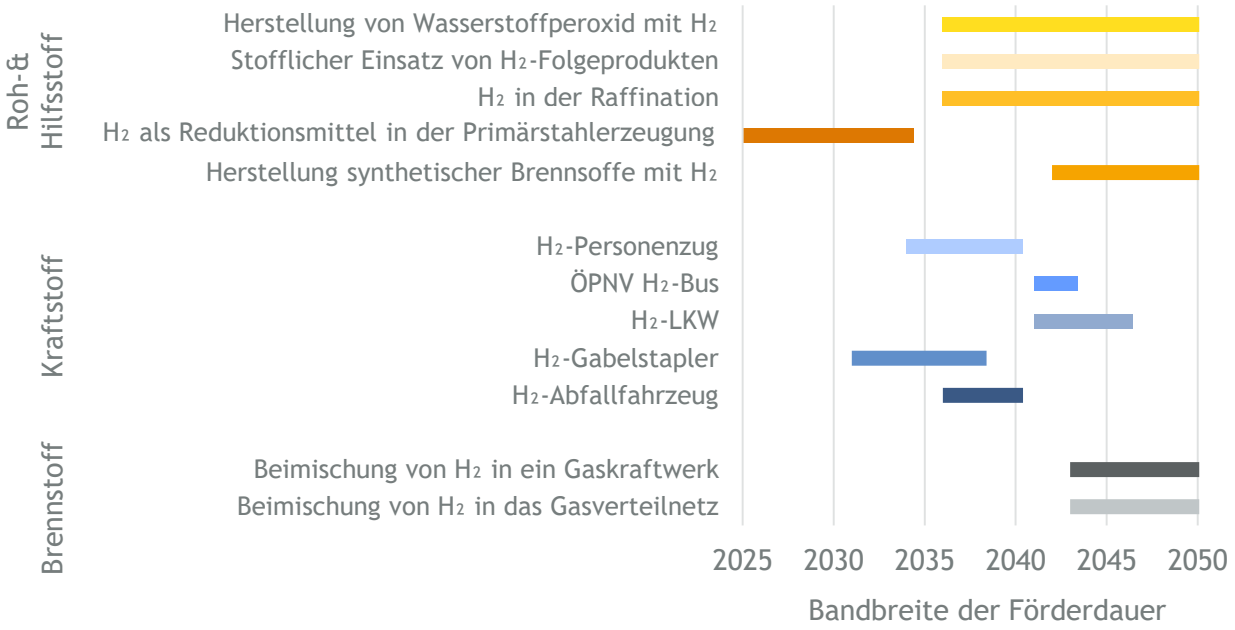


Abbildung 4: Bandbreite der Förderdauer basierend auf den zwei Szenarien

Quelle: Eigene Berechnungen

Anwendungen, die bereits heute mit grauem Wasserstoff betrieben werden, könnten je nach CO_2-Zertifikats- und Wasserstoffpreisen zwischen 2036 und 2050 ohne Förderung auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Insbesondere die Preisentwicklung des grauen Wasserstoffs, getrieben durch den Erdgaspreis, haben einen entscheidenden Einfluss. Eine kostenneutrale Substitution von Erdgas durch grünen Wasserstoff in Gasverteilnetzen oder in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung erfolgt, gemäß der zugrundeliegenden Berechnungen, frühestens ab 2040.

Nötige Höhe der Förderung

Die nötige Höhe der Förderung entspricht der Kostendifferenz in dem entsprechenden Jahr zwischen der Wasserstoffanwendung und der konventionellen Anwendung relativ zu der Wasserstoffnachfragemenge der Anwendung. Zur Berechnung wurde die Annuitätenmethode verwendet (siehe Anhang A.3). Um die Unsicherheiten der Preisentwicklungen abzubilden, wurden die Berechnungen für die zwei beschriebenen Preisszenarien (optimistisch und pessimistisch) durchgeführt (siehe Kapitel 4.2).

Abbildung 4 illustriert die Bandbreite der nötigen Höhe der Förderung im Jahr 2030 und 2040, die sich aus den zwei Szenarien ergibt. Dabei werden Capex- und Opex-Kosten für die komplette Nutzungsdauer betrachtet.

Im pessimistischen Szenario müsste beispielsweise eine Umstellung von grauem auf grünen Wasserstoff im Jahr 2030 in der Raffination mit ca. 90 €/MWh H_2 gefördert werden, damit der Einsatz von grünem Wasserstoff wirtschaftlich ist. Sollten sich die Preise gemäß dem

optimistischen Szenario entwickeln, verringert sich die nötige Höhe der Förderung auf ca. 35 €/MWh H_2.

Die Höhe der nötigen Förderung sinkt Szenario übergreifend im Zeitverlauf aufgrund der fallenden Bezugskosten für grünen Wasserstoff, sinkender Kapitalkosten durch Lerneffekte und steigenden Preise für CO_2 und fossile Energieträger.

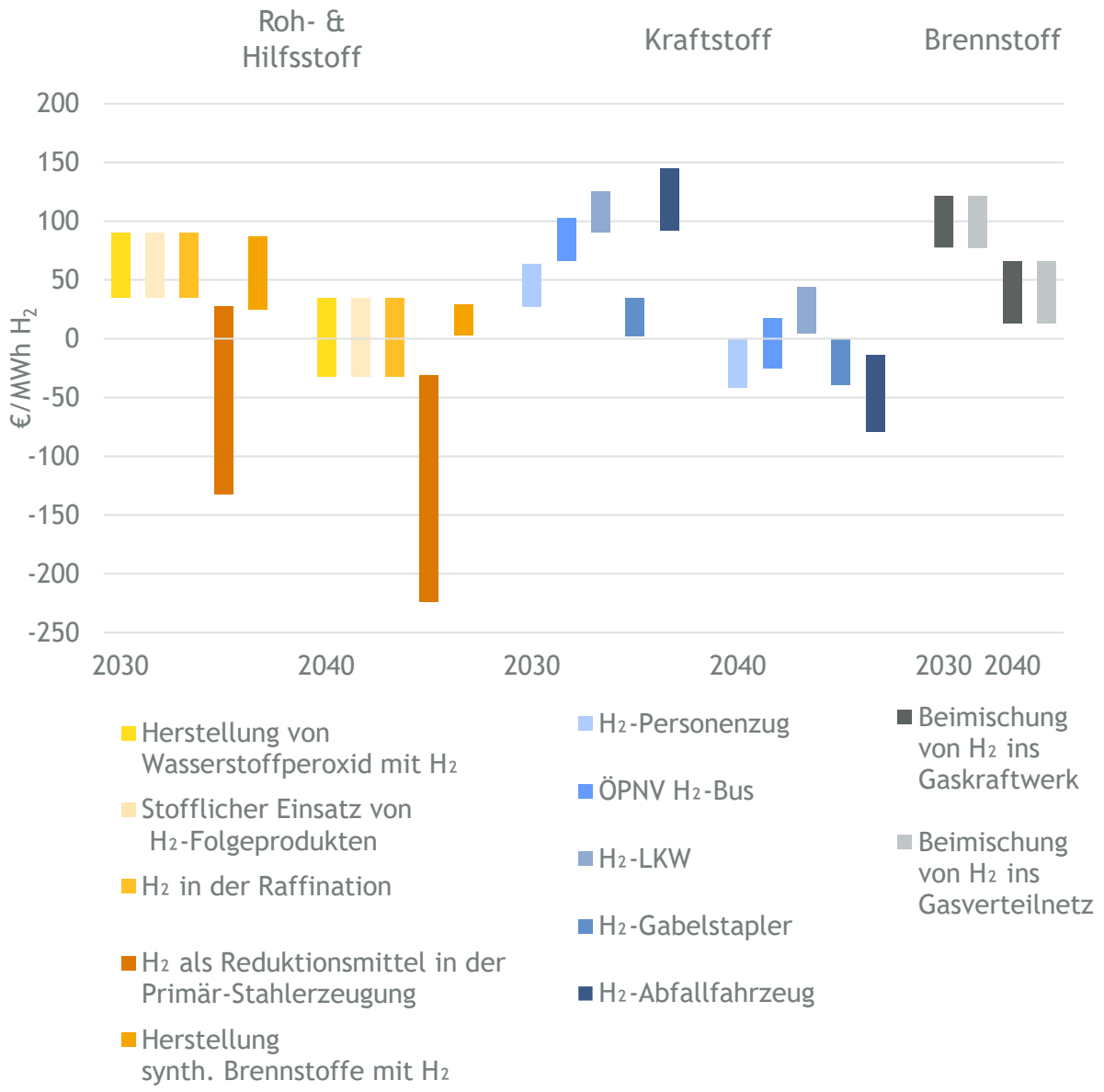


Abbildung 5: Bandbreite der nötigen Höhe der Förderung basierend auf den zwei Szenarien für das Jahr 2030 und 2040

Quelle: Eigene Berechnungen

Infobox 2: Der Einfluss zukünftiger Erdgaspreise

Die Szenarien für den Erdgaspreis dieser Studie basieren auf dem World Energy Outlook (WEO) der IEA (2021c) und können mit 20-23 EUR/MWh als eher konservative Schätzung eingestuft werden. Ziel dieser Studie ist u. a. Förderinstrumente für die Schließung möglicher Förderlücken zu untersuchen. Da ein hoher Erdgaspreis die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff begünstigt, hat die Annahme des Erdgaspreises erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse einiger Anwendungen.

Während der Berechnungen dieser Studie unterlag der Erdgaspreis enormen Schwankungen. Ende 2021, Anfang 2022 traf ein Preisschock den Energiesektor. Zusätzlich führt der russische Krieg in der Ukraine zu Unsicherheiten in Bezug auf Versorgungssicherheit und erhöht den Druck auf die Energiemärkte weiter. Eine Schätzung der langfristigen Entwicklung von Energiepreisen, insbesondere von Erdgas, ist daher schwierig.

Um die Unsicherheit des Preisniveaus von Erdgas zu adressieren, wurde in einer Sensitivität ein höheres Gaspreisniveaus untersucht (siehe Abbildung 6). Dafür wurde der durchschnittliche Erdgaspreis aus dem Jahr 2021 mit 50 EUR/MWh zugrunde gelegt. Sollte der Preis für Erdgas zukünftig auf diesem Niveau liegen, würde dies die nötige Förderdauern verkürzen und die Wettbewerbsfähigkeit einiger Anwendungen könnte früher erreicht werden. Die Förderdauer für die Substitution von grauem durch grünen Wasserstoff könnte um bis zu 14 Jahre verringert werden. Beimischungen in Gaskraftwerke oder Gasverteilnetze könnten die Wettbewerbsfähigkeit zum Brennstoff Erdgas bis zu fünf Jahre früher erreichen.

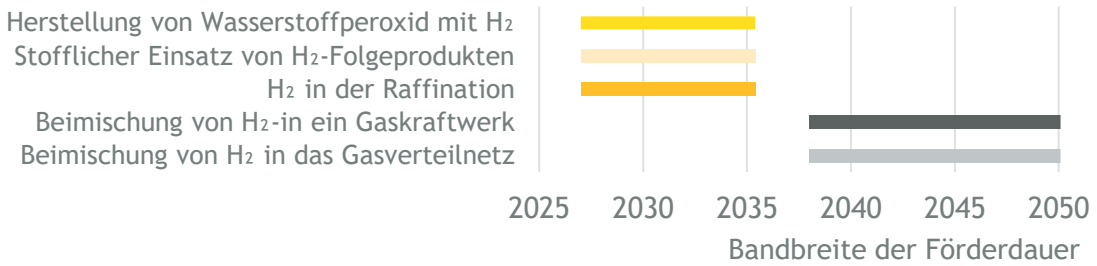


Abbildung 6: Bandbreite der Förderdauer basierend auf den zwei Szenarien mit Gaspreisen von 49€/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen

Gleichzeitig wirkt sich die gestiegene Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff im Gegensatz zu Erdgas und grauem Wasserstoff auf weitere Bewertungskriterien aus. Höhere Betriebskosten der konventionellen Anwendung senken die nötige Höhe der Förderung für die Wasserstoffanwendung, den Anteil der Opex-Kosten an den Gesamtkosten sowie die CO_2-Vermeidungskosten eines Umstiegs auf grünen Wasserstoff. Somit würden die Anwendungen aus Abbildung 6 in der Priorisierung für den Wasserstoffmarkthochlauf bei einem höheren Preisniveau für Erdgas besser abschneiden.

Indirekt könnten sich andere Energieträger durch hohe Erdgaspreise ebenfalls verteuern. Dadurch würde der Umstieg auf grünen Wasserstoff auch für andere Anwendungen früher geschehen als in den angenommenen Preisszenarien.

Anteil der Opex-Kosten an den Gesamtkosten

Um eine detailliertere Unterteilung der Kosten für eine wasserstoffbasierte Anwendung vorzunehmen, werden die Gesamtkosten in Opex- und Capex-Kosten segmentiert. Sowohl für den Gesetzgeber als auch für Investoren kann relevant sein, ob die Mehrkosten einer Umstellung aufgrund höherer initialer Investitionskosten oder aufgrund teurerer Betriebskosten entstehen. Zusätzlich können hierdurch Wasserstoffanwendungen identifiziert werden, welche ohne oder mit geringem zusätzlichem Investitionsbedarf auf grünen Wasserstoff umgestellt werden könnten.

Abbildung 7 zeigt den Anteil der Opex-Kosten an den Gesamtkosten der Wasserstoffanwendungen basierend auf dem pessimistischen Szenario. Im optimistischen Szenario würde der Opex-Anteil geringer ausfallen, da sinkende Bezugskosten für Wasserstoff den Anteil der Opex-Kosten an den Gesamtkosten verringern. Insgesamt lassen sich die Anwendungen in 3 Kategorien einteilen: niedriger, mittlerer und hoher Anteil Opex-Kosten.

Die Anwendungen mit einem hohen Anteil an Opex-Kosten (90 bis 100 % Opex-Kosten) sind bestehende Anwendungen, beispielsweise die Herstellung von Wasserstoffperoxid, bei der aktuell grauer Wasserstoff verwendet wird. Darüber hinaus ist in dieser Kategorie die Beimischung von Wasserstoff in Gaskraftwerke und in das Gasverteilnetz, wo bis zu 20 Vol% keine Investitionen notwendig sind.

Zu den Anwendungen mit einem mittleren Opex-Kostenanteil zählen der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie sowie Brennstoffzellen-Busse und LKW. Diese Anwendungen haben im pessimistischen Szenario einen Opex-Anteil von über 50 %.

Des Weiteren wurden Wasserstoffanwendungen identifiziert, die weniger als 50 % Opex-Kostenanteil haben. Zu diesen Anwendungen zählen Personenzüge und Abfallfahrzeuge. Dies lässt sich dadurch erklären, dass im Vergleich zu den geringen Verbrauchsmengen an Wasserstoff ein hoher Investitionsbedarf vorausgesetzt wird.

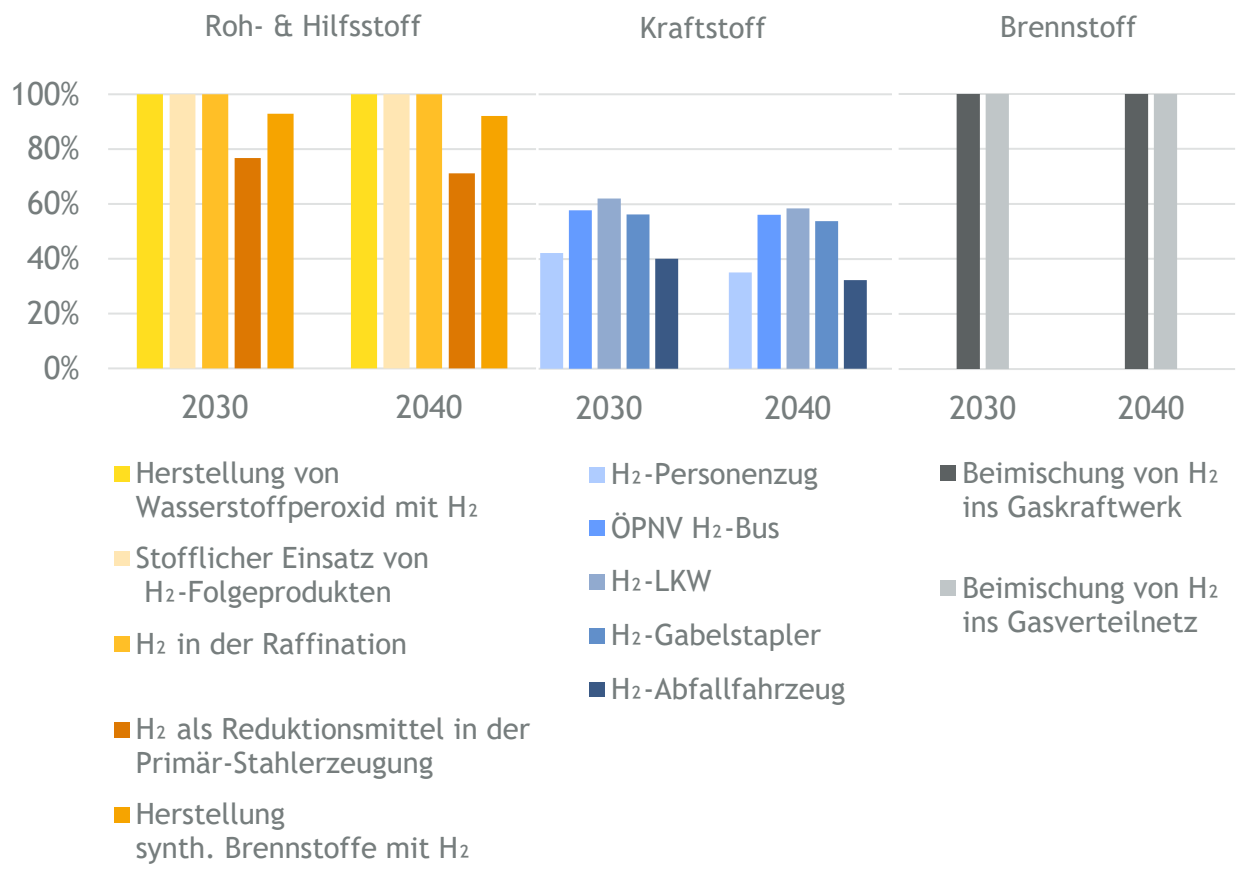


Abbildung 7: Anteil der Opex-Kosten an den Gesamtkosten für die Jahre 2030 und 2040

Quelle: eigene Berechnungen

CO_2-Vermeidungskosten

Die CO_2-Vermeidungskosten werden für die zwei beschrieben Preisszenarien (optimistisch und pessimistisch) berechnet. Die Kosten für den Erwerb von Emissionszertifikaten werden in den CO_2-Vermeidungskosten nicht berücksichtigt. Daher ergibt sich die in Abbildung 8**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellte Bandbreite der CO_2-Vermeidungskosten je Anwendung aus der Differenz der Wasserstoffkosten zwischen dem optimistischen und pessimistischen Szenario.

Die höchsten CO_2-Vermeidungskosten im Jahr 2030 und 2040 ergeben sich laut der Berechnungen bei der Beimischung von Wasserstoff in Gaskraftwerke und in das Gasverteilnetz. Die niedrigsten CO_2-Vermeidungskosten werden für das Jahr 2030 bei einem Einsatz von grünem Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Stahlerzeugung und in der Verwendung als Kraftstoff für Gabelstapler erzielt. Aufgrund einer sinkender CO_2-Intensität der Stromerzeugung werden jedoch nur geringe Mengen an Treibhausgasen durch die Umstellung eines Gabelstaplers eingespart.

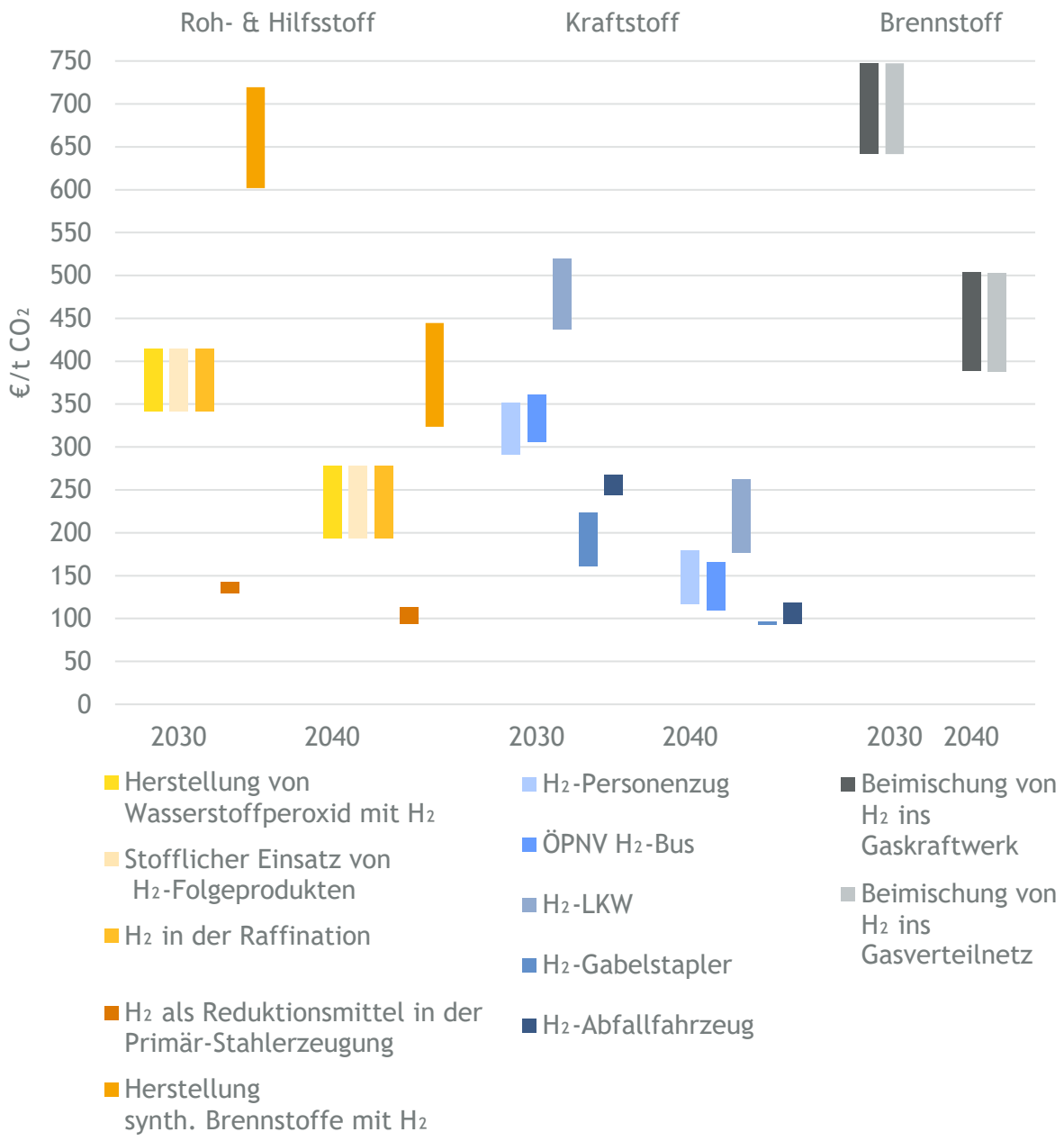


Abbildung 8: CO_2-Vermeidungskosten für die Jahre 2030 und 2040

Quelle: eigene Berechnungen

Höhe der CO_2-Vermeidung

Die Höhe der CO_2-Vermeidung beschreibt, wieviel CO_2 durch eine Umstellung der Anwendungen auf grünen Wasserstoff eingespart werden kann. So ließe sich z.B. der jährliche CO_2-Ausstoß bei einer Umstellung der Hochofenroute eines Stahlwerkes um ca. 1 Mio. t CO_2-Äq. verringern. Die Umstellung eines Busses im öffentlichen Nahverkehr verringert den Ausstoß von Treibhausgasen hingegen um lediglich ca. 77 Tonnen pro Jahr. Sollte der komplette Linienbetrieb auf grünen Wassersoff umgestellt werden, könnten größere Mengen an Treibhausgasen eingespart werden.

4.4 Einordnung relevanter Wasserstoffanwendungen

Im Folgenden werden die Bewertungskriterien (siehe Kapitel 4.1) basierend auf der im vorherigen Abschnitt erläuterten Quantifizierung angewandt, um die Relevanz der ausgewählten Wasserstoffendanwendungen für den Markthochlauf (siehe Kapitel 3) einzuordnen.

Da jedes Bewertungskriterium subjektiv gewichtet werden kann, sieht diese Einordnung von einer Priorisierung der Anwendungen für den Wasserstoffmarkthochlauf ab und beschränkt sich damit darauf, Skalenwerte von 1 bis 5 pro Bewertungskriterium für jeden Anwendung zu vergeben (siehe Tabelle 10 im Anhang A.3 für den Übersetzungsschlüssel).

Tabelle 5: Interpretation und Lesehilfe der Skalenwerte in Abbildung 9 und Abbildung 10.

Bewertungskriterium	Je höher der Wert auf der Skala, desto…
Geringe Möglichkeit der Elektrifizierung	...geringer die Möglichkeit der Elektrifizierung
Hohe Relevanz in 2030 in Deutschland	...höher die Relevanz in 2030 in Deutschland
Hoher technologischer Reifegrad	...höher der technologische Reifegrad
Hohe Nachfrage nach Wasserstoff	...höher die Nachfrage nach Wasserstoff
Geringe Dauer der Förderung	...geringer die Dauer der Förderung
Geringe Höhe der Förderung (2030)	...geringer die Höhe der Förderung (pro MWh H_2)
Hoher Anteil der Opex-Kosten an Gesamtkosten	...höher der Anteil der Opex-Kosten
Geringe CO_2-Vermeidungskosten	...geringer die CO_2-Vermeidungskosten
Hohe CO_2-Vermeidung	...höher die CO_2-Vermeidung

Abbildung 9 und Abbildung 10 bilden die Quantifizierung diverser Bewertungskriterien von ausgewählten Wasserstoffanwendungen ab und erlauben damit eine Einordnung dieser Anwendungsfälle hinsichtlich ihrer Relevanz im Markthochlauf. Je höher die Werte auf der Skala von 1 bis 5, desto relevanter könnte eine Anwendung für den Wasserstoffmarkthochlauf sein. Tabelle 5 enthält die Interpretation der Bewertungskriterien hinsichtlich der Skalenwerte und dient als Lesehilfe für die Abbildung 9 und Abbildung 10. Ohne dabei einzelne Bewertungskriterien zu gewichten, kann ein Vergleich und darauf aufbauend eine Priorisierung einzelner Anwendungen anhand der Größe der Fläche innerhalb der Graphen vorgenommen werden (eine möglichst große Fläche zeigt eine hohe Relevanz für den Markthochlauf an). In der Realität sollte aber je nach politischer Zielvorgabe des Markthochlaufs einzelnen Bewertungskriterien mehr Gewicht eingeräumt werden.

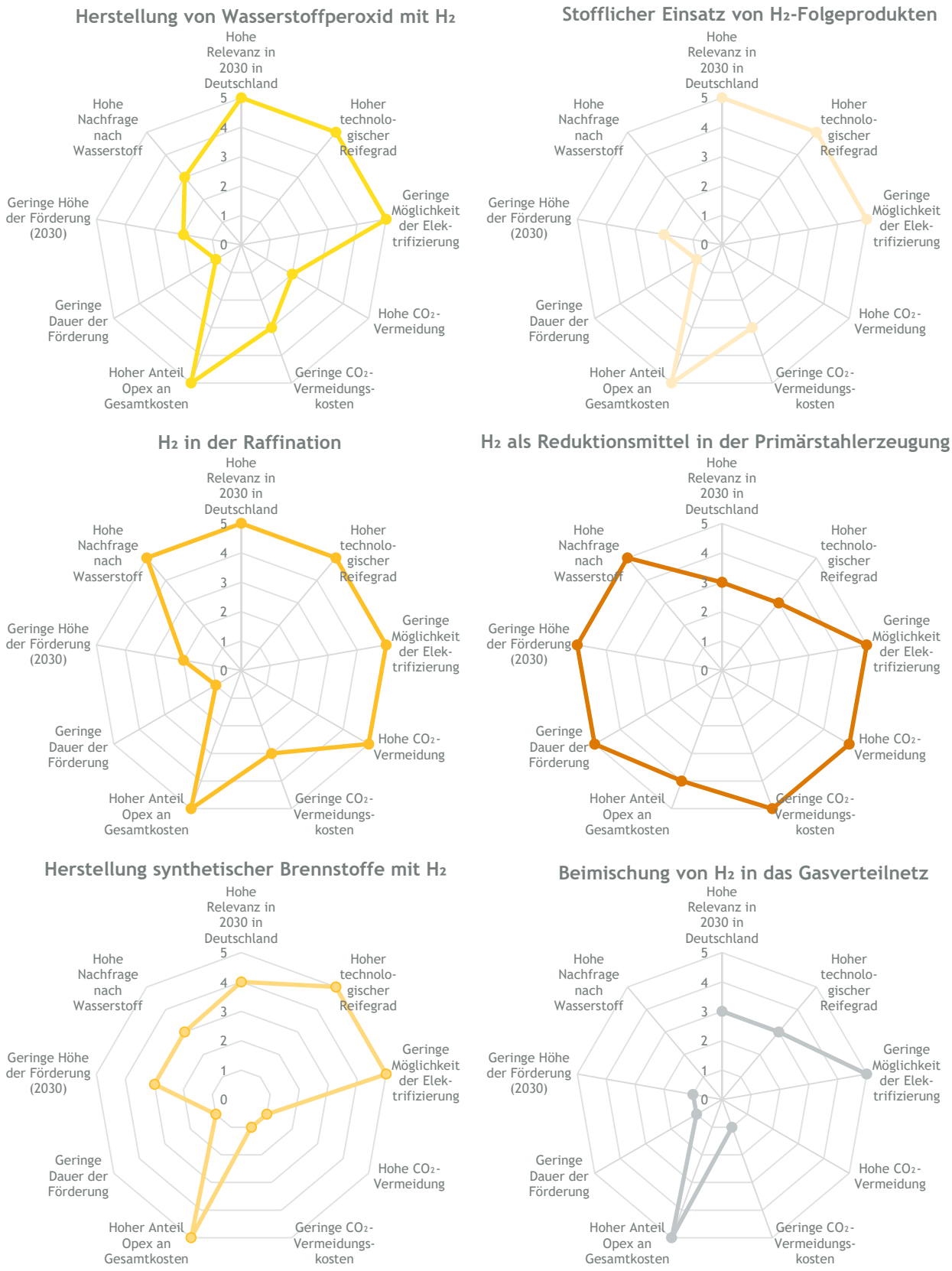


Abbildung 9: Einordnung relevanter Wasserstoffanwendungen in ausgewählte Bewertungskriterien (1/2)

Quelle: eigene Berechnungen

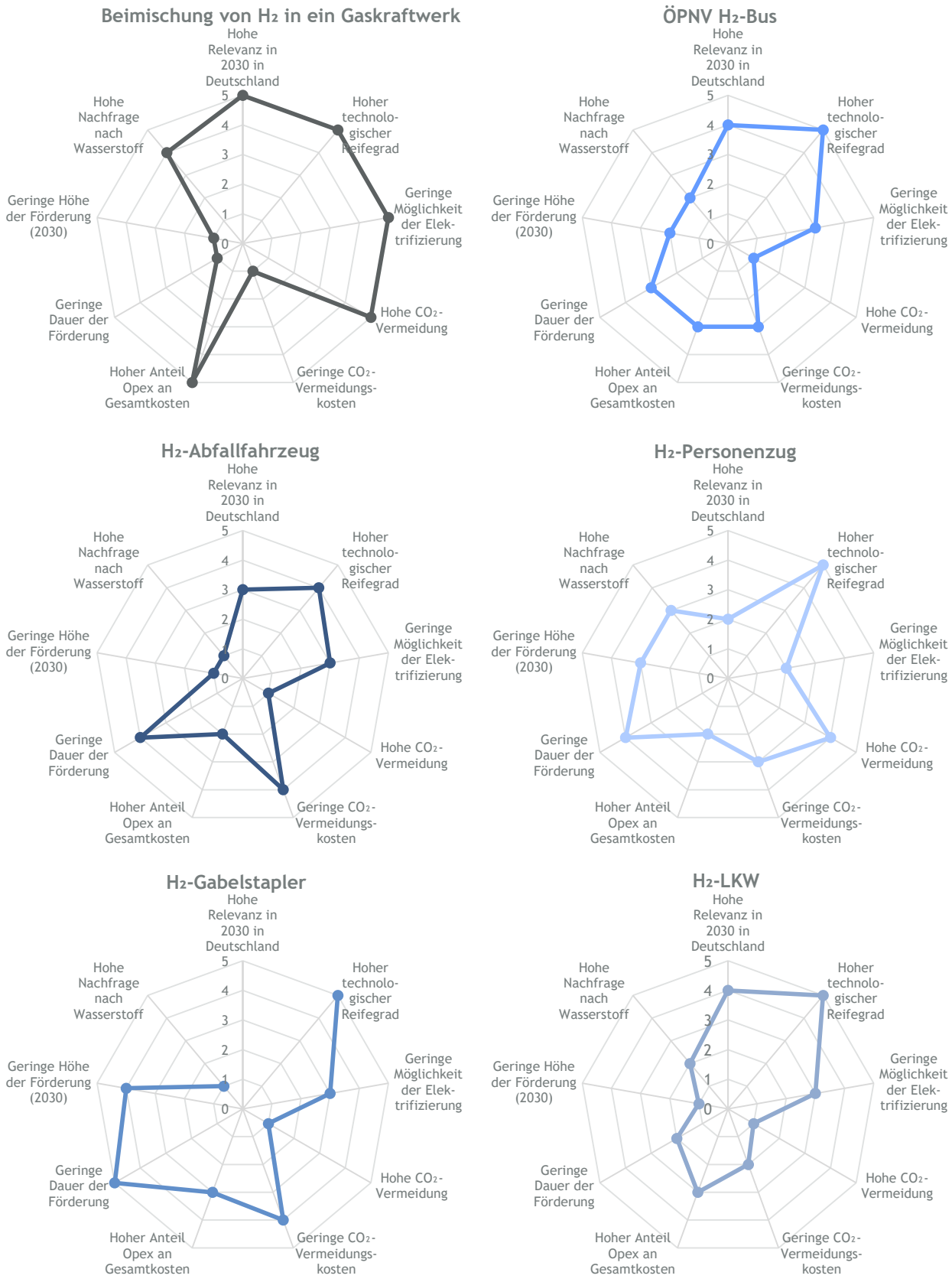


Abbildung 10: Einordnung relevanter Wasserstoffanwendungen in ausgewählte Bewertungskriterien (2/2)

Quelle: eigene Berechnungen

5 Mögliche Förderinstrumente für den Wasserstoffmarkthochlauf

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit diverser Wasserstoffanwendungen im Vergleich zu ihren konkurrierenden konventionellen Technologien hat gezeigt, dass viele Wasserstoffanwendungen ohne Förderungen noch nicht wirtschaftlich sind. Dieser Förderbedarf sowie weitere Barrieren, wie z.B. das Henne-Ei-Hahn-Problem, können einen staatlichen Markteingriff nötig machen. Förderungen sollen die Produktion und den Einsatz von Wasserstoff steigern und damit einen Markthochlauf ermöglichen.

Ein schneller Markthochlauf hängt vor allem von der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Alternativen ab. Als Grundbedingung für eine langfristig marktwirtschaftliche Perspektive von grünem Wasserstoff setzen alle Studien eine CO_2-Bepreisung grauen Wasserstoffs sowie fossiler Brennstoffe voraus. Diese soll dabei den realen Umweltschäden sowie vollen Lebenszyklusemissionen entsprechen (Agora, 2021; Ariadne, 2021; IRENA, 2020; Öko-Institut, 2021). Zusätzliche Marktinterventionen sollten den Kostennachteil von grünem Wasserstoff adressieren, Möglichkeiten zur Absicherung von Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Marktentwicklung geben sowie einen Markt für grünen Wasserstoff schaffen.

Hierfür stehen verschiedene staatliche Instrumente zur Auswahl. Die vorgestellten angebots- und nachfrageseitigen Förderungen, die in der Literatur als geeignet zur Förderung eines

Tabelle 6: Übersicht der Effekte und Eigenschaften möglicher Förderinstrumente

	CO_2-Bepreisung	CCfD	Beimisch-quote	Doppelauktions-modell	Capex-Subvention	Opex-Subvention
Marktbasiert	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein
Notwendigkeit öffentlicher Mittel	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja
Investitions-Anreize/ Risikominderungs-potenzial	Niedrig	Mittel	Hoch	Mittel	Je nach Kosten-Struktur	Je nach Kosten-Struktur
Technologie-neutralität	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
Risiko der Überförderung	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch
Zeitliche Umsetzbarkeit	Mittel- bis Langfristig	Kurzfristig	Mittel- bis Langfristig	Kurzfristig	Kurzfristig	Kurzfristig
Risiko des Carbon Leakage	Hoch	Keines	Hoch	Keines	Keines	Keines

Quelle: Eigene Einschätzung

Wasserstoffmarkthochlaufs diskutiert werden, unterscheiden sich in ihrer ökonomischen Wirkungsweise und haben spezifische Vor- und Nachteile. Die Wirkungsweise der CO_2-Bepreisung, von CCfDs, der Beimischungsquoten, des Doppelauktionsmodels und direkter Subventionierung wird im Folgenden tiefergehend diskutiert. Um einen Überblick über die Potenziale und Einschränkungen der einzelnen Förderinstrumente zu geben, fasst Tabelle 6 die im Nachgang diskutierten potenziellen Effekte und Eigenschaften zusammen.

CO_2-Bepreisung

Eine CO_2-Bepreisung internalisiert die Kosten von CO_2-Emissionen und erhöht die Opex-Kosten emissionsintensiver Prozesse. Damit trägt eine CO_2-Bepreisung auf eine technologieneutrale Weise dazu bei, dass die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff zunimmt. Das Instrument der CO_2-Bepreisung gilt zudem als besonders kosteneffizientes Förderinstrument, da es auf eine marktbasierte Allokation der Emissionsreduktionen setzt. Neben der Reduktion von Externalitäten durch eine Verschiebung zu CO_2-armen Prozessen können hier staatliche Einnahmen generiert werden, was häufig als „Double-Dividend“ bezeichnet wird. Im Gegensatz zu anderen Förderinstrumenten birgt eine CO_2-Bepreisung zudem nicht das Risiko der Überförderung. Eine CO_2-Bepreisung fördert jedoch nicht speziell den Wasserstoffmarkthochlauf.

CO_2-Bepreisung kann zum einen als CO_2-Steuer, aber auch als Cap-and-Trade System ausgestaltet sein. In einem Cap-and-Trade System, wie dem EU-ETS, existiert eine gewisse Unsicherheit über die Entwicklung des CO_2-Preises. Auf Grund der Marktdynamik kann der CO_2-Preis vorrübergehend fallen. Diese Unsicherheit führt im Gegensatz zu einem festgelegten CO_2-Preis, wie der CO_2-Steuer, zu Investitionsrisken.

Auch wenn eine CO_2-Bepreisung in der Regel sukzessive erhöht wird, handelt es sich um ein Instrument, das erst langfristig wirkt, da das gegenwärtige Preisniveau im EU ETS nicht ausreichend hoch ist, um grünen Wasserstoff gegenüber fossilen Alternativen wettbewerbsfähig zu machen. Allerdings birgt die CO_2-Bepreisung für Sektoren, die in großem internationalen Wettbewerb stehen, das Risiko des Carbon Leakage, weshalb ein CO_2-Grenzausgleich (CBAM) mit steigendem CO_2-Preis relevanter wird (EWI, 2021b).

Carbon Contracts for Difference (CCfDs)

Die staatliche Förderung durch CCfDs zielt darauf ab, das CO_2-Preisrisiko zu minimieren. Durch ihre Ausgestaltung erlauben sie es, bei unzureichend hoher CO_2-Preissteigerung die Kostenlücke zwischen dem tatsächlichen CO_2-Preis und dem CO_2-Preis, der notwendig wäre, damit grüner Wasserstoff mit konventionellen Prozessen kompetitiv ist, zu schließen. CCfDs reduzieren die Investitionsrisiken für grüne Prozessumstellungen, deren Wirtschaftlichkeit einen hohen CO_2-Preis voraussetzt. CCfDs können dadurch die Capex-Kosten reduzieren, indem sie durch Risikominderung die Zinskosten senken und so die Finanzierbarkeit von Projekten erleichtern.

Diese Fördermaßnahme kann zeitnah verwirklicht werden, jedoch muss die Anzahl der zu vergebenen CCfDs beschränkt sein, da es sich potenziell um ein teures Förderinstrument handelt. Das Fördervolumen gilt es durch ein Auktionsformat bei der Vergabe von CCfD-Verträgen, wobei

das Level des Referenzpreises geboten wird, auf das notwendige Maß zu minimieren. Außerdem besteht das Risiko, ex-post durch Technologieentwicklungen ineffiziente Technologien zu fördern (Jeddi et al., 2019) sowie Anwendungen zu überfördern. Diese Risiken können durch eine Laufzeitbegrenzung der CCfDs reduziert werden.

Beimischquote

Die Einführung von Beimischquoten, eine Vorschrift über den Einsatz eines festgelegten Anteils grünen Wasserstoffs, kann eine stabile Nachfrage nach grünem Wasserstoff schaffen und damit das Risiko langfristiger Investitionen reduzieren. Durch den Aufbau von langfristigen Abnahmeverträgen wird damit der Aufbau von Wasserstofflieferketten unterstützt.

Im Gegensatz zu den CCfDs erfordern Quoten keinen Einsatz staatlicher Gelder. Eine Beimischquote ist jedoch nicht technologieneutral und kann dadurch zu Wettbewerbsverzerrungen gegenüber Dekarbonisierungsalternativen, Lock-In-Effekten und zumindest kurzfristigen Effizienzverlusten führen.

Quoten bergen zudem die Gefahr, dass stärkere Ambitionen, die über die Erfüllung der Quote hinausgehen, nicht angereizt werden. Die Einführung einer (verpflichtenden) Beimischquote bedarf tendenziell einer längeren Vorlaufzeit, da von Ankündigung bis zur tatsächlichen Einführung und der schrittweisen Ausweitung des Anteils der Quote einige Jahre vergehen. Ebenso wie die CO_2-Bepreisung birgt eine Beimischquote das Risiko des Carbon Leakage, da ein Wettbewerbsnachteil gegenüber dem Ausland entstehen könnte.

Doppelauktionsmodell

In dem Doppelauktionsmodell vermittelt ein Intermediär für eine festgelegte Abnahmemenge den niedrigsten Produktionspreis grünen Wasserstoffs mit der größten Zahlbereitschaft und übernimmt die verbleibenden Differenzkosten. Damit kann die Kostenlücke zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft geschlossen werden.

Durch langfristige Abnahmeverträge zwischen Wasserstoffproduzent und dem Intermediär wird Investitionssicherheit gewährleistet, wodurch Investitionen gefördert werden. Das Doppelauktionsmodell kann die Schaffung von (globalen) Wasserstofflieferketten vorantreiben, indem der Intermediär die Kostendifferenz für zunächst 10 Jahre ausgleicht. Damit sollen private Investitionen in die Wasserstoffproduktion, -anwendungen und die Transportinfrastruktur angereizt werde. Das Modell unterstützt durch die Auktionen den Wettbewerb zwischen Wasserstoffproduzenten, Transportarten und Verbrauchern. Das Instrument lässt sich rasch einführen und wirkt unabhängig von der Entwicklung des CO_2-Preises. Nachteilig kann jedoch sich jedoch auswirken, dass auf Grund der Langzeitabnahmeverträge mit Wasserstoffproduzenten diese überbezahlt werden.

Subventionen (Capex und Opex)

Eine weiteres staatliches Förderinstrument stellen sektorspezifische Investitionsförderungen (Capex-Subventionen) dar. Dies können neben zinslosen oder zinsreduzierten Krediten auch Kofinanzierungen oder direkte Investitionszuschüsse als Anteilsfinanzierung und Festbetragsfinanzierung enthalten. Investitionssubventionierungen können vielseitig ausgestaltet werden. Das Ziel dieser Beihilfen ist es, die Kosten von Wasserstoff zu senken oder die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff zu steigern.

Oftmals, aber nicht ausschließlich, adressieren direkte staatliche Investitionszuschüsse, die nicht zurückgezahlt werden müssen, das Stadium der Forschung und Entwicklung mit dem Ziel, dadurch die Skalierung einer Technologie vorzubereiten und den Weg für eine kommerziellen Nutzung zu ebnen. Dadurch verringern staatliche Beihilfen die Problematik des „First-Mover-Disadvantage“ und unterstützen Lernkurven.

Daher sind Opex-Subventionen eine weitere Möglichkeit der Förderung. Zuschüsse zu den Betriebs- und Unterhaltskosten können beispielsweise in Form von Befreiung und Erleichterungen von Steuern und Umlagen, wie z.B. der Netzentgeltebefreiung, Zuschüssen zum Strompreis oder zur Produktion und dem Einsatz von Wasserstoff genutzt werden. Die Wirkung von Capex- und Opex-Subventionen auf die Risikominderung und die Investitionsförderung hängt von der Kostenstruktur der Wasserstoffanwendung und der Ausgestaltung der Subventionierung ab. Aufgrund von Akzeptanzproblematiken kann es politische Gründe dafür geben, weshalb es sinnvoll sein kann, grüne Technologien zu subventionieren, anstatt konventionelle Prozesse höher zu besteuern oder mittels sonstiger Auflagen zu verteuern.

Ein weiterer Vorteil von Subventionen ist, dass diese zügig eingeführt werden können. Allerdings können diese direkten Beihilfen für den Staat ein kostspieliges Förderinstrument sein. Staatliche Zuschüsse bergen das Risiko der überhöhten Subventionierung. Sie können ein ineffizientes Förderinstrument sein, indem sie den Markt verzerren und der Einsatz von Wasserstoff dort gefördert wird, wo z.B. eine direkte Elektrifizierung sinnvoller wäre. Zudem besteht bei Subventionierungen die Herausforderung, dass sie im Einklang mit dem EU-Beihilferecht stehen sowie konform der WTO-Regeln diskriminierungsfrei sein müssen.

Spannungsfeld der Förderinstrumente

In dem Paket der möglichen Fördermaßnahmen ist ein Spannungsfeld zwischen regulatorischen Maßnahmen und marktwirtschaftlichen Förderungen zu beobachten. Regulatorische Instrumente, wie beispielsweise eine Wasserstoffbeimischungsquote in das Gasnetz oder eine Quote für synthetische Kraftstoffe, haben durch das Schaffen einer stabilen Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstofffolgeprodukten insbesondere das Potenzial, Investitionsrisiken zu minimieren und dadurch die Finanzierbarkeit von Projekten zu verbessern. Jedoch tragen regulatorische Förderinstrumente, die in den Markt eingreifen, das Risiko der Ineffizienz durch Lock-in Effekte. Hingegen sind ökonomische, marktgetriebene Instrumente meist technologieneutral und haben damit tendenziell eine höhere ökonomische Effizienz.

Da keines der Instrumente allein ausreichend ist, um die gegenwärtigen Hürden zu überwinden und einen raschen Markthochlauf von Wasserstoff anzustoßen, ist entscheidend, wie die Fördermaßnahmen kombiniert werden. Wichtig ist dabei, dass einerseits ein rascher Markthochlauf bis 2030 gefördert wird, indem die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff mit konventionellen Prozessen verbessert wird und dabei gleichzeitig potenzielle negative Gefahren eines staatlichen Markteingriffs, wie z.B. die Überförderung oder Doppelsubvention zu minimieren.

Wichtig ist bei allen Förderinstrumenten, dass das übergeordnete Ziel die Etablierung eines funktionierenden Marktes für grünen Wasserstoff sein muss, der langfristig ohne öffentliche Fördergelder funktioniert (Schlund et al., 2022).

6 Instrumentenmix zur Förderung von Wasserstoffanwendungen im Markthochlauf

In einem nächsten Schritt wird aufbauend auf den Ergebnissen der Einordnung ausgewählter Wasserstoffanwendungen (siehe Kapitel 44) und den bekannten Förderinstrumenten (Kapitel 5 5) ein integriertes und konsistentes Förderkonzept zur Förderung der ausgewählten Wasserstoffanwendungen hergeleitet.

Hierbei ist wichtig zu erwähnen, dass es sich dabei um eine Möglichkeit einer abgestimmten und möglichst effizienten Förderung handelt, und das Ergebnis andere Optionen nicht ausschließt. Die Frage nach der Effizienz der Fördermaßnahmen hängt allerdings stark mit den politischen Zielvorgaben und -vorstellungen zusammen. Hierbei gibt es speziell einen Zielkonflikt zwischen volkswirtschaftlicher Effizienz und der Minimierung von Verzerrungswirkungen, sowie der Maximierung der Wirkung der Fördergelder in Bezug auf den Markthochlauf von Wasserstoff.

Fokus der folgenden Analyse ist eine Förderung zur Beschleunigung des Markthochlauf, weshalb z.B. Förderungen in Forschung & Entwicklung auf Anwendungs- und Produktionsseite hier nicht betrachtet werden. Nichtsdestotrotz sind diese im Hinblick auf eine langfristige Integration von Wasserstoff in das Energiesystem relevant.

Zur Herleitung eines Förderkonzepts werden in einem ersten Schritt, basierend auf den Kostenstrukturen der Wasserstoffanwendungen, die aktuellen (Markt-)Hemmnisse identifiziert. Basierend auf den identifizierten Barrieren für den Markthochlauf wird anschließend diskutiert, welche der möglichen Förderinstrumente für die spezifischen Wasserstoffanwendungen in Frage kommen, um die existierenden Hemmnisse gezielt zu überwinden. Anschließend werden die im vorherigen Arbeitsschritt als geeignet eingestuften Förderinstrumente auf ihre Wirkung entlang der Wertschöpfungskette überprüft und Interdependenzen und Synergieeffekte identifiziert.

Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse wird ein beispielhaftes Gesamtkonzept erarbeitet, welches eine integriert abgestimmte Förderung darstellt, die alle Schritte der Wertschöpfungskette berücksichtigt. Dafür werden entlang der Wertschöpfungskette vor allem Förderinstrumente mit positiven Auswirkungen auf andere Akteure ausgewählt. Durch Berücksichtigung dieser externen Effekte soll das Risiko der Doppelsubventionen vermieden werden.

Effiziente Förderung

Vor der Ableitung eines geeigneten Portfolios von Förderinstrumenten müssen die Anforderungen an einen staatlichen Fördermix definiert werden. Ziel der Förderstrategie muss sein, unter kosteneffizientem Einsatz öffentlicher Mittel das Marktvolumen für grünen Wasserstoff in Deutschland zu erhöhen. Dabei sollte beachtet werden, dass dies möglichst unter Minimierung langfristiger Verzerrungen gegenüber Elektrifizierungsalternativen geschehen sollte. Daher sollten die diskutierten Förderinstrumente sich vor allem auf die Korrektur von Marktversagen

fokussieren. Allerdings kann es möglicherweise im Falle des Markthochlaufs sinnvoll sein, durch einen direkten Markteingriff kurzfristige Ineffizienzen in Kauf zu nehmen, um langfristig durch eine gelungene Adressierung von Marktversagen im Markthochlauf Effizienz zu gewährleisten.

Konkret heißt das, dass unter Umständen auch das Fördern von Anwendungen mit guter Elektrifizierungsalternative in geringem Maße und über eine begrenzte Zeit eine Förderung erhalten könnten, wenn sie damit durch Erzeugung von Nachfrage oder Angebot zum Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft beitragen. Daher orientiert sich die hier diskutierte Förderung vor allem an einem möglichst schnellen Markthochlauf, um mit begrenzten öffentlichen Mitteln eine maximale Wirkung zu erzielen. Es ist wichtig zu erwähnen, dass die hier diskutierten Interventionen aus diesem Grund vor allem kurzfristig eingesetzt werden sollten, um mittelfristig auch für grünen Wasserstoff eine möglichst marktgetriebene Preisbildung und Ressourcenallokation zu gewährleisten.

6.1 Identifikation der wasserstoffspezifischen Hemmnisse

Neben allgemeinen Koordinierungsproblemen, wie z.B. dem Henne-Ei-Hahn Problem, existieren weitere wasserstoffspezifische Hemmnisse. Die Hemmnisse bestehen vor allem aus einer momentan noch fehlenden Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff gegenüber den fossilen Alternativen.

Nachfrageseitig erschweren hohe Opex-Kosten, getrieben durch den Preis von grünem Wasserstoff, sowie teilweise auch Capex-Kosten bei Neuanwendungen und Sorgen um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine höhere Marktdurchdringung von Wasserstoffanwendungen. Angebotsseitig hemmen vor allem Kostennachteile gegenüber grauen Alternativen sowie Erlösunsicherheiten auch aufgrund regulatorischer Unsicherheiten eine Ausweitung von Produktionskapazitäten.

Im Fall von Wasserstoff wird das Henne-Ei-Hahn-Problem im Wesentlichen durch zwei Punkte zusätzlich verstärkt: Zum einen durch hohe Transportkosten aufgrund von technischen Anforderungen beim physischen Transport; zum anderen durch die fehlenden internationalen Märkte aufgrund der üblichen on-site Produktion von grauem Wasserstoff. Zusätzlich gibt es wasserstoffspezifische produktions- und angebotsseitige Hemmnisse für die Substitution von fossilen Energieträgern durch grünen Wasserstoff sowie für die Produktion von grünem Wasserstoff.

Anwendungsseitig konnten auf Basis der Wirtschaftlichkeitsrechnung einige Muster der Hemmnisse identifiziert werden, welche für einen geeigneten Fördermix entscheidend sind. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel diskutiert, ist bei derzeitiger CO_2-Bepreisung und den aktuellen Produktionskosten von grünem Wasserstoff keine der Anwendungen in Relation zur fossilen Alternative wirtschaftlich attraktiv.

Vor dem Hintergrund der in den kommenden Jahren prognostizierten CO_2-Preis Entwicklung des EU-ETS sowie des nationalen Brennstoffemissionshandels (nBEH) können einige Anwendungen bald

wirtschaftlich werden. Allerdings setzen die Klimaziele eine zeitnahe Anreizung einer Wasserstoffwirtschaft voraus und es bleiben viele Anwendungen vermutlich noch länger wirtschaftlich unattraktiv. Die ersten Anwendungen könnten Ende der 2030er Jahre bereits kostenneutral zur konventionellen Betriebsweise auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Die Umstellung der Stahlerzeugung auf grünen Wasserstoff ersetzt primär Steinkohle als Energieträger. Steigende CO_2-Preise in Kombination mit der hohen CO_2-Intensität von Steinkohle führen zu einer steigenden Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff.[6] Andere Anwendungen für grünen Wasserstoff könnten hingegen erst nach 2050 konkurrenzfähig zur konventionellen Betriebsweise werden. Grüner Wasserstoff als Substitut für grauen Wasserstoff wird beispielsweise erst dann wettbewerbsfähig, sobald Gaspreise und CO_2-Preise ein hinreichend hohes Niveau oder grüner Wasserstoff, v. a. getrieben durch die Transport- und Stromkosten, ein hinreichend niedriges Niveau erreichen. Dies könnte in einem optimistischen Szenario auch früher geschehen.

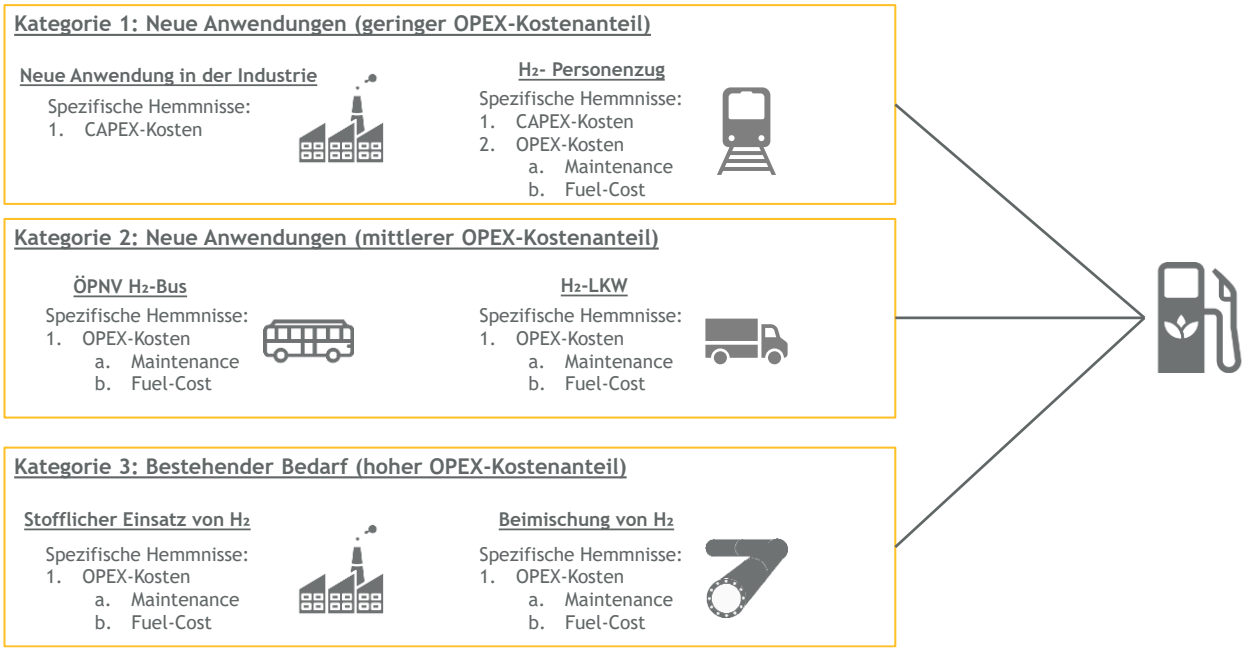


Abbildung 11: Anwendungskategorien und spezifische Hemmnisse

Quelle: Eigene Darstellung

Bei der Analyse der Gründe für die gegenwärtige Unwirtschaftlichkeit der Endanwendungen lassen sich hinsichtlich der zu ersetzenden fossilen Energieträger drei Gruppierungen der Anwendungen identifizieren, die jeweils verschiedene Kostenstrukturen aufweisen (siehe Abbildung 11):

- neue Anwendungen mit hohen Anfangsinvestitionen und hohen Capex-Kosten,
- neue Anwendungen mit etwa ausgeglichenem Anteil von Capex- und Opex-Kosten, und
- bereits existierende Wasserstoffanwendungen mit geringem Anteil von Capex- und hohem Anteil von Opex-Kosten.

[6] Die kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten wurde in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Möglicherweise wird Stahlproduzenten bis 2040 einen Teil ihrer benötigten Zertifikate kostenfrei zugeteilt. Dadurch würde die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sinken.

Abbildung 11 gibt eine beispielhafte Übersicht über relevante Endanwendungen in den diskutierten Kategorien. Capex-Kosten sind häufig bei neuen Anwendungen, wie z.B. in Personenzügen oder industrielle Anwendungen ohne bestehenden Wasserstoffbedarf wie die Stahlherstellung, neben potenziell höheren OPEX-Kosten das entscheidende Hemmnis. Zusätzlich gibt es auch neue Anwendungen, wie z.B. Busse oder Schwerlastverkehr, wo Opex- und Capex-Kosten gleichermaßen der Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen und so einen Hochlauf hemmen. Bei bereits existierenden Wasserstoffanwendungen, wie z.B. dem stofflichen Einsatz in der Industrie, wird durch die geringen Investitionskosten das Kostendelta für eine Umstellung auf grünen Wasserstoff einzig durch Opex-Kosten aufgrund des Preisaufschlags von grünem gegenüber grauem Wasserstoff getrieben.

Neben aktuell fehlender Wirtschaftlichkeit spielt außerdem für alle Endanwendungen die Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle. Nach einer Umstellung auf grünen Wasserstoff muss eine ausreichende Deckung des Bedarfs an Wasserstoff abgesichert sein, um Disruptionen in Produktionsprozessen zu vermeiden.

Produktionsseitig lässt sich feststellen, dass Erlösunsicherheiten marktgetriebene Investitionen in großskalige Produktionskapazitäten hemmen. Diese entstehen neben einer ungewissen Nachfrageentwicklung vor allem durch die fehlende Wettbewerbsfähigkeit von grünem gegenüber grauem Wasserstoff.

6.2 Zusammenspiel eines integrierten Förderkonzepts

Aus dem vorigen Kapitel geht hervor, welche konkreten Hemmnisse der Wasserstoffördermix adressieren muss: Nachfrageseitig müssen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit sichergestellt werden, während angebotsseitig die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff zentral ist. Es ist klar, dass ein Fördermix für den Markthochlauf von Wasserstoff diese Hemmnisse möglichst umfassend adressieren sollte, da der Hochlauf nur unter Beteiligung aller Akteure langfristig gelingen kann. Eine mögliche Kombination öffentlicher Fördermittel, welche für den Markthochlauf geeignet ist, wird in diesem Kapitel vorgestellt.

Doppelauktionsmodel als zentrales Koordinierungselement

Als zentrales Koordinierungselement wird ein Doppelauktionsmodell vorgeschlagen, wie es bereits in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung im Rahmen des Projektes „H_2-Global“ implementiert ist.[7] Für die Effektivität dieser Maßnahme sollte sichergestellt werden, dass es sich hier um langfristige Lieferverträge mit Preissicherheit handelt. Dadurch wird auf Seiten der Anwendungen sowohl die Versorgungssicherheit garantiert als auch Unsicherheiten über die Wirtschaftlichkeit von Prozessumstellungen minimiert, während Elektrolyseprojekte eine langfristig stabile Vergütung ihrer Produktion erlangen. Da für Wasserstoff noch kein zentraler

[7] https://www.h2-global.de/

Markt existiert, muss die physische Lieferung zwischen Angebot und Nachfrage in diesem Fall koordiniert werden.

Dieses Förderinstrument kann beim Markthochlauf eine zentrale Rolle spielen, eignet sich aber nicht für alle Endanwendungen und sollte daher mit weiteren Förderinstrumenten komplementiert werden. Ein derartiges Auktionsmodell ist häufig durch bürokratischen Aufwand nur für Abnehmer großer Mengen attraktiv. Für den Markthochlauf können allerdings auch kleinere Abnehmer, wie ein lokaler ÖPNV oder ein kleines Industrieunternehmen eine Rolle spielen. Außerdem bleiben im Falle der Endanwendungen mit hohem Investitionsbedarf weiterhin Hemmnisse durch hohe Investitionskosten bestehen. Zwar können sich diese Akteure in Rahmen von Konsortien organisieren, aber um eine Skalierung des Wasserstoffmarktes über die zentral festgelegten Mengen des „H_2-Global"-Programms zu ermöglichen, sollten weitere Förderprogramme vor allem kleinere Akteur sowie lokale Produktionskapazitäten mit einbeziehen.

Investitionsanreize durch Investitionsförderungen schaffen

Investitionsanreize können unter anderem durch direkte Zuschüsse erfolgen, wie sie bereits im Rahmen vielfältiger Förderprogramme, wie NIP III, gewährt werden. Aber auch eine Absicherung von Kosten- und Erlösunsicherheiten auf Nachfrage- und Angebotsseite durch Differenzverträge (CfDs) kann durch eine Risikoreduktion Finanzierungskosten senken und somit zur Verbesserung von Investitionsanreizen beitragen. Hierbei müssen vor allem Investitionsanreize auf Angebots- und Nachfrageseite gesetzt werden, und der Preis von grünem Wasserstoff auf ein kompetitives Niveau reduziert werden.

Vor allem die Kopplung an einen adäquaten Referenzwert ist in diesem Zusammenhang wichtig. Dieser sollte sich in jedem Fall eng an der fossilen Alternative orientieren, was je nach Endanwendungen entweder grauer Wasserstoff oder ein anderer fossiler Energieträger sein kann. Allerdings kann dieser Wert teilweise schwer zu definieren sein. Eine konkrete Alternative wäre beispielsweise die Kopplung eines CfDs an den CO_2-Preis (CCfD). Mithilfe dieses Instruments können Investitionen in eine Umstellung auf grünen Wasserstoff gegen einen tiefen CO_2-Preis abgesichert werden. Möglicherweise könnte der erwartete CO_2-Preis höher liegen als der tatsächliche CO_2-Preis. Dies hätte höhere Opportunitätskosten einer Umstellung auf grünen Wasserstoff zur Folge.

Ein CCfD könnte diese Unsicherheit verringern, indem das Unternehmen eine Vergütung erhält, falls CO_2-Preise unter das vereinbarte Niveau fallen. Dadurch könnte die Umstellung vieler Prozesse auf grünen Wasserstoff schneller erfolgen, als dies in Anbetracht der unsicheren Preisentwicklung von CO_2-Zertifikaten geschehen würde. Diese Art der Förderung lässt sich auf alle betrachteten Anwendungen für den Markthochlauf übertragen. Anwendungen mit einem hohen Anteil an Opex reagieren sensibler auf Preisschwankungen. Daher sind CCfDs ein besonders geeignetes Förderinstrument für beispielsweise den Ersatz von grauem mit grünem Wasserstoff.

Sollte grüner Wasserstoff Kraftstoffe wie Diesel ersetzen, bedarf es einer Umstellung der Antriebstechnologie auf beispielsweise Brennstoffzellen, wodurch ein Investitionsbedarf entsteht. Der Anteil der Capex für wasserstoffbetriebene Nutzfahrzeuge beträgt zwischen 35 % und 55 % im

Jahr 2025. Um die Hürde der anfänglich hohen Investitionskosten zu verringern und um Kostendegressionen von Brennstoffzellen durch höhere Produktionsmengen zu erzielen, könnte eine Investitionsförderung das passende Instrument darstellen.

Alternativen können für diese Anwendungen direkte Capex-Zuschüsse oder zinsvergünstigte Darlehen nachgedacht werden. Einerseits könnte ein zinsloses Darlehen bei einem hohen Anteil der Capex-Kosten einer Anwendung bis zu 9,5 % der Gesamtkosten gespart werden. Andererseits ließe sich z.B. mit einer 30 %-igen[8] Capex-Förderung der Markthochlauf für wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeuge um bis zu 8 Jahre beschleunigen. Beide Capex-Förderinstrumente wären für Abfallfahrzeuge und Gabelstapler besonders effektiv.

Maßnahmen zur Senkung der Wasserstoffkosten

Die Senkung der Kosten für grünen Wasserstoff unterstützt die Wirtschaftlichkeit aller Anwendungen. Für Anwendungen ohne zusätzlichen Investitionsbedarf einer Umstellung entscheiden ausschließlich Opex-Kosten über deren Wirtschaftlichkeit. Durch geringe Investitionskosten für die Herstellung von Wasserstoffperoxid oder eine Beimischungsquote in das Gasverteilnetz ist hier die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung von grauem Wasserstoff oder Erdgas auf grünen Wasserstoff einzig vom Preispremium des grünen Wasserstoffs abhängig. Ohne eine Förderung könnte eine Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff zu grauem Wasserstoff und zu Erdgas womöglich erst nach 2050 erreicht werden.

Hierbei muss beachtet werden, dass sich angebots- und nachfrageseitige Investitionen gegenseitig verstärken. Nachfrageseitig eignen sich bei diesen Anwendungen insbesondere CfDs mit der Preisentwicklung von Erdgas als Referenz, um eine Umstellung anzureizen. Angebotsseitig ist eine direkte Förderung von Elektrolysekapazität durch Opex- oder Capex-Zuschüsse oder durch CfDs mit einer Kopplung an die Kosten für Erdgas zur Reduktion der Kosten von grünem Wasserstoff geeignet. Hierbei ist zu beachten, dass durch geeignete Regulierung im Falle von Marktmacht auf Produktionsseite eine ausreichend hohe Weitergabe des Zuschusses an Endverbraucher sichergestellt werden sollte. Außerdem muss speziell bei nationalen Initiativen die Einhaltung des EU-Beihilferecht beachtet werden.

Wichtig ist außerdem, die Verhinderung einer Doppelsubvention bei gleichzeitig operierenden Programmen auf Angebots- und Nachfrageseite. Nachfragseite sollte nur dann Wasserstoff subventioniert werden, wenn dieser nicht bereits produktionsseitig unterstützt wurde. Zur Durchsetzung des Doppelsubventionsverbot kann hier über Zertifikate für grünen Wasserstoff, der ohne spezifische Subventionen hergestellt wurde, nachgedacht werden. Eine direkte Subventionierung lokaler Produktionskapazität kann vor allem dann Sinn machen, wenn eine Erhöhung der Versorgungsautarkie aus geopolitischen Motiven angestrebt wird oder durch Skalierung der Produktionskapazität Lerneffekte die Kosten für grünen Wasserstoff marktübergreifend und nachhaltig senken.

[8] Eine Investitionsförderung mit einem höheren Satz ist ebenfalls denkbar. Beispielsweise wurden innerhalb des EU-Programms „Horizon 2020“ Brennstoffzellen und Wasserstofftechnologien 40 % des investiven Mehraufwands gefördert Landtag Nordrhein-Westfalen 2020) Für die Abschätzung des Effekts einer Förderung wurde in diesem Beispiel ein Zuschuss von 30 % der Capex-Kosten angenommen.

6.3 Synergieeffekte individueller Förderinstrumente

Auch beim Einsatz eines Fördermix für spezifische Projekte kann eine Kombination von Förderinstrumenten sinnvoll sein. Allerdings müssen hier Regelungen zur Möglichkeit der Nutzung mehrerer Instrumente getroffen werden, welche die potenziellen Interaktionen der einzelnen Förderinstrumente berücksichtigt werden, sodass positive Synergien genutzt und negative Effekte, insbesondere der Doppel- und Überförderung, vermieden werden.

Im Folgenden werden ausgewählte Förderinstrumente (CO_2-Bepreisung, CCfD, Doppelauktionsmodel, Subventionen und Beimischquote) im Zusammenspiel zur Förderung einzelner Wasserstoffanwendungen bzw. -projekte betrachtet (siehe Tabelle 7).

Hierbei muss beachtet werden, dass jedes der Förderinstrumente in unterschiedlicher Weise ausgestaltet werden kann. Die CO_2- Bepreisung kann z.B. als CO_2-Steuer oder als Cap-and-Trade System designt werden, eine Quote, kann als eine physische Beimischquote oder über handelbare Zertifikate gestaltet werden. Das konkrete Design hat Auswirkungen auf die Wirkungsweise der Instrumente sowie auf ihre Vorteile und potenziellen negativen Effekte.

Tabelle 7: Wechselwirkung einzelner Förderinstrumente beim Zusammenspiel zur Förderung spezifischer Anwendungen

Eingesetztes Förderinstrument

Wirkung des Einsatzes weiterer Förderinstrumente

	CO_2-Bepreisung	CCfD	Beimischquote	Doppelauktions-modell	Capex-Subvention	Opex-Subvention
CO_2-Bepreisung	-	Voraussetzung	könnte die Kosten reduzieren	fördert das Schließen der Kostenlücke	positive Interaktion	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke zu schließen
CCfD	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke zu schließen	-	könnte die Kosten reduzieren	alternatives Instrument	positive Interaktion	Gefahr der Doppelsubventionie-rung
Beimischquote	könnte die Kosten reduzieren	könnte die Kosten reduzieren	-	könnte die Kosten reduzieren	könnte die Kosten reduzieren	könnte die Kosten reduzieren
Doppelauktions-modell	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke unabhängig von der Entwicklung des CO_2 Preises zu schließen	alternatives Instrument	könnte die Kosten reduzieren	-	Gefahr der Doppelsubventionie-rung	Gefahr der Doppelsubventionie-rung
Capex-Subvention	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke unabhängig von der Entwicklung des CO_2 Preises zu schließen	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke zu schließen	könnte die Kosten reduzieren	Gefahr der Doppelsubventionie-rung	-	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke zu schließen
Opex-Subvention	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke unabhängig von der Entwicklung des CO_2 Preises zu schließen	Gefahr der Doppelsubventionie-rung	könnte die Kosten reduzieren	Gefahr der Doppelsubventionie-rung	geeignet um eine verbleibende Kostenlücke zu schließen	-

Quelle: Eigene Darstellung

Schaffen positiver Synergien

Obwohl die CO_2-Bepreisung kein Förderinstrument ist, das gezielt den Wasserstoffmarkthochlauf adressiert, ist es dennoch ein für den Markthochlauf relevantes Instrument. Es kann die Basis dafür bilden, durch eine Bepreisung der negativen Externalitäten von fossiler Energie grüne Technologien wettbewerbsfähiger zu machen und damit Emissionen zu senken. Die CO_2-Bepreisung, insbesondere in Form eines Cap-and-Trade Systems wie dem EU ETS als allgemeine, regulatorische Basis ist essenziell, um die Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs zu steigern.

Zusätzlich lässt sich die CO_2-Bepreisung mit zahlreichen, spezifischen Förderinstrumenten kombinieren. Die kostenlose Zuteilung von CO_2-Zertifikaten zum Carbon-Leakage Schutz, z.B. in Bereichen wie dem Stahlsektor, schwächt den positiven Effekt des Instruments ab. Wenn der CO_2-Preis unter dem Niveau bleibt, das benötigt wird, damit konventionelle Prozesse unattraktiv werden, können beispielsweise CCfDs für einzelne Projekte oder Bereiche eingesetzt werden, um dort die verbleibende Kostenlücke für einen begrenzten Zeitraum zu schließen.

Anstelle von CCfDs können alternativ auch Wasserstofflieferverträge (Doppelauktionsmodel) eingesetzt werden, um die Kostenlücke zwischen dem aktuellen Herstellungspreis für grünen Wasserstoff und dem Preis, den Kunden breit sind zu zahlen, zu decken. Durch eine Versteigerung der CCfDs oder Doppelauktionsverträge kann eine exzessive Förderung über das notwenige Niveau hinaus verhindert werden.

Das Doppelauktionsmodel stellt auch eine Chance dar, Wasserstoff in Sektoren zu fördern, die nicht im EU ETS enthalten sind, wie z.B. im Transportsektor. Hier kann es z.B. auf Nachfrageseite mit einer Capex-Subvention als Investitionsförderungen zur Anschaffung von Wasserstoffanwendungen, kombiniert werden. Dabei muss allerdings besonders darauf geachtet werden, dass auch die Nachfrageseite nicht überfördert wird und damit eine Verzerrung gegenüber anderen klimaneutralen Alternativtechnologien vermieden wird.

CCfDs und das Doppelauktionsmodel können aber nicht für ein einzelnes Projekt kombiniert werden, da ansonsten eine Doppelförderung vorliegt. Auch in Kombination mit anderen Subventionen besteht bei dem Doppelauktionsmodel die Gefahr der Doppelförderung. Direkte Subventionen tragen im Allgemeinen das Risiko einer Überförderung. Zudem ist es eine Herausforderung, die Höhe und Laufzeit von Subventionen angemessen festzulegen. Investitionsförderungen können trotzdem, falls hohe Investitionskosten ein Hemmnis zur Verwirklichung von Projekten darstellen, sinnvoll sein. Sind die Anteile der Capex- und der Opex-Kosten von grünem Wasserstoff und der von konventionellen Prozessen bekannt, so kann auch eine Subvention sinnvoll eingestellt werden. Wenn Capex-Subventionen in Verbindung mit einer CO_2-Bepreisung und CCfD eingesetzt werden, muss beachtet werden, dass der CCfD so vergeben wird, dass dieser ausschließlich eine Opex-Kostenlücke adressiert.

Die Einführung einer Quote setzt ein System der Zertifizierung grünen Wasserstoffs voraus. Da eine Quote die Preise für Konsumenten steigen lässt, könnten sonstige Förderinstrumente in Kombination mit einer Quote potenziell den Preiseffekt auf Konsumentenpreise reduzieren. Jedoch besteht die Gefahr, dass dadurch unnötigerweise Fördergelder ausgegeben werden, weil der Sektor durch eine Quote bereits regulatorisch zur Produktion oder dem Einsatz von Wasserstoff angehalten wird.

Tabelle 8 zeigt Kombinationsmöglichkeiten von projektbezogenen Förderinstrumenten, die das Risiko der Doppelförderung minimieren und dadurch sinnvoll kombinierbar sind. Die einzelnen Förderinstrumente adressieren verschiedene Herausforderungen (siehe Effekte der Förderinstrumente Tabelle 6), weshalb ein Zusammenspiel zur Förderung spezifischer Anwendungen sinnvoll sein kann.

Tabelle 8: Kombinationsmöglichkeiten von projektbezogenen Förderinstrumenten

Kombination 1	CO_2-Bepreisung	Doppelauktionsmodel	
Kombination 2	CO_2-Bepreisung	CCfD	Capex-Subvention
Kombination 3	CO_2-Bepreisung	Capex-Subvention	Opex-Subvention
Kombination 4	CO_2-Bepreisung	Beimischquote	Opex-Subvention

Quelle: Eigene Darstellung

6.4 Förderung von Wasserstoffclustern

Ein großes Hemmnis im Wasserstoffmarkthochlauf stellt der Aufbau von ausreichender Wasserstoffinfrastruktur dar. Der nötige Zubau kann zunächst durch eine lokale Clusterung von Angebot und Nachfrage minimiert werden. Deshalb bietet sich an, das zuvor diskutierte zentrale Doppelauktionsmodel speziell in lokalen Clustern einzusetzen. Derartige Wasserstoffcluster können durch organisches Wachstum unter Nutzung von Netzwerkexternalitäten, wie z.B. die Sicherstellung von Versorgungssicherheit durch verschiedene Akteure, einen Markthochlauf vorantreiben.

In Bezug auf Wasserstoff gibt es sowohl auf akademischer (Bleischwitz et al., 2008; Lambert & Schulte, 2021; Ogden & Nicholas, 2011) als auch politischer Ebene (BMWK, 2020) einen Konsens darüber, dass der Markthochlauf mit Hilfe von Clustern effizient gestaltet werden kann. Dies ist im Falle von Wasserstoff aufgrund mehrerer Charakteristika naheliegend.

Zum einen muss Wasserstoff als physisches Gut an die Nachfragepunkte geliefert werden, was eine Transportinfrastruktur und damit substanzielle Infrastrukturinvestitionen erfordert. Die erforderlichen Infrastrukturkosten nehmen mit der geografischen Verteilung der Lage von Produzenten und Abnehmern zu. Daher kann man bereits heute bei bestehendem stofflichen Wasserstoffbedarf, der fast ausschließlich mit fossilem Wasserstoff gedeckt wird, die Herausbildung von Clustern beobachten. Cluster, wie z.B. Industrieparks, sind zentral über Pipelines verbunden, um die Wasserstofftransportkosten zu minimieren (Lambert & Schulte, 2021).[9] Eine Konzentration der Nachfragemengen durch Clusterung hat das Potenzial, die erforderlichen Anfangsinvestitionen für eine Infrastruktur erheblich zu reduzieren (Ogden & Nicholas, 2011). Außerdem sind, insbesondere bei dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger,

[9] Das gilt für den Anteil von Wasserstoff, der bereits heute nicht on-site produziert, sondern angeliefert wird.

der Produktion grünen Wasserstoffs, der Großspeicherung sowie des Transportes, speziell zur Erreichung wettbewerbsfähiger Kostenniveaus noch Innovationen nötig. Regionale Cluster können auch bei der Entstehung und Verbreitung von Innovationen eine Rolle spielen (Bleischwitz et al., 2008), da geographische Nähe verschiedener Akteure auch bei Innovationstätigkeiten förderlich sein kann (Asheim & Gertler, 2006).

Diese Vorteile legen nahe, dass das Clustermodell im Rahmen einer konsistenten Markthochlaufstrategie eine sinnvolle Option darstellt, um den Markthochlauf schnell umzusetzen sowie limitierte öffentliche Mittel möglichst effektiv einzusetzen (Ogden & Nicholas, 2011). Um die Clusterbildung effizient zu fördern, sollten gewählte Förderinstrumente auf die Herausbildung von Clustern unter möglichst geringem Einsatz öffentlicher Gelder abzielen. Diese Fördermaßnahmen sollten sich vor allem auf Externalitäten, Spill-Over-Effekte, den Aufbau von Kooperationen sowie einen konsistenten regulatorischen Rahmen fokussieren, um volkswirtschaftliche Ineffizienzen durch Verzerrungseffekte zu minimieren (Porter, 2000).

Sinnvolle Instrumente zur Förderung der Clusterbildung sind z.B. die Einführung einheitlicher Qualitäts- und Sicherheitsstandards, Normen und Herkunftsnachweise (Gurantees of Origin), die Anordnung von Quoten (wie z.B. Beimischungsquoten,), das Kreieren von Plattformen für Zusammenarbeit und Informationsaustausch und zur Koordinierung z.B. hinsichtlich des Infrastrukturaufbaus (Porter, 2000).

Kurzfristig ist bei den diskutierten Fördermaßnahmen zu beachten, dass innerhalb eines Clusters Förderimpulse ihre Wirkung entlang der gesamten Wertschöpfungskette entfalten können. So können z.B. durch die Förderung eines lokalen Elektrolyseurs sehr direkt die Kosten für den Einsatz in einem lokalen Industriebetrieb oder dem lokalen ÖPNV gesenkt werden. Daher kann es sinnvoll sein, ausgewählte Cluster nach einem Bewerbungsprozess direkt mit Opex- und Capex-Zuschüssen auf Angebots- und Nachfrageseite zu subventionieren. Dabei müssen subventionierte Parteien darlegen, wie sie mittelfristig Dritten den Zugang zu aufgebauter Infrastruktur oder Produktionsmengen gewährleisten. Konkret bedeutet das, dass z.B. ein lokales Industrieunternehmen durch den Aufbau einer Wasserstofftankstelle dem ÖPNV die Einbindung in das Cluster ermöglicht. Sollte es hier bestehende Gasnetze geben, kann auch eine verpflichtende Beimischungsquote zur Schaffung von Absatzsicherheit für lokalen Wasserstoff eine geeignete Option sein.

7 Fazit

Um die ambitionierten Klimaziele für 2030 zu erreichen, müssen Umstellungen und Investitionen kurzfristig umgesetzt werden, damit diese so schnell, wie möglich ihre CO_2-senkende Wirkung entfalten können. Ein Teil dieses Transformationsbedarfs fällt auf Prozesse und Anwendungen in diversen Sektoren, welche kurz- bis langfristig auf grünen Wasserstoff umgestellt werden könnten.

Eine rein marktbasierte Umstellung mancher Prozesse könnte aus diversen Gründen möglicherweise erst nach 2050 geschehen. Für die Erreichung der deutschen Klimaziele und einer sektorübergreifenden Dekarbonisierung bedarf es einer kurzfristigeren Umstellung von Prozessen. Hohe Anfangsinvestitionen sowie eine geringe Liquidität sind ein Grund dafür, dass der Markthochlauf für grünen Wasserstoff nur langsam an Fahrt aufnimmt. Gleichzeitig liefern niedriger Nachfragemengen an grünem Wasserstoff wenig betriebswirtschaftlichen Anreiz Elektrolyse- und Infrastrukturkapazitäten aufzubauen.

Mit der gezielten Förderung einzelner Anwendungen kann die Nachfrage nach grünem Wasserstoff gefördert werden, wodurch Anreize für die Schaffung der Infrastruktur sowie die Produktion von Wasserstoff entstehen. Mit steigenden Investitionen in Produktions- und Infrastrukturprojekte sinken die Kosten einer Umstellung auf grünen Wasserstoff, wodurch weitere Nachfrager nach grünem Wasserstoff entstehen. Diese hätte zur Folge, dass die Liquidität des Marktes kontinuierlich steigt.

Die Identifikation möglicher Wasserstoffanwendungen hat ergeben, dass eine große Bandbreite potenzieller Anwendungen für Wasserstoff zum stofflichen Einsatz als Roh- und Hilfsstoff sowie als Energieträger als Brenn- und Kraftstoff in allen Sektoren - der Industrie, dem Gebäude-, Energie-, Transport- und Umwandlungssektor - existiert. Einige dieser Anwendungen sind bereits heute verfügbar oder befinden sich nahe der Kommerzialisierung andere Anwendungen sind noch im Stadium der Forschung und Entwicklung und es werden noch Jahre oder Jahrzehnt vergehen, bevor diese einsatzbereit sind. Auch auf Grund des aktuell niedrigen Reifegrades (TRL) diverser Wasserstofftechnologien, ist es notwendig Vielzahl potenzieller Wasserstoffanwendungen mit Hinblick auf ihre Relevanz für die Phase des Markthochlaufs in Deutschland einzugrenzen. Dazu wurden diverse Bewertungskriterien der Relevanz für den Markthochlauf definiert und diskutiert. Als bedeutende Indikatoren werden neben der Verfügbarkeit der Wasserstoffanwendung, die Alternativlosigkeit der Anwendung, die potenziellen CO_2-Vermeidungskosten sowie weitere Kostenfaktoren, z.B. Capex- und Opex-Kosten, der Förderbedarf und weitere Faktoren wie Volumen und Profil der Wasserstoffnachfrage, Infrastrukturbedarf, Netzwerkeffekte sowie soziale und ökologische Co-Benefits erachtet. Basierend auf diesen Kriterien ergibt sich eine Short-List von für den Markhochlauf in Deutschland relevanten Wasserstoffanwendungen. [10]

[10] Zu diesen Anwendungen zählen Beimischungsquoten von Wasserstoff in Gaskraftwerken, Beimischungsquoten in Gasverteilnetzen, Hochtemperaturwäre, Transportsysteme mit Brennstoffzellenantrieb, Herstellung von Chemieprodukten, stofflicher Einsatz von Wasserstofffolgeprodukten, Wasserstoff als Reduktions- und Ätzmittel, industrielle Prozesse zur Hydrierung, Wasserstoff als Kühlmittel, Wasserstoffbehandlung in Raffinerien, Wasserstoffeinsatz als Reduktionsmittel sowie die Herstellung von synthetischen Brennstoffen.

Um die Wasserstoffwirtschaft anzukurbeln, indem die Nachfrage, sowie das Angebot gesteigert wird, bedarf es staatlicher Eingriffe in Form von Förderungen oder anderen ordnungsrechtlichen Maßnahmen. Die Umstellung der betrachteten Anwendung auf grünen Wasserstoff lässt sich ohne Mehrkosten für Investoren und Unternehmen teilweise für einzelne Anwendungen meist erst nach 2030 verwirklichen. Im pessimistischen Szenario lässt sich ein Großteil der Anwendungen teilweise erst nach dem Jahr 2050 kostenneutral umstellen. Jedoch ist es für einen schnellen Markthochlauf wichtig die Wasserstoffnachfrage und das Wasserstoffangebot großflächig zu stimulieren. Dadurch würde die Liquidität des Marktes gesteigert, wodurch Kostenreduktionen für grünen Wasserstoff, Kostenreduktionen für die Distribution von Wasserstoff sowie Lernkurveneffekte für Technologien wie beispielsweise die Brennstoffzelle erzielt werden. Ohne Eingriffe könnten ein Marktversagen beim Hochlauf des Wasserstoffmarkes drohen, obwohl eine Umstellung auf grünen Wasserstoff langfristig aus ökologischen und ökonomischen Gründen für viele Anwendungsfelder sinnvoll wäre.

Aus dem Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Endanwendungen von grünem Wasserstoff mit der jeweiligen fossilen Alternative hat sich ergeben, dass kurzfristig ein signifikanter Kostennachteil besteht und die fossile Alternative bei heutiger CO_2-Bepreisung fast immer günstiger ist. Die Kosten können sich allerdings durch Lerneffekte und Kostendegressionen sowie einem Anstieg der CO_2-Preise mittelfristig annähern. Im optimistischen Fall lassen sich durch eine Umstellung auf grünen Wasserstoff vieler Anwendungen ab 2040.

Um jedoch diese Lerneffekte zu realisieren, ist eine öffentliche Förderung notwendig, die den Markthochlauf von grünem Wasserstoff vorantreibt. Hier kommen verschiedene Förderinstrumente in Frage. Dazu zählen diverse angebotsseitige Förderungen, wie z.B. eine direkte Capex-Förderung für Produktionskapazität, CfDs oder öffentliche Gelder für Forschung und Entwicklung und nachfrageseitige Förderinstrumente wie eine Opex-Förderung für Endanwendungen oder Beimischquoten im Erdgasnetz.

Das Ziel eines Förderkonzepts sollte es sein, unter minimaler Verzerrungswirkung und effektivem Einsatz öffentlicher Mittel den Markthochlauf für einen langfristig stabilen Markt von grünem Wasserstoff zu ermöglichen. Ein solches Förderkonzept muss die spezifischen Barrieren des Markthochlaufs adressieren, Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Förderinstrumenten berücksichtigen und dabei möglichst positive Synergien innerhalb des Fördermixes nutzen.

Als Basis eines integrierten Förderkonzept schlagen wir ein Doppelauktionsmodell vor, wie es bereits im Rahmen des Programms „H_2-Global“ realisiert wird. Hier kann durch die Versteigerung langfristiger Lieferverträge die Schaffung eines Marktes erfolgen. Der Staat deckt hier die Differenz zwischen Zahlungsbereitschaft und Produktionskosten. Eine wettbewerbliche Versteigerung sicher hier, dass die angebotenen Subventionen nur so hoch wie nötig sind. Das Problem hierbei ist, dass durch die zentrale Mengenfestlegung keine gute Skalierung erfolgen kann. Daher sollte dieses Programm mit weiteren Förderungen komplementiert werden. Da das Doppelauktionsmodell sich eher für große Produzenten bzw. Abnehmer eignet, sind die weiteren Förderungen vor allem dafür gedacht, durch kleinere Projekte die Skalierung des Wasserstoffmarktes gleichzeitig dezentral voranzutreiben.

Hierbei hat diese Studie identifiziert, dass sich die Endanwendungen anhand der Kostenstruktur in drei Kategorien aufteilen lassen. Einerseits gibt es neue Anwendungen, wie z.B. industrielle Prozesse, die bisher ohne Wasserstoff stattfinden, oder der Einsatz im ÖPNV. Hier spielen neben Opex-Kosten vor allem hohe Capex-Kosten eine Rolle. Daher ist es in einem übergreifenden Förderkonzept wichtig, auch direkte Zuschüsse für Investitionen in Wasserstoffanwendungen zu prüfen. Andererseits gibt es bestehende Wasserstoffanwendungen, vor allem in der Industrie, wo bisher vor allem grauer Wasserstoff zum Einsatz kommt. Hier ist vor allem eine Opex-Förderung, z.B. durch CfDs für Produzenten und Abnehmer, mit dem Erdgaspreis als Referenz, denkbar.

Neben Kostenhemmnissen sind vor allem Absatzunsicherheiten ein großes Hemmnis für Investitionen in grüne Wasserstoffproduktion. Zusätzlich zum Doppelauktionsmodell können hier auch Beimischquoten für eine Einspeisung in das Erdgasnetz einen gesicherten Absatzmarkt schaffen.

Wichtig ist dabei, dass Wechselwirkungen zwischen den Förderungen bestehen. So sollte z.B. nicht der Gleiche Wasserstoff, welcher produktionsseitig subventioniert wurde, noch einmal anwendungsseitig Förderungen erhalten. Die produktionsseitige Subvention sollte in einem wettbewerblichen Umfeld über Preisminderungen an die Anwendungsseite bereits weitergegeben werden.

Da auch die physische Koordinierung von Angebot und Nachfrage im Falle von Wasserstoff ein Problem darstellt, kann es Sinn machen, die angesprochenen Förderungen speziell auf Wasserstoffcluster zu fokussieren. Dies kann z.B. umgesetzt werden, wenn bei Förderungen der Zugang zur Infrastruktur für anderen Anwendungen gewährleistet sein muss. In diesem Fall kann ein lokaler ÖPNV-Betrieb sich an den geförderten Wasserstoffkreislauf eines Industrieunternehmens mit einer Tankstelle anschließen, und so eine natürliche Skalierung durch Nutzung von Netzwerkeffekten bei der Infrastruktur vorantreiben.

Geeignete Kombinationsmöglichkeiten staatlicher Förderungen, die die Kostendifferenz zwischen dem Einsatz grünen Wasserstoffs und konventionellen Prozessen adressieren sind:

- Option 1: CO_2-Bepreisung, Doppelauktionsmodell;
- Option 2: CO_2-Bepreisung, CCfDs und Capex-Subvention;
- Option 3: CO_2-Bepreisung und Capex- sowie Opex-Subventionen;
- Option 4: CO_2-Bepreisung, Beimischquote und Opex-Subventionen.

In weiteren Forschungen kann es sinnvoll sein, die Interaktionen zwischen einzelnen Förderinstrumenten genauer zu betrachten, um allgemein gültige Erkenntnisse zum Zusammenspiel von Förderinstrumenten im Markthochlauf von neuen Technologien abzuleiten. Auch sollten existierende Förderstrukturen im Laufe der nächsten Jahre immer wieder auf ihre Wirksamkeit und Passgenauigkeit für die gegebenen Herausforderungen überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Literaturverzeichnis

Adam, P., Heunemann, F., von dem Bussche, C., Engelshove, S., & Thiemann, T. (2020). *Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende: Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis*. https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf

Agora. (2021). Policy instruments for supporting green H2: Conclusions drawn by Agora Energiewende. *Making renewable hydrogen cost-competitive, Agora Energiewende*.

Agora Energiewende, & AFRY Management Consulting. (2021). *No-regret hydrogen: Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe*. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf

Andersson, J., & Grönkvist, S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(23), 11901–11919. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063

Ariadne. (2021). Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. *Ariadne-Kurzdossier*.

Asheim, B. T., & Gertler, M. S. (2006). *The Geography of Innovation: Regional Innovation Systems*. Oxford University Press. https://doi.org/10.1093/oxfordhb/9780199286805.003.0011

Aurubis. (2021). *Aurubis—Erste Kupferanoden mit Wasserstoff produziert*. https://www.aurubis.com/medien/pressemitteilungen/pressemitteilungen-2021/Aurubis--Erste-Kupferanoden-mit-Wasserstoff-produziert0

Bleischwitz, R., Bader, N., Dannemand, P., & Nygaard, A. (2008). EU Policies and Cluster Development of Hydrogen Communities. *Bruges european economic research paper No. 14*. https://mpra.ub.uni-muenchen.de/14501/1/MPRA_paper_14501.pdf

BMWK. (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*.

BMWK. (2021). *Eröffnungsbilanz Klimaschutz*.

Bocklet J., Hintermayer M. (2020). *How does the EU ETS reform impact allowance prices? The role of myopia, hedging requirements and the Hotelling rule*.

Bricker, M., Thakkar, V., & Petri, J. (2014). Hydrocracking in Petroleum Processing. In *Handbook of Petroleum Processing*. Springer.

Caves, R. E. (2007). *Multinational enterprise and economic analysis* (3rd ed). Cambridge University Press.

DVGW, D. V. des G. W. e.V. (2022). *DVGW-Regelwerk Gas*.

EC, E. C. (2022). *REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

EEX, T. P. (2022). *Natural Gas*.

Elkem Bremanger. (2020). *Elkem Bremanger—A producer of green hydrogen*. https://www.oceanhywaycluster.no/projectlist/elkem

e-mobil BW GmbH. (2013). *Wasserstoff-Infrastruktur für eine Nachhaltige Mobilität: Entwicklungsbedarf und Forschungsbedarf*. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Infrastruktur_nachhaltige_Mobilitaet.pdf

ENSTOG. (2019). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2019*.

EU Kommission, E. K. (2021). *Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council*.

EWI. (2020a). Analyse von Marktversagen bei der großskaligen Erzeugung von Elektrolyse-Wasserstoff. *Kurzstudie im Auftrag von Industriepartnern*.

EWI. (2020b). Hintergrund Nationale Wasserstoffstrategie: Technologieneutralität ermöglicht Markthochlauf und langfristige kosteneffiziente Versorgung. *EWI Policy Brief*.

EWI. (2021a). *Hydrogen cluster Belgium, the Netherlands, and North-Western Germany: A projection and analysis of demand and production until 2030*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/10/211019_EWI_report_Hydrogen_cluster-BE_NL_NW-DE.pdf

EWI. (2021b). Implikationen eines europäischen CO2-Grenzausgleichs (CBAM) für den internationalen Handel: Betrachtung mit Fokus auf den Eisen- und Stahlsektor. *EWI Policy Brief*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/10/EWI_Policy-Brief_CO2-Grenzausgleich-in-der-EU_20210927-1.pdf

EWI. (2021c). *GLOBALES PTX-PRODUKTIONS- UND IMPORTKOSTENTOOL*.

EWI. (2022). *STROMPREISE IM JAHR 2021 AUF REKORDNIVEAU*.

EWI & FiFo. (2021). *Machbarkeitsstudie: Ein CO2-Garantiefonds für Klimaschutzinvestitionen im Gebäudesektor*.

EWI, E. I. an der U. zu K. (2021d). Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045—Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. *Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)*.

FfE. (2019). *Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030*. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/studie-zur-regionalisierung-von-ptg-leistungen-fuer-den-szenariorahmen-nep-gas-2020-2030/

Guidehouse, & Agora. (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H_2*.

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen. (2021). *Wasserstoff-Infrastruktur für Straße, Schiene und Wasserwege*. https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2021/3641_211021_LEA_Hessen_Broschuere_Wasserstoff_Infrastruktur_Web.pdf

Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness A cost perspective*.

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

IEA. (2021a). *Energy Technology Perspectives 2020*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf

IEA. (2021b). *Global Hydrogen Review 2021*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a2ed84c-9ea0-458c-9421-d166a9510bc0/GlobalHydrogenReview2021.pdf

IEA, I. E. A. (2021c). *World Energy Outlook 2021*. https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/iea-market-report-series-coal-2021

IRENA. (2020). Green Hydrogen: A guide to policy making. *International Renewable Energy Agency*.

Jeddi, S., Lencz, D., & Wildgrube, T. (2019). Complementing Carbon Prices with Carbon Constracts for Difference in the Presence of Risks. *EWI Working Paper, 21-09*.

KBA. (2021a). *Fahrzeugzulassungen (FZ) FZ 27 Stand 01.10.2021*. https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html

KBA. (2021b). *Neuzulassungen mit alternativen Antrieben (FZ 28)*. https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz28_n_uebersicht.html

Kearney. (2020). *Hydrogen applications and business models: Going blue and green?* https://www.kearney.com/documents/17779499/18269679/Hydrogen+applications+and+business+models_single_page.pdf/c72700b3-e66a-6338-82bb-46ca8031e86d?t=159499467069

Lambert, M., & Schulte, S. (2021). Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets. *The Oxford Institute for Energy Studies*.

Nationaler Wasserstoffrat. (2021). *Wasserstofftransport*. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf

Neuwirth, M., & Fleiter, T. (2020). *Hydrogen technologies for a CO2 -neutral chemical industry – a plant-specific bottomup assessment of pathways to decarbonise the German chemical industry*. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/6-110-20_Neuwirth.pdf

Nilsson, A., de Vivero, G., Lopez Legarreta, P., Day, T., Pudlik, M., Seyfang, B., & Bayasgalan, D. (2021). *Green Hydrogen Applications in Mongolia: Technology potential and policy options*. https://newclimate.org/wp-content/uploads/2021/10/NewClimate_Green_Hydrogen_Applications_in_Mongolia.pdf

NRW.Energy4Climate. (o. J.). *HyGlass*. https://www.energy4climate.nrw/themen/best-practice/hyglass

Ogden, J., & Nicholas, M. (2011). Analysis of a "cluster" strategy for introducing hydrogen vehicles in Southern California. *Energy Policy*, *39*(4), 1923–1938. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.005

Öko-Institut. (2021). Die Wasserstoffstrateie 2.0 für Deutschlad. *Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität*.

Porter, M. E. (2000). Location, Competition, and Economic Development: Local Clusters in a Global Economy. *Economic Development Quarterly*, *14*(1), 15–34. https://doi.org/10.1177/089124240001400105

Prognos, BCG, EWI, Fraunhofer ISI, & PIK. (2022). *Vergleich der „Big 5" Klimaneutralitätsszenarien*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-16-Szenarienvergleich_final.pdf

Rambhujun, N., Salman, M. S., Wang, T., Pratthana, C., Sapkota, P., Costalin, M., Lai, Q., & Aguey-Zinsou, K.-F. (2020). Renewable hydrogen for the chemical industry. *MRS Energy & Sustainability*, *7*(1), 33. https://doi.org/10.1557/mre.2020.33

RFF. (2020). *Decarbonized Hydrogen in the US Power and Industrial Sectors: Identifying and Incentivizing Opportunities to Lower Emissions*. https://media.rff.org/documents/RFF_Report_20-25_Decarbonized_Hydrogen.pdf

Schlund, D., Schulte, S., & Sprenger, T. (2022). The who's who of a hydrogen market ramp-up: A stakeholder analysis for Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *154*, 111810. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111810

SPD, Bündnis 90/Die Grünen, & FDP. (2021). *Mehr Fortschritt wagen: Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit—Koalitionsvertrag 2021-2025*.

https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N., & Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, *12*(2), 463–491. https://doi.org/10.1039/C8EE01157E

Abkürzungsverzeichnis

BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMVI	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
Capex	Capital expenditures (Investitionsausgaben)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO_2-Grenzausgleichsmechanismus)
CCfD	Carbon Contracts for Difference (CO_2-Diferenzverträge)
CfD	Contrats for Difference (Differenzverträge)
CGH_2	Compressed gaseous hydrogen (komprimierter Wasserstoff)
EU ETS	Europäisches Emissionshandelssystem (Emission Trading System)
IPCEI	Important Project of Common European Interest
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH_2	Liquid hydrogen (flüssiger Wasserstoff)
LOHC	Liquid organic hydrogen (flüssige organische Wasserstoffträger)
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NIP	Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Opex	Operational expenditures (Betriebskosten)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anwendung der Bewertungskriterien auf ausgewählte Wasserstoffanwendungen 3
Abbildung 2: Wasserstoffanwendungsfelder 10
Abbildung 3: Vergleich der Vor- und Nachteile des Wasserstofftransports via Pipeline, LH_2 und CGH_2 13
Abbildung 4: Bandbreite der Förderdauer basierend auf den zwei Szenarien 21
Abbildung 5: Bandbreite der nötigen Höhe der Förderung basierend auf den zwei Szenarien für das Jahr 2030 und 2040 22
Abbildung 6: Bandbreite der Förderdauer basierend auf den zwei Szenarien mit Gaspreisen von 49€/MWh 23
Abbildung 7: Anteil der Opex-Kosten an den Gesamtkosten für die Jahre 2030 und 2040 25
Abbildung 8: CO_2-Vermeidungskosten für die Jahre 2030 und 2040 26
Abbildung 9: Einordnung relevanter Wasserstoffanwendungen in ausgewählte Bewertungskriterien (1/2) 28
Abbildung 10: Einordnung relevanter Wasserstoffanwendungen in ausgewählte Bewertungskriterien (2/2) 29
Abbildung 11: Anwendungskategorien und spezifische Hemmnisse 37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Interpretation und Lesehilfe der Skalenwerte in Abbildung 1 2

Tabelle 2: Preispfade für Wasserstoff und Energieträger sowie nationale und europäische CO_2-Zertifikate 17

Tabelle 3: Einordnung der Bewertungskriterien für ausgewählte Wasserstoffanwendungen (Zahlen in Klammern repräsentieren den Skalenwert der Bewertungskriterien für Abbildung 8 und Abbildung 9) 18

Tabelle 4: Interpretation und Lesehilfe der Skalenwerte in Abbildung 8 und Abbildung 9..... 27

Tabelle 5: Übersicht der Effekte und Eigenschaften möglicher Förderinstrumente 30

Tabelle 6: Wechselwirkung einzelner Förderinstrumente beim Zusammenspiel zur Förderung spezifischer Anwendungen 42

Tabelle 7: Kombinationsmöglichkeiten von projektbezogenen Förderinstrumenten 44

Tabelle 8: Bandbreite möglicher Wasserstoffanwendungsfelder 64

Tabelle 9: Einordnung der Quantifizierung in Skalenwerte je Anwendung und Bewertungskriterium 67

Anhang

A.1. Wasserstoffwertschöpfungskette

Die Wasserstoffwertschöpfungskette umfasst die gesamte Bandbreite der Inputproduktion, der Wasserstofferzeugung, -Verteilung und -Verwendung. Diese Studie setzt ihren Fokus auf die Nachfrageseite und konzentriert sich auf potenziell wichtige Wasserstoffanwendungen für einen Markthochlauf. Dennoch werden die Schritte der Wasserstofferzeugung und des Transportes kurz erläutert, da im Bereich Förderungen viele Überschneidungen und Synergien bestehen können.

Für die Studie wurde eine umfassende Übersicht über alle potenziellen Wasserstoff-Technologien erarbeitet (siehe Anhang A.2). In den folgenden Abschnitten wird ein Überblick über alle potenziellen Anwendungsfelder gegeben (A.1.1). Im Anschluss erfolgt dann eine Einführung in die Bereiche Wasserstofferzeugung und -infrastruktur (siehe A.1.2 und A.1.3).

A.1.1 Wasserstoffanwendungsfelder

Wasserstoff ist ein sehr vielseitiger Energieträger sowie Rohstoff und kann sowohl als Kraft- und Brennstoff aber auch als Roh- und Hilfsstoff eingesetzt werden. Daraus eröffnen sich zahlreiche Einsatzmöglichkeiten.

Bislang wird Wasserstoff vorwiegend für stoffliche Anwendungen in der chemischen Industrie eingesetzt; z.B. als Basis verschiedener chemischer Folge- und Begleitprodukte wie Ammoniak und Methanol. Die Wasserstofffolgeprodukte Ammoniak und Methanol werden in der chemischen Industrie heute in erster Linie stofflich weiterverwendet. Ammoniak wird beispielsweise zur Herstellung von Düngemittel eingesetzt. Diese Folgeprodukte können allerdings - wie Wasserstoff selbst auch - als CO_2-armer Energieträger genutzt werden.

Aus Wasserstoff können mittels Syntheseverfahren weitere Synthesegase (auch Syngase genannt) gewonnen werden, wie z.B. Methan. Aus Synthesegas kann zudem auch Flüssigkraftstoff, sogenannter synthetischer Kraftstoff, wie z.B. synthetischer Diesel, Benzin, Kerosin, erzeugt werden. Wird Flüssigkraftstoff mit grünem Wasserstoff hergestellt, spricht man von Power-to-Liquid-Kraftstoffen (PtL-Kraftstoffen), die zu den E-Fuels zählen.

Neben dem bislang überwiegend stofflichen Einsatz im Chemiesektor ist die Anwendung von Wasserstoff - direkt oder indirekt über das Syntheseverfahren - auch in anderen Industriebranchen, dem Transport-, Gebäude und Energiesektor möglich. Tabelle 9 zeigt die gesamte Bandbreite der potenziellen Wasserstoffanwendungsfelder. Im Nachgang werden verschiedene Anwendungsoptionen, aufgeteilt nach den Sektoren Industrie, Transport Gebäude und Energie, vorgestellt.

Anwendungsoptionen in der Industrie

Der Chemie- und Petrochemiesektor ist der bislang größte Wasserstoffverbraucher. Grauer Wasserstoff wird hier zur Produktion diverser chemischer Produkte, wie beispielweise Ammoniak, Methanol, weiterer synthetischer Gase, Wasserstoffperoxid oder Salzsäure, verwendet (Elkem Bremanger, 2020; IEA, 2019, 2021a). Zudem wird Wasserstoff im Hydrierungsprozess in verschiedenen Bereichen u. a. der Lebensmittel-, Alkohol- und der Produktion von Pharmazeutika genutzt (Kearney, 2020; Rambhujun et al., 2020).

In der Petrochemie wird Wasserstoff zur Hydrodesulfurierung und dem Hydrocracking im Rahmen der Verarbeitung von Mineralölprodukten eingesetzt (Bricker et al., 2014; IEA, 2019). Mittels des Methanol-to-Olefins- (MTO) bzw. Methanol-to-Aromaten- (MTA) Verfahrens und könnten zudem wichtige Grundchemikalien (z.B. Ethylen, Propylen, BTX-Aromaten), die Basis zahlreicher Industrieprodukte sind, klimaneutral hergestellt werden (IEA, 2021b; Neuwirth & Fleiter, 2020).

In kleinerem Umfang findet Wasserstoff auch in anderen Industriesektoren Verwendung. Hier wird Wasserstoff teils als Reduktions- und Ätzmittel eingesetzt; z.B. in der Halbleiterproduktion oder der Herstellung anderer Elektronikprodukte. Diverse Industrieprozesse könnten im Zuge der Dekarbonisierung von konventionellen Prozessen zusätzlich auf klimaneutralen Wasserstoff umsteigen. So kann (grüner) Wasserstoff beispielsweise zur grünen Primärstahlerzeugung eingesetzt werden (IEA, 2019, 2021a).

Zusätzlich eignet sich Wasserstoff zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme, welche in zahlreichen Industrieanwendungen, z.B. der Herstellung von Glas und Aluminium, benötigt wird und schwer zu elektrifizieren ist (IEA, 2019; RFF, 2020). Des Weiteren werden aktuell Pilotprojekte für den Einsatz von Wasserstoff in Prozessen der Kupferproduktion (z.B. Aurubis, 2021), sowie in der Keramik- und Glasherstellung, z.B. im Rahmen des Projektes „HyGlass“ (NRW.Energy4Climate, o. J.), durchgeführt. Außerdem sind Pilotprojekte für den Einsatz von Wasserstoff in Prozessen der Nickel- und Zinkverarbeitung geplant (IEA, 2021b).

Anwendungsoptionen im Transport

Auch im Transportsektor existieren zahlreiche potenzielle Anwendungen für Wasserstofftechnologien. Insbesondere der Brennstoffzellenantrieb kann im Bereich der Mobilitätswende vielfältig eingesetzt werden und stellt besonders für schwer elektrifizierbare Transportmittel eine Alternative dar.

Wasserstoff kann in den verschiedenen Bereichen des Transportsektors, auf der Straße, der Schiene, in der Schiff- und Luftfahrt sowie für Nutzfahrzeuge diverser Bereiche genutzt werden. Verschiedenste Fahrzeugtypen des Straßenverkehrs können mit einer Brennstoffzelle ausgestattet klimaneutralen Wasserstoff tanken (IEA, 2021a; Staffell et al., 2019). Zudem werden auch Wasserstoff-, Methanol-, oder Ammoniakverbrennungsmotoren entwickelt. Auch Hybridantriebe, für z.B. Diesel und Wasserstoff, welche vor allem für LKWs relevant sein könnten, befinden sich in der Entwicklung (IEA, 2021b). Neben dem Straßenverkehr kann Wasserstoff auch im Schienenverkehr (Personenverkehr, Gütertransport und Spezialanwendungen wie Rangierlokomotiven) eingesetzt werden (IEA, 2021a, 2021b; Nilsson et al., 2021; Staffell et al., 2019).

Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff oder den Folgeprodukten als Kraftstoff ergeben sich auch in der Schifffahrt. Für kurze bis mittlere Entfernungen können Brennstoffzellenantriebe verwendet werden. Im Bereich der Hochseeschifffahrt werden hingegen wasserstoffbasierte Verbrennungsmotoren entwickelt (IEA, 2021a).

Auch in der Luftfahrt werden Wasserstofftechnologien, wie der Brennstoffzellenantrieb und E-Kerosine, als eine Möglichkeit zur Substitution fossiler Kraftstoffe erforscht (IEA, 2021b, 2021a). Ferner kann Wasserstoff in verschiedenen Transportsystemen, wie der Hafen- oder Flughafenlogistik, diversen Nutzfahrzeugen (z.B. Straßenreinigungsfahrzeugen und Traktoren), aber auch schweren Nutzfahrzeugen des Bergbau- und Bausektors eingesetzt werden (IEA, 2021b).

Anwendungsoptionen im Gebäude

Zur Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor wird insbesondere die Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz diskutiert. Durch die Nutzung bestehender Infrastruktur sind hier potenziell geringe Investitionskosten nötig. Anschließend an den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes, könnten perspektivisch Gasverteilnetze oder -abschnitte auf Wasserstoff umgestellt werden (IEA, 2019, 2021b).

Voraussetzung für diese Umwidmung von Gasnetzen ist die vorangehende Umstellung der Endgeräte. Alle Endgeräte des Netzabschnitts müssen wasserstofffähig sein (IEA, 2021a). Durch die Umstellung von Gasverteilnetzen auf Wasserstoff, wäre der Einsatz von Wasserstoff zur dezentralen Wärmeerzeugung mit Gasbrennwertgeräten möglich.

Weitere Optionen des Einsatzes von Wasserstoff im Gebäudesektor sind Hybrid-Wärmepumpen und gasbetriebene Wärmepumpen (Staffell et al., 2019). Zudem ist der Einsatz von Wasserstoff sowohl zur zentralen Erzeugung von Fern- und Nahwärme (z.B. in KWK-Anlagen) als auch zur dezentralen Wärmeerzeugung (z. B. in Wohngebäuden) möglich.

Anwendungsoptionen im Energiesektor

Im Energiesektor könnte Wasserstoff in der Stromerzeugung zum Einsatz kommen und Flexibilität gewährleisten. Wasserstoff bzw. das Wasserstofffolgeprodukt Ammoniak kann in Kohlekraftwerken oder Gasturbinen beigemischt werden (IEA, 2019). Mittelfristig sollen, wie das BMWK angekündigt hat (BMWK, 2021), Gasturbinen wasserstofffähig sein, um diese schrittweise zur vollständig wasserstoffbasierten Stromerzeugung zu verwenden. Wasserstofffähige KWK-Anlagen bieten durch den hohen Wirkungsgrad bei der kombinierten flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung ebenfalls eine interessante Perspektive.

Wasserstoff kann auch als Energiespeicher verwendet werden, z.B. indem es Flexibilitäten in erneuerbaren Energiesystemen durch die Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff ermöglicht. Zur Speicherung können verschiedene Technologien verwendet werden. Für kleinere Mengen können Pipelines oder Druckbehälter können zur Speicherung genutzt werden. Zudem bieten Flüssiggasspeicher und organische Wasserstoffträger, auch Metallhybridspeicher und Adsorptionsspeicher, die Möglichkeit, Wasserstoff zu speichern. Für große Mengen eignen sich auch Salzhöhlen. Ebenso wird eine mögliche Speicherung in Aquifer und erschöpften Öl- sowie Gasfeldern erforscht (Andersson & Grönkvist, 2019; IEA, 2019).

Erzeugung synthetischer Brenn-, Kraft- und Rohstoffe

Für Wasserstoff bietet sich auch der indirekte Einsatz über Wasserstofffolgeprodukte an. In mehreren Schritten lassen sich aus Wasserstoff verschiedene synthetische Energieträger und Rohstoffe erzeugen, die unter anderem auch als Flüssigkraftstoff eingesetzt werden können. Mittels chemischer Prozesse lassen sich aus Wasserstoff z.B. synthetisches Ammoniak, Methanol, Methan, Naphtha oder Dimethylether (DME) herstellen, die vielseitig einsetzbar sind (EWI, 2021d; IEA, 2019).

A.1.2 Wasserstofferzeugung

Wasserstoff kann mittels einer Reihe von unterschiedlichen Prozessen hergestellt werden. Im Jahr 2019 wurde rund 76 % des weltweit produzierten Wasserstoffs mit Erdgas hergestellt und der verbleibende Anteil nahezu vollständig mit Kohle. Elektrolyse-Wasserstoff machte nur rund 2 % der weltweiten Wasserstoffproduktion aus (IEA, 2019). Wasserstoff entsteht zudem als Nebenprodukt von bestimmten Industrieprozessen; z.B. in der Raffinerie oder der Chlor-Produktion.

Grüner Wasserstoff wird durch Wasserelektrolyse unter Verwendung grünen Stroms hergestellt. Dabei fallen, anders als bei der Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung aus Erdgas oder Kohle, keine CO_2-Emissionen an. Dabei existieren verschieden Elektrolyse-Technologien, wovon sich einige noch in Entwicklung befinden. Kommerziell werden vor allem die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse eingesetzt. Die Festoxid Elektrolyse ist bislang noch nicht kommerziell verfügbar.

Die verschiedenen Elektrolyse-Technologien haben noch signifikante Potenziale in Bezug auf Effizienz und Kosten. So wird erwartet, dass sich die elektrische Effizienz des Alkali-Elektrolyseurs von 63-70 % (2019) langfristig auf bis zu 80 % steigern lässt (IEA, 2019).

Wasserstoff kann außerdem auch aus Plastikmüll erzeugt werden sowie durch verschiedene Verfahren aus Biogas (z.B. Biomassevergasung) hergestellt werden. Die Erzeugung von Wasserstoff mittels biologischer Reaktionen z.B. durch Sonnenlicht, befindet sich noch im Stadium der Forschung und Entwicklung.

A.1.3 Wasserstoffinfrastruktur

Infrastruktur spielt eine zentrale Rolle im Zuge des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft (EWI, 2021a; Nationaler Wasserstoffrat, 2021). Der Aufbau der Infrastruktur muss parallel und bedarfsgerecht mit dem Hochlauf von Wasserstoffangebot und -nachfrage vorangetrieben werden. Da bislang kein Markt für Wasserstoff in Deutschland existiert, ist Wasserstoffinfrastruktur bislang nur in kleinem Umfang vorhanden.

In dieser Studie umfasst der Begriff der Wasserstoffinfrastruktur alle Schritte, die nach der Wasserstofferzeugung bis hin zum unmittelbaren Einsatz des Wasserstoffs in der Endanwendung erfolgen müssen. Dazu zählen zum einen die Beförderung vom Wasserstoff, die Zwischenlagerung

in Wasserstoffspeichern, sowie alle für den Transport und die Speicherung notwendigen Zwischenprozesse.

Um Wasserstoff zu transportieren, existieren unterschiedliche (technische) Verfahren und Transportmittel. Zum einen lässt sich gasförmiger Wasserstoff mittels Pipeline befördern. Dazu kann einerseits ein dezidiertes Wasserstoffnetz genutzt werden. Andererseits könnten aber auch existierende Erdgasleitungen umgewidmet werden oder Wasserstoff kann in das Gasnetz beigemischt werden. Für eine Umwidmung der Erdgasnetze oder bei einer Beimischung mit einem Wasserstoffanteil von über 20 % sind (kleinere) Anpassungen an der Leitungsinfrastruktur notwendig.

Die wenigen Wasserstoffpipelines, die in Deutschland schon heute existieren, wie z.B. ein 240km langes Wasserstofftransportnetz im Ruhrgebiet (FfE, 2019), sind im privaten Besitz und gewährleisten die Versorgung einzelner Industrieunternehmen mit (grauem) Wasserstoff. Für einen Markthochlauf ist deshalb ein Ausbau und Neubau der Infrastruktur notwendig. Der Infrastrukturbedarf für Wasserstoff kann dabei, abhängig von Eigenschaften der Produktion und der Anwendung, deutlich variieren. Zum einen kann Wasserstoff direkt am Ort seiner späteren Nutzung erzeugt werden. Möglich ist auch, dass es keine räumliche und zeitliche Korrelation von Wasserstofferzeugung und Nachfrage gibt, dann wird eine Infrastruktur sowohl zur Verteilung als auch zur Speicherung des Wasserstoffs benötigt.

Zum anderen kann Wasserstoff aber auch abgefüllt in Behältern oder Containern leitungsungebunden mit Einzelfahrzeugen, wie LKWs, Zügen oder Schiffen, transportiert werden. Dies kann insbesondere für kleinere Wasserstoffmengen die dezentral erzeugt oder eingesetzt werden sowie für kürzere Transportstrecken interessant sein, da dadurch ein flexibler Transport möglich ist. Zum leitungsungebundenen Transport wird Wasserstoff gasförmig in spezielle Druckbehälter (CGH_2) gefüllt (Tube Trailer oder Container Trailer) oder verflüssigt und gekühlt in besonderen Trailern (LH_2) befördert. Zwei weitere mögliche Wasserstofftransportmedien sind Methanol und Ammoniak. Diese beiden Wasserstofffolgeprodukte weisen vorteilhafte Transporteigenschaften auf. Eine Umwandlung von Wasserstoff für den Transport in Methanol oder Ammoniak erscheint insbesondere sinnvoll, wenn der Einsatz dieser Wasserstofffolgeprodukte geplant ist. Umgewandelt in Methan (auch SNG genannt) kann Wasserstoff auch über die bereits existierende LNG-Infrastruktur befördert werden. Außerdem könnte ein Transport mittels Flüssiger organischer Wasserstoffträger (LOHCs) oder Metallhybriden sein (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; Nationaler Wasserstoffrat, 2021).

Die Verfahren, die für den Transport von Wasserstoff via LKW, Zug oder Schiff genutzt werden, bieten sich auch zur Zwischenspeicherung kleiner Wasserstoffmengen an. Des Weiteren existieren verschiedene andere Verfahren, die auch die Speicherung größerer Wasserstoffmengen ermöglichen. Wasserstoffspeicher spielen kurzfristig insbesondere eine Rolle, um die Versorgungssicherheit der Industrie und des Transportsektors mit Wasserstoff zu gewährleisten. Bei ausreichender Speicherkapazität können Elektrolysebetreiber den kostengünstigen Einsatz des Elektrolyseurs optimieren, indem sie niedrigen Strompreis ausnutzen und bei Lastspitzen keinen Wasserstoff erzeugen und dennoch die Versorgungssicherheit der Abnehmer gewährleisten. Bei der geographischen Positionierung muss je nach Netzsituation eine Abwägung zwischen der Nähe zu Elektrolyseuren und Endanwendungen getroffen werden.

Im Rahmen der Beförderung und der Zwischenspeicherung von Wasserstoff sind verschiedene Prozesse und Zwischenschritte nötig, die bestimmte Infrastruktur erfordern. Für den Transport von Wasserstoff via Pipeline werden z.B. Verdichtungsstationen benötigt, um einen gewissen Druck zu gewährleisten, aber auch spezielle Messanlagen müssen installiert werden. Außerdem bedarf es Reinigungseinheiten um die Reinheitsanforderungen (Wasserstoff-Qualität) sicherstellen zu können (Adam et al., 2020).

Um Wasserstoff via LKW, Zug oder Schiff befördern zu können werden spezielle Behälter oder Container benötigt, in die Wasserstoff gefüllt werden kann. Auch für den Prozess des Befüllens wird spezielles Equipment benötigt. In Druckbehälter bzw. -speicher kann Wasserstoff mittels einer Füllanlage mit Kompressoren gefüllt werden. Um Wasserstoff verflüssigt zu befördern bedarf es Wasserstoff-Verflüssigungsanlagen mit Pumpen und Verdampfern (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 2021). Zudem müssen die Einzelfahrzeuge, die Wasserstoff befördern, be- und entladen werden.

Für den Einsatz von Wasserstoff im Transportsektor muss eine Wasserstofftankstelleninfrastruktur aufgebaut werden. Abhängig vom Fahrzeugtyp muss der Wasserstoff in einem bestimmten Speicherdruck bereitgestellt werden. Wasserstofftankstellen brauchen sowohl ausreichend große Speicher als auch Kompressoren. Auch hierbei ist die Gewährleistung der Wasserstoff-Qualität bedeutend, um z.B. Schäden an Brennstoffzellen der Fahrzeuge zu vermeiden (e-mobil BW GmbH, 2013).

Im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur gibt es noch zahlreiche Unklarheiten hinsichtlich der Regulierung, z.B. des leitungsgebundenen Wasserstofftransports, der Standardisierung, der Normung und der Genehmigungsprozesse. Hier muss die Politik rasch Klarheit schaffen. Auch technologisch beispielsweise im Bereich der Speicherung, die auch für den Transport via LKW, Zug und Schiff relevant ist gibt es noch Forschungs- und Entwicklungsbedarfs. Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur muss von staatlicher Seite gefördert werden. Die Koordination des Infrastrukturausbaus kann dazu beitragen existierende Risiken zu reduzieren, Synergien zwischen verschiedenen Stakeholdern zu nutzen und zu einem effizienten Einsatz finanzieller Mittel beitragen. Wichtig ist, dass die Thematik der Wasserstoffinfrastruktur von Beginn an mitgedacht wird.

A.2. Liste der Wasserstoffanwendungen

Tabelle 9: Bandbreite möglicher Wasserstoffanwendungsfelder

*Technologischer Reifegrad (TRL) 1-3: Forschung / 4-6: Entwicklung / 7-11: Anwendung

Sektor	Subsektor	Anwendung	Prozess	Technologischer Reifegrad*	Erwartete Einsetzbarkeit
Energie	Elektrizität	Flexible Strom- & Wärmeerzeugung	Strom-Wärme-Kraftwerk (KWK)	Entwicklung	kurzfristig
		Flexible Stromerzeugung	Direktmethanolbrennstoffzelle	Anwendung	kurzfristig
			Gasturbine 100% H_2-betrieben	Anwendung	kurzfristig
			Gasturbine mit bis zu 70% Ammoniak	Anwendung	kurzfristig
			Kohlekraftwerk mit Beimischung von Ammoniak	Anwendung	kurzfristig
			Stationäres stromerzeugendes Brennstoffzellensystem	Anwendung	kurzfristig
			Wasserstoffkraftwerk	Entwicklung & erste Anwendung	kurzfristig
	Energiespeicher	Adsorptionsspeicherung	Adsorptive Speicherung von Wasserstoff	Forschung	langfristig
		Chemisch gebundener Wasserstoff	Organische Wasserstoffträger (LOHC)	Anwendung	kuzfristig
		Druckwasserstoff-speicher	Druckbehälter (CGH_2)	Anwendung	kurzfristig
		Druckwasserstoff-speicher	Pipelinespeicherung	Entwicklung & erste Anwendung	kurzfristig
		Metallhydridspeicher	Absorption im Metallhydridspeicher	Forschung &	mittelfristig
		Flüssigwasserstoff-speicher	Flüssiggasspeicherung (LH_2)	Anwendung	kurzfristig
		weitere Wasserstoffspeicher	Aquifer	Forschung	mittelfristig
			Erschöpfte Öl- und Gasfelder	Forschung	mittelfristig
			Salzhöhle	Anwendung	kurzfristig
Gebäude	gebäudenahe Strom- und Wärmeerzeugung	Wärmeversorgung	Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz	Entwicklung	kurzfristig
			H_2-Ready Gas-Geräte (z.B. Heizkessel, Brennwertkessel, Boiler)	Anwendung	kurzfristig
			Hybride-Wärmepumpe (HHP)	Entwicklung	mittelfristig
		Wärmeversorgung & Elektrizität	Brennstoffzelle zur Wärme- & Elektrizitätserzeugung	Anwendung	kurzfristig
	sonstige Verwendung	Kochen	Brenner & Grill	Entwicklung	mittelfristig
Industrie	Chemie	Ammoniakherstellung	Haber-Bosch-Verfahren	Anwendung	kurzfristig
		Herstellung von Grundchemikalien	Methanol-zu-Aromatics-Verfahren (MTA) (BTX-Aromaten)	Forschung	langfristig
			Methanol-zu-Olefin-Verfahren (MTO) (Ethylen, Propylen)	Forschung	mittelfristig
		Methanolherstellung	Methanolsynthese	Anwendung	kurzfristig
			Methanpyrolyse	Entwicklung	kurzfristig
		Salzsäureherstellung	Verbrennung von Wasserstoff mit Chlor	Anwendung	kurzfristig
		Wasserstoffperoxid	Stofflicher Einsatz von Wasserstoff als Edukt	Anwendung	kurzfristig
		Diverse industrielle Prozesse (z.B. in der Produktion von Lebensmitteln, Pharmazeutika, chemische Produkte)	Hydrierung	Anwendung	kurzfristig
	Eisen & Stahl	Primärstahlerzeugung	Hochofenroute (BF-BOF): Wasserstoffbeimischung	Entwicklung	kurzfristig
			Hochtemperaturwärme	Entwicklung	kurzfristig
			Direktreduktionsverfahren (DRI): Wasserstoff als Reduktionsmittel	Anwendung	kurzfristig
			Direktreduktionsverfahren (DRI): Wasserstoffbeimischung	Entwicklung	mittelfristig
			Wasserstoffplasma-Schmelzreduktion	Entwicklung	mittelfristig

*Technologischer Reifegrad (TRL) 1-3: Forschung / 4-6: Entwicklung / 7-11: Anwendung

Sektor	Subsektor	Anwendung	Prozess	Technologischer Reifegrad*	Erwartete Einsetzbarkeit
Industrie	Sonstige Industrie	Hochtemperaturwärme (z.B. Kalk-, Zementherstellung)	Dirketverbrennung	Anwendung	kurzfristig
		Mittel-/Niedertempe-raturwärme	Dirketverbrennung	Anwendung	kurzfristig
	Mineralindustrie	Raffinierung von Kraftstoffen	Desulfurierung, Hydrodesulfurierung & Hydrocracking	Anwendung	kurzfristig
		Nickelverarbeitung	Verfahren zur Nickel-Raffination	Entwicklung	mittelfristig
		Zinkverarbeitung	Verfahren zur Zink-Raffination	Entwicklung	mittelfristig
	Verarbeitende Industrie	Glasherstellung	Flach- & Floatglasherstellung	Entwicklung	mittelfristig
		Halbleiter und andere Elektronik	Wasserstoff als Reduktions- & Ätzmittel	Anwendung	kurzfristig
		Keramikherstellung	Verfahren zur Keramikherstellung	Entwicklung	mittelfristig
		Kühlung von Generatoren	Wasserstoff als Kühlmittel für Generatoren	Anwendung	kurzfristig
		Metalllurgie	Wärmebehandlung	Anwendung	kurzfristig
	Bergbau / Baugewerbe / Landwirtschaft	z.B. Minen- & Untertagefahrzeuge, schwere Baumaschinen & -geräte, Landmaschinen	Brennstoffzellenantrieb und Wasserstoffverbrennungsmotor	Entwicklung & erste Anwendung	mittelfristig
Transport	Landwirtschaft-licher Transport	Traktor	Hybrid Antrieb (Wasserstoff & Diesel)	Anwendung	kurzfristig
			Brennstoffzellenantrieb	Entwicklung	kurzfristig
	Logistik	Flughafenlogistik	Brennstoffzellenantrieb	Entwicklung	mittelfristig
		Hafenlogistik	Brennstoffzellenantrieb	Entwicklung	mittelfristig
		Transportsystem	Brennstoffzellenantrieb	Anwendung	kurzfristig
	Luftfahrt	Drohne	Brennstoffzellenantrieb	Anwendung	kurzfristig
		Flugzeug	Brennstoffzellenantrieb	Forschung	langfristig
		Kleinflugzeug	Wasserstoff-Verbrennung	Forschung	langfristig
	Schienenverkehr	Güterzug	Brennstoffzellenantrieb	Entwicklung	mittelfristig
		Minenzug &	Brennstoffzellenantrieb	Entwicklung	kurzfristig
		Personenzug	Brennstoffzellenantrieb	Anwendung	kurzfristig
	Schifffahrt	Hochseeschifffahrt	Verbrennungsmotor mit H_2-Folgeprodukt Ammoniak	Entwicklung	mittelfristig
			Wasserstoffverbrennungsmotor (HICE)	Entwicklung	mittelfristig
		Allgemein Schifffahrt	Verbrennungsmotor mit H_2-Folgeprodukt Methanol	Anwendung	kurzfristig
		Binnen- und Küsten-schifffahrt	Brennstoffzellenantrieb	Anwendung	kurzfristig
			Wasserstoffverbrennungsmotor	Anwendung	kurzfristig
	Straßenverkehr	Traktor	Hybrid Antrieb (Brennstoffzelle und	Anwendung	kurzfristig
		Bus	Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)	Anwendung	kurzfristig
			Wasserstoffverbrennungsmotor (HICE)	Entwicklung	mittelfristig
			PEM-Brennstoffzellenfahrzeug (PEMFC)	Anwendung	kurzfristig
		Kraftrad	Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)	Entwicklung & erste	kurzfristig
		Leichte Nutzfahrzeuge	Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)	Anwendung	kurzfristig
		LKW	Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)	Anwendung	kurzfristig
			Wasserstoffverbrennungsmotor (HICE)	Entwicklung	mittelfristig
			PEM-Brennstoffzellenfahrzeug (PEMFC)	Anwendung	kurzfristig
			Hybrid-Antrieb (Brennstoffzelle und	Entwicklung & erste	kurzfristig
		PKW	Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)	Anwendung	kurzfristig
			Wasserstoffverbrennungsmotor (HICE)	Entwicklung	mittelfristig
		Nutzfahrzeuge	Brennstoffzellenantrieb und	Entwicklung & erste	kurzfristig
Umwandlung	Umwandlung	Umwandlung in LH_2	Wasserstoffverflüssigungsanlage	Anwendung	kurzfristig
	Synthetische Brennstoffe	Herstellung synthetischer	Fischer-Tropsch-Synthese	Anwendung	kurzfristig
		Herstellung sonstiger Wasserstofffolge-	Haber-Bosch-Verfahren, Methanolsynthese, -pyrolyse	Anwendung	kurzfristig
		Herstellung von Wasserstoff	Elektrolyse	Anwendung	kurzfristig

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IEA, 2021a)

A.3. Methodik für die Quantifizierung der Bewertungskriterien

In diesem Kapitel werden die Methodik für die Quantifizierung der Bewertungskriterien sowie die zugrundeliegende Datengrundlage erörtert. Dabei beschränkt sich die Methodik auf die Diskussion der Bewertungskriterien „Höhe der CO_2-Vermeidung, CO_2-Vermeidungskosten, Anteil OPEX an Gesamtkosten, nötige Dauer der Förderung, Nötige Höhe der Förderung (2030) und Nachfrage nach Wasserstoff“. Die Grundlage für die Quantifizierung der Bewertungskriterien „Möglichkeit der Elektrifizierung“, „Relevanz im Jahr 2030 in Deutschland“ und „Technologischer Reifegrad“ bezieht sich auf Literaturrecherchen und Forschungen des Energiewirtschaftlichen Instituts zu Köln.

Um wirtschaftliche Bewertungskriterien zu quantifizieren, werden sämtliche Kosten berücksichtigt, welche bei einer Umstellung der Betriebsweise der jeweiligen Anwendungen entstehen. Opex-Kosten spiegeln sämtliche Kosten wider, welche während des laufenden Betriebs einer Anwendung (i) anfallen. Für diese Analyse wurden lediglich Kosten untersucht, welche sich bei der Umstellung einer Anwendung auf grünen Wasserstoff unterscheiden. Personalkosten werden beispielsweise nicht berücksichtigt, sofern durch die Umstellung auf grünen Wasserstoff kein Mehr- oder Minderaufwand für das Personal entsteht. Die Kosten für den jeweiligen Energieträger ($Fuel_{t,i}$) und die spezifischen CO_2-Emissionen ($CO_{2_}cost_{t,i}$) sind die größten Treiber der Opex-Kosten. Diese Kostenbestandteile unterliegen jedoch aus heutiger Sicht großer Unsicherheit. Vor allem die ungewisse Preisentwicklung von Verschmutzungszertifikaten und grünem Wasserstoff führt zu einer erheblichen Investitionsunsicherheit. In dieser Analyse wird die ungewisse Entwicklung durch unterschiedliche Preispfade adressiert werden. Diese Unsicherheit der Preisentwicklungen wird jeweils anhand eines optimistischen und eines pessimistischen Szenarios berücksichtigt. Die Preise für Wasserstoff, EU-ETS Zertifikate, Nationaler Emissionshandel (nEHS)-Zertifikate und für Erdgas, Strom, Diesel und Steinkohle werden für die Jahre 2025 und 2050 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** z usammengefasst.

Die Ausgestaltung des EU ETS-Preispfades für Anwendungen im Industrie- und Energiewirtschaftssektor wurde auf Basis des Fit For 55 Legislativpaketes (EU Kommission 2021) mithilfe des EU ETS – Preismodells (Bocklet J., Hintermayer M., 2020) berechnet. Für das pessimistische Szenario wurde das Ziel einer 40 %-Treibhausgasreduktion innerhalb der EU ETS Sektoren berechnet. Das optimistische Szenario berücksichtigt hingegen die Klimazielverschärfung auf eine 55 %- Treibhausgasreduktion sowie die Änderungsvorschläge des Fit-For-55 Legislativpaketes (EU Kommission, 2021). Die Sektoren, welche nicht dem EU ETS unterliegen, wie der Gebäude- und Straßenverkehrssektor, werden dem nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) angerechnet. Ab 2026 bezieht sich die Preisentwicklung dieser Sektoren auf EWI & FiFo (2021).[11]

Die Preisentwicklung für grünen Wasserstoff basiert auf dem EWI PtX-Kostentool (EWI, 2021c). Mit Hilfe dieses Tools wurden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Annahmen bei der

[11] Die Erweiterung des EU ETS auf den Gebäude- und Verkehrssektor wird im Legislativpaket Fit-For-55 diskutiert. Ob diese Änderung Einzug in die Regulatorik der europäischen Klimapolitik findet und welche Auswirkungen dies auf EU ETS Zertifikatspreise hat, ist noch nicht absehbar. Deshalb wird die bestehende, sektorale Aufteilung zwischen den ETS und Nicht-ETS Sektoren in der weiteren Betrachtung als unverändert angenommen.

Entwicklung der internationalen Wasserstoffwirtschaft und Wasserstoffinfrastruktur zwei Pfadausprägungen für die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff ermittelt. Die Ergebnisse des EWI PtX-Kostentool spiegeln die Gestehungskosten sowie Transportkosten aus dem jeweiligen Produktionsland nach Deutschland wider.[12] Die Distributionskosten innerhalb Deutschlands bestimmen ebenfalls einen wesentlichen Anteil der Bezugskosten für Wasserstoff. Auf Basis von DIHK (2020) und BNEF (2020) wurde ein Szenario übergreifender Preispfad für die inländischen Transportkosten angenommen. Schließlich ergeben sich zwei Szenarien, welche die unsichere Entwicklung von grünem Wasserstoff adressieren.

Wartungskosten ($Mnt_{t,i}$) für die Instandhaltung der Anlagen wurden als weitere Opex-Kosten berücksichtigt. Weitere potenzielle Kostenquellen wie Versicherungen, Personalkosten oder die unterschiedliche Besteuerung der Energieträger[13] wurden in dieser Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeit nicht genauer betrachtet. Opex-Kosten setzen sich demnach aus den jährlichen Kosten des Energiekonsums, dem jährlichen CO_2-Ausstoß und den Wartungskosten zusammen.

$$Opex_{t,i} = Fuel_Cost_{t,i} * Fuel_Cons_{t,i} + CO_2_Cost_{t,i} * CO_2_Emis_{t,i} + Mnt_{t,i}$$

Capex-Kosten beinhalten hauptsächlich Investitionskosten ($Invest_{t,i}$) für neue Anlagen und Fahrzeuge oder die Umstellung bestehender Prozesse auf grünen Wasserstoff. Für einzelne Anwendung wie beispielsweise einen ÖPNV Bus muss eine extra Wasserstofftankstelle für den Linienverkehr gebaut werden, da der bestehende Tankstellenbetrieb auf andere Kraftstoffe wie bspw. Diesel ausgelegt ist. Andere Anwendungen, wie die Produktion von Wasserstoffperoxid, können ohne zusätzliche Investitionskosten auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Demnach fallen für manche Anwendungen keine Capex-Kosten an. Für Anwendungen mit einem zusätzlichen Investitionsbedarf wird ein kalkulatorischer Zinssatz (r) von 4,88 % (EWI, 2021c) angenommen, um den Zeitwert der Capex-Kosten zu berücksichtigen. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer (n) lassen sich schließlich Capex-Kosten in Form von Annuitäten berechnen.

$$Capex_{t,i} = Annuity_{t,i}$$

Mit dieser Methode werden Investitionskosten in gleich hohe Annuitäten ($Annuity_{t,i}$) auf die Nutzungsdauer aufgeteilt. Eine Anschaffung mit einer Nutzungsdauer von acht Jahren kann somit auf acht Annuitäten aufgeteilt werden.

$$Annuity_{t,i} = Invest_{t,i} * \frac{(1+r)^n * r}{(1+r)^n - 1}$$

Der Zeitpunkt der Investition ist besonders für Technologien relevant, für welche eine steile Lernkurve prognostiziert wird. Beispielsweise wird für die Brennstoffzellentechnologie eine Lernkurve von 11 % im Zeitraum von 2020 bis 2030 angenommen (Hydrogen Council, 2020). Dadurch sinken die Investitionskosten und somit die Capex-Kosten im Zeitverlauf. Die

[12] Für die Berechnung der Preisentwicklung wurde jeweils der Durchschnitt der 50 Länder mit den günstigsten (H_2-Optimistisch) und mit den teuersten (H_2-Pessimistisch) Gestehungskosten von grünem Wasserstoff ermittelt. Deutschland ist dabei eines der teureren Produktionsländer für grünen Wasserstoff.

[13] Die Besteuerung von Wasserstoff sowie die zukünftige Entwicklung der Preisbestandteile und Besteuerung konventioneller Energieträger ist zum jetzigen Stand ungewiss. Daher werden lediglich die Preise der Energieträger inklusive der inhärenten Emissionen gegenübergestellt. Zusätzlich zur Schaffung von Anreizen durch CO_2-Zertifikate könnte der Gesetzgeber die Lenkungswirkung von Steuern, Umlagen und Abgaben nutzen, um weitere Anreize für CO_2-arme Technologien zu schaffen. Sollte grüner Wasserstoff im Gegensatz zu fossilen Energieträgern weniger mit Steuern, Umlagen und Abgaben belegt werden, könnte der Wasserstoffmarkthochlauf beschleunigt werden.

Gesamtkosten einer Anwendung ergeben sich schließlich aus der Summe der Opex- und Capex-Kosten über die gesamte Nutzungsdauer.

$$Gesamtkosten_{t,i} = \sum_{t}^{t+n} Capex_{t,i} + \sum_{t}^{t+n} Opex_{t,i}$$

Der Index „t“ gibt Zeitpunkt einer Umstellung auf grünen Wasserstoff wieder. Somit können die Gesamtkosten einer Umstellung auf grünen Wasserstoff über die jeweilige Nutzungsdauer ermittelt werden. Aus den Gesamtkosten lässt sich schließlich die Quantifizierung der „Nötigen Höhe der Förderung“ ermitteln. Dafür wird die Kostendifferenz zwischen einer auf Wasserstoff basierenden (i_H_2) und einer auf konventionellen Energieträgern (i_conv) basierenden Anwendung berechnet. Um Anwendungen untereinander zu vergleichen, wird die Differenz der Gesamtkosten durch die nachgefragte Menge nach Wasserstoff geteilt.

Das Kriterium lässt sich durch die Summe der nachgefragten Menge nach Wasserstoff über die Nutzungsdauer berechnen.

Die „Nötige Dauer der Förderung“ bezieht sich auf den Zeitpunkt, an welchem eine Anwendung ohne zusätzliche Kosten auf grünen Wasserstoff umgestellt werden kann. Auf Basis der Differenzierung zwischen Opex- und Capex-Kosten lässt sich das Bewertungskriterium „Anteil der Opex-Kosten an Gesamtkosten“ quantifizieren. Hierfür wird die Summe der Opex-Kosten durch die Gesamtkosten geteilt.

Die „Nachfrage nach Wasserstoff“ wird auf Basis der jährlichen Verbrauchsmenge an grünem Wasserstoff bei einer Umstellung der Anwendung berechnet.

Für das Bewertungskriterium „Höhe der CO_2-Vermeidung“ wird der jährliche CO_2-Ausstoß auf Basis der CO_2-Intensität und des jährlichen Verbrauchs des fossilen Energieträgers der jeweiligen Anwendung berechnet.

Die „CO_2-Vermeidungskosten“ werden berechnet, indem die Differenz der Gesamtkosten exklusive der Kosten für CO_2-Zertifikate durch den CO_2-Ausstoß geteilt wird.

Tabelle 10 zeigt den Übersetzungsschlüssel der quantifizierten Bewertungskriterien für die Gegenüberstellung der ausgewähltem Wasserstoffanwendung.

Tabelle 10: Einordnung der Quantifizierung in Skalenwerte je Anwendung und Bewertungskriterium

	1	2	3	4	5
Relevanz in 2030 in Deutschland	niedrig	eher niedrig	mittel	eher hoch	hoch
Technologischer Reifegrad	niedrig	eher niedrig	mittel	eher hoch	hoch
Möglichkeit der Elektrifizierung	hoch	eher hoch	mittel	eher niedrig	niedrig
Höhe der CO_2-Vermeidung	bis 250 t CO_2-Äq./a	251 bis 500 t CO_2-Äq./a	501 bis 750 t CO_2-Äq./a	751 bis 1000 t CO_2-Äq./a	mehr als 1000 t CO_2-Äq./a
CO_2-Vermeidungs-kosten	mehr als 600 €/ t CO_2-Äq.	451 bis 600 €/ t CO_2-Äq.	301 bis 450 €/ t CO_2-Äq.	151 bis 300 €/ t CO_2-Äq.	bis 150 €/ t CO_2-Äq.
Anteil OPEX an Gesamtkosten	0 bis 20%	21 bis 40%	41 bis 60%	61 bis 80%	mehr als 80%
Nötige Dauer der Förderung	mehr als 25 Jahre	20 bis 24 Jahre	15 bis 19 Jahre	10 - 14 Jahre	weniger als 10 Jahre
Nötige Höhe der Förderung (2030)	mehr als 120 €/ MWh H_2	90 bis 120 €/ MWh H_2	60 bis 90 €/ MWh H_2	30 bis 60 €/ MWh H_2	weniger als 30 €/ MWh H_2
Nachfrage nach Wasserstoff	0 bis 99 MWh H_2/a	100 bis 999 MWh H_2/a	1000 bis 9999 MWh H_2/a	10000 bis 399999 MWh H_2/a	mehr als 4000000 MWh H_2/a