



*Ariadne-Kurzdossier*

# Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie

Wie die Politik Wasserstoffpfade hin  
zur Klimaneutralität 2045 finden kann

GEFÖRDERT VOM

**KOPERNIKUS**  
Ariadne **PROJEKTE**  
Die Zukunft unserer Energie



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

Das vorliegende Ariadne-Kurzdossier wurde von den unten genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Sie spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

**Herausgeben von**

Kopernikus-Projekt Ariadne  
Potsdam-Institut für Klimafolgen-  
forschung (PIK)  
Telegrafenberg A 31  
14473 Potsdam

November 2021

**Bildnachweis**

Titel: Ashley Batz / unsplash

## Autorinnen und Autoren



» Dr. Falko Ueckerdt  
Potsdam-Institut für  
Klimafolgenforschung



» Dr. Benjamin Pfluger  
Fraunhofer-Einrichtung für  
Energieinfrastrukturen und  
Geothermie IEG



» Adrian Odenweller  
Potsdam-Institut für  
Klimafolgenforschung



» Claudia Günther  
Potsdam-Institut für  
Klimafolgenforschung



» Prof. Dr. Michèle Knott  
Technische Universität  
Darmstadt



» Dr. Jörg Kemmerzell  
Technische Universität  
Darmstadt



» Dr. Matthias Rehfeldt  
Fraunhofer-Institut für System-  
und Innovationsforschung ISI



» Christian Bauer  
Paul Scherrer Institut



» Dr. Philipp Verpoort  
Potsdam-Institut für  
Klimafolgenforschung



» Dr. Hans Christian Gils  
Deutsches Zentrum für Luft- und  
Raumfahrt



» Prof. Dr. Gunnar Luderer  
Potsdam-Institut für  
Klimafolgenforschung

## INHALT

<b>Zusammenfassung</b>	<b>1</b>
<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>1. Konkurrierende Leitbilder in der Wasserstoffdebatte</b>	<b>5</b>
1.1. Konsens über die Bedeutung erneuerbaren Stroms und Notwendigkeit von grünem Wasserstoff	5
1.2. Dissens in der Wasserstoffdebatte	6
1.3. Konkurrierende Transformationsmuster verschiedener Wasserstoffleitbilder	8
<b>2. Szenario-Bandbreiten und techno-ökonomische Unsicherheiten</b>	<b>10</b>
2.1. Szenario-Bandbreiten für Wasserstoff und E-Fuels	10
2.2. Techno-ökonomische Unsicherheiten und gesicherte Erkenntnisse	12
2.3. Markthochlauf von grünem Wasserstoff	14
2.4. Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff	17
<b>3. Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie</b>	<b>19</b>
3.1. Das Angebot – vor allem Importe – von grünem Wasserstoff- und E-Fuels mit Nachdruck entwickeln.	20
3.2. Fokussierung auf „No-Regret-Anwendungen“ auf der Wasserstoff- Nachfrageseite	22
3.3. Schrittweise über eine Verbreiterung des Wasserstoff-Einsatzes entscheiden.	23
3.4. Die direkte Elektrifizierung und den heimischen EE-Ausbau deutlich beschleunigen.	25
3.5. Die Option einer „blauen Wasserstoffbrücke“	25
<b>Literaturangaben</b>	<b>29</b>

# ZUSAMMENFASSUNG

In der deutschen energie- und klimapolitischen Debatte herrscht der noch recht junge Konsens, dass Strom aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom) zum Rückgrat der Sektorenkopplung und damit der zukünftigen Energieversorgung werden muss. Grundsätzlich besteht zudem Einigkeit darüber, dass es dabei beider Elektrifizierungsformen bedarf: Die direkte Elektrifizierung erreicht in einigen Anwendungen (z.B. E-Pkw, Wärmepumpen) bereits schnell steigende Marktanteile, nutzt im Vergleich zu Wasserstoffanwendungen den knappen EE-Strom effizienter und ist dadurch meist eine vergleichsweise kostengünstige Klimaschutzoption. Die indirekte Elektrifizierung durch grünen Wasserstoff<sup>1</sup> und E-Fuels<sup>2</sup> steht zwar noch am Anfang ihrer Entwicklung, kann aber in Zukunft über verschiedene Grenzen der direkten Elektrifizierung hinausgehen, was sie angesichts der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltiger Biokraftstoffe für das Erreichen von Klimaneutralität unverzichtbar macht.

In der aktuellen Debatte gibt es dennoch harte Konfliktlinien insbesondere zu zwei grundlegenden Fragen: Erstens, in welchen Sektoren und Anwendungen sollten Wasserstoff und E-Fuels eingesetzt werden? Zweitens, sind fossile Zwischenlösungen wie blauer Wasserstoff aus Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erforderlich und geeignet, um die kurz- bis mittelfristige Knappheit von

grünem Wasserstoff zu überbrücken? Hinter den unterschiedlichen Antworten auf diese Fragen stehen letzten Endes auch konkurrierende Leitbilder über die langfristige Bedeutung strombasierter Energieträger und über das zukünftige Energiesystem – insbesondere ob EE-Strom schwerpunktmäßig heimisch<sup>3</sup> produziert werden kann, was für die direkte Elektrifizierung unabdingbar ist, oder stattdessen indirekt in Form von Wasserstoff und E-Fuels aus dem Ausland importiert werden sollte.

Tatsächlich gibt es langfristig große technologische Bandbreiten für die Wasserstoff- und E-Fuel-Nutzung, die mit den aktuellen Klimazielen in Deutschland und der EU vereinbar sind. Aktuelle Szenariostudien zur Erreichung von Klimaneutralität in Deutschland (Ariadne, 2021; BDI, 2021; BMWi, 2021; dena, 2021; Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) spannen in 22 Einzelszenarien einen Lösungsraum für Wasserstoff- und E-Fuel-Nutzung von 10 % bis zu 35 % der Endenergienachfrage im Jahr 2045 auf.

Jedoch hängt die Erreichbarkeit der verschiedenen Szenarien entscheidend von Innovationen und Technologiediffusion sowohl von grünem Wasserstoff als auch der direkten Elektrifizierung ab. Diese zukünftigen Entwicklungen sind mit techno-ökonomischen Unsicherheiten behaftet, was sich in den unterschiedlichen

1 Grüner Wasserstoff ist Elektrolyse-Wasserstoff der aus 100% erneuerbarem Strom hergestellt wird.

2 E-Fuels sind strombasierte, synthetische Kraftstoffe, die aus Wasserstoff und Kohlenstoff, meist Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid, synthetisiert werden.

3 Mit „heimisch“ ist in erster Linie in Deutschland gemeint, aber in geringem Maße auch der europäische Stromverbund, insbesondere Deutschlands direkte Stromnachbarn.

Einschätzungen und Positionen in der Debatte widerspiegelt. Auch wenn die Politik Fortschritte mit guten Rahmenbedingungen beschleunigen kann, verbleiben fundamentale Unsicherheiten hinsichtlich sowohl der kurzfristig realisierbaren Dynamik als auch des langfristigen Potenzials von Technologien. Es würde somit die Erreichung der Klimaziele gefährden, sich schon heute auf einen langfristigen Technologiepfad festlegen zu wollen.

Die künftige Rolle von Wasserstoff und E-Fuels, die derzeit praktisch noch nicht als Energieträger verwendet werden, ist in den nächsten Jahren vor allem durch deren Verfügbarkeit begrenzt. In 2030 können nur etwa 1 % der Energienachfrage der EU mit heimischem grünem Wasserstoff werden, falls das europäische 40-GW-Ausbauziel für Elektrolysekapazität erreicht wird. Dafür muss der Wasserstoff-Markthochlauf allerdings doppelt so schnell wie bei Windkraft und ähnlich schnell wie bei Photovoltaik erfolgen. Auch wenn ein noch schnelleres, beispielloses Wachstum denkbar ist und außereuropäische Importe berücksichtigt werden, sind die Wasserstoffmengen bis mindestens 2030 anteilig gering. Auch für die Zeit danach verbleiben Unsicherheiten darüber, ab welchem Zeitpunkt grüner Wasserstoff in großen Mengen (>10 % der Endenergienachfrage) und zu welchen Preisen verfügbar sein wird. Die realisierbaren Mengen und Preise von E-Fuels werden zusätzlich durch die Knappheit und die Kosten von nicht-fossilen CO<sub>2</sub>-Quellen, insbesondere aus Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Luftabscheidung, bestimmt.

Darüber hinaus hängen die zukünftigen Einsatzbereiche von Wasserstoff und E-Fuels davon ab, inwieweit der heimische EE-Ausbau und die direkte Elektrifizierung auf Engpässe und Grenzen stoßen. Neben Engpässen in Bezug auf die Geschwindigkeit des heimischen EE-Ausbau und der Diffusion elektrifizierender Technologien, gibt es Unsicherheiten im Hinblick auf die langfristige Tiefe, mit der Anwendungen wettbewerbsfähig elektrifiziert werden können. Während die technischen EE-Potenziale auch für eine tiefgreifende Elektrifizierung ausreichen, sind ein stark beschleunigter EE-Ausbau

und der notwendige Netzausbau nur mit breiter gesellschaftlicher Akzeptanz möglich. Die möglichen Grenzen der Elektrifizierung lassen sich heute noch schwer abschätzen, in den nächsten Jahren werden dazu aber wichtige Erkenntnisse gewonnen werden.

Die großen Szenario-Bandbreiten sollten somit nicht als technologischer oder politischer Spielraum interpretiert werden. Der Pfad mindestens bis zur Erreichung der 2030-Klimaziele ist sehr schmal und die notwendigen Schritte klar sichtbar. Nach 2030 gibt es mehr mögliche Pfade, deren Tragfähigkeit aus heutiger Sicht allerdings unsicher ist. So könnten sich die realisierbaren Bandbreiten – durch Engpässe beim Wasserstoff- und E-Fuel-Angebot auf der einen Seite und Barrieren bei der direkten Elektrifizierung auf der anderen Seite – als begrenzt herausstellen, sodass sich auch langfristig nur ein schmaler, noch nicht definierbarer, gangbarer Pfad zeigt.

Eine erfolgreiche Wasserstoffstrategie muss in eine Klimaschutzstrategie eingebettet werden, die den Unsicherheiten sowohl von Wasserstoff und E-Fuels als auch der direkten Elektrifizierung Rechnung trägt. Eine solche integrierte Strategie kann und muss sich nicht auf ein präferiertes Wasserstoff-Leitbild oder einen langfristigen Pfad des gesamten Energiesystems festlegen. Stattdessen ermöglicht sie der Politik, gemeinsame Lernprozesse mit der Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft anzustoßen und adaptiv auf Basis neuer Erkenntnisse zu entscheiden.

Eine solche Strategie fußt dabei zunächst darauf, dass es bereits gesicherte Erkenntnisse über Elemente gibt, die trotz der Unsicherheiten gemeinsamer Teil aller Szenarien sind und die somit als notwendig erachtet werden können. Solche „No-Regret-Elemente“ müssen aufgrund der Dringlichkeit der Klimaziele konsequent umgesetzt werden. Die dafür notwendigen Richtungsentscheidungen führen bereits in den nächsten Jahren zu neuen Erkenntnissen über zukünftige Technologiekosten, Diffusionsgeschwindigkeiten oder Potenzialgrenzen.

Darüber hinaus müssen Innovationen zu Wasserstoffanwendungen oder Elektrifizierung über Forschungs- und Pilotprojekte auch in den Bereichen gefördert werden, für die noch unsicher ist, ob der jeweilige Energieträger dort eine Rolle spielen kann oder sollte. Dabei sollten noch keine Vorentscheidungen getroffen werden, um Pfadabhängigkeiten zu vermeiden. Trotz der Unsicherheiten können teure Lock-ins weitgehend vermieden werden, wenn die bestehende (In-)Flexibilität beim Wechsel von Energieträgern beachtet bzw. genutzt wird. Die technologischen Fortschritte und Grenzen sollten stetig überprüft, neue Erkenntnisse gesichert und die Gesamtstrategie entsprechend angepasst werden.

Fünf Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie sollen der neuen Bundesregierung helfen, durch den von Unsicherheiten geprägten Szenarierraum zu navigieren.

- 1. Das Angebot (vor allem Import) von grünem Wasserstoff und E-Fuels sollte dringend und mit Nachdruck entwickelt werden.** Damit wird die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass zumindest die unbedingt notwendigen Mengen strombasierter Energieträger langfristig verfügbar sind. Voraussetzung für ein schnelles Wachstum sind gezielte regulatorische Maßnahmen und technologiespezifische Förderungen. Steigende CO<sub>2</sub>-Preise unterstützen die Diffusion, sind jedoch vor 2030 wahrscheinlich nicht ausreichend hoch, um die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff zu ermöglichen, sodass es auf eine aktive, technologiespezifische politische Förderung ankommt. Die Politik sollte zudem die Entstehung eines internationalen Wasserstoffmarktes koordinierend unterstützen.
- 2. Zunächst sollte Wasserstoff prioritär für „No-Regret-Anwendungen“ verwendet werden, solange nicht absehbar ist, wann und zu welchen Preisen strombasierte Energieträger verfügbar sein werden.** Dies sind insbesondere Anwendungen, in denen eine direkte Elektrifizierung grund-

sätzlich nicht möglich ist: die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie (Ammoniak, Stahl) sowie von E-Fuels in der Petrochemie und im Fernflug- und Schiffsverkehr. Diese Nachfragen liegen an relativ wenigen Standorten und Regionen gebündelt vor und könnten somit potenziell Keimzellen eines späteren Wasserstoffnetzes bilden. Die Summe dieser Nachfragen dürfte auf absehbare Zeit die verfügbaren Mengen grünen Wasserstoffs übertreffen, sodass die Fokussierung auf wenige Anwendungen den angebotsseitigen Wasserstoffhochlauf nicht begrenzt. Klimaschutzverträge (CCfDs) für Wasserstoffanwendungen in der Industrie und E-Kerosin-Quoten im Flugverkehr schaffen gesicherte Nachfragen und somit auch Anreize für die Wasserstoffangebotsseite. Da dies bis mindestens 2030 wahrscheinlich nicht marktbasierend von einem CO<sub>2</sub>-Preis koordiniert werden kann, sollte der Regulierung und Förderung von Wasserstoff eine umfassende Hierarchisierung (oder „Merit-Order“) der verschiedenen Wasserstoff-Anwendungen zugrunde liegen. Diese Ordnung kann zukünftig angepasst werden, wenn Mengen und Preise von Wasserstoff und potenzielle Grenzen der direkten Elektrifizierung besser abschätzbar sind.

**3. Schrittweise sollte über eine Verbreiterung des Wasserstoff-Einsatzes entschieden werden.** In den nächsten Jahren wird sich in Projekten zunehmend herauskristalisieren, welche Wasserstoffkosten und -mengen realisierbar sind und inwieweit der Wasserstoffeinsatz nach einem ambitionierten und fokussierten Start schrittweise verbreitert werden kann. Gleichzeitig wird eine Beschleunigung des EE-Ausbaus und der direkten Elektrifizierung deren Innovationspotenziale und Grenzen zeigen. Dann können Marktakteure und die Politik besser über Einsatzgebiete von Wasserstoff entscheiden. Insbesondere im schweren Lkw-Güterverkehr und bei der Prozesswärme kann der Wettbewerb der Energieträger zunehmend von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen koordiniert werden, sofern auch die Energiesteuern harmonisiert

sind. Der Wechsel zu E-Fuels wäre auch nach 2035 für den verbleibenden Bestand an Verbrennungstechnologien kurzfristig möglich, falls die E-Fuel-Produktion zügig genug voranschreitet. Wenn hingegen im Vorhinein auf eine breite Verfügbarkeit von günstigem Wasserstoff und E-Fuels gesetzt wird und sich diese Erwartungen nicht erfüllen, drohen ein fossiler Lock-in, hohe Kosten und eine Verfehlung der Klimaziele. E-Fuels sollten daher als eine erst langfristig verfügbare, und potenziell kostenintensive „Fallback-Option“ betrachtet werden, für Bereiche, in denen sich für die Elektrifizierung und Wasserstoff Grenzen gezeigt haben.

**4. Die direkte Elektrifizierung und der heimische EE-Ausbau müssen deutlich beschleunigt werden.** Ein robustes Ergebnis der Szenarien ist, dass eine zügige und weitgehende Elektrifizierung auf Basis eines beschleunigten EE-Ausbaus ebenfalls unverzichtbar zur Erreichung der Klimaziele ist. Bis 2030 bedarf es einer „Dekade der Elektrifizierung“, in der sich die EE-Kapazität verdreifacht, batterieelektrische Fahrzeuge die Pkw-Neuzulassungen dominieren und etwa 5 Mio. neue Wärmepumpen installiert werden. In 2045 liegen die Anteile der direkten Nutzung von Strom im Enebergemix in allen Ariadne-Szenarien zwischen 50 % und 70 %. Ein konsequentes Voranschreiten und Austesten der Grenzen der direkten Elektrifizierung ist mit vergleichsweise geringen Risiken verbunden, wenn dies kontinuierlich mit dem Fortschritt des EE-Ausbaus abgeglichen wird. Elektrische Anwendungen im Verkehrs- und Gebäudebereich sind so effizient, dass die zusätzlichen Strombedarfe bis 2030 bei erfolgreicher Diffusion etwa 100 TWh (im Vgl. zu 2020) betragen würden (knapp 20 % der heutigen Stromnachfrage).

**5. Eine „blaue Wasserstoffbrücke“ könnte das Angebot klimafreundlichen Wasserstoffs erhöhen und eine frühere Transformation hin zu Wasserstoff ermöglichen.** Die nationale Wasserstoffstrategie lässt den Im-

port von blauem Wasserstoff im Übergang zu einer vollständig grünen Wasserstoffversorgung zu. Da die Treibhausgasemissionen (THG) von blauem Wasserstoff je nach Herkunftsland und der verwendeten CCS-Technologie stark variieren kann, bedarf es der Zertifizierung, Regulierung und Bepreisung der Lebenszyklus-THG-Emissionen. Dies muss insbesondere den Methanschlupf bei der Förderung und Bereitstellung von Erdgas im Ausland einschließen. Grüner Wasserstoff sollte unabhängig von blauem Wasserstoff gefördert und entwickelt werden, um die Innovationspotenziale und Kostenreduktionen zu realisieren. Auch hier bedarf es der vollständigen Berücksichtigung der THG-Emissionen.

Nach einer Dekade mit nahezu stagnierenden Emissionen in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude muss die neue Bundesregierung nun eine sehr aktive Rolle bei der Gestaltung der Transformation spielen. Technologiespezifische Regulierung und Förderung insbesondere zu „No-Regret-Elementen“ sind dabei unumgänglich. Dabei können klare Leitplanken auch verhindern, dass Wasserstoff zu früh in Bereichen eingeplant wird, für die bis 2030 keine ausreichenden Wasserstoffmengen oder Infrastrukturen verfügbar sind. Gleichzeitig ist ein starker Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises notwendig, damit dieser zunehmend auch nachfrageseitige Transformationen in Industrie, Verkehr und Gebäuden anstoßen kann. Eine zentrale Rolle bei der Koordination zwischen Elektrifizierung, Wasserstoff und E-Fuels, kann der CO<sub>2</sub>-Preis dann übernehmen, wenn die komplexen Energie- und Kohlenstoffflüsse eines sektorgekoppelten Energiesystems in eine hohe und umfassende CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingebettet sind.

# EINLEITUNG

In der deutschen energie- und klimapolitischen Debatte herrscht ein weitgehender Konsens, dass Strom aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom) zum Rückgrat der Sektorenkopplung und damit der zukünftigen Energieversorgung werden muss. Die zukünftige Rolle von Wasserstoff wird hingegen noch diskutiert. Es gibt sehr unterschiedliche, teilweise konkurrierende Leitbilder im Hinblick darauf, inwieweit EE-Strom direkt mittels Elektrifizierung oder indirekt als grüner Wasserstoff<sup>4</sup> oder in Form von E-Fuels<sup>5</sup> eingesetzt werden soll. Damit verbunden sind die Fragen, wieviel Wasserstoff insgesamt eingesetzt werden sollte und ob EE-Strom schwerpunktmäßig heimisch<sup>6</sup> produziert kann (insbesondere für die direkte Elektrifizierung wichtig) oder in Form von Wasserstoff und E-Fuels aus dem Ausland importiert werden sollte. Ein weiterer ungeklärter Punkt ist die Frage, ob fossile Zwischenlösungen wie blauer Wasserstoff aus Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erforderlich und geeignet sind, um die Knappheit von grünem Wasserstoff insbesondere in den nächsten Jahren zu überbrücken.

In diesem Überblicksdossier skizzieren wir zunächst die konkurrierenden Leitbilder und Präferenzen, die sich hinter den Konfliktlinien der Debatte verbergen (Kapitel 1), um dann die grundsätzlich plau-

siblen Wasserstoffpfade mit Hilfe fünf aktueller Szenariostudien der Energiesystemtransformation in Deutschland abzuzeichnen (Kapitel 2). Ziel ist es dann, Eckpunkte einer *anpassungsfähigen* Wasserstoffstrategie abzuleiten, die helfen soll, durch den von Unsicherheiten geprägten Szenarioraum zu navigieren (Kapitel 3). Die Analyse beinhaltet eine Diskussion sowohl des Notwendigen und Wahrscheinlichen, als auch der Grenzen des Möglichen zum Beispiel im Hinblick auf den Wasserstoffhochlauf (Kapitel 2.3). Dies ist gerade beim Thema grüner Wasserstoff und E-Fuels erforderlich: Die dahinter stehenden noch sehr jungen Technologien sind für den Klimaschutz unverzichtbar, werden in der Diskussion jedoch teilweise zur Projektionsfläche und zum Heilmittel für viele Herausforderungen insbesondere der direkten Elektrifizierung stilisiert.

<sup>4</sup> Grüner Wasserstoff ist Elektrolyse-Wasserstoff der aus 100% erneuerbarem Strom hergestellt wird

<sup>5</sup> E-Fuels sind strombasierte, synthetische Kraftstoffe, die aus Wasserstoff und Kohlenstoff synthetisiert werden

<sup>6</sup> Mit „heimisch“ ist in erster Linie in Deutschland gemeint, aber in geringem Maße auch der europäische Stromverbund, insbesondere Deutschlands direkte Stromnachbarn.



# 1. KONKURRIERENDE LEITBILDER IN DER WASSERSTOFFDEBATTE

In diesem Kapitel strukturieren wir die Konfliktlinien der aktuellen Debatte um Wasserstoff, um dann die dahinter liegenden konkurrierenden Leitbilder herauszuarbeiten. Wir beginnen zunächst mit dem Konsens.

## 1.1. Konsens über die Bedeutung erneuerbaren Stroms und Notwendigkeit von grünem Wasserstoff

Grüner Wasserstoff und E-Fuels sind in das Zentrum der Debatte zu Energiewende und Klimaschutz gerückt. Zusammen mit der direkten Elektrifizierung bilden sie den Kern der Sektorenkopplung, der zentralen Säule für Klimaschutz in den Energie- und Industriesektoren. Das ist zunächst einmal Ausdruck eines noch recht jungen und bemerkenswerten Konsenses über die Bedeutung von EE-Strom als dem Rückgrat der Energiewende. Die direkte Elektrifizierung (z.B. batterieelektrische Pkw, Wärmepumpen, elektrische Kessel) und die indirekte Elektrifizierung (über grünen Wasserstoff und E-Fuels) ermöglichen die breite Nutzung von EE-Strom auch in Anwendungen, die heute überwiegend auf der Verbrennung fossiler Brennstoffe beruhen. Erneuerbare Energien, vor allem aus Windkraft- und Solar-Photovoltaik-Anlagen (Solar-PV), können auf diesem Wege

nicht nur Kohle und Erdgas zur Deckung der heutigen Stromnachfrage ersetzen, sondern auch fossile Brenn- und Grundstoffe (u.a. Erdöl, Erdgas und Koks) im Verkehrs-, Gebäude- und Industriesektor.

Grundsätzlich besteht zudem ein Konsens darüber, dass es beider Elektrifizierungsformen bedarf. Die direkte Elektrifizierung hat dabei den Vorteil, dass sie den in Deutschland und weltweit knappen EE-Strom effizient nutzt und dass direktelektrische Technologien bereits verfügbar und in vielen Bereichen vergleichsweise kostengünstig sind. Insbesondere batterieelektrische Pkws und Wärmepumpen wachsen bereits mit großer Dynamik<sup>7</sup> und haben weiteres Kostendegressionspotenzial. Die Entwicklung der Technologien um grünen Wasserstoff und E-Fuels steht zwar noch am Anfang, hat aber ebenfalls großes Innovationspotenzial. Strombasierte Kraft- und Brennstoffe können in Zukunft über die Grenzen der direkten Elektrifizierung hinausgehen und sind somit für das Erreichen von Klimaneutralität unverzichtbar.<sup>8</sup> Es besteht somit weitgehende Einigkeit darüber, dass das Erreichen der Klimaziele ein dringendes Wachstum beider Elektrifizierungsformen auf Basis von vorwiegend erneuerbarem Strom erforderlich macht.

7 -17 % der in September 2021 neu zugelassenen Pkw in Deutschland sind voll-batterieelektrische Fahrzeuge (Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt). Der Marktanteil von Wärmepumpen neu genehmigten Wohngebäuden erreichte 2020 erstmals 50 % (Quelle: Statistisches Bundesamt).  
8 Insbesondere bei begrenztem Biotreibstoffpotenzial

## 1.2. Dissens in der Wasserstoffdebatte

Die Wasserstoffdebatte findet auf allen Ebenen des politischen Diskurses statt – von der Wissenschaft und Politikberatung über die organisierten Interessen bis zu den Parteien. Im parteipolitischen Raum zeigte sich die Debatte in den Wahlprogrammen zur Bundestagswahl 2021 ebenfalls erstmals in ihrer ganzen Breite (Kemmerzell et al., 2021).

Die Konfliktlinien lassen sich an unterschiedlichen Einschätzungen entlang zweier Dimensionen darstellen (Abbildung 1):

1. Die **Einsatzgebiete von Wasserstoff und E-Fuels** auf der Nachfrageseite. Diese Frage ist stark verknüpft mit der relativen Bedeutung der direkten Elektrifizierung gegenüber der indirekten Elektrifizierung (via Wasserstoff und E-Fuels) und somit auch mit dem Anteil von Wasserstoff im Energiemix sowie dem Anteil von Energieimporten.
2. Die **Rolle von nicht-grünem Wasserstoff** auf der Angebotsseite. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob aus Erdgas gewonnener blauer oder türkiser<sup>9</sup> Wasserstoff eine Brückenfunktion einnehmen sollte und welche Möglichkeiten und Risiken damit einhergehen.

An einem Ende der Debatte um die Einsatzgebiete steht die Empfehlung, Wasserstoff und E-Fuels sehr fokussiert für solche Sektoren zu priorisieren, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist. Der gezielte Einsatz wird in der Regel damit begründet, dass grüner Wasserstoff zu knapp und teuer sein werde, um ihn in Sektoren einzusetzen, in denen auch eine direkte Elektrifizierung möglich ist. Dabei werden die Kosten- und Effizienzvorteile sowie der Vorteil der kurzfristigen Verfügbarkeit der direkten Elektrifizierung betont. Für den Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels blieben somit wenige sogenannte „No-Regret-Anwendungen“ in der Industrie (Pri-

märstahl, Ammoniak, Olefine) und im Fernverkehr (Flugverkehr, Schiffsverkehr), die sich langfristig nur mit großen Mengen an Wasserstoff oder E-Fuels defossilisieren ließen.

Eine solche Fokussierung wird von vielen Beratungsgremien, NGOs und Instituten vertreten (Agora, 2021; BMWi, 2021a; DNR, BUND, DUH, E3G, Germanwatch, NABU und WWF, 2021; ESYS, 2021; KAD, 2021; Öko-Institut, 2021; SRU, 2021; UBA, 2021). Unter den Unternehmen vertreten insbesondere in der Stromwirtschaft sowie der Schwerindustrie tätige Akteure eine Fokussierung, beispielsweise 50Hertz und Thyssenkrupp (50Hertz, 2021; Thyssenkrupp, 2021).

Die Position eines breiten Einsatzes ist mit der Einschätzung verbunden, dass zukünftige Innovationen bei Wasserstofftechnologien (z.B. Elektrolyse und Brennstoffzellen) die aktuell hohen Kosten zügig reduzieren und rechtzeitig zu hohen verfügbaren Mengen von grünem Wasserstoff und E-Fuels führen werden. In diesem Zusammenhang wird oft auf die Innovationskraft und Geschäftsmöglichkeiten der deutschen Wirtschaft verwiesen. Vertreter:innen dieser Position möchten die Vielseitigkeit von Wasserstoff und E-Fuels nutzen, um auf breiter Front fossile Brenn- und Kraftstoffe zu ersetzen. Während die Vorteile der direktelektrischen Optionen zwar prinzipiell anerkannt werden, wird auf die Hemmnisse und Beschränkungen dieses Pfads verwiesen. Betont wird dabei die Bedeutung von Wasserstoff- und E-Fuel-Importen, die den Druck auf die heimischen EE-Potenziale lindern und damit auch die Bedeutung des Effizienzvorteils direkter Elektrifizierung reduzieren würden. Auch könne durch die Weiternutzung derzeit fossiler Infrastrukturen, insbesondere des Gasnetzes, der Stromnetzausbaubedarf deutlich reduziert werden.

Die Position, Wasserstoff in vielen Sektoren einzusetzen, oder zumindest keine Festlegungen zu treffen, wird von einigen Unternehmen und Unternehmens-

verbänden (BDEW, 2021; DVGW, 2021; RWE, 2021; VDMA, 2021; VKU, 2021) sowie vom Nationalen Wasserstoffrat (NWR, 2021)<sup>10</sup> und der Deutschen Energieagentur (dena, 2021) vertreten.

Einige Akteure nehmen eine „mittlere“ Position im Hinblick auf Wasserstoff-Einsatzgebiete ein (BDI, 2021a; BEE, 2021; VDI, 2020). Kennzeichnend für eine solche Position ist beispielsweise die Befürwortung von Wasserstoff als Energieträger bei Fahrzeugen, jedoch eine skeptische Einschätzung gegenüber dem Einsatz in der Gebäudewärmeversorgung (Vattenfall, 2021).

Besonders intensiv wird der Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels für Pkws und Wärme in Gebäuden diskutiert. Im Pkw-Bereich kristallisieren sich zwar batterieelektrische Fahrzeuge immer deutlicher als dominierende Klimaschutzoption heraus, gleichzeitig werden Wasserstoff und E-Fuels unter dem Stichwort „Technologieoffenheit“ insbesondere als Gegenargument zu einem potenziellen Verbot der Neuzulassung von Pkw-Verbrennungsmotoren ab 2030 oder 2035 eingebracht. Bei der Wärmeversorgung in Gebäuden wird vor allem mit hohen Effizienzen für eine Elektrifizierung mit Wärmepumpen argumentiert. Wasserstoffbefürworter:innen entgegnen, dass Wärmepumpen in Teilen des Gebäudebestands erst nach teuren energetischen Sanierungen eingesetzt werden können. Wasserstoff hingegen könne die heutige Erdgasinfrastruktur nutzen und Gasheizungen auf „H2 ready“ umgestellt werden.

Die zweite Debattendimension betrifft die Rolle von blauem Wasserstoff. Hintergrund oder Treiber der Diskussion ist dabei, dass grüner Wasserstoff zumindest in dieser Dekade ein knappes Gut sein wird, da Elektrolysekapazitäten aufgebaut und Infrastrukturen geschaffen werden müssen. Je nach Einschätzung des Wasserstoffbedarfs und des erreichbaren Hochlaufs des Grünwasserstoffangebots, ergibt sich teilweise ein Defizit. Blauer Wasserstoff und einige andere po-

<sup>9</sup> Türkiser Wasserstoff: Erdgas wird mittels Methanpyrolyse in Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufspaltet. Das Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung (Technology Readiness Level ~3-5).

<sup>10</sup> Die Klima-Allianz Deutschland und der Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland (BUND) haben im NWR ein Sondervotum abgegeben, das eine „strikte Priorisierung“ von No-Regret-Sektoren und eine Ablehnung von blauem oder türkischem Wasserstoff beinhaltet.

Abbildung 1: Der aktuelle Debattenraum zu Wasserstoff und E-Fuels lässt sich entlang der Nachfrage (fokussierter vs. breiter Einsatz) sowie des Angebots (Ergänzung des grünen Wasserstoffs um u.a. blauen oder türkisen Wasserstoff) strukturieren (oben).



tenzielle Brückenlösungen könnten diese Engpässe oder Knappheiten bei der Erzeugung oder Nutzung von grünem Wasserstoff und E-Fuels überbrücken. Neben blauem Wasserstoff gehört dazu unter anderem die Verwendung von Graustrom für die Elektrolyse und die Verwendung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen für die Synthese von E-Fuels.

Die Befürworter:innen einer „blauen Wasserstoffbrücke“ argumentieren, dass diese erforderlich ist, solange grüner Wasserstoff knapp ist, um sobald wie möglich eine Wasserstoffinfrastruktur aufbauen und befüllen zu können sowie um die Umstellung von Nachfrageanwendungen auf Wasserstoff zu beginnen. Dazu gehören sowohl Unternehmensverbände und Gewerkschaften (IGBCE, 2020; VKU, 2021), der Nationale Wasserstoffrat<sup>11</sup> sowie die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“, die von der Agora und der Stiftung Klimaneutralität beauftragt wurden ((NWR, 2021; Öko-Institut, 2021; Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut et al., 2021).

Die Kritiker:innen von blauem Wasserstoff fürchten erhöhte Emissionen im Vergleich zu einer Beschränkung auf grünen Wasserstoff und teilweise zusätz-

liche und langfristig überflüssige Erdgas- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur (DNR, 2020; DUH, 2021; Germanwatch, 2021; SRU, 2021). Dabei rücken besonders die Leckagen bei der Förderung von Erdgas in den Fokus, da der Hauptbestandteil Methan ein besonders hohes Treibhauspotenzial aufweist. Insbesondere der SRU, die DUH und die Klima-Allianz lehnen nicht-grünem Wasserstoff grundlegend ab (DUH, 2021; KAD, 2021; SRU, 2021). Auch der VDI hat eine Präferenz für grünen Wasserstoff (VDI, 2020). Eine ähnliche Position nehmen auch viele Akteure in der Stromwirtschaft ein: Neben den Netzbetreibern Amprion und 50Hertz, plädieren der BWE, RWE und Vattenfall für die Konzentration auf grünen Wasserstoff (50Hertz, 2021; Amprion, 2021; BWE, 2019; RWE, 2021; Vattenfall, 2021).

Insbesondere der breite Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels erhöht den Bedarf und verschärft somit potenzielle Engpässe auf der Angebotsseite, sodass der Ruf nach einem breiten Einsatz oft mit dem Ruf nach Pragmatismus im Hinblick auf fossile Zwischenlösungen verknüpft ist (Grimm and Kuhlmann, 2021). Somit sind die Positionen entlang der ersten und zweiten Dimension in Abbildung 1 in der Debatte teilweise verknüpft. Mit we-

nigen Ausnahmen fallen die Positionierungen für eine Fokussierung auf bestimmte Anwendungen und ausschließlich grünen Wasserstoff ebenso zusammen wie eine Befürwortung eines breiten Anwendungsspektrums und blauen Wasserstoffs. Eine Kombination aus grünem Wasserstoff und einem breiten Anwendungsbereich bzw. einem Verzicht auf klare Fokussierung findet sich bei wenigen Akteuren (BEE, 2021; VDI, 2020).

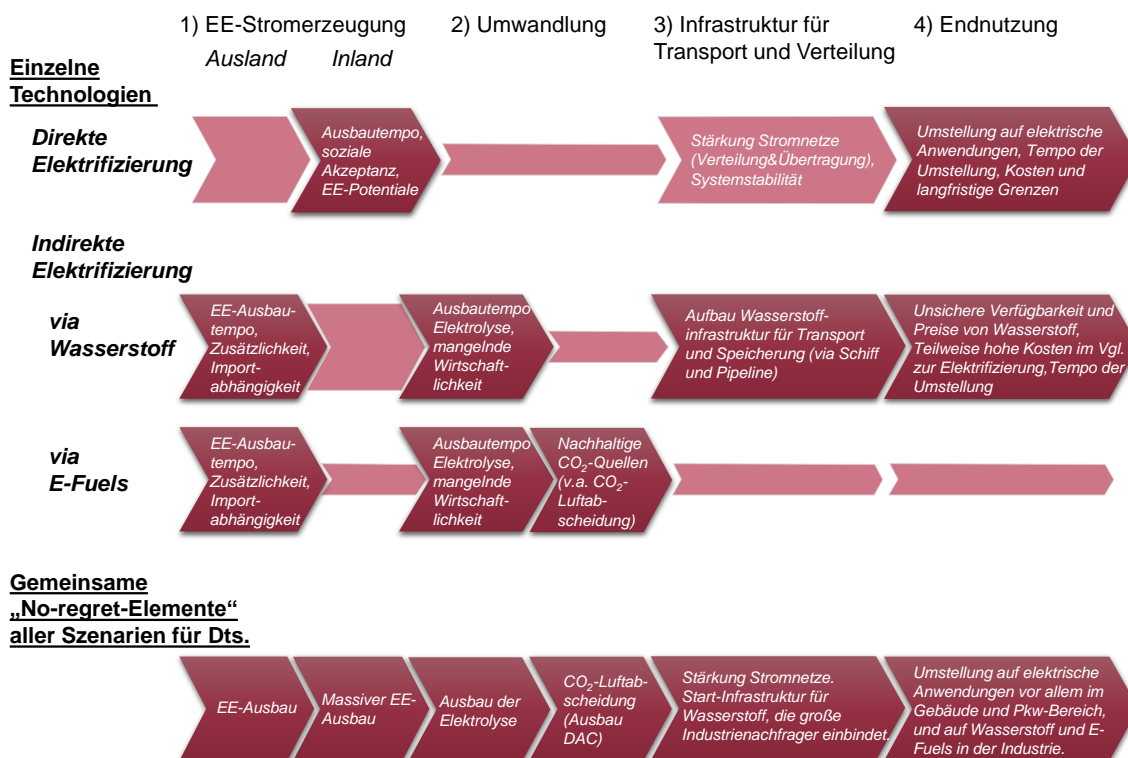
Eine Kombination aus Befürwortung eines begrenzten Nutzungsspektrums und blauen Wasserstoffs findet sich in der Studie „Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland“ des Öko-Instituts sowie in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“, die für eine „blaue Brücke“ und eine klare Fokussierung plädiert (Öko-Institut, 2021; Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut et al., 2021).

In der Positionierung von Akteuren zu den beiden Hauptstreifragen – Breite des Einsatzes und Bedeutung von Brückentechnologien – spiegeln sich teilweise deren wirtschaftliche Interessen. Beispielsweise setzen sich der Gasverband DVGW oder die Thüga-Holding für ein breites Anwendungsspektrum und den Einsatz blauen Wasserstoffs ein. Auf der anderen

<sup>11</sup> Die Klima-Allianz Deutschland und der Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland (BUND) haben im NWR ein Sondervotum abgegeben, das eine „strikte Priorisierung“ von No-Regret-Sektoren und eine Ablehnung von blauem oder türkischem Wasserstoff beinhaltet.

Abbildung 2 (schematisch): Die direkte Elektrifizierung und indirekte Elektrifizierung (via Wasserstoff und E-Fuels) zeigen sehr unterschiedliche „Transformationsmuster“ entlang der Prozesskette von Erzeugung bis Nutzung. Innerhalb der Flow-Chart-Pfeile sind die jeweiligen Herausforderungen genannt. Gleichzeitig gibt es entlang der gesamten Prozesskette und im Hinblick auf alle Technologien „No-Regret-Elemente“, die in allen Klimaschutzenszenarien für Deutschland umgesetzt werden müssen (untere Zeile).

### Transformationsbedarfe und Herausforderungen entlang der Prozesskette



Seite steht beispielsweise der Bundesverband Windenergie (BWE), dessen Interesse eine Konzentration auf grünstrom-basierte Elektrolyse bei der Wasserstoffherstellung ist.

### 1.3. Konkurrierende Transformationsmuster verschiedener Wasserstoffleitbilder

Hinter den Konfliktlinien der Debatte zur relativen Bedeutung von Wasserstoff, E-Fuels und direkter Elektrifizierung verbergen sich konkurrierende Leitbilder im Hinblick auf das gesamte Energiesystem. Dazu gehört die Frage, ob Importe von E-Fuels und Wasserstoff den Bedarf des heimischen EE-Ausbaus reduzieren können und sollten. Ein weiterer Aspekt ist die Frage, inwieweit Wasserstoff und E-Fuels die heute fossil genutzten Verbrennungstechnologien und Infrastrukturen zu einem Teil der Klimalösung machen können, oder ob es stattdessen einer tiefen Transformation der Nachfrageseite hin zu elektrischen Anwendungen bedarf.

Diese Leitbilder konkurrieren, da die jeweils zentralen Technologien und Prozessketten durch unterschiedliche „Transformationsmuster“ gekennzeichnet sind: Die direkte Elektrifizierung und die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff oder E-Fuels bedürfen bereits in den nächsten Jahren Investitionen und Veränderungen an jeweils unterschiedlichen Punkten im Energiesystem. Abbildung 2 stellt die Transformationsbedarfe und jeweiligen Herausforderungen entlang der Prozessketten dar.

Die Leitbilder führen daher auch zu unterschiedlichen Ansichten bezüglich der Erfordernisse der Energiewende und den zugehörigen politischen Rahmenbedingungen, zum Beispiel

- zum Ausmaß der Beschleunigung des EE-Ausbaus in Deutschland,
- zur Förderung internationaler Wasserstoffprojekte,
- zur notwendigen Infrastruktur und potenzieller öffentlicher Ko-Finanzierung (z.B. Lade- oder Wasserstoffinfrastruktur),

- zu potenziellen Beimischungsquoten von Wasserstoff in Gasnetzen, sowie
- zur Förderung oder Verboten einzelner Technologien (z.B. Kaufprämien von Elektroautos, Förderung von Wärmepumpen, Umlagebefreiung von Elektrolyseuren, Verbot der Neuzulassung für Pkw mit Verbrennungsmotor).

Die Debatte spitzt sich in den letzten Jahren zunehmend zu, sodass eine Verzögerung notwendiger politischer Entscheidungen droht. Die teilweise sehr unterschiedlichen Einschätzungen, zum Beispiel zur zukünftigen Mengen- und Kostenentwicklung von Wasserstoff, und die regulative Unsicherheit erschweren die Erwartungsbildung und Entscheidungsfindung von Unternehmen und Konsument:innen. Insbesondere wenn direkte und indirekte Elektrifizierung gegeneinander ausgespielt werden, kann dies dringend notwendige Entwicklungen bis hin zum Stillstand hemmen.

Die unterschiedlichen Leitbilder lassen sich auch in den unterschiedlichen Energiesystemszenarien wiederfinden, die in Kapitel 2.1 kurz vorgestellt werden. Um die Klimaziele zu erreichen, werden zwar nie nur eine der in Abbildung 2 gezeigten Technologiepfade und Prozessketten genutzt, aber insbesondere langfristig können in den Szenarien unterschiedliche technologische Schwerpunkte entstehen. Kurz- und mittelfristig zeigen die Szenarien jedoch eine Vielzahl von robusten Gemeinsamkeiten, also Transformationsschritte, die unabhängig von Leitbildern und Präferenzen als notwendig erachtet werden können. Diese „No-Regret-Elemente“ sind in Abbildung 2 (untere Zeile) bereits dargestellt und werden in Kapitel 3 näher erläutert und in Kapitel 2.2 anhand von Szenariendaten illustriert.

Abbildung 2 illustriert die Transformationsbedarfe der drei verschiedenen Elektrifizierungspfade entlang von vier Elementen von Primärenergie bis Endnutzung und nennt zentrale

Herausforderungen innerhalb der Versorgungsflüsse (in den Flow-Chart-Pfeilen). Erstens geht es darum, wo die zukünftige Energieerzeugung stattfindet, d.h. wo zukünftige EE-Anlagen schwerpunktmäßig stehen und in welchen Mengen Energieträger heimisch produziert oder importiert werden sollen. Dabei geht es auch um Fragen der Importabhängigkeit (Piria et al., 2021), wobei die Notwendigkeit substanzieller Importmengen nahezu unumstritten ist (siehe letzte Zeile in der Abbildung). Zweitens geht es um die Energieform, in der EE-Strom schwerpunktmäßig genutzt werden soll. Drittens ergeben sich daraus unterschiedliche Infrastrukturbedarfe für Transport und Verteilung der Energieträger. Viertens geht es um die Endnutzung, wo sich durch die unterschiedlichen Endenergieformen verschiedene Anforderungen an die anwendungsseitige Transformation ergeben.

Die direkte Elektrifizierung erfordert einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland, eine entsprechend ausgebaute Stromnetzinfrastruktur, inklusive der Ladeinfrastruktur im Transportsektor, sowie

eine Transformation der Endnutzung weg von Verbrennungstechnologien und hin zu elektrischen Technologien.

E-Fuels zeigen ein dazu komplementäres Transformationsmuster: Nahezu die gesamte technische Transformationslast liegt in der Energieerzeugung und mehrteiligen Umwandlung vor allem im exportierenden Ausland. Die energieintensive Produktion der Energieträger erfordert hierbei gegenüber der Elektrifizierung zusätzliche Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom, Elektrolyseanlagen, Anlagen zur Gewinnung von nicht-fossilem Kohlenstoff (atmosphärisch oder biogen) und Syntheseanlagen. Ein Engpass mit besonders großen Unsicherheiten ist hierbei die Entwicklung von Anlagen zur Abscheidung von atmosphärischem CO<sub>2</sub> aus der Luft (Direct Air Capture, DAC), einer Technologie, die sich noch in einem frühen Entwicklungs- und Demonstrationsstadium befindet. Gelingt es, diese aufwendige Produktionskette zügig aufzubauen, können E-Fuels fossile Energieträger (Erdgas, Flüssigkraftstoffe) ohne nachfrageseitige Anpassungen ersetzen, sodass Verbrennungstechnologien und bestehende fossile Infrastrukturen (z.B. Gasnetze) zum Teil eines klimaneutralen Energiesystems werden könnten.

Die direkte Nutzung von grünem Wasserstoff als neuem Energieträger erfordert eine Transformation entlang der gesamten Prozesskette:

- Anlagen zur Erzeugung von zusätzlichem EE-Strom,
- Elektrolysekapazität für die Umwandlung zu grünem Wasserstoff,
- Infrastruktur (Transport, Speicherung und Verteilung), sowie
- einer Transformation der Endnutzung hin zu Wasserstoff (u.a. Direktreduktion beim Stahl, Brennstoffzellen, Wasserstoffbrenner).

Im Unterschied zur direkten Elektrifizierung und zu E-Fuels ergibt sich hierbei ein besonderer Bedarf für zeitliche und räumliche Koordination des erforderlichen Infrastrukturaufbaus. Für die meisten Anwendungen kann die Nutzung von Wasserstoffoptionen erst dann beginnen, wenn eine zuverlässige Wasserstoffversorgung gewährleistet ist. Gleichzeitig

hängt die notwendige Infrastruktur zum Teil von der Entscheidung ab, in welchen Endnutzungssektoren und an welchen konkreten Einsatzorten Wasserstoff verwendet werden soll. Auch bei der direkten Nutzung von Wasserstoff können bestehende Gasinfrastrukturen (Transport- und -verteilnetze, Speicher) teilweise durch Umwidmung weiter genutzt werden. Zudem könnte eine neue Generation von Verbrennungstechnologien (z.B. Brennwertkessel) unter dem Stichwort „H<sub>2</sub> ready“ die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff vorbereiten.

## 2. SZENARIO-BANDBREITEN UND TECHNO-ÖKONOMISCHE UNSICHERHEITEN

Wir zeigen hier zunächst, dass sich die verschiedenen Wasserstoff-Leitbilder der Debatte vor allem in der langfristigen Sicht in den großen Bandbreiten für Wasserstoff- und E-Fuel-Nutzung der aktuellen Klimaschutzszenarien für Deutschland widerspiegeln. Kurzfristig hingegen ist der Pfad zur Erreichung der 2030-Klimaziele schmal, eine Reihe notwendiger Schritte klar sichtbar und die Rolle strombasierter Kraftstoffe vergleichsweise klein.

Wir argumentieren dann, dass die Szenario-Bandbreiten nicht als technologische oder politische Spielräume interpretiert werden sollten. Zwar sind nach 2030 eine Vielzahl von Pfaden unterschiedlicher Richtung denkbar und grundsätzlich plausibel, jedoch ist deren wirkliche Tragfähigkeit aus heutiger Sicht unsicher. So können die realisierbaren Bandbreiten durch Engpässe beim Wasserstoff- und E-Fuel-Angebot auf der einen Seite und Barrieren bei der direkten Elektrifizierung auf der anderen Seite begrenzt werden, sodass sich auch langfristig nur eine schmale Bandbreite, noch nicht definierbarer, Pfade als gangbar herausstellen kann.

In diesem Zusammenhang sind die Befürworter:innen der jeweiligen Leitbilder, also zum Beispiel eines breiten oder eher fokussierten Einsatzes von Wasserstoff, zumeist optimistisch in Bezug auf die Be-

wältigung der Engpässe der eigenen technologischen Präferenz und argumentieren mit den Unsicherheiten und Grenzen des jeweils anderen Leitbildes. Es gilt jedoch die Existenz der teilweise großen techno-ökonomischen Unsicherheiten sowohl der direkten als auch indirekten Elektrifizierung zu akzeptieren und die Konsequenzen für eine robuste Klimaschutzstrategie zu ziehen. Dafür schlagen wir im nächsten Kapitel 3 Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie vor.

### 2.1. Szenario-Bandbreiten für Wasserstoff und E-Fuels

Im laufenden Jahr wurden fünf detaillierte Szenarioanalysen für die Transformation des Energiesystems hin zu einem klimaneutralen Deutschland vorgestellt (Ariadne, 2021; BDI, 2021b; BMWi, 2021a; dena, 2021; Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut et al., 2021). Die Bandbreiten für Wasserstoff und E-Fuels aus den insgesamt 22 Einzelszenarien<sup>12</sup> sind in Abbildung 3 gezeigt. Sowohl die BMWi-Langfristszenarien (BMWi, 2021a) (Klimaneutralität 2050) als auch die Szenarioanalyse im Ariadne-Projekt (Ariadne, 2021) (Klimaneutralität 2045) nehmen dabei die unterschiedlichen Leitbilder in der (Wasserstoff-)Debatte explizit auf und übersetzen diese in Szenarien mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunkten. Die dena-Szenarien

(dena, 2021) spannen zwar mit „More Molecules“ und „Efficient Electrons“-Pfad ebenfalls einen Szenariokorridor auf, jedoch liegt dieser in der Gesamtbandbreite der Ariadne und BMWi-Szenarien an dem Ende mit mehr indirekter Elektrifizierung und großen E-Fuel-Importen. Das einzelne Szenario, das Agora Energiewende präsentiert hat (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut et al., 2021), liegt relativ zentral mit einem leichten Schwerpunkt auf direkter Elektrifizierung. Das einzelne BDI-Szenario (BDI, 2021b) liegt zwischen dem dena-Korridor und dem Agora-Szenario und zeichnet sich dadurch aus, dass der Schwerpunkt innerhalb der strombasierten Kraftstoffe mehr auf E-Fuels und etwas weniger auf der direkten Nutzung von Wasserstoff liegt. Das für Anfang November 2021 vom Forschungszentrum Jülich angekündigte Szenario konnte hier noch nicht berücksichtigt werden.

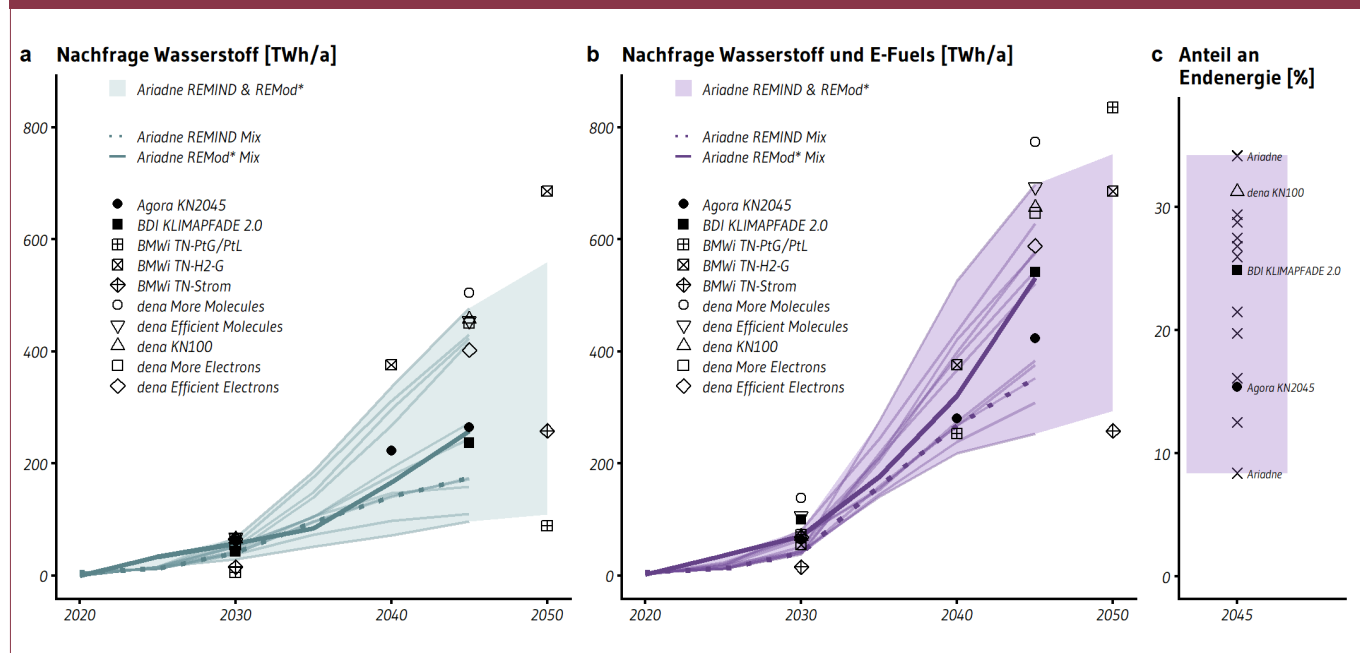
Für die Rolle von Wasserstoff bis 2030 sind sich die Modellierer:innen der verschiedenen Institute und Organisationen dahingehend einig, dass die denkbare Bandbreite schmal ist (Abbildung 3). Ein Schlüsselfaktor ist dabei die Knappheit von grünem Wasserstoff aufgrund der Herausforderungen und Grenzen beim

Markthochlauf von Elektrolyse-Projekten, der in den Kapiteln 2.3 und 2.4 diskutiert wird. In 2030 werden in allen Szenarien maximal 80 TWh grüner Wasserstoff genutzt, und der Anteil am Endenergie- und Grundstoffbedarf in 2030 liegt in den Szenarien zwischen nahe 0 % und maximal 3,5 %. Diese Größenordnung deckt sich mit den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie für 2030 (BMWi, 2020)<sup>13</sup> und den Elektrolyse-Kapazitätszielen der Europäischen Kommission (EC, 2020), siehe auch Kapitel 2.3. Während in den Ariadne- und BMWi-Szenarien E-Fuels in dieser Dekade fast keine Rolle spielen, nehmen die dena-Szenarien und das BDI-Szenario einen kleinen Importbeitrag bereits für 2030 an, der dann bis 2045 signifikant wächst.

Nach 2030 weitet sich die Szenario-Bandbreite im Hinblick auf die Bedeutung direkter und indirekter Elektrifizierung. Die 2045-Bandbreiten für grünen Wasserstoff und E-Fuels liegen zwischen 250 und 800 TWh. Der Anteil der indirekten Elektrifizierung am Endenergie- und Grundstoffbedarf liegt bei einem sehr fokussierten Wasserstoff- und E-Fuel-Einsatz in Industrie und internationalem Verkehr bei etwa 10 % und bei einem breiten Einsatz bei maximal 35 %.

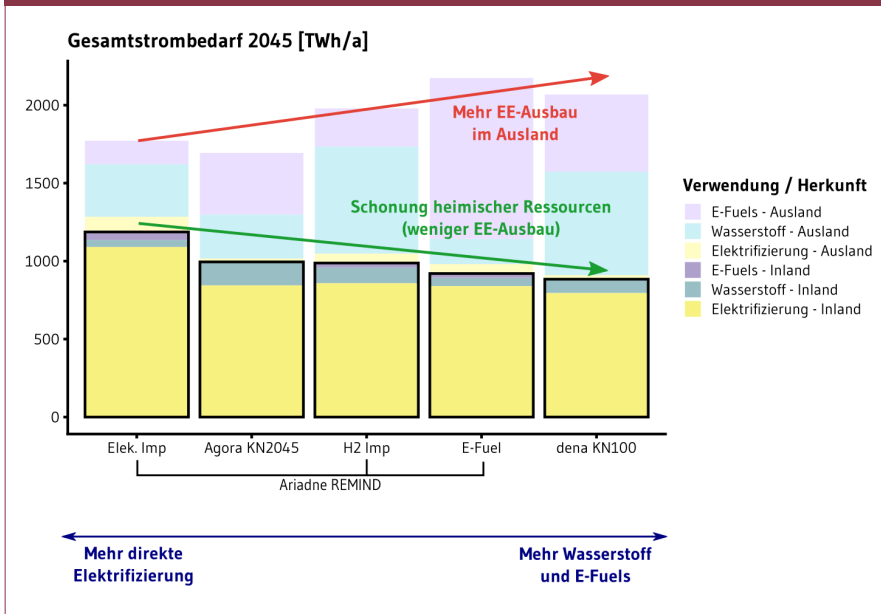
Für 2045 illustrieren wir in Abbildung 4, dass sich die verschiedenen Leitbilder auch in der unterschiedlichen Bedeutung von E-Fuel-Importen in den Szenarien zeigen. Die Szenarien zeigen einen grundsätzlichen „Trade-off“: Heimische EE-Bedarfe sind rund 20 % geringer, wenn der technologische Schwerpunkt in den Szenarien von direkter zu indirekter Elektrifizierung verschoben wird und mehr strombasierte Brenn- und Kraftstoffe importiert werden. Gleichzeitig zeigt sich, dass in allen Szenarien, auch jenen mit hohen E-Fuel-Importen, ein massiver heimischer EE-Ausbau hin zu mindestens 800 TWh jährlicher Erzeugung notwendig ist. Eine Vervielfachung der EE-Stromerzeugung in Deutschland kann somit als „No-Regret-Element“ gesehen werden. Die REMIND- und REMod-Szenarien des Ariadne-Berichtes zeigen die für die Erreichung der Klimaschutzziele für 2030 die Notwendigkeit einer Verdreifachung gegenüber 2020 auf 550-615 TWh (Ariadne, 2021). Die Uneinigkeit über Leitbilder und die Bedeutung langfristiger Importe darf somit kein Grund sein, den heimischen EE-Ausbau nicht mit größtem Nachdruck zu verfolgen.

**Abbildung 3: Bandbreiten der Nutzung von Wasserstoff (a), Wasserstoff und E-Fuels (b) und des Endenergieanteils von Wasserstoff und E-Fuels in 2045 (c) aus den fünf aktuellen Szenarien-Analysen zur Erreichung von Klimaneutralität in Deutschland. (a) und (b) enthalten auch die Nachfragen strombasierter Kraftstoffe, die selbst wieder rückverstromt werden. Diese sind in der Endnutzung in (c) per Definition nicht explizit enthalten. Die REMod\*-Szenarioergebnisse basieren auf dem REMod-Modell, wurden aber für nicht-energetische Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels im Industriesektor mit Ergebnissen des FORECAST-Modells ergänzt.**



<sup>13</sup> Die Nationale Wasserstoffstrategie definiert in 2030 erforderliche Menge an grünem Wasserstoff nur indirekt und mit großem Spielraum. Neben den anvisierten 14 TWh Wasserstoff aus heimischer Elektrolyse wird der geplante Wasserstoffeinsatz mit 90-110 TWh angegeben, was allerdings die ca. 55 TWh in bestehenden Anwendungen einschließt, die derzeit grauen Wasserstoff nutzen.

Abbildung 4: Strombedarfe bei Klimaneutralität 2045 unterschieden nach im Inland produziert (eingeraht) und aus dem Ausland importiert (in Form von Wasserstoff, E-Fuels oder Strom-Interkonnektoren). Annahmen: 60 % Gesamteffizienz bei der elektrolytischen Wasserstoffproduktion bzw. 40 % Gesamteffizienz bei der Synthese von E-Fuels.



gelt. Zwar kann und muss die Politik technologische Fortschritte sowohl mit technologiespezifischer Förderung und Regulierung als auch mit einem steigenden CO<sub>2</sub>-Preis beschleunigen, dennoch verbleiben fundamentale Unsicherheiten über kurzfristig realisierbare Dynamik sowie über das langfristige Potenzial von Technologien.

Die künftige Rolle von Wasserstoff und E-Fuels, die derzeit praktisch noch nicht als Energieträger verwendet werden, ist in den nächsten Jahren vor allem durch deren Verfügbarkeit begrenzt. Auch mittel- bis langfristig verbleiben Unsicherheiten darüber, ab welchem Zeitpunkt grüner Wasserstoff in großen Mengen (>10 % der Endenergienachfrage) und zu welchen Preisen verfügbar sein wird. Das nächste Kapitel 2.3 beschäftigt sich mit den Herausforderungen und Unsicherheiten beim Wasserstoffmarkthochlauf.

Auf Seiten der direkten Elektrifizierung gibt es Unsicherheiten in Bezug auf die erreichbaren Geschwindigkeiten des EE-Ausbau und der Diffusion von neuen elektrischen Anwendungen. Langfristig gibt es Unsicherheiten im Hinblick auf die Tiefe, mit der verschiedene Bereiche elektrifiziert werden können: Im Transportsektor entscheidet u.a. die weitere Entwicklung hin zu höheren Energiedichten von Batterien über das Potential der Elektrifizierung im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr (Schäfer et al., 2019). Im Industriesektor ist das theoretische Elektrifizierungspotenzial sehr hoch; aber es gibt für einige Hochtemperatur-Anwendungen Unsicherheiten darüber, ob diese auch in großskaligen Industrieanlagen genutzt werden können (Madeddu et al., 2020). Im Wärmesektor hängt die langfristige Tiefe der Elektrifizierung vor allem von der Dynamik ab, mit der neben Neubauten auch der Gebäudebestand (teil-)saniiert und elektrifiziert werden kann. Ein wichtiger Engpass ist hierbei auch die Verfügbarkeit von Energieberater:innen und Handwerker:innen, die sich mit der vergleichsweise neuen Technologie der Wärmepumpe ausreichend auskennen. Zudem ist unklar, was die langfristigen Grenzen an nutzbarem EE-Potenzial in Deutschland und Europa sind. Während die technischen Potenziale Deutschlands eigentlich keinen Engpass

Gleichzeitig sollte unumstritten sein, dass substantielle Wasserstoff- und E-Fuel-Importe für Klimaneutralität notwendig sind. Der dafür nötige EE-Ausbau im Ausland entspricht, aufgrund der niedrigen Effizienz indirekter Elektrifizierung, bereits in einem Szenario mit Schwerpunkt auf direkter Elektrifizierung mit knapp 500 TWh etwa der heutigen Stromnachfrage Deutschlands. Um zudem die oben genannten 20 % heimischen EE-Ausbau zu sparen, kommen in einem E-Fuel-betonnen Szenario Importe strombasierter Kraftstoffe hinzu, die mindestens nochmal der heutigen Stromnachfrage entsprechen. Dennoch bleibt der Importanteil in den klimaneutralen Szenarien unter dem heutigen Niveau, sodass Importabhängigkeiten insgesamt abnehmen und sich zudem grundsätzlich verändern (Piria et al., 2021).

Die Szenario-Bandbreiten können helfen, die öffentliche Debatte auf solche Pfade zu fokussieren, die grundsätzlich plausibel sind. So können Wasserstoff und E-Fuels kaum mehr als 35 % der Endenergie- und Grundstoffnachfrage in 2045 decken und sind damit weit davon entfernt, die bisherige Nutzung fossiler Brennstoffe universell zu ersetzen. Für die Erreichung der Klimaschutzziele müssen viele Herausforderungen bereits

gelöst werden bevor Wasserstoff in großen Mengen zur Verfügung steht. Die Klimaziele bis 2030 müssen fast ausschließlich durch Energieeffizienz, heimischen EE-Ausbau und direkte Elektrifizierung erreicht werden. Diese „Dekade der direkten Elektrifizierung“ verkleinert den verbleibenden Spielraum für die indirekte Elektrifizierung, da eine einmal elektrifizierte Anwendung später nur in Ausnahmefällen noch auf Wasserstoff wechseln wird. Das schränkt die langfristige Rolle ein, die Wasserstoff in dem Leitbild eines breiten Einsatzes spielen kann.

## 2.2. Techno-ökonomische Unsicherheiten und gesicherte Erkenntnisse

Die Szenario-Bandbreiten sollten in der öffentlichen und politischen Debatte nicht als technologische oder politische Spielräume interpretiert werden, aus denen nur der beste Pfad ausgewählt und verfolgt werden muss. Die Erreichbarkeit aller Szenarien hängt entscheidend von Innovationen, Technologiediffusion, Akzeptanz und vielen weiteren Parametern sowohl bei grünem Wasserstoff als auch der direkten Elektrifizierung ab. Diese zukünftigen Entwicklungen sind mit Unsicherheiten behaftet, was sich auch in den unterschiedlichen Einschätzungen und Positionen in der Debatte widerspie-



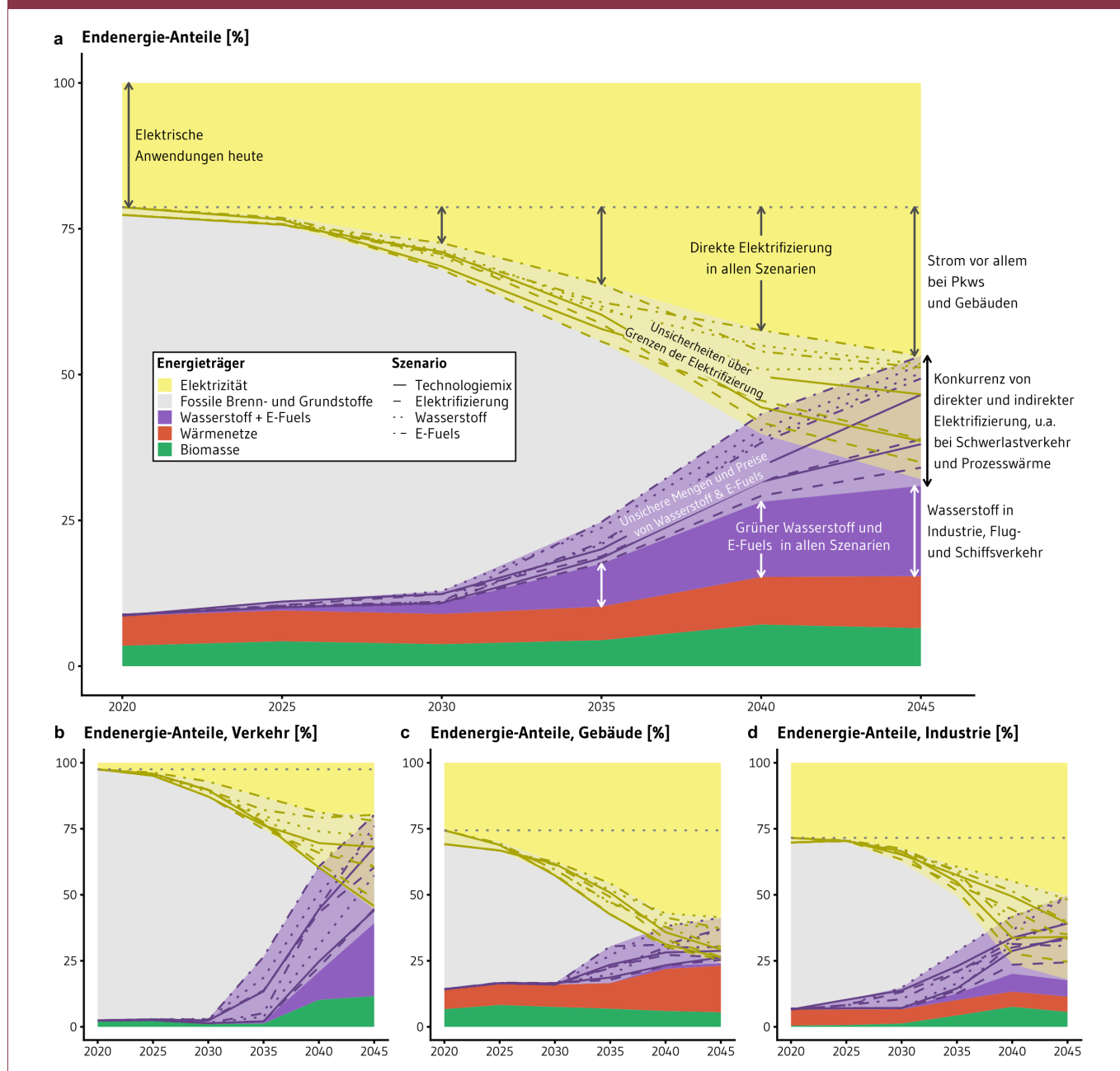
darstellen, bedürfen ein stark beschleunigter EE-Ausbau und der notwendige Stromnetzausbau ausreichend sozialer Akzeptanz, deren Fehlen die Transformation verlangsamen oder blockieren kann.

Die techno-ökonomischen Unsicherheiten sowohl der indirekten als auch der direkten Elektrifizierung sind in Abbildung 5 dargestellt. Diese ergeben sich aus den Szenario-Bandbreiten im Endenergie-Mix für das Gesamtenergiesystem (a) und für die Sektoren der Endnutzung (b, c, d). Wir benutzen dafür die im Ariadne-

Projekt (Ariadne, 2021) berechneten Szenarien der Leitmodelle REMIND und REMod\*<sup>14</sup>, die in etwa die gesamte Bandbreite auch der anderen Szenariostudien abbilden. Der Endenergie-Mix beinhaltet auch die Wärmeversorgung über Wärmenetze (rot), insbesondere einen Ausbau von Fernwärmenetzen mit denen Gebäude versorgt werden, sowie die leicht steigende Verwendung von Bioenergie (grün) – beides aus dem Technologiemit-Szenario des REMIND-Modells.

Die in Abbildung 5 transparent dargestellten Endnutzungsenergien der direkten (transparent gelb) und indirekten Elektrifizierung (transparent violett) entsprechen den Szenario-Variationen in Abhängigkeit des technologischen Schwerpunktes (Mix, direkte Elektrifizierung, Wasserstoff, E-Fuels) der Szenarien. Hinter diesen Bandbreiten stehen Anwendungen, in denen nicht klar absehbar ist, welcher Energieträger – Strom, Wasserstoff oder E-Fuels – sich durchsetzen wird. Das Ausmaß der Unsicherheiten und potenziellen Konkurrenz wird

Abbildung 5: Endenergie-Mix in den Szenarien des Ariadne-Projektes (Ariadne, 2021) für das Gesamtenergiesystem (a) und die drei Nachfragesektoren Verkehr, Gebäude und Industrie (b, c, d). Dargestellt sind Szenario-Bandbreiten der verwendeten Leitmodelle REMIND und REMod\*. Die Anteile für die Energieträger Wärmenetze und Bioenergie entsprechen dem REMIND-Technologiemit-Szenario.



<sup>14</sup> Die REMod\*-Szenarioergebnisse basieren auf dem REMod-Modell, wurden aber für nicht-energetische Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels im Industriesektor mit Ergebnissen des FORECAST-Modells ergänzt.

durch den resultierenden langfristigen Überlapp der transparenten Flächen illustriert. Das spiegelt den heutigen Erkenntnisstand wider. Schon in den nächsten Jahren werden sich viele dieser Unsicherheiten und potenziellen Konkurrenzreduzieren.

Gleichzeitig zeigt Abbildung 5 auch die gemeinsamen Ergebnisse aller Szenarien, die als notwendiges und wahrscheinlich realisierbares Element aller Transformationspfade hin zur Klimaneutralität interpretiert werden können. Dazu gehören „No-Regret-Anwendungen“ der direkten (gelb) und indirekten (violett) Elektrifizierung.

Strom und Wasserstoff konkurrieren in den Szenarien vor allem in den als „Mittelbereich“ (Abbildung 1) gekennzeichneten Anwendungen. Dazu gehören der Lkw-Schwerlastverkehr und Prozesswärme in der Industrie, sowie zu einem geringen Anteil im Gebäudebereich. Als gemeinsames Ergebnis aller Szenarien und Modelle zeigt sich einerseits eine weitgehende direkte Elektrifizierung von Pkw und der Wärmeversorgung von Gebäuden, und andererseits der Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels in Industrie (Primärstahl und Grundstoffchemie) und Fernflug- und -schiffsverkehr.

Der Pfad mindestens bis zur Erreichung der Klimaziele für 2030 ist schmal und die notwendigen technologischen Schritte klar erkennbar. Nach 2030 gibt es mehr mögliche Pfade, deren jeweilige Tragfähigkeit aus heutiger Sicht allerdings unsicher ist. Sich schon heute auf einen langfristigen Technologiepfad festlegen zu wollen, ist auch eine Wette auf bestimmte techno-ökonomische Entwicklungen und somit ein Risiko für das Erreichen der Klimaziele. Erst mit der Zeit werden sich die wirklich realisierbaren Bandbreiten in diesem Szenarioraum zeigen. Aufgrund der großen Herausforderungen sowohl bei der direkten als auch indirekten Elektrifizierung, könnte sich dieser tatsächliche Lösungsraum auch langfristig als deutlich begrenzter herausstellen als dies die aktuellen Szenarien zeigen.

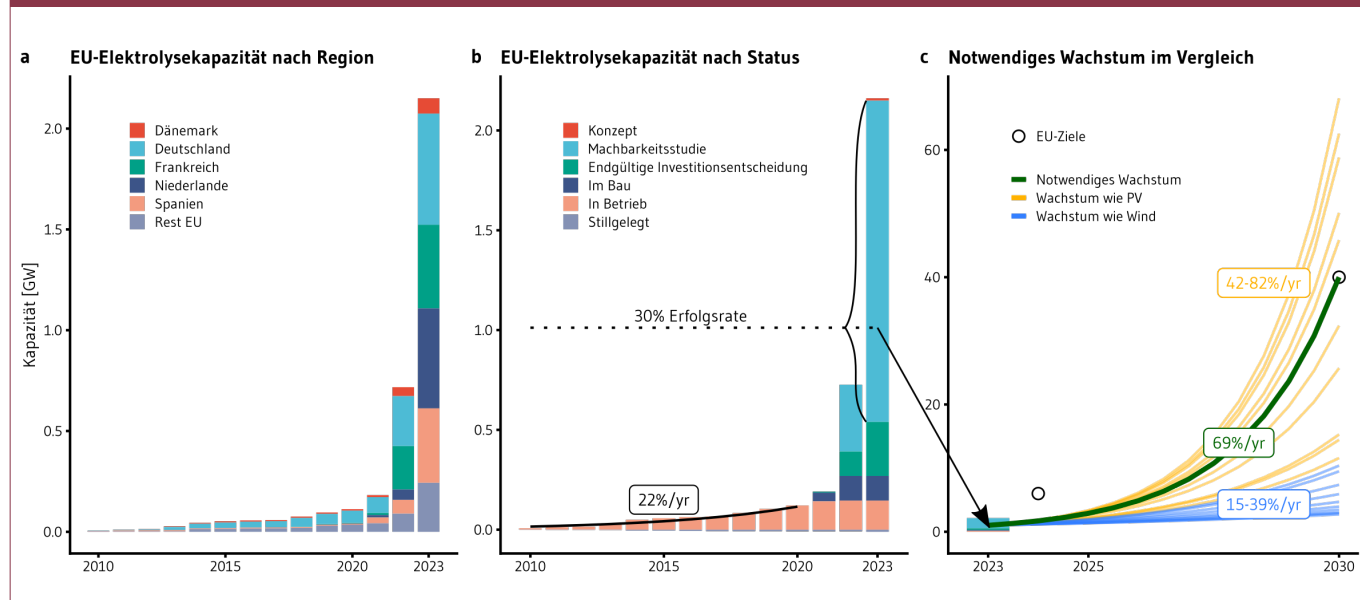
### 2.3. Markthochlauf von grünem Wasserstoff

Vor dem Hintergrund der Dringlichkeit von THG-Emissionsreduktionen in Deutschland, der EU und der Welt, nimmt die Geschwindigkeit der Technologieentwicklung und -skalierung eine Schlüsselrolle bei der Bewertung von Klimaschutzoptionen ein. Für grünen Wasserstoff und E-Fuels ist diese Frage besonders relevant, da diese neuen Energieträger noch nicht großskalig ver-

fugbar sind und Teile der Produktionstechnologien erst als Prototypen erprobt werden (z.B. DAC für E-Fuels). Eng damit verknüpft sind Einschätzungen zur zukünftigen Kostenentwicklung und Wettbewerbsfähigkeit. Zu beidem, Mengen und Kosten, gibt es in der Debatte eine große Spannweite von Einschätzungen, die oft als Argument für die eigene Position, z.B. für einen fokussierten oder breiten Einsatz von Wasserstoff, genutzt werden.

Die gegensätzlichen Einschätzungen zur Verfügbarkeit und Kosten von Wasserstoff und E-Fuels verlieren jedoch deutlich an Widersprüchlichkeit, wenn die zeitliche Dimension der zugrundeliegenden techno-ökonomischen Aussagen berücksichtigt wird. So sind die großen Innovationspotenziale für Kostenreduktionen, zum Beispiel bei der Elektrolyse, sowie die langfristig potenziell hohen Erzeugungsmengen weitgehend Konsens. Die Frage ist nur, *wann* eine Art Durchbruch hin zu günstigem und verfügbarem grünem Wasserstoff erreicht wird. Die scheinbar gegensätzlichen Label in der Debatte von Wasserstoff als „Champagner“ (knapp und teuer) oder „Tafelwasser“ (verfügbar und günstig) widersprechen sich also nicht zwangsläufig, sondern bedürfen mindestens einer Spezifizierung des Zeitpunktes.

Abbildung 6: Ausbauszenarien für Elektrolysekapazität in der EU (Odenweller et al., in Vorbereitung). Die Kurvenscharen für Solar-PV und Wind entsprechen den historischen 7-Jahres-Wachstumsraten zwischen 1996-2010. Daten basierend auf der IEA Hydrogen Projects Database (IEA, 2021) sowie des bp Statistical Review of World Energy 2020 (BP, 2020).



Als Schlüsseltechnologie zur Herstellung von grünem Wasserstoff und E-Fuels kommt der Elektrolyse eine zentrale Rolle für die Bewertung der zeitlichen Verfügbarkeit zu, sodass der Hochlauf der Elektrolysekapazität einen wichtigen Engpass darstellt. Bisher werden Elektrolyseure noch nicht in industrieller Serienproduktion gefertigt, wobei mehrere Unternehmen dieses Jahr die Inbetriebnahme oder den Bau von großen „Giga factories“ angekündigt haben. Der Großteil fertiggestellter Elektrolyseprojekte liegt deutlich unter 10 MW, der weltgrößte Elektrolyseur im Betrieb hat 20 MW elektrische Leistung. Ende 2021 stehen in der EU voraussichtlich 180 MW Elektrolysekapazität und somit etwa 0,5 % des für 2030 abgestrebten 40 GW-Ziels. Auch wenn es gelingt, dieses Ziel zu erreichen, würden die resultierenden Wasserstoffmengen nur etwa 1 % der Endenergienachfrage (inklusive stofflicher Nachfrage) der EU decken können.

Eine wichtige Frage ist, ob die Elektrolyse-Fertigung kurz vor einem Durchbruch steht und wie sich dieser auf die Mengen und Kosten übertragen könnte. Hauptgrund für Optimismus ist die aktuelle Dynamik bei der Entstehung und Ankündigung neuer Elektrolyse- oder E-Fuel-Projekte in Deutschland, der EU und weltweit. Während die historischen Wachstumsraten von Elektrolysekapazität in der EU bis 2020 bei 22% pro Jahr lagen, wird sich diese in 2021 voraussichtlich auf etwa 60 % verdreifachen.

Für die nächsten Jahre gibt es zahlreiche Projektankündigungen, die eine Vervielfachung der Elektrolysekapazität in 2022 und eine weitere Verdreifachung in 2023 im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr in Aussicht stellen (IEA, 2021). Allerdings wurde die endgültige Investitionsentscheidung für 80 % der angekündigten Kapazitäten in 2023 noch nicht getroffen, sodass schwer einzuschätzen ist, welche Projekte tatsächlich realisiert werden und wie steil die Wachstumskurve sein wird (Abbildung 6b). Die Ankündigungen können als ein Signal der Bereitschaft von Unternehmen oder Investoren interpretiert werden, falls private Ko-Finanzierungen und politische Rahmenbedingungen (Regulierung und Förderungen) die Wasserstoffanwendungen in

Zukunft wettbewerbsfähig machen. Da die Unsicherheit der Realisierung für spätere Projektankündigungen zunimmt, betrachten wir bei der folgenden Analyse 2023 als Stichjahr.

Für 2023 nehmen wir dabei an, dass alle Projekte, die bereits im Bau sind oder für die eine endgültige Investitionsentscheidung

vorliegt sowie 30 % der Projekte ohne Investitionsentscheidung, rechtzeitig fertiggestellt werden. Die danach erforderliche jährliche Wachstumsrate im Zeitraum 2024 bis 2030 zur Erreichung des EU-Ziels von 40 GW Elektrolyse in 2030 beträgt knapp 70 %. Die erforderliche Wachstumsrate für Elektrolyse ist damit doppelt so groß wie die für Wind-

### Box 1: Kann Elektrolyse noch schneller wachsen als Solar-PV in ihrer „Boomphase“ 1996-2010?

Pro	Contra
<p><b>Handlungsdruck.</b> Der Druck zu schnellem Handeln ist jetzt größer als um die Jahrtausendwende. Die politischen Weichenstellungen wie steigende CO<sub>2</sub>-Preise, spezifische Förderung und Regulierung könnten noch stärker wirken als die historische Förderung für Solar-PV (z.B. im Erneuerbare-Energien-Gesetz).</p>	<p><b>Neuer Energieträger.</b> Wasserstoff ist ein neuer Energieträger, keine Energiequelle, sodass die Nachfrageseite gleichzeitig mit der Angebotsseite und neuer Infrastruktur aufgebaut, koordiniert und gefördert werden muss, wobei neue Märkte und Governance-Strukturen erforderlich sind (Knodt et al., 2021). Diese Prozesse sind zeitaufwendig.</p> <p>Solar-PV-Anlagen haben mit Strom ein ökonomisches Gut produziert, für das es schon eine Nachfrage und ein System gab. Solar-PV-Anlagen können vergleichsweise einfach in ein etabliertes Stromsystem integriert werden (Wechselrichter und Netzanschluss).</p>
<p><b>Große Investoren.</b> Die Bereitschaft insbesondere großer etablierter Unternehmen und Investoren in Wasserstoff zu investieren scheint derzeit größer als insbesondere in den Anfangszeiten von Solar-PV. Ein Grund dafür sind Unternehmensinteressen daran, mit Wasserstoff und E-Fuels teilweise fossile Infrastrukturen und Verbrennungstechnologien weiter nutzen zu können.</p>	<p><b>Internationale Koordination.</b> Ein Großteil der Wasserstoffnutzung wird aus Ländern importiert werden müssen, die bessere EE-Potenziale haben als Deutschland. Das bedarf internationaler Koordination, z.B. in Form von bilateralen Projekten. Gerade internationale Großprojekte weisen jedoch erfahrungsgemäß lange Vorlaufzeiten auf. Die Klärung und das Monitoring, welcher Wasserstoff aus Elektrolyse als grün gelten kann, stellt eine zusätzliche Herausforderung dar. Zudem benötigen die meisten potenziellen Exportländer ihre besten EE-Ressourcen selbst, um zunächst fossile Energieträger in ihrer heimischen Stromversorgung zu ersetzen.</p>
<p><b>Gesellschaftliche Akzeptanz.</b> Da die strombasierten Kraftstoffe Wasserstoff und E-Fuels in Zukunft über weite Strecken via Schiff oder Pipeline transportiert werden können, können EE-Potenziale im weniger dicht besiedelten Ausland genutzt werden. Somit kann die Frage der sozialen Akzeptanz im Vergleich zum heimischen EE-Ausbau entschärft werden.</p>	<p><b>Konkurrenz aus verschiedenen Richtungen.</b> Grüner Wasserstoff konkurriert nicht nur mit fossilen Kraft- und Brennstoffen, sondern auch mit den alternativen Klimaschutzoptionen der direkten Elektrifizierung und blauem Wasserstoff, der derzeit günstiger als grüner Wasserstoff produziert werden kann.</p>

kraft und etwa gleich groß wie die von Solar-PV während der dynamischen Wachstumsphasen am Anfang ihrer Expansion im Zeitraum 1996-2010 (BP, 2020). In Box 1 listen wir Pro- und Kontra-Argumente für die These auf, dass die Elektrolyse schneller wachsen könnte als Solar-PV in ihrer „Boomphase“.

Es ist eine robuste Erkenntnis aus der historischen Diffusion von Energietechnologien, dass es auch bei großer Dynamik, hohen Wachstumsraten und substantieller politischer Förderung Jahrzehnte dauert, bis aus gesamtsystemischer Sicht, zum Beispiel verglichen mit der Endenergienachfrage, signifikante Mengen erreicht werden können. Der globale Ausbau der Kapazität von den erfolgreichen Technologien Windkraft und Solar-PV hat nach etwa 20 Jahren zu einem aktuellen Anteil von 5 % im globalen Primärenergiemix<sup>15</sup> (Deutschland: etwa 10 %) und knapp 10 % im globalen Strommix (Deutschland: etwa 35 %) geführt.

Die Unsicherheit beim Hochlauftempo der Elektrolysekapazität in außereuropäischen Wasserstoff-Importländern, die in vielen Szenarien eine bedeutende Rolle spielen, übersteigt noch jene für

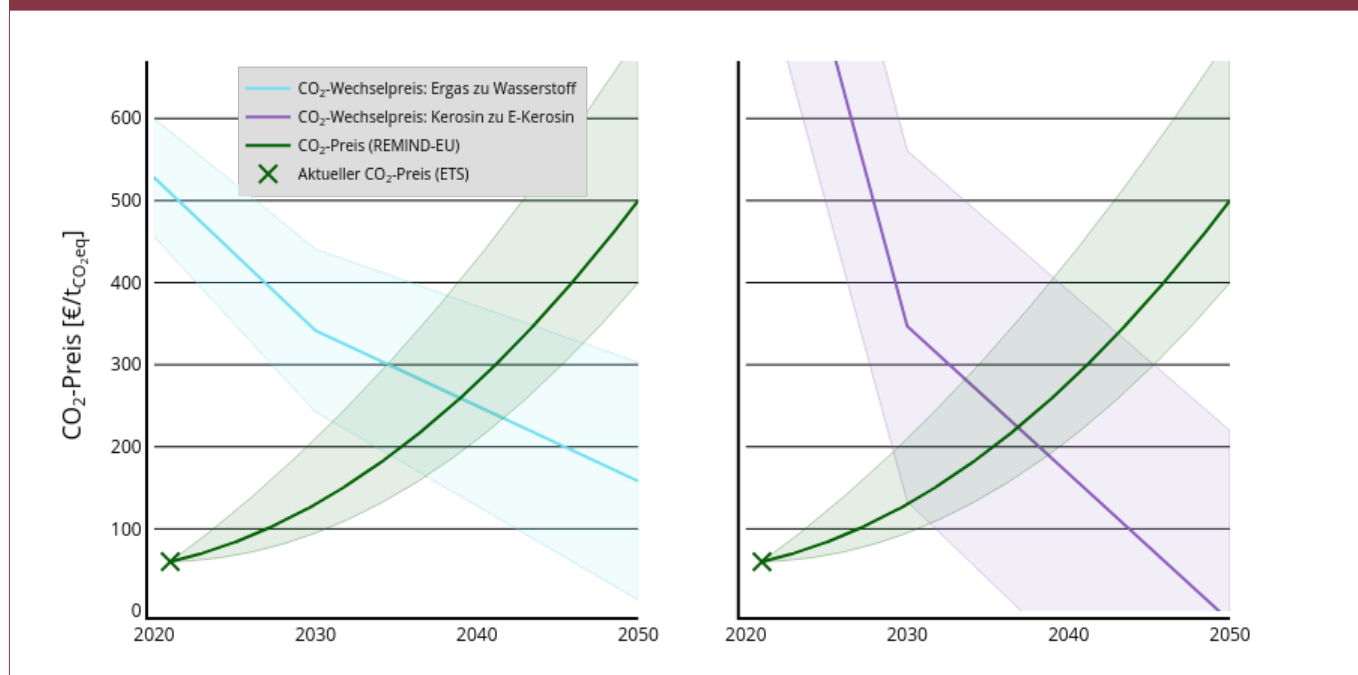
Deutschland und die EU. Für Länder des globalen Südes mit hohen EE-Potenzialen gibt es zusätzliche Herausforderungen, wie hohe Finanzierungskosten, fehlende Infrastrukturen und der Mangel an entsprechend ausgebildeten Fachkräften. Zudem werden für den Schiffstransport von Wasserstoff zusätzliche Technologien zum Einsatz kommen, die noch nicht industriell ausgereift sind (z.B. „Liquid Organic Hydrogen Carriers“ oder Ammoniak-Cracker).

Auch wenn massive politische Förderung von Elektrolyse-Projekten und Wasserstoffinfrastruktur die Dynamik beschleunigen kann, ist es daher trotz aller techno-ökonomischer Unsicherheiten wahrscheinlich, dass in 2030 nur begrenzte Mengen von grünem Wasserstoff verfügbar sein werden. Ein Durchbruch hin zu großen Mengen ist erst nach 2030 wahrscheinlich. Der Zeitpunkt für einen solchen Durchbruch ist aus heutiger Sicht jedoch unsicher.

Der Hochlauf des Angebots von grünen E-Fuels ist im Vergleich zu Wasserstoff zusätzlich dadurch beschränkt, dass es nachhaltiger, das heißt atmosphärischer CO<sub>2</sub>-Quellen, bedarf. Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Luftabscheidung (Direct Air Capture,

DAC) werden dabei als die vielversprechendste Option gehandelt. Anfang Oktober 2021 wurde in Werlte im Emsland die weltweit erste E-Kerosin-Anlage weltweit in Betrieb genommen, die als CO<sub>2</sub>-Quelle unter anderem eine DAC-Anlage integriert. Bei Erreichen des Regelbetriebs soll die Anlage eine Tonne E-Kerosin pro Tag herstellen, was jedoch nur ausreicht, um etwa 0,004 % des in Deutschland getankten Kerosins von 10 Millionen t pro Jahr zu decken (Pobst et al., 2019).<sup>16</sup> Weitere E-Fuel-Produktionsanlagen sind in Norwegen (Norsk E-Fuel) und Chile (Haru Oni) geplant. Jedoch ist insbesondere die DAC-Technologie in ihrer Entwicklung noch weniger weit fortgeschritten als die Elektrolyse. Die hohen Kosten sowie die niedrige Anzahl an weltweiten Projekten und Unternehmen machen DAC zum schwächsten Glied in der Angebotskette von E-Fuels. Der Hochlauf von E-Fuels ist somit wahrscheinlich deutlich langsamer als der der Elektrolyse. Die Nutzung gestaltet sich dafür jedoch teilweise einfacher, da E-Fuels nur wenige neue Infrastrukturen für Transport, Verteilung und Endnutzung bedürfen.

Abbildung 7: Benötigte CO<sub>2</sub>-Wechselpreise von grünem Wasserstoff mit Erdgas (links) und E-Kerosin mit konventionellem Kerosin (rechts), im Vergleich zu CO<sub>2</sub>-Preis-Trajektorien (gemäß Szenarien des REMIND-EU-Modells (Ariadne, 2021)).



Die schattierten Bereiche zeigen Unsicherheitsbereiche für die jeweiligen Trajektorien. Die CO<sub>2</sub>-Wechselpreise berechnen sich anhand der aktuellen Preise und Lebenszyklus-THG-Emissionen von Erdgas und Kerosin sowie den erwarteten Produktionskosten und Lebenszyklus-THG-Emissionen von Wasserstoff und E-Kerosin (Erdgaspreis: 20€/MWh; Kerosinpreis: 746.33 US\$/t = 53 €/MWh, Quelle: IATA; Direktkosten Wasserstoff: 105–48€/MWh (2020–2050), Direktkosten E-Kerosin: 207–50€/MWh, Quelle: Ueckerdt et al., 2021).

## 2.4. Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff

Der Ausbau der weltweiten Elektrolyse- und E-Fuel-Kapazität wird dadurch gehemmt, dass die meisten Anwendungen von grünem Wasserstoff und E-Fuels, trotz zu erwartender Kostensenkungen vor 2030 ohne eine direkte Förderung wahrscheinlich noch nicht wettbewerbsfähig sein werden. Steigende CO<sub>2</sub>-Preise reduzieren zwar zunehmend die Mehrkosten im Vergleich zu fossilen Alternativen, reichen aber bis 2030 wahrscheinlich nicht aus, um die „Wettbewerbslücke“ zu schließen und Kostenparität zu erreichen.

Anhand zweier Beispiele illustrieren wir zunächst die Wettbewerbsfähigkeit mit fossilen Alternativen. Abbildung 7 zeigt dazu Trajektorien für CO<sub>2</sub>-Preise zusammen mit „CO<sub>2</sub>-Wechselpreisen“ für den Wechsel von Erdgas zu Wasserstoff bei Wärmeanwendungen in Gebäuden oder der Industrie (links) und von Kerosin zu E-Kerosin im Flugverkehr (rechts). Der CO<sub>2</sub>-Wechselpreis ist der notwendige CO<sub>2</sub>-Preis, bei dem ein CO<sub>2</sub>-armer Energieträger mit einem fossilen Energieträger Kostenparität erreicht und somit wettbewerbsfähig wird. Dabei ist zu beachten, dass diese Betrachtung ausschließlich die spezifischen Kosten und den Heizwert der Energieträger berücksichtigt, wohingegen die Kosten der teilweise erforderlichen anwendungsseitigen Umstellungen und Anpassungen der Infrastrukturen nicht enthalten sind. Das Absinken der CO<sub>2</sub>-Wechselpreise in der Zeit basiert auf Innovationen und Kostenreduktionen bei der industriellen Wasserstoff- und E-Fuel-Produktion, die nur mit einem massiven Markthochlauf realisiert werden können.

Auch bei Berücksichtigung der großen Unsicherheiten zeigen die Daten, dass für die beiden Anwendungen bis 2030 allein auf Basis eines CO<sub>2</sub>-Preises von 100-200 Euro/tCO<sub>2</sub> keine Wettbewerbsfähigkeit zu erwarten ist. Die Schnittpunkte (in Abbildung 7) kennzeichnen den Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit im Sinne von Kostenparität von Wasserstoff und E-Fuels mit fossilen Alternativen.

Die Wettbewerbsfähigkeit ist dabei in denjenigen Anwendungen besser, die bereits heute Wasserstoff nutzen, der meistens aus Erdgasreformation hergestellt wird, da dieser Umwandschritt bei grünem Wasserstoff entfällt. Dadurch kann z.B. in der Ammoniakproduktion schon früher Kostenparität erreicht werden, da grüner Wasserstoff hier mit grauem Wasserstoff konkurriert, der teurer und CO<sub>2</sub>-intensiver ist als Erdgas (Fasili et al., 2021).

Die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff hemmt auch den Markthochlauf der Elektrolyse, da Wasserstoff in vielen Bereichen mit der direkten Elektrifizierung konkurriert. Während stoffliche Bedarfe der Industrie nur über Energieträger wie Wasserstoff und E-Fuels gedeckt werden können, können die meisten energetischen Bedarfe auch über Strom gedeckt werden. Der Wettbewerb zwischen Strom und Wasserstoff hängt hierbei stark vom jeweiligen Anwendungsbereich ab, der hier kurz aus einer reinen Kostenperspektive heraus diskutiert werden soll.

1. Bei **Pkw** ist der Strombedarf des Wasserstoffpfads durch die Verluste bei der Elektrolyse, Transport, Speicherung und Verstromung in der Brennstoffzelle um einen Faktor 3 höher als bei batterieelektrischen Fahrzeugen. Darüber hinaus sind Brennstoffzellenfahrzeuge technisch komplexer und wartungsintensiver. Besonders für Nutzer mit der Möglichkeit, das Fahrzeug zu Hause in Kombination mit einer eigenen PV-Anlage zu laden, sind die spezifischen Energiekosten batterieelektrischer Fahrzeuge attraktiv. Insgesamt ist mit hoher Sicherheit davon auszugehen, dass Wasserstofffahrzeuge im reinen Kostenvergleich nicht mit batterieelektrischen Fahrzeugen konkurrieren werden können. Obwohl Wasserstofffahrzeuge zukünftig in bestimmten Nischen relevant werden können, besteht über alle Studien hinweg große Einigkeit, dass das Pkw-Segment von Batteriefahrzeugen dominiert werden wird.
2. Beim **Schwerlastverkehr** ist derzeit noch nicht klar, welche Ansätze sich

in Zukunft durchsetzen werden. Während in früheren Analysen und Szenarien der Schwerlastverkehr langfristig häufig mit Brennstoffzellen-Lkws und Wasserstoff versorgt wurde, entwickelt sich das Segment der batterieelektrischen Lkw in den letzten Jahren sehr dynamisch. Gerade im Bereich der Zustellerfahrzeuge von Logistikunternehmen waren starke Zuwächse zu verzeichnen, so dass derzeit bereits 32.000 elektrische Lkw zugelassen sind, ein Großteil davon jedoch für kleine Nutzlasten. Zeitgleich sind fast keine Wasserstoff-Lkw in Betrieb (Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt). Offen ist jedoch die Frage, ob bzw. wann das Segment der 40-Tonner elektrifiziert werden kann, die für das Gros der Emissionen des Schwerlastverkehrs verantwortlich sind; hierbei spielt die erforderliche große Batterie eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Mehrere große Hersteller haben die Entwicklung von Wasserstofftrucks zugunsten von e-Trucks eingestellt oder heruntergefahren, Anfang dieses Jahres z. B. Scania<sup>17</sup>. Das Ziel für den europäischen Markt sind dabei Fahrzeuge, die viereinhalb Stunden fahren, dann innerhalb von 45 Minuten aufgeladen werden können und somit die vorgeschriebenen Fahr- und Pausendauern in der EU ausnutzen können. Gelingt die Entwicklung dieser Fahrzeuge, ist nicht davon auszugehen, dass Wasserstoff-Lkw in Europa eine Rolle spielen werden; misslingt sie, sind Wasserstoff-, E-Fuel- oder Oberleitungs-Lkw unumgänglich.

3. Im **Gebäudesektor** konkurriert Wasserstoff bei der Wärmeversorgung mit einer Reihe von Alternativen, deren Bewertung oft von den Randbedingungen vor Ort abhängen wird. Sofern eine Versorgung mit Wärmepumpen möglich ist, ist deren Strombedarf um ein Vielfaches geringer als bei der Versorgung mit Wasserstoff. Dieser Kostenvorteil wird bei Bestandsgebäuden jedoch durch energetische Sanierungsmaßnahmen geschmälert, die oftmals erforderlich sind, um Wärmepumpen effizient einsetzen zu können. Allerdings bedarf

es oft nur vergleichsweise kleiner Maßnahmen wie des Austausches ineffizienter Heizkörper, um ein Gebäude mit einer Wärmepumpe beheizen zu können (Mellwig et al., 2021). Eine tiefere Sanierung und Dämmung (z.B. gemäß EH-55 Standard) ist dann nicht erforderlich, bringt aber zusätzliche Effizienzvorteile. In dicht besiedelten Gebieten bietet sich eine Versorgung mit Wärmenetzen an, in deren Wärmebereitstellung der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen und Wärmekraftmaschinen zukünftig eine Rolle spielen kann. Auch hier konkurriert Wasserstoff allerdings mit Großwärmepumpen, die mittel- bis langfristig vermutlich die Erzeugungsseite dominieren werden (Gerhardt et al., 2021), sowie anderen Optionen wie Geo- und Solarthermie.

4. Im **Industriesektor** wird Wasserstoff für die stoffliche Nutzung und als Reduktionsmittel bei der Stahlproduktion notwendig sein. Bei der Erzeugung von Prozesswärme konkurriert Wasserstoff mit der direkten Elektrifizierung. Bedeutsame Technologiebereiche sind die Erzeugung von Warmwasser und Prozessdampf bis etwa 500 °C (Endenergiebedarf 2018: 215 TWh) und Hochtemperaturanwendungen bis über 1.000 °C (Endenergiebedarf 2018: 255 TWh). Beide Anwendungsbereiche werden aktuell maßgeblich mit Erdgas und anderen fossilen Energieträgern versorgt. Viele Bereiche der Prozessdampferzeugung können direkt elektrifiziert werden und dabei zum Teil relevante Effizienzgewinne ermöglichen; so erreichen Hochtemperaturwärmepumpen heute bereits bis zu 180 °C. Dies ist bei vielen Trocknungsprozessen der Fall, z. B. bei der Papierherstellung und in der Nahrungsmittelindustrie. Weitere Bereiche können zwar elektrifiziert werden, weisen aber keine bedeutenden Effizienzgewinne auf, da die erforderlichen Temperaturen für Wärmepumpen zu hoch sind. Weitere Anwendungen, insbesondere in sehr hohen Temperaturbereichen und in Industrieöfen mit hohen Wärmedichten, lassen sich absehbar nicht vollständig elektrifi-

zieren. Eine Reduktion des Brennstoffbedarfs kann jedoch durch elektrische Vorwärmung realisiert werden. Insgesamt ist die Wettbewerbsposition von Wasserstoff gegenüber Strom in der Prozesswärme tendenziell umso besser, je höher die für den jeweiligen Prozess erforderlichen Temperaturen sind.

Jenseits der volkswirtschaftlichen Perspektive hängen die Entscheidungen für oder gegen Wasserstoff auf der betriebswirtschaftlichen Ebene stark von der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens ab. Hier bestünde durch gezielte Förderung die Möglichkeit, Wasserstoff zumindest regulatorisch in bestimmten Bereichen wettbewerbsfähig gegenüber einer Elektrifizierung zu machen. Der wesentliche Treiber für eine solche Ausgestaltung läge in dem Ziel, die etwaigen systemischen Belastungen einer schnell ansteigenden Elektrifizierung zu begrenzen. So könnte eine tiefe Elektrifizierung der industriellen Hochtemperaturwärme zu punktuell sehr hohen Strombedarfen in Regionen mit ohnehin starkem Strombedarf führen (z.B. Ruhrgebiet).

Für alle Anwendungen ist zudem zu beachten, dass die heimischen Strompreise in Zukunft möglicherweise weniger stark den Preisschwankungen internationaler Energiemärkte ausgesetzt sind. Ein Energiesystem, das auf sehr hohen EE-Stromanteilen basiert, verursacht hauptsächlich Kapitalkosten, die verhältnismäßig gut planbar sind. In internationalen Wasserstoffmärkten könnte ein höheres Preisrisiko entstehen, insbesondere in der Anfangszeit der 2030er Jahre, in denen diese Märkte voraussichtlich noch wenig liquide sein werden.

### 3. ECKPUNKTE EINER ANPASSUNGSFÄHIGEN WASSERSTOFFSTRATEGIE

In den bisherigen Kapiteln haben wir argumentiert, dass der Pfad zur Erreichung der 2030-Klimaziele recht schmal und die notwendigen technologischen Schritte klar erkennbar sind. Nach 2030 gibt es eine Reihe möglicher Pfade, die langfristig zu sehr unterschiedlichen Energiesystemen führen können. Die zukünftige Rolle des neuen Energieträgers Wasserstoff ist dabei von techno-ökonomischen Unsicherheiten sowohl der zukünftigen Mengen und Preise von grünem Wasserstoff und E-Fuels als auch potenzieller Grenzen der direkten Elektrifizierung geprägt. Dies spiegelt sich in der Debatte in unterschiedlichen Einschätzungen zur zukünftigen Rolle von Wasserstoff wider.

Wir schlagen vor, in der öffentlichen und politischen Debatte zu akzeptieren, dass die langfristige Rolle von Wasserstoff und E-Fuels aus heutiger Sicht in Teilen des Energiesystems noch nicht vollständig absehbar ist und daraus die Konsequenzen für eine robuste Klimaschutzstrategie zu ziehen. Die Wasserstoffstrategie sollte in eine Klimaschutzstrategie eingebettet werden, die sich nicht auf ein einzelnes präferiertes Wasserstoff-Leitbild oder einen langfristigen Pfad des Energiesystems festlegt.

Stattdessen sollte die Politik mit einer *anpassungsfähigen* Wasserstoffstrategie gemeinsame Lernprozesse mit der Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft

auslösen und adaptiv auf Basis neuer Erkenntnisse entscheiden. Diese Strategie fußt zunächst darauf, dass es bereits gesicherte Erkenntnisse über Elemente gibt, die trotz aller Unsicherheiten gemeinsamer Teil aller Szenarien und Analysen sind. Eine Reihe solcher „No-Regret-Elemente“ müssen konsequent umgesetzt werden. Die dafür notwendigen Richtungsentscheidungen führen bereits in den nächsten Jahren zu neuen Erkenntnissen über zukünftige Technologiekosten, Diffusionsgeschwindigkeiten oder Potenzialgrenzen.

Darüber hinaus sollten Innovationen zu Wasserstoffanwendungen oder Elektrifizierung über Forschungs- und Pilotprojekten auch in den Bereichen gefördert werden, für die noch unsicher ist, ob der jeweilige Energieträger dort eine Rolle spielen kann oder sollte. Dabei sollten noch keine Vorentscheidungen getroffen werden, um Pfadabhängigkeiten zu vermeiden. Trotz der Unsicherheiten können teure „Lock-ins“ dann weitgehend vermieden werden, wenn die bestehende (In-)Flexibilität beim Wechsel von Energieträgern beachtet bzw. genutzt wird. Der technologische Fortschritt sollte dann stetig überprüft und die Gesamtstrategie entsprechend angepasst werden.

Wir schlagen hier fünf Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie vor, die diesen Leitlinien folgen und der

neuen Bundesregierung helfen sollen, durch den von Unsicherheiten geprägten Szenarienraum zu navigieren.

1. Das Angebot – vor allem Importe – von grünem Wasserstoff- und E-Fuels mit Nachdruck entwickeln.
2. In den nächsten Jahren den knappen Wasserstoff prioritär in Industrie, Flug- und Schiffsverkehr verwenden.
3. Schrittweise über eine Verbreiterung des Wasserstoff-Einsatzes entscheiden.
4. Die direkte Elektrifizierung und den heimischen EE-Ausbau deutlich beschleunigen.
5. Die Option einer „Blauen Wasserstoffbrücke“ mit regulativen Kriterien entwickeln.

Die Eckpunkte 1, 2 und 4 empfehlen die konsequente Umsetzung von „No-Regret-Elementen“ für die indirekte und direkte Elektrifizierung. Eckpunkt 3 beschreibt das adaptive Vorgehen und die Flexibilität für eine schrittweise potenzielle Verbreiterung des Wasserstoff- und E-Fuel-Einsatzes. Eckpunkt 5 nennt Kriterien für eine potenzielle „blaue Wasserstoffbrücke“, die die mittelfristigen Spielräume von Wasserstoff etwas erweitern kann.

Erst schrittweise wird sich so zeigen, welche Wasserstoffpfade tragfähig sein werden. Aufgrund der Dringlichkeit und Tiefe der notwendigen Transformation und gleichzeitig techno-ökonomischen Herausforderungen, erscheint es plausibel, dass sich die aus heutiger Sicht großen langfristigen Szenario-Bandbreiten zunehmend zu einem schmalen realisierbaren Lösungsraum reduzieren.

Die neue Bundesregierung sollte daher eine sehr aktive Rolle bei der Gestaltung der Transformation spielen. Insbesondere sollten gezielt und mit Nachdruck die Engpässe sowohl beim Wasserstoff- und E-Fuel-Angebot als auch die Barrieren bei der direkten Elektrifizierung aufgelöst werden, um die Potentiale der Technologien auszureizen. Technologiespezifische Regulierung und Förderung sind dabei unumgänglich. Gleichzeitig ist ein starker Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises notwendig, damit dieser zunehmend auch nachfrageseitige Transformationen in Indus-

trie, Verkehr und Gebäuden anstoßen kann. Eine zentrale Rolle bei der Koordination zwischen Elektrifizierung, Wasserstoff und E-Fuels kann der CO<sub>2</sub>-Preis dann übernehmen, wenn die komplexen Energie- und Kohlenstoffflüsse eines sektorgekoppelten Energiesystems in eine hohe und umfassende CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingebettet sind.

Ein Teil der aktuellen Wasserstoff-Debatte ist nicht nur klimapolitisch, sondern auch industrie- und wirtschaftspolitisch motiviert, und darin von den Partikularinteressen einzelner Unternehmen und Stakeholder beeinflusst. Eine möglichst breite Rolle von Wasserstoff und E-Fuels und die Entwicklung von blauem Wasserstoff stehen insbesondere im Interesse von Unternehmen mit Geschäftsfeldern wie Öl und Gas, dem Betrieb fossiler Infrastrukturen (z.B. Gasnetze) und Verbrennungstechnologien. Allerdings ergeben sich unternehmerische und gesamtwirtschaftliche Risiken aus den Unsicherheiten darüber, inwieweit fossile Infrastrukturen, Verbrennungstechnologien und blauer Wasserstoff zum Teil der Klimälösung werden. Einseitige, strukturalistische Wirtschaftspolitik könnte Lock-ins, Fehlinvestitionen und „Stranded Assets“ sowie hohe Kosten für Konsument:innen zur Folge haben.

Chancen im Wasserstoff-Bereich für deutsche Unternehmen und die Gesamtwirtschaft ergeben sich insbesondere dann, wenn die Wasserstoffstrategie auch aus klimapolitischer Perspektive robust ist. Nur dann werden sich hohe weltweite Nachfragen nach deutschen Wasserstofftechnologien auf dem Weg zur globalen Klimaneutralität materialisieren. Nachhaltige Wirtschaftspolitik sollte neben Wasserstofftechnologien auch die wirtschaftlichen Chancen der direkten Elektrifizierung nutzen. Batterietechnik, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie die digitalisierte Integration und flexible Steuerung eines elektrifizierten Energiesystems haben schon heute großes Innovations- und Exportpotenzial für deutsche Unternehmen.

### 3.1. Das Angebot – vor allem Importe – von grünem Wasserstoff- und E-Fuels mit Nachdruck entwickeln.

Nur wenn das Angebot von grünem Wasserstoff und E-Fuels schnell und mit Nachdruck entwickelt wird, können diese noch jungen Energieträger eine wichtige Säule der Energieversorgung werden. Dabei muss jedoch klar sein, dass strombasierte Kraftstoffe bis 2030 aller Voraussicht nach nur einen kleinen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten werden. Die Technologieentwicklung und die Marktdiffusion müssen dennoch schon heute mit politischer Unterstützung forciert werden, damit diese Optionen dann nach 2030 eine zunehmende Klimaschutzwirkung entfalten können.

Dass 80 % der in der EU angekündigten Elektrolysekapazität für 2023 noch nicht mit einer finalen Investitionsentscheidung gesichert wurden (siehe Kapitel 2.3), zeichnet das Bild einer Industrie, die bereit ist zu investieren, wenn die politischen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der Investitionen sicherstellen. Dabei gibt es aus ökonomischer Perspektive drei wichtige Marktversagen, die politische Instrumente nötig machen:

1. **Zu niedrige und unsichere CO<sub>2</sub>-Preise.** Wie in Kapitel 2.4 dargestellt, werden CO<sub>2</sub>-Preise bis mindestens 2030 wahrscheinlich nicht ausreichend steigen, um die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff mit fossilen Energieträgern zu ermöglichen. Zwar können Investor:innen sehr hohe CO<sub>2</sub>-Preise nach 2030 antizipieren, jedoch verbleibt Unsicherheit über die Höhe zukünftiger CO<sub>2</sub>-Preise. Ein Teil dieser Unsicherheit ist regulatorische Unsicherheit, die aus der Frage resultiert, ob die Politik auf nationaler und EU-Ebene bereit sein wird, CO<sub>2</sub>-Preise in einer Höhe zu akzeptieren oder durchzusetzen, die den teilweise sehr hohen Grenzvermeidungskosten einiger Anwendungen entspricht.
2. **Technologie-Spillover-Effekte und Last Mover Advantage.** Es bedarf gezielter Innovationspolitik, da Schlüsseltechnologien wie Elektrolyse oder CO<sub>2</sub>-Luftabscheidung noch am An-



fang ihrer Entwicklung und Marktdiffusion stehen. Es droht ein Wettbewerbsnachteil für diejenigen Unternehmen, die heute die hohen Anfangsinvestitionen auf sich nehmen, um Innovationen zu erzielen, von denen auch Konkurrenten durch sogenannte Spillover-Effekte (Caves, 2007) profitieren. Es stellt sich die Frage, wer bereit ist, das „Abfahren der Lernkurven“ hin zu niedrigeren Technologiekosten zu bezahlen und die damit verbundenen Investitionsrisiken zu tragen.

- 3. Infrastrukturunsicherheiten und Koordinationsbedarf.** Zudem gibt es große Unsicherheiten darüber, welche Importrouten, welche Transporttechnologien und -medien, und welche Infrastrukturen sich für Wasserstoff und E-Fuels mittel- und langfristig durchsetzen werden. Importe via Schiff könnten Produktionsmengen sogar aus Australien transportieren (Daiyan, R et al., 2021) und an großen Atlantik-, Mittelmeer- oder Nordseehäfen anlanden. Importe per Pipelines sind aus der MENA-Region, aber auch anderen Teilen Europas wie den Niederlanden und der iberischen Halbinsel, denkbar (BMW, 2021a). Die Marktakteure bei Wasserstoffangebot, -nachfrage und -infrastruktur müssen sich koordinieren und bedürfen teilweise politischer Unterstützung, um das „Henne-Ei-Problem“ zu lösen.

Wasserstoff gezielt politisch zu fördern ist deutlich schwieriger, als das beispielsweise bei Solar-PV-Anlagen der Fall war. Die Wirtschaftlichkeit und damit die Investitionsentscheidung von Wasserstoffprojekten hängen von verschiedenen Faktoren wie Kapitalkosten der Investition, Stromkosten, zukünftigen Nachfragemengen und -preisen sowie der Entwicklung der Infrastruktur ab. Neben techno-ökonomischen Risiken kommen derzeit insbesondere regulative Unsicherheiten hinzu. Daher ist es entscheidend, möglichst bald klare Rahmenbedingungen zu schaffen. Es gibt hierfür eine Reihe von Optionen für Regulierung oder Förderung, die entweder auf der

Angebots- oder Nachfrageseite sowie bei der Infrastruktur ansetzen und teilweise schon in der Entwicklung sind.

- 1. Stromkosten senken.** Maßnahmen können direkt die Kosten der Wasserstoffproduktion reduzieren, indem sie die Stromkosten reduzieren. Beispielsweise senkt die EEG-Umlagebefreiung die Stromkosten von Elektrolyseuren in Deutschland (Bundesregierung, 2021a). Aus ökonomischer Sicht effizient wäre eine umfassende Energiesteuerreform, die Steuern und Abgaben aller Energieträger für alle Anwendungen harmonisiert. Dabei sollte die aktuelle Mehrbelastung des zentralen Energieträgers „Strom“ aufgehoben werden. Soweit wie möglich sollten stündliche Strompreise an direkt und indirekt elektrifizierende Technologien weitergegeben werden, sodass Anreize geschaffen werden, diese neuen Stromnachfragen zu flexibilisieren.
- 2. Förderung von Investitionskosten.** Konkrete erste Wasserstoffgroßprojekte, viele davon im Bereich der Wasserstoffherzeugung, sollen durch das EU-Programm „IPCEI<sup>18</sup> Wasserstoff“ gefördert werden. Dabei werden in der ersten Phase 62 Vorhaben in Deutschland mit insgesamt 8 Mrd. Euro an Bundes- und Landesmitteln gefördert.<sup>19</sup>
- 3. „Contracts for Difference“.** Doppelauktionssysteme wie das anlaufende H2-Global-Programm (BMW, 2021b) sind Förderinstrumente, die einerseits die Lücke zwischen den Kosten von internationalen Produktionsanlagen und den Zahlungsbereitschaften von Nachfrageanwendungen in Deutschland decken („Contracts for Difference“-Ansatz, CfD). Andererseits unterstützt die Politik hier mit Hilfe eines nichtstaatlichen Intermediärs eine marktähnliche Koordination, die langfristige Lieferverträge und einen internationalen Wasserstoffmarkt vorbereiten kann.

- 4. Förderung und Regulierung der Nachfrage.** Förderungen auf der Angebotsseite sollten mit Instrumenten auf der Nachfrageseite verknüpft werden. Beschränkt man hingegen die Förderung auf die Angebotsseite, so droht mit subventioniertem Wasserstoff eine Verzerrung des Wettbewerbs in Anwendungen in denen die direkte Elektrifizierung Vorteile hat. Stattdessen bedarf es einer Priorisierung von No-Regret-Anwendungen für Wasserstoff (nächstes Kapitel 3.2). Instrumente wie die Betriebskostenförderung mit Klimaschutzverträgen (Carbon Contracts for Difference, CCfDs) (BMU, 2021) im Industriesektor schließen dort die Wettbewerbslücke von Schlüsseltechnologien und schaffen Anreize für deren Markteinführung. Gleichzeitig können sich diese gesicherten Wasserstoffnachfragen über erhöhte Zahlungsbereitschaften auf die Entwicklung der Angebotsseite übertragen. Das H2-Global-Programm und CCfDs sollten in dieser Weise gekoppelt werden.

- 5. Öffentliche Ko-Finanzierung der notwendigen No-Regret-Wasserstoffinfrastruktur.** Trotz der Unsicherheit können erste Aussagen zu No-Regret-Infrastrukturen in Deutschland getroffen werden. Verschiedene Untersuchungen zum Startnetz für Wasserstoff gehen von ersten Pipelines zwischen Nordrhein-Westfalen an die deutsche und niederländische Nordseeküste aus (Gils et al., 2021; Husarek et al., 2021). Das Wasserstoffstartnetz besteht dabei zu großen Teilen aus umgewidmeten Erdgasleitungen, deren Kapazität insbesondere durch die Marktraumumstellung und sinkende Erdgasproduktionskapazitäten verfügbar wird. Das Wasserstoffstartnetz hat damit räumlich auch die Möglichkeit an bestehende und dann umzuwidmende oder neu zu errichtende Untergrundkavernenspeicher in Norddeutschland angebunden zu werden. In den bestehenden Plänen sind jedoch sowohl Speicherkapazitäten als auch die Anbindung ans Ausland zumeist nicht in einem Maße enthalten, wie er für

<sup>18</sup> IPCEI: Important Projects of Common European Interest

<sup>19</sup> <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>

einen ambitionierten Hochlauf der Versorgung mit grünem Wasserstoff erforderlich ist. Eine weitere Klärung des Importbedarfs und der Handelspartner ist nötig, um die Infrastrukturpläne zu konkretisieren. Da jedoch das Wasserstoffsystem als Ganzes in den ersten Jahren substanzieller Förderung bedarf, gibt es keine gute Möglichkeit, die Kosten der Infrastrukturen auf die Nutzer umzulegen. Der Versuch einer Finanzierung über Netzentgelte würde letzten Endes nur den Förderbedarf an anderer Stelle erhöhen. Hier könnte eine stärkere staatliche Rolle in der Finanzierung, z.B. durch öffentliche Investitionsgesellschaften, Transparenz schaffen und Finanzierungskosten reduzieren.

Diese Maßnahmen können die Markteinführung in den nächsten Jahren unterstützen. Die Agora Energiewende schätzt den Förderbedarf für grünen Wasserstoff auf der Angebots- und Nachfrageseite in der EU mit 10-24 Milliarden Euro pro Jahr bis etwa 2030 (Agora, 2021). Sobald wie möglich sollten alle Technologien und Sektoren in eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingebettet sein, um die zunehmend komplexen Energie- und Kohlenstoffflüsse der Sektorenkopplung vollständig zu erfassen. Ein stark steigender CO<sub>2</sub>-Preis könnte in den 2030er Jahren zunehmend den Wettbewerb von Wasserstofftechnologien mit fossilen Energieträgern und der direkten Elektrifizierung koordinieren. Kriterien für flankierende Maßnahmen – zum Beispiel die Kopplung an den CO<sub>2</sub>-Preis, die bei CCfDs angelegt ist – können beim Übergang von einem Politikmix hin zu einer zentralen Funktion des CO<sub>2</sub>-Preises helfen (Edenhofer et al., 2021).

### 3.2. Fokussierung auf „No-Regret-Anwendungen“ auf der Wasserstoff-Nachfrageseite

Aufgrund der in Kapitel 2.3 dargelegten beschränkten Verfügbarkeit von Wasserstoff in den nächsten Jahren und der mittelfristigen Unsicherheit über Mengen und Preise sollte dieser zunächst priorisiert zur Deckung von „No-Regret-Nach-

fragen“ eingesetzt werden. Dies sind insbesondere Anwendungen, in denen eine direkte Elektrifizierung auch langfristig nicht möglich ist: die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie (Ammoniak, Primärstahl, chemische Grundstoffindustrie) und E-Fuels in der Petrochemie sowie im Flug- und Schiffsverkehr.

Gleichzeitig sollten Wasserstoffoptionen auch für andere Bereiche gezielt entwickelt und in Pilotprojekten erprobt werden. Solange jedoch nicht absehbar ist, ob und zu welchen Preisen strombasierte Energieträger verfügbar sein werden, sollte noch nicht auf eine breite Verfügbarkeit gesetzt werden. Über eine schrittweise Verbreiterung der Anwendungsfelder können Marktteilnehmer:innen und Politik in den nächsten Jahren entscheiden, wenn sich herauskristallisiert, welche Wasserstoffkosten und -mengen realisierbar sein werden (siehe Kapitel 3.3).

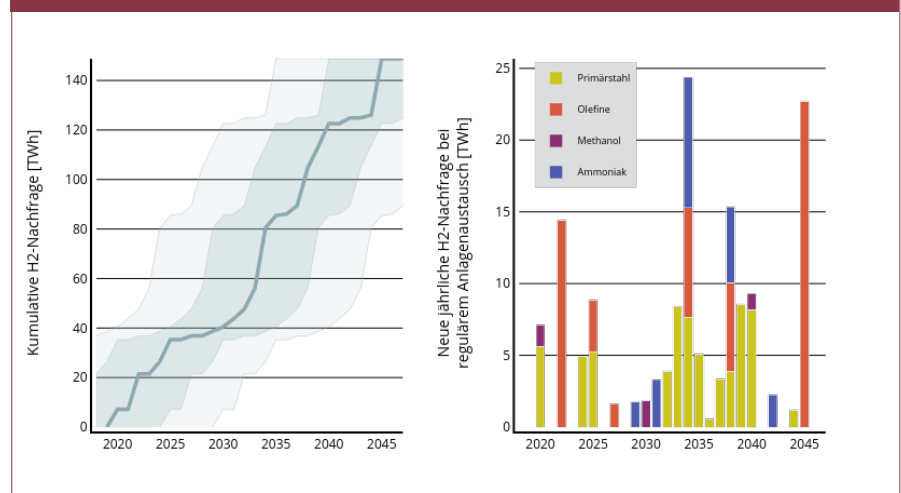
**Die „No-Regret-Nachfragen“ sind so groß, dass eine Fokussierung auf diese Bereiche nicht zu einem begrenzenden Faktor für den Wasserstoff- und E-Fuel-Hochlauf wird.**

Wenn die Anwendungen in der Industrie mit Nachdruck umgestellt werden, ent-

steht genügend gesicherte Nachfrage und „Demand-pull“ für die Angebotsseite. Abbildung 8 demonstriert die hohen Nachfragen, die allein für Produkte der Grundstoffindustrie entstehen, wenn Wasserstoff als Rohstoff und Reduktionsmittel eingesetzt wird: Primärstahl, Olefine (wie Ethylen), Ammoniak und Methanol. Allein bei einem regulären Anlagenaustausch, gemäß Alter und Modernisierungszyklus bestehender Anlagen, entstehen Wasserstoffbedarfe von 40 TWh in 2030 und 80 TWh in 2035. Um 5 bis 10 Jahre vorgezogene Investitionen erhöhen diese Menge auf 80 bis 120 TWh in 2030. Das Sektorziel der Industrie in 2030 lässt sich ohne eine solche früh beginnende Umstellung mindestens der Stahlindustrie nicht erreichen (Ariadne, 2021). Insbesondere würden Reinvestitionen in fossile Anlagen die Klimaziele gefährden. Zusätzlich zu den industriellen Nachfragen kann die Produktion von E-Fuels für den Flug- und Schiffsverkehr auch über die von der EU geforderten Minimalquoten hinaus hochgefahren werden, ohne dass sich eine Gefahr von Lock-ins oder Fehlinvestitionen ergibt.

Ein weiterer Vorteil der No-Regret-Anwendungen ist, dass diese Nachfragen an wenigen Standorten und Regionen gebündelt vorliegen. Diese lassen sich

Abbildung 8: Kumulativer Wasserstoffbedarf aus Produkten der Grundstoffindustrie (links) und zusätzlicher jährlicher Wasserstoffbedarf (rechts) aus der Produktion von Primärstahl, Olefinen (wie Ethylen), Ammoniak und Methanol bei regulärem Anlagenaustausch, gemäß Alter und Modernisierungszyklus bestehender Anlagen.



Betrachtet werden jährliche Gesamtkapazitäten von 30,7 Mt Primärstahl, 5,2 Mt Ethylen (und daran gekoppelt 6,2 Mt weitere Olefine) sowie 1,8 Mt Methanol und 3,1 Mt Ammoniak. Weitere Annahmen: 60 Jahre Lebensdauer für chemische Anlagen, Modernisierungszyklus Hochöfen 25 Jahre (ähnlich Agora, 2020). Schattierter Bereich links: Änderung bei Verschiebung des Anlagenaustausches (früher/später) um 5/10 Jahre.

einfacher netzgebunden versorgen als kleine, weit verstreute Nachfragen und können somit Keimzellen eines Wasserstoffnetzes bilden (BMWi, 2021a; Öko-Institut, 2021; Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut et al., 2021). Darüber hinaus verfügen viele der genannten Bereiche über bestehende, alternative fossile Wasserstoffquellen. Diese stellen in den ersten Jahren eine wichtige Flexibilitätsoption dar: Eine gesicherte Versorgung ist allein mit grünem Wasserstoff zunächst kaum leistbar, da erst Netze und substanzielle Speichervolumina ausgebaut werden müssen und das grüne Wasserstoffangebot in den ersten Jahren auf den Schultern weniger Erzeuger lastet. Die bereits vorhandenen fossilen Back-up-Optionen schaffen so die Möglichkeit, möglichst viel grünen Wasserstoff flexibel einzusetzen, dabei die Aufgabe der Versorgungssicherheit aber erst sukzessive an die Grünwasserstoffversorgung zu übertragen.

### **Die Priorisierung von No-Regret-Anwendungen in den nächsten Jahren sollte in politischen Instrumenten und Regulierung verankert sein.**

Vor allem der wasserstoffspezifischen Förderung sollte eine umfassende Hierarchisierung (oder „Merit-Order“) der verschiedenen Wasserstoffanwendungen zugrunde liegen. Diese Hierarchisierung kann im Laufe der Zeit angepasst werden, wenn zukünftige Mengen und Preise von Wasserstoff und potenzielle Grenzen der direkten Elektrifizierung besser abschätzbar sind (siehe Kapitel 3.3).

Zwei Instrumente einer Nachfrage-Priorisierung sind bereits in Deutschland und der EU in Vorbereitung. Die so geschaffenen gesicherten Nachfragen können zudem den Ausbau entsprechender Produktionsanlagen anreizen und somit den Markthochlauf von Wasserstoff unterstützen.

**1. Klimaschutzverträge für die Industrie (Carbon Contracts for Difference, CCfDs)** schließen die Wettbewerbslücke zwischen hohen Vermeidungskosten von CO<sub>2</sub>-armen Schlüsseltechnologien in der Industrie und (steigenden) CO<sub>2</sub>-Preisen, um die Markteinführung von grünem Was-

serstoff bei der Stahl- und Ammoniakproduktion zu fördern (BMU, 2021). CCfDs sollen hierbei die erhöhten Betriebskosten durch potenziell hohe Wasserstoffpreise kompensieren und somit die langfristige Investitionssicherheit schaffen, die nötig ist, um heute und in den kommenden Jahren Produktionsprozesse umzustellen. Im Klimaschutz-Sofortprogramm (BMF, 2021) wurden die Mittel für ein Pilotprogramm auf 900 Millionen Euro aus dem Bundeshaushalt für 2022 erhöht. Zudem wird das Instrument auch in der EU-Wasserstoffstrategie und im Fit-for-55-Paket als Option genannt (EC, 2020, 2021a).

**2. E-Fuel-Quoten im Flug- und Schiffsverkehr:** Derzeit ist von der Bundesregierung bei der Umsetzung von RED II eine verpflichtende Mindestquote für die Beimischung von E-Fuels für den Flugverkehr geplant, die von 0,5 % in 2026 auf 2 % in 2030 steigen soll (Bundesregierung, 2021b). Die EU-Kommission hat ebenfalls eine Quote für den EU-Flugverkehr vorgeschlagen (EC, 2021b), die bei 0,7 % in 2030 beginnt und sich auf 28 % in 2050 erhöht. E-Kerosin-Quoten schaffen einerseits eine Art Absatzgarantie als Anreiz für erste E-Fuel-Anlagen und lenken gleichzeitig den Nutzen dieser Anstrengungen in eine No-Regret-Anwendung. Denn während langfristig für Flugstrecken bis 1.000 km auch eine direkte Elektrifizierung via Batterien plausibel ist (Schäfer et al., 2019), werden insbesondere Fernflüge große Mengen E-Kerosin benötigen. Von Beimischungsquoten für Wasserstoff oder E-Fuels in anderen Bereichen, z.B. im Erdgasnetz oder im Verkehr, sollte abgesehen werden, da dies keine „No-Regret-Anwendungen“ sind. Hohe Grenzvermeidungskosten einer begrenzten Klimaschutzwirkung würden hier über viele Konsument:innen verteilt werden. Das droht den Wettbewerb mit günstigeren und wirksameren Klimaschutzoptionen zu verzerrern.

Beide Optionen sind zweckgemäß in Hinblick auf die Nachfrage-Priorisierung bei

gleichzeitiger Überbrückung mangelnder Wettbewerbsfähigkeit und Ermöglichung langfristiger Lieferverträge. Es gibt jedoch Unterschiede im Hinblick auf die Verteilung der Mehrkosten der emissionsarmen Technologien. Bei CCfDs sind es zunächst Fördermittel aus dem Bundeshaushalt, die je nach Ausgestaltung langfristig auch zum Beispiel mit einer Produktabgabe auf energieintensive Güter gegenfinanziert werden kann (BMU, 2021). CCfDs sind an den europäischen CO<sub>2</sub>-Preis derart gekoppelt, dass die spezifische Förderung (pro gesparte Tonne CO<sub>2</sub>) mit steigendem CO<sub>2</sub>-Preis sinkt. Im Gegensatz dazu erhöht eine E-Kerosin-Quote zunächst die Kosten der Fluggesellschaften, die diese Mehrkosten zumindest teilweise über die Flugpreise auf Konsument:innen umlegen können.

### **3.3. Schrittweise über eine Verbreiterung des Wasserstoff-Einsatzes entscheiden.**

Bei der Detaillierung und Konkretisierung der Wasserstoffstrategie sollte es zum jetzigen Zeitpunkt nicht darum gehen, einen Fahrplan für die nächsten 25 Jahre festzulegen, der dann abgearbeitet wird. Vielmehr geht es darum, eine robuste Strategie zu entwickeln, die den großen Unsicherheiten bei Wasserstoff, E-Fuels und direkter Elektrifizierung Rechnung trägt. Diese Strategie wird zwar einige Punkte verbindlich festlegen können und müssen, in anderen Bereichen aber auch bewusst technologische Optionen offenhalten.

Dies beinhaltet auch, dass nicht auf eine breite und günstige Verfügbarkeit von Wasserstoff gesetzt werden sollte, solange nicht absehbar ist, ob und zu welchen Preisen strombasierte Energieträger tatsächlich verfügbar sein werden. Über eine schrittweise Verbreiterung der Anwendungsfelder können Marktteilnehmer:innen und Politik in den nächsten Jahren entscheiden, wenn sich einerseits realisierbare Wasserstoffkosten und -mengen sowie etwaige Grenzen der direkten Elektrifizierung zeigen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie gut eine spätere Ausweitung des Einsatzes von Wasserstoff und E-Fuels in andere Einsatzgebiete möglich

ist, beziehungsweise allgemeiner, wie leicht eine Anpassung der Strategie hinsichtlich der Energieträger ist. Hierzu lassen sich bereits einige wichtige Punkte festhalten.

### **Das Wissen über Wasserstoff, E-Fuels und die direkte Elektrifizierung wird rasant zunehmen.**

Bereits in den nächsten Jahren wird sich zunehmend herauskristalisieren, welche Wasserstoffkosten und -mengen mittelfristig realisierbar sein werden, wenn seriengefertigte Elektrolyse-Anlagen in großen Projekten zum Einsatz kommen und sich auch erste internationale Preise für (zunächst bilateral) gehandelten Wasserstoff einstellen. Gleichzeitig wird die für die Erreichung der Klimaschutzziele bis 2030 erforderliche deutliche Forcierung des EE-Ausbaus und der direkten Elektrifizierung zeigen, in welchem Umfang diesen Technologien in der mittelfristigen Diffusionsgeschwindigkeit Grenzen gesetzt sind.

### **Einmal direkt elektrifizierte Anwendungen werden nicht mehr zu Wasserstoff und E-Fuels wechseln.**

Sind für eine Anwendung die Herausforderungen bei der Umstellung auf Strom überwunden, gibt es wenig Gründe, später auf teurere strombasierte Brennstoffe zu wechseln. Für ein Gebäude, das saniert wurde, damit es mit einer Wärmepumpe beheizt werden kann, wird diese Option immer die günstigste bleiben, da die Einstiegshürde bereits überwunden ist. Gelingt es, batterieelektrische Schwerlast-Lkw in den Markt zu bringen, deren Reichweite die in der EU vorgeschriebenen maximalen Fahrzeiten ausnutzen und in den vorgeschriebenen Pausenzeiten laden können, gibt es für den europäischen Markt praktisch keinen Grund, andere CO<sub>2</sub>-freie Antriebstechnologien einzusetzen. Vereinfacht ausgedrückt ist also jede erfolgreiche Elektrifizierung ein Schritt in die richtige Richtung, der auch bei guten Kosten- und Mengenentwicklungen bei Wasserstoff und E-Fuel nicht zurückgenommen wird. Eine Ausweitung der Rolle von Wasserstoff und E-Fuels wird also zu jedem Zeitpunkt immer in die noch nicht elektrifizierten Anwendungen erfolgen, also

meist fossiles Gas und Öl ersetzen.

### **Eine Ausweitung der Rolle von E-Fuels kann noch bis mindestens 2035 auch kurzfristig erfolgen.**

Eine Verschiebung des technologischen Schwerpunktes hin zu einer breiten energetischen Nutzung von E-Fuels ist selbst kurzfristig möglich, solange die heutigen fossilen Infrastrukturen bestehen und sich Verbrennungstechnologien noch mindestens im Fahrzeug- oder Heizungsbestand befinden. In den Klimaschutzenszenarien des Ariadne-Projektes werden auch in 2035 noch etwa 800 TWh fossile Gase und Flüssigkraftstoffe in den Endnutzungssektoren energetisch genutzt (Ariadne, 2021). Ein möglicher Engpass für die Rolle von E-Fuels liegt aber auf der Angebotsseite, insbesondere bei der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung über Luftabscheidung. Die Produktion von Wasserstoff und E-Fuels wird aber auch im Rahmen der fokussierten Nutzung schnellstmöglich hochgefahren, sodass es hier kein strategisches Risiko gibt. Sollte absehbar werden, dass E-Fuels sicher kostengünstig und breit verfügbar werden, gibt es noch bis mindestens 2035 die Möglichkeit, die Strategie anzupassen und diese Potenziale für die Energienachfrage in Deutschland zu nutzen.

### **Einige Wasserstoffoptionen können marktgetrieben wachsen und müssen kaum vorbereitet werden.**

Einige Optionen der Wasserstoffnutzung können sich nach 2030 relativ einfach marktgetrieben verbreiten, wenn sie erforderlich oder ausreichend günstig werden. Wasserstoff-Schwerlast-Lkw sind ein Beispiel. Hier werden die Marktakteure sehr genau einschätzen, welche Optionen technisch passend und gemäß einer Vollkostenrechnung günstig sind. Die verschiedenen Hersteller und Mobilitätsanbieter werden darum konkurrieren, die kosteneffizienteste Lösung anzubieten. Dies muss von staatlicher Seite wenig vorbereitet werden. Um 50.000 Wasserstoff-Lkw zu bedienen, reichen bereits 70 Tankstellen aus (Rose et al., 2020), die im Bedarfsfall relativ schnell errichtet werden können. Ähnliches gilt für die Wärmebereitstellung für Industrieprozesse, in der nach und nach mehr Unter-

nehmen an das wachsende Wasserstoffnetz angeschlossen werden könnten, wenn Wasserstoff günstig verfügbar ist. Viele Optionen für einen Ausbau der Rolle von Wasserstoff bleiben also offen, ohne dass dafür aufwendige vorbereitende Schritte ergriffen werden müssen. Nichtsdestotrotz ist es hilfreich, relevante Ansätze durch F&E- und Pilotprojektförderung zu begleiten, um sie zu evaluieren und bei vielversprechenden Optionen den Technologie-Reifegrad auf ein Niveau zu heben, von dem aus eine Skalierung bei Bedarf sofort beginnen kann.

### **Andere Wasserstoffoptionen können durch verpflichtende „H2-Readiness“ vorbereitet werden.**

Es gibt auch Bereiche, in denen ein Wechsel hin zu Wasserstoff nicht ohne weiteres möglich ist. Dies gilt für Gebäude, die nicht an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind. Hier muss ein Wechsel immer koordiniert für ganze Gasnetzabschnitte erfolgen, die dann gemeinsam von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden. Dies erfordert zum einen eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren für die Planung und Vorbereitung, zum anderen müssen alle Endgeräte getauscht werden. Es gibt keine Heizungen, die sowohl Erdgas als auch reinen Wasserstoff einsetzen können. Allerdings werden derzeit „H2-Ready-Heizungen“ entwickelt und in den nächsten Jahren in Feldversuchen getestet. Diese Geräte tolerieren zwar Wasserstoff-Beimischungen auch nur innerhalb bestimmter Grenzen, können aber ohne einen vollständigen Gerätetausch durch den Wechsel einiger Komponenten auf reinen Wasserstoff umgebaut werden. Ob und unter welchen Bedingungen „H2-Readiness“ für neue Heizungen verpflichtet werden soll, sollte nach Abschluss der Pilotprojekte und einer eingehenden Kosten-Nutzen-Analyse entschieden werden. Ähnliches gilt für die Umrüstung bestehender Erdgasnetze, um sie für Wasserstoff bereit zu machen.

Bei H2-Readiness besteht jedoch eine Lock-in-Gefahr, wenn Nutzer:innen und politische Entscheider:innen fest davon ausgehen, dass die vorbereiteten Netzgebiete und Gebäude ab einem bestimmten Zeitpunkt mit Wasserstoff versorgt

werden können, sich dies allerdings aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht realisieren lässt. Wird trotz H<sub>2</sub>-Readiness kein Wasserstoff genutzt, wurde Zeit vergeudet, die für die Verbreitung anderer Optionen hätte genutzt werden können. Eine Entscheidung, in welchen Gebieten H<sub>2</sub>-Readiness Optionen offenhalten soll, sollte daher erst getroffen werden, wenn absehbar ist, in welchen Regionen eine spätere Umstellung auf Wasserstoff wirklich wahrscheinlich ist und in welchen sich andere Wärmeversorgungs-konzepte besser eignen werden. Besonders bei der Wärmeversorgung haben lokale Gegebenheiten großen Einfluss auf die verfügbaren Lösungsoptionen und deren Bewertung, sodass sich wahrscheinlich regional unterschiedliche Lösungen durchsetzen werden.

In anderen Bereichen ist eine Verpflichtung zu H<sub>2</sub>-Readiness eine No-Regret-Option, die schnell angegangen werden sollte. Dazu gehören besonders Gaskraftwerke, da in nahezu allen Szenarien mittel- bis langfristig große Leistungen an Wasserstoffkraftwerken benötigt werden. Durch diese kann die notwendige saisonale Energiespeicherung und Rückverstromung von Wasserstoff vorbereitet werden. Neue Gaskraftwerke sollten daher so konstruiert werden, dass sie gut auf Wasserstoff umgestellt werden können; dies beinhaltet auch, dass sie in der Nähe des zukünftigen Wasserstoffnetzes angesiedelt werden müssen.

### **Grenzen der direkten Elektrifizierung schrittweise austesten und Wasserstoffoptionen als Ergänzung bereithalten.**

Ein konsequentes Voranschreiten der direkten Elektrifizierung ist in vielen Bereichen eine „No-Regret-Option“. Sie ist mit vergleichsweise geringen Risiken verbunden, wenn sie kontinuierlich mit dem Fortschritt des EE-Ausbaus abgeglichen wird. Insbesondere elektrische Anwendungen im Verkehrs- und Gebäudebereich sind so effizient, dass die zusätzlichen Strombedarfe bis 2030 bei erfolgreicher Diffusion etwa 100 TWh (im Vgl. zu 2020) betragen würden (knapp 20 % der heutigen Stromnachfrage) (Ariadne,

2021). Eine spätere Ergänzung mit Wasserstoff oder E-Fuels in den Bereichen, in denen die Elektrifizierung zu langsam voranschreitet oder auf grundsätzliche Grenzen stößt, ist möglich. Diese Verbreiterung der Rolle strombasierter Kraftstoffe erhöht den Transformationsaufwand kaum, insbesondere da die Produktionsanlagen und das Wasserstoff-Infrastruktur-Rückgrat ohnehin entwickelt werden müssen.

Andersherum besteht diese Flexibilität kaum: Wenn auf eine breite Verfügbarkeit von günstigem klimaneutralem Wasserstoff und E-Fuels gesetzt wird und sich diese Erwartungen nicht erfüllen, droht ein Lock-in. Sind Wasserstoff und E-Fuels dann nicht in erforderlichen Mengen verfügbar, können die Klimaschutzziele nicht erreicht werden und Konsument:innen drohen hohe CO<sub>2</sub>-Kosten, da sie weiter mit Erdgas heizen oder fossile Treibstoffe tanken müssen. Sind Wasserstoff und E-Fuels zwar verfügbar, aber deutlich teurer als erwartet, drohen Konsument:innen von „H<sub>2</sub>-“ und „E-Fuel-ready“-Technologien hohe Kosten bis hin zur Entwertung der Anwendung, wenn nachträglich dann doch auf eine elektrische Anwendung gewechselt werden sollte.

Aufgrund dieser asymmetrischen Risiken und Flexibilität beim Energieträgerwechsel deutet sich eine Hierarchie der Optionen an. Solange nicht absehbar ist, ob und zu welchen Preisen strombasierte Energieträger verfügbar werden, sollte eine robuste Klimaschutzstrategie prioritär auf Anwendungen der direkten Elektrifizierung setzen und dabei ihre Grenzen schrittweise austesten. Gleichzeitig sollten Wasserstoffoptionen gezielt entwickelt und erprobt, aber im Hinblick auf Marktdiffusion zunächst ausschließlich in „No-Regret“-Anwendungen gefördert oder reguliert werden. Der Fortschritt aller Technologien sollte stetig überprüft und die Gesamtstrategie entsprechend angepasst werden. Die potenzielle Verbreiterung der Einsatzfelder von Wasserstoff kann von Marktakteuren gemäß der relativen Wirtschaftlichkeit entschieden werden (z.B. Schwerlastverkehr), oder bedarf gezielter Regulierung und

Koordination (z.B. Gebäudesektor). Insbesondere E-Fuels sollten bis auf weiteres als eine erst mittel- bis langfristig verfügbare, und potenziell kostenintensive „Fallback“ oder „Backstop-Option“ betrachtet werden, für Bereiche in denen sich für andere Optionen Grenzen gezeigt haben (siehe auch (Ueckerdt et al., 2021)).

### **3.4. Die direkte Elektrifizierung und den heimischen EE-Ausbau deutlich beschleunigen.**

Ein robustes Ergebnis der Szenarien ist, dass eine weitgehende Elektrifizierung auf Basis eines beschleunigten EE-Ausbaus unverzichtbar zur Erreichung der Klimaziele ist (Kapitel 2.2); dies gilt insbesondere kurzfristig. Direkte Elektrifizierung der Endnutzungssektoren und Energieeffizienz leisten den Hauptbeitrag zur Erreichung der 2030-Klimaschutzziele und werden somit zu den tragenden Säulen der Dekarbonisierung des Energiesystems. Auch langfristig zeichnen die Szenarien ein eindeutiges Bild: Erneuerbarer Strom wird der wichtigste Endenergieträger. In 2045 liegen die Anteile der direkten Nutzung von Strom im Endenergiemix zwischen 50 % und 70 %.<sup>20</sup> Die CO<sub>2</sub>-Intensität von Strom sinkt bereits bis 2030 in allen Szenarien um etwa 82-92 % (im Vgl. zu 2019) auf ca. 50 gCO<sub>2</sub>/kWh (Ariadne, 2021). Die Geschwindigkeit des dafür notwendigen Ausbaus von Wind und Solar-PV muss sich dafür im Vergleich zur vergangenen Dekade verdreifachen; dabei muss noch einmal betont werden, dass diese ambitionierte Beschleunigung in allen Szenarien erforderlich ist und nicht vom langfristig anvisierten Grad der direkten Elektrifizierung abhängt.

Technologien der direkten Elektrifizierung sind im Vergleich zu Wasserstoff und E-Fuels effizienter, in vielen Bereichen wahrscheinlich kostengünstiger als Wasserstoffanwendungen und in wichtigen Anwendungen bereits verfügbar. Etwa 17 % der im September 2021 neu zugelassenen Pkws in Deutschland sind voll-batterieelektrische Fahrzeuge (Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt). Es zeichnet sich ab, dass der Pkw-Sektor in Deutsch-

<sup>20</sup> Aufgrund der Effizienzvorteile von elektrischen Anwendungen ist die Bedeutung der Elektrifizierung bei der Substitution fossiler Energieträger noch größer als es eine Endenergie-Metrik zeigt.

land, der EU und weltweit von batterieelektrischen Fahrzeugen dominiert sein wird.<sup>21</sup> Der Marktanteil von Wärmepumpen in Neubauten erreichte 2020 erstmals 50 % (Quelle: Statistisches Bundesamt). Wärmepumpen sind die zentrale Klimaschutzoption für die Wärmeversorgung von Gebäuden und sollten sehr hohe Anteile im Bestand von 1-2-Familienhäusern erreichen. In dicht besiedelten Gebieten bietet sich eine Versorgung über Nah- und Fernwärmenetze an, die mittel- bis langfristig mit Großwärmepumpen versorgt werden könnten (Ariadne, 2021; Gerhardt et al., 2021; Meyer et al., 2021).

Die direkte Elektrifizierung kann nicht nur bereits kurzfristig Emissionen reduzieren, sondern hat in vielen Anwendungen auch langfristig Wettbewerbsvorteile gegenüber der Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels. Die indirekte Elektrifizierung via Wasserstoff ist somit nur eine sinnvolle Option, wo die direkte Elektrifizierung langfristig Grenzen erreicht. Für den Pkw-Bereich und wahrscheinlich auch für den Gebäudewärmebereich ist die Rolle von Wasserstoff und E-Fuels sehr beschränkt. In der Hierarchie der verschiedenen Wasserstoffanwendungen (siehe Kapitel 3.2) haben diese Anwendungen daher zumindest kurzfristig niedrige Priorität.

Im Gegensatz zu Wasserstoffanwendungen sind Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge in den nächsten Jahren in vielen Anwendungen zunehmend günstiger als fossile Alternativen (BNEF, 2021). Allerdings gilt das wegen hoher Anschaffungskosten zunächst nur auf Basis einer Vollkostenrechnung, die die Einsparungen im Betrieb berücksichtigt.<sup>22</sup> Die für diese Anwendungen wirkenden CO<sub>2</sub>-Preise schaffen in den nächsten Jahren nur einen kleinen Anreiz zum Technologiewechsel (Ariadne, 2021). Daher bedarf es auch hier gezielter komplementärer Förderungen oder Regulierung, um die für die 2030-Ziele nötige Technologiediffusion zu erreichen.

Dabei wäre es ökonomisch ineffizient, subventionierte Wasserstoff oder E-Fuels ebenfalls in solche Anwendungen fließen und mit der direkten Elektrifizierung konkurrieren zu lassen. Im Gegenteil, um ein klares Signal über gesicherte Erkenntnisse an Konsument:innen und Unternehmen zu senden, können auch ordnungsrechtliche Maßnahmen (z.B. Verbote oder Verpflichtungen) Sinn ergeben, um die notwendigen Umstiegsprozesse zu beschleunigen. Dabei geht es nicht darum, mögliche Optionen auszuschließen, sondern vielmehr um klare Leitplanken, die signalisieren, welche Ansätze vor dem Hintergrund der erforderlichen Transformationsgeschwindigkeit und des begrenzten Angebots keine sinnvollen Optionen sind. Dies verhindert auch, dass Akteure wie Unternehmen oder Konsument:innen sich aufgrund fehlender Information in Sackgassen begeben. Da Politik bei den Entscheidungen zu Fördermaßnahmen und Infrastrukturausbau zumindest implizit Richtungsentscheidungen treffen muss, ist es wichtig, deren Konsequenz auch klar zu kommunizieren.

Im Pkw-Bereich gehört dazu ein Neuzulassungsverbot von Verbrennern ab einem gewissen Zeitpunkt. Das wäre ein politisches Signal, das auf dem aktuellen Erkenntnisstand der Szenarienforschung aufbauen würde: E-Fuels sind höchstwahrscheinlich zu knapp und zu teuer, um sie neben No-Regret-Anwendungen (Kapitel 3.2), Schwerlast-Lkw und Prozesswärme (d.h. Anwendungen im „Mittelbereich“, Abbildung 1) sowie im Pkw-Bestand auch noch in neuen Pkws zu nutzen. Die aktuellen Vorschläge der EU-Kommission (EC, 2021a) und der sondierenden Bundestagsfraktionen der SPD, Grünen und FDP machen Ausnahmen für „nachweislich nur mit E-Fuels betankbare neu zugelassene Fahrzeuge“<sup>23</sup>, was in der öffentlichen Debatte teilweise einem Neuzulassungsverbot von Verbrennern gleichgesetzt wird. Entscheidend hierbei ist, dass die Elektrifizierung des Pkw-Bereiches klar als dominierende Option anerkannt und kommuniziert,

und nicht durch die Hoffnung auf große Mengen günstiger E-Fuels verzögert wird.

### 3.5. Die Option einer „blauen Wasserstoffbrücke“

Die Nationale Wasserstoffstrategie (BMW, 2020), der Nationale Wasserstoffrat (NWR, 2021) und große Teile der öffentlichen Debatte betrachten grünen Wasserstoff als die langfristig sinnvolle und vorherrschende Wasserstoffform. Gründe dafür sind

- die sehr niedrigen THG-Emissionen, wenn der Strom aus zusätzlichen EE-Anlagen stammt,
- die großen Kostendegressionspotenziale,
- die begrenzte Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Speicherstätten für blauen Wasserstoff bei gleichzeitigen Bedarfen für Bio-CCS und DAC-CCS sowie
- die wachsende Erkenntnis um die Bedeutung von Methanemissionen, insbesondere bei der Erdgasförderung (u.a. für blauen Wasserstoff).

Jedoch kann die mittelfristige Nutzung von blauem Wasserstoff die Spielräume für Wasserstoff insgesamt erhöhen, wenn es gelingt, die entsprechenden Anlagen sowie die CO<sub>2</sub>- und CCS-Infrastruktur rechtzeitig aufzubauen, um damit die Knappheit von grünem Wasserstoff zu überbrücken. Dann könnte ein Wasserstoffnetz früher aufgebaut und befüllt werden, um dadurch eine beschleunigte Transformation der Nachfrageseite hin zu Wasserstoff zu ermöglichen. Dies erhöht insbesondere die Chancen einer mittelfristigen sektoralen Verbreiterung der Anwendung von Wasserstoff. Eine sektoral fokussierte Strategie hat hingegen mehr alternative Flexibilität, da die „No-Regret“-Anwendungen in der Industrie entweder derzeit bereits fossilen Wasserstoff nutzen (Ammoniak, Raffinerien und chemische Industrie), oder auch mit Erdgas betrieben werden können, der vor oder im Prozess in Wasserstoff umgewandelt wird (Stahl-Direktreduktion). Eine Belieferung mit blauem Wasser-

<sup>21</sup> Unabhängig davon bedarf es neuer Konzepte, die Mobilität als Teil einer nachhaltigen Stadtentwicklung und Raumplanung verstehen, mehr Raum für Fußgänger:innen und öffentlichen Verkehr schaffen und mit Car-Sharing und autonomen Fahrzeugen flexiblere und effizientere Mobilitätsketten gestalten.

<sup>22</sup> Diese Rechnung hängt zugleich stark von der Zeitpräferenz- oder Diskontrate der Konsument:innen ab.

<sup>23</sup> <https://www.tagesschau.de/sondierungen-153.pdf>

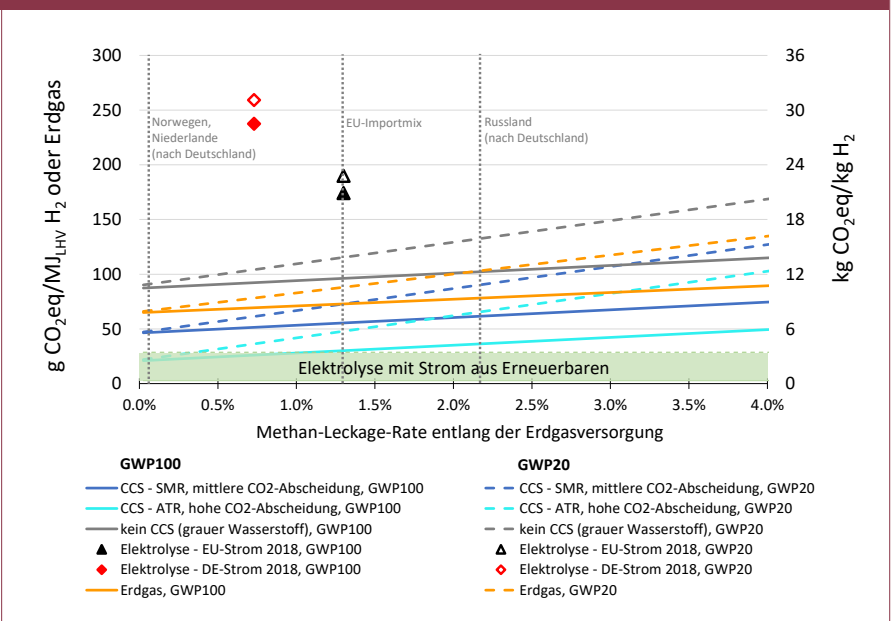
stoff ist hier somit zwar nicht unbedingt erforderlich, kann aber THG-Emissionen reduzieren. Grundsätzlich gilt, dass eine vollständige Versorgungssicherheit mit grünem Wasserstoff über ein Wasserstoffstartnetz in den ersten Jahren kaum umzusetzen ist. Der Elektrolyse-Wasserstoff wird somit mit Wasserstoff aus fossilen Quellen ergänzt werden müssen.

Im Hinblick auf blauen Wasserstoff bestehen dennoch drei Risiken, die eine vorsichtige Abwägung insbesondere bei einer potenziellen öffentlichen Förderung nötig machen. Wir formulieren hier entsprechend drei Kriterien für eine Regulierung, die blauen Wasserstoff zu einer wirksamen Brücke machen könnte, sodass die Spielräume für Wasserstoff und Klimaschutz erhöht werden.

### Es bedarf einer Regulierung oder Bepreisung der Lebenszyklus-THG-Emissionen von blauem Wasserstoff, die den Methanschlupf bei der Förderung von Erdgas im Ausland einschließt.

Je nach Technologie und Herkunftsland können bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff sehr unterschiedliche Mengen von THG-Emissionen entstehen. Abbildung 9 zeigt THG-Emissionsreduktionen über den gesamten Lebenszyklus für verschiedene Wasserstoffoptionen und Erdgas (siehe auch Bauer et al., 2021). Blauer Wasserstoff kann mit heutigem Stand der Technik maximal bis zu 70% der THG-Emissionen im Vergleich zur direkten Nutzung von Erdgas reduzieren: dies bedarf niedriger Methan-Leckage-Raten (wie in den Niederlanden oder Norwegen) sowie technischer Anstrengungen<sup>24</sup> und zusätzlicher Kosten, um hohe Abscheideraten (>90 %) zu realisieren (Abbildung 9). Ob und wie noch höhere Reduktionen möglich sind, ist aus heutiger Sicht nicht sicher. Blauer Wasserstoff aus Russland kann bei aktuellen Leckage-Raten von über 2 % und gleichzeitig großen Unsicherheiten die Emissionen von Erdgas nur um etwa 20-50 % senken (je nach Abscheide-Technologien, siehe Abbildung 9). Hierbei ist zu beachten, dass Deutschland

Abbildung 9: Lebenszyklus-THG-Emissionen von blauem, grünem und grauem Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas - als Funktion der Methan-Leckage-Rate bei Extraktion und Transport von Erdgas, und für GWP100 und GWP20<sup>25</sup>.



Für blauen Wasserstoff werden zwei Technologien gezeigt: 1) CCS – SMR (CO<sub>2</sub>-Abscheideraten insgesamt 55 %, im Capture-Schritt 90 %) und 2) CCS – ATR (CO<sub>2</sub>-Abscheideraten insgesamt 93 %, im Capture-Schritt 98 %). Adaptiert von Bauer et al., 2021

und die EU den Großteil ihres Erdgases aus Russland beziehen, während die Fördermengen und verbleibende Reserven in Norwegen und den Niederlanden stärker begrenzt sind. Wenn nun blauer Wasserstoff aus den Niederlanden oder Norwegen dazu führt, dass Erdgasimporte nach Russland verlagert werden, so erhöhen sich die effektiven Emissionen der Nutzung blauen Wasserstoffes in der Gesamtbilanz. Aus heutiger Sicht ist unklar, ob und wie schnell Leckagen bei der Erdgasversorgung minimiert werden können und zu welchen Kosten sehr hohe Abscheideraten realisiert werden können.

Blauer Wasserstoff muss nicht genauso emissionsarm sein wie vollständig grüner Wasserstoff, um eine Brückenfunktion beim Klimaschutz einzunehmen. Insbesondere in den nächsten Jahren kann Pragmatismus helfen, die Transformation hin zu Wasserstoffnutzung zu beschleunigen (Grimm and Kuhlmann, 2021; Öko-Institut, 2021). Bis 2030 müssen die Emissionen in Deutschland, der EU und weltweit allerdings drastisch sin-

ken. Es bedarf daher von Anfang an eines Monitorings von Methanleckagen und einer Zertifizierung von Wasserstoffimporten, die die Förderung von Erdgas im Ausland einschließt (FNW, 2021; SRU, 2021). Bis 2030 sollten dann die Lebenszyklusemissionen von blauem (und grünem) Wasserstoff zunehmend streng reguliert oder in eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung einbezogen werden. Der Import von strombasierten Kraftstoffen in die EU kann hierfür Teil des CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichs werden. Werden Wasserstoff- oder E-Fuel-Importe stattdessen als klimaneutral bilanziert, so droht ein neuer Kanal für „Carbon Leakage“, das heißt einheimische Emissionsreduktion bei gleichzeitiger Erhöhung der Emissionen im Ausland.

### Grüner Wasserstoff sollte unabhängig vom blauen Wasserstoff gefördert und entwickelt werden.

Ein weiteres Risiko ist, dass die Entwicklung von blauem Wasserstoff den notwendigen Ausbau der Elektrolyse verzögert. Für eine finale

<sup>24</sup> Es gibt noch keine großskaligen ATR-CCS-Anlagen (ATR: Auto-Thermal Reforming) für hohe CO<sub>2</sub>-Abscheideraten. Derzeit sind zwei Industrieanlagen in UK geplant, die 2025 bzw. 2026/27 in Betrieb gehen sollen: HyNet und H2H Saltend.

<sup>25</sup> «GWP» = Global Warming Potential. GWP100 und GWP20 bezieht sich auf den Zeitraum, für den die Wirksamkeit einzelner Treibhausgase verglichen wird, hier 100 oder 20 Jahre. Da Methan eine kürzere Lebensdauer als CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre aufweist, ist sein Treibhausgaspotenzial über kürzere Zeiträume höher.

Investitionsentscheidung benötigen potenzielle Investoren von Elektrolyse-Projekten die Sicherheit, dass die aktuell hohen Kosten von grünem Wasserstoff im zukünftigen Verkauf gedeckt werden. Allerdings kann blauer Wasserstoff derzeit noch günstiger produziert werden als grüner Wasserstoff. Einer direkten Konkurrenz allein auf Basis von Produktionskosten hält grüner Wasserstoff somit zumindest kurzfristig kaum stand. Um die Innovationspotenziale von grünem Wasserstoff schnellstmöglich zu realisieren, sollte dieser unabhängig von blauem Wasserstoff gefördert und reguliert werden. Ein mögliches Instrument sind regulierte Quoten für den Anteil an grünem Wasserstoff, wie sie von der EU Kommission für den Industriesektor vorgeschlagen wurden (EC, 2021).

**Blauer Wasserstoff sollte nur so ausgebaut werden, dass große Infrastruktur-Synergien mit der angestrebten Versorgung von grünem Wasserstoff entstehen.**

Um eine funktionale Brückentechnologie und guter Wegbereiter zu sein, sollte blauer Wasserstoff möglichst wenige Infrastrukturen erfordern, die später nicht für grünen Wasserstoff oder anderweitig genutzt werden können. Wird blauer Wasserstoff aus Nordeuropa importiert, sollte dieser am besten möglichst weit im Norden Deutschland in das Wasserstoffstartnetz integriert werden. Für Importe aus Osteuropa sollte bereits in einer frühen Phase die Weiternutzung der Importrouten für einen längeren Zeitraum geklärt werden. Hier ist beispielweise denkbar, dass nach einer ersten Phase des Imports von blauem Wasserstoff dieser sukzessive auf grünen Wasserstoff umgestellt wird. Solange für den Import hauptsächlich bestehende Erdgaspipelines umgewidmet werden, ist die Gefahr eines infrastrukturellen Lock-ins begrenzt.

Neben dem Import von blauem Wasserstoff, der in anderen Ländern produziert wurde, besteht auch die Möglichkeit der Produktion in Deutschland. Dabei wird Erdgas über bestehende Erdgasinfrastruktur importiert, blauer Wasserstoff in Deutschland produziert und das abgeschiedene CO<sub>2</sub> exportiert; dieser Ansatz

wird z. B. im Projekt „H2morrow steel“ verfolgt.<sup>26</sup> Projektinterne Voruntersuchungen kamen dabei zu dem Schluss, dass für den Abtransport des CO<sub>2</sub> aus ökonomischen Gründen nur Pipelines in Frage kommen. Eine Infrastruktur für CO<sub>2</sub>-Transport und CO<sub>2</sub>-Speicherung könnte Synergien mit einer zukünftigen Nutzung für Bioenergie-CCS (BECCS) und CCS für Prozessemissionen der Zementproduktion haben oder auch dazu dienen, CO<sub>2</sub> aus Industrieprozessen zu E-Fuel-Produktionsstätten zu bringen. Hierzu sind jedoch detailliert Planungen erforderlich, um „Stranded Investments“ zu vermeiden.



## Literaturangaben

- 50Hertz, 2021. Schneller mehr vom Richtigen tun. Positionspapier zur Bundestagswahl 2021. 50Hertz Transmission GmbH.
- Agora, 2021. Making renewable hydrogen cost-competitive (Study). Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>. Agora Energiewende.
- Amprion, 2021. Emissionsreduktion durch Wasserstoff sicherstellen: Vorschläge zur Technologiediffusion von Elektrolyseuren der Multi-MM-Klasse. Positionspapier der Amprion GmbH zur Sektorkopplung mittels Power-To-Gas. Amprion GmbH.
- Ariadne, 2021. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Kopernikus-Projekt Ariadne.
- Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E., Gibbins, J., Mazzotti, M., McCoy, S.T., McKenna, R., Pietzker, R., Ravikumar, A.P., Romano, M.C., Ueckerdt, F., Vente, J., van der Spek, M., 2021. On the climate impacts of blue hydrogen production. <https://doi.org/10.33774/chemrxiv-2021-hz0qp>
- BDEW, 2021. Wasserstoff als Allround-Talent: Wo wird er eingesetzt? Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- BDI, 2020. Auf der Zielgeraden einer Nationalen Wasserstoffstrategie. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
- BDI, 2021. KLIMAPFADE 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gesamtstudie- Textversion zur Information vorab. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
- BEE, 2021. Positionspapier zur Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
- BMF, 2021. Klimaschutz Sofortprogramm 2022. Bundesministerium der Finanzen.
- BMU, 2021. Eckpunkte Pilotprogramm für Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms "Carbon Contracts for Difference." Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit.
- BMWi, 2020. Die Nationale Wasserstoffstrategie (No. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2021a. Langfrist- und Klimaszenarien [WWW Document]. URL <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> (accessed 10.15.21).
- BMWi, 2021b. Weiterer Baustein der Nationalen Wasserstoffstrategie umgesetzt: Neues Instrument H2Global geht an den Start. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BNEF, 2021. Hitting the EV Inflection Point.
- BP, 2020. Statistical Review of World Energy 2020.
- Bundesregierung, 2021a. Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energie-rechtlicher Vorschriften.
- Bundesregierung, 2021b. PtL-Roadmap: Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland.
- BWE, 2019. Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf. Positionspapier des Bundesverband WindEnergie e.V. Bundesverband WindEnergie e.V.
- Caves, R.E., 2007. Multinational enterprise and economic analysis, 3rd ed. ed, Cambridge surveys of economic literature. Cambridge University Press, Cambridge ; New York.
- Daiyan, R, Hermawan, M, Amal, R, 2021. The Case for an Australian Hydrogen Export Market to Germany: State of Play. UNSWorks, UNSW. <https://doi.org/10.26190/35ZD-8P21>
- dena, 2021. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- DNR, 2020. Europäische Wasserstoffstrategie: Nicht grün genug für den Green Deal. Deutscher Naturschutzring.
- DNR, BUND, DUH, E3G, Germanwatch, NABU und WWF, 2021. Offener Brief an Minister Altmaier: Grüner Wasserstoff muss verantwortungsvoll eingesetzt werden.
- DUH, 2021. Mythenpapier: Wasserstoff für Gebäudewärme. Deutsche Umwelthilfe e.V.
- DVGW, 2021. WASSERSTOFF. Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren. Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- EC, 2021. Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652.
- EC, 2020. MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. COM/2020/301 final. European Commission.
- EC, 2021a. MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. COM/2021/550 final. European Commission.
- EC, 2021b. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport. COM(2021) 561 final. European Commission.
- Edenhofer, O., Kosch, M., Pahle, M., Zachmann, G., 2021. A whole-economy carbon price for Europe and how to get there 13.
- ESYS, 2021. Wenn nicht jetzt, wann dann – wie die Energiewende gelingt. Impulspapier der Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften.

- Fasihi, M., Weiss, R., Savolainen, J., Breyer, C., 2021. Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. *Applied Energy* 294, 116170. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116170>
- FNW, 2021. Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff. Forschungsnetzwerk Wasserstoff.
- Gerhardt, N., Zimmermann, B., Ganai, I., Pape, A., Gíron, P., Ghosh, D., Dörre, E., Kallert, A., Yu, Y.-J., 2021. Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik.
- Germanwatch, 2021. Gemeinsame Stellungnahme von WWF, FÖS, DNR und Germanwatch zum Ergebnisbericht der „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“. Germanwatch e.V.
- Gils, H.C., Gardian, H., Schmutz, J., 2021. Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany. *Renewable Energy* 180, 140–156. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.016>
- Grimm, V., Kuhlmann, A., 2021. „Klimaneutralität lässt sich nicht herbeifördern“ – Experten fordern radikales Umsteuern in der Klimapolitik.
- Husarek, D., Schmutz, J., Niessen, S., 2021. Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multi-modal energy system. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 38008–38025. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.041>
- IEA, 2021. Hydrogen Projects Database.
- IGBCE, 2020. Industriestandorte sichern und klimagerecht umbauen –Wasserstoff als Schlüssel. Die Perspektive der IG BCE. Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie.
- KAD, 2021. Wasserstoff-Positionspapier der deutschen Zivilgesellschaft. Rahmenbedingungen und Maßnahmen für eine nachhaltige und klimaneutrale Wasserstoffwirtschaft. Klima-Allianz Deutschland.
- Kemmerzell, J., Flath, L., Knodt, M., 2021. Ariadne-Hintergrund. „Champagner“ oder „Tafelwasser“ der Energiewende: Wie weiter mit dem Wasserstoff in der nächsten Bundesregierung? Kopernikus-Projekt Ariadne.
- Knodt, M., Rodi, M., Flath, L., Kalis, M., Kemmerzell, J., Flachsland, C., Leukhardt, F., 2021. Wasserstoff-Governance im deutschen Föderalismus. Eine Problemanalyse interterritorialer Koordination, Planung und Regulierung. Ariadne-Analyse. Kopernikus-Projekt Ariadne (im Erscheinen).
- Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K.A., Krüger, C., Luderer, G., 2020. The CO<sub>2</sub> reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environ. Res. Lett.* 15, 124004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abbd02>
- Mellwig, P., Pehnt, D.M., Lempik, J., 2021. Energieeffizienz als Türöffner für erneuerbare Energien im Gebäudebereich 64.
- Meyer, R., Berneiser, J., Burkhardt, A., Doderer, H., Eickelmann, E., Henger, R., Köhler, B., Sommer, S., Yilmaz, Y., Blesl, M., Bürger, V., Braungardt, S., Herkel, S., 2021. Maßnahmen und Instrumente für eine ambitionierte, klimafreundliche und sozialverträgliche Wärmewende im Gebäudesektor – Teil 2: Instrumentensteckbriefe für den Gebäudesektor. Ariadne-Hintergrund.
- NWR, 2021. Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021 – 2025. Nationaler Wasserstoffrat.
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G.F., Jensterle, M., Luderer, G., in Vorbereitung. Growth of electrolysis required to make green hydrogen a substantial climate change mitigation option.
- Öko-Institut, 2021. Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Öko-Institut e.V.
- Piria, R., Honnen, J., Pflüger, B., Ueckerdt, F., Odenweller, A., 2021. Ariadne-Analyse. Wasserstoff: Importsicherheit für Deutschland. Kopernikus-Projekt Ariadne.
- Pobst, J., Herbener, R., Hölzer-Schopohl, O., Lindmaier, J., Myck, T., Weiß, J., 2019. Umweltschonender Luftverkehr. Umweltbundesamt.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Wunsch, M., Ziegenhagen, I., 2021. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
- Rose, P., Wietschel, M., Gnann, T., 2020. Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? 23.
- RWE, 2021. Wasserstoff – Perspektive, Strategie, Technologie. RWE AG.
- Schäfer, A.W., Barrett, S.R.H., Doyme, K., Dray, L.M., Gnadt, A.R., Self, R., O’Sullivan, A., Synodinos, A.P., Torija, A.J., 2019. Technological, economic and environmental prospects of all-electric aircraft. *Nature Energy* 4, 160–166. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0294-x>
- SRU, 2021. Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- Thyssenkrupp, 2021. Wasserstoff: ein Energieträger für die Zukunft. thyssenkrupp AG.
- UBA, 2021. Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem. Umweltbundesamt.
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., 2021. Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nat. Clim. Chang.* 11, 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- Vattenfall, 2021. Fossilfreier Wasserstoff. Vattenfall AG.
- VDI, 2020. Kommentierung des VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V. zur Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. Verein Deutscher Ingenieure e.V.
- VDMA, 2021. Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist zentrale Aufgabe einer neuen Bundesregierung.
- VKU, 2021. Zukunft Wasserstoff. Verband kommunaler Unternehmen.



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @AriadneProjekt

 [ariadneprojekt.de](http://ariadneprojekt.de)

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf [kopernikus-projekte.de](http://kopernikus-projekte.de)

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von mehr als 25 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg (BTU) | Deutsche Energie-Agentur (dena) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Guidehouse Germany | Helmholtz-Zentrum Geesthacht | Hertie School | Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) | ifok | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität | Institute For Advanced Sustainability Studies (IASS) | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung 2° - Deutsche Unternehmer für Klimaschutz | Stiftung Umweltenergierecht | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Münster | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW - Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung