

# 12 Thesen zu Wasserstoff

IMPULS



---

# 12 Thesen zu Wasserstoff

---

## IMPRESSUM

---

### IMPULS

12 Thesen zu Wasserstoff

### ERSTELLT DURCH

#### **Agora Energiewende**

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

#### **Agora Industrie**

[www.agora-industrie.de](http://www.agora-industrie.de)  
[info@agora-industrie.de](mailto:info@agora-industrie.de)

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2  
10178 Berlin | Germany  
P +49 (0)30 700 14 35-000  
F +49 (0)30 700 14 35-129

### AUTOREN

Gniewomir Flis, Matthias Deutsch

### PROJEKTLEITUNG

Matthias Deutsch  
[matthias.deutsch@agora-energiewende.de](mailto:matthias.deutsch@agora-energiewende.de)

Gniewomir Flis

Satz: Maria Roewer  
Übersetzung: Scapha Übersetzungen  
Titelbild: narvikk | iStockphoto

**258/05-I-2022/DE**

Version: 1.0, April 2022

### MIT BEITRÄGEN VON

Jesse Scott, Frank Peter, Michaela Holl,  
Oliver Sartor, Andreas Graf,  
Philipp D. Hauser, Wido Witecka

### DANKSAGUNG

Für die wertvolle Unterstützung bei der Erstellung dieser Publikation bedanken wir uns bei Mauricio Belaunde, Matthias Buck, Zaffar Hussain, Christian Redl, Philipp Litz, Alexander Dusolt, Simon Müller, Amir Ali Panahi, Janne Görlach, Anja Werner (alle Agora Energiewende) und Matthias Schimmel (Guidehouse).

Diese Publikation ist zuerst im November 2021 auf Englisch erschienen. Die vorliegende deutsche Übersetzung wurde leicht angepasst.



[Unter diesem Scan-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.](#)

### Bitte zitieren als:

*Agora Energiewende, Agora Industrie (2022):  
12 Thesen zu Wasserstoff*

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

# Vorwort

---

Liebe Leserinnen und Leser,

der russische Angriff auf die Ukraine hat eine Zeitenwende in Europa eingeläutet, die auch für die Energiepolitik folgenreich ist. Die Preise für fossiles Gas haben ungekannte Höhen erreicht, was spürbare Auswirkungen für Haushalte und die Wirtschaft hat. Es ist unklar, wie hoch die Kosten und das Niveau der Versorgung mit Erdgas in Europa künftig sein werden. Damit kommt weitere Bewegung in die Diskussion um grünen Wasserstoff, der mittel- und langfristig fossiles Gas ersetzen kann, heute aber noch größtenteils daraus hergestellt wird.

Klar ist: Für das Ziel der Klimaneutralität 2045 in Deutschland werden erhebliche Mengen an grünem Wasserstoff benötigt. Die hohen Gaspreise haben Auswirkungen auf den Weg dorthin: Bisher galt fossiler Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung als schnell skalierbare Brückentechnologie. Dieser Weg ist

deutlich teurer geworden und grüner Wasserstoff ist relativ betrachtet schneller wettbewerbsfähig. Damit ist der Hochlauf von erneuerbarem Wasserstoff dringender denn je.

Die neuen Verhältnisse verlangen umso mehr den Fokus auf *No-Regret*-Anwendungen, die nur unter Einsatz von grünen Molekülen klimaneutral werden können. Mit den 12 Thesen zu Wasserstoff möchten wir evidenzbasierte Einschätzungen liefern, um damit die Vielfalt an Studien zu Wasserstoff in einem konsistenten Rahmen zu diskutieren.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre!

Simon Müller  
*Direktor Deutschland, Agora Energiewende*

Frank Peter  
*Direktor, Agora Industrie*

## Ergebnisse auf einen Blick

A

**Wasserstoff ist ein entscheidender Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität, allerdings hat die Elektrifizierung Vorrang, wo immer es möglich ist: Darüber besteht breite Einigkeit.** Im Jahr 2050 werden CO<sub>2</sub>-freier Wasserstoff und grüne synthetische Brennstoffe etwa ein Fünftel der Endenergie bereitstellen, den großen Rest liefert erneuerbarer Strom. Expert:innen sind sich einig, dass Wasserstoff in erster Linie zur Dekarbonisierung von Industrie, Schifffahrt und Luftverkehr sowie zur Absicherung eines erneuerbaren Energiesystems beitragen wird. Entsprechend sollte die Wasserstoffinfrastruktur entlang dieser *No-regret*-Anwendungen entwickelt werden.

B

**Um erneuerbaren Wasserstoff zu fördern, braucht es gezielte Politikinstrumente für *No-Regret-Anwendungen*.** Nur so lassen sich dort, wo eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung allein nicht (schnell) genug wirken kann, Anreize für die Nutzung von Wasserstoff schaffen. Während für *No-regret*-Anwendungen Politikinstrumente zu überschaubaren Kosten bereitstehen, gibt es keine überzeugende Strategie für die Wasserstoffnutzung durch Haushalte. Eine Beimischung wäre nicht zielführend, um die europäischen Klimaziele im Gebäudesektor zu erreichen.

C

**Die Gasverteilnetze müssen auf das Ende ihres Geschäftsmodells vorbereitet werden. Klimaneutralitäts-Szenarien gehen von einem sehr begrenzten Einsatz von Wasserstoff in Gebäuden aus.** Damit die EU auf 1,5-Grad-Kurs kommt, muss laut EU-Folgenabschätzung im nächsten Jahrzehnt der Verbrauch von Erdgas in Gebäuden um 42 Prozent zurückgehen.

D

**Europa hat grundsätzlich die Flächenpotenziale, um den Bedarf an grünem Wasserstoff zu decken. Aber: Für jedes GW Elektrolyse müssen 1 bis 4 GW zusätzliche Leistung aus Erneuerbaren installiert werden.** Nichtsdestotrotz ist eine wettbewerbsfähige europäische Industrie auf preiswerten (grünen und CO<sub>2</sub>-armen) Wasserstoff angewiesen, der über Pipelines aus Nachbarländern kommt, um Transportkosten möglichst niedrig zu halten. Die Importe über den Weltmarkt werden hauptsächlich aus erneuerbar erzeugten, wasserstoffbasierten synthetischen Kraftstoffen bestehen.



---

# Inhalt

---

<b>I</b>	<b>Wasserstoff in einem klimaneutralen Europa</b>	<b>7</b>
<b>II</b>	<b>12 Thesen zu Wasserstoff</b>	<b>11</b>
1.	Konsens in der Wissenschaft, aber nicht in der Lobby: Wasserstoff ist zwar ein entscheidender Faktor für die Klimaneutralität, aber der Elektrifizierung nachgeordnet	11
2.	Bei der Wasserstoffinfrastruktur sollte man die <i>No-regret</i> -Anwendungen in der Industrie in den Mittelpunkt stellen und bei der Infrastrukturplanung von der projizierten industriellen Nachfrage ausgehen	15
3.	Es sind deutlich mehr geologische Speicher für Wasserstoff notwendig	18
4.	Bei <i>No-regret</i> -Anwendungen müssen Politikinstrumente erneuerbaren Wasserstoff fördern	20
5.	Es gibt keine glaubhafte Finanzierungsstrategie für die Wasserstoffnutzung durch Haushalte	22
6.	Die Gasverteilnetze müssen auf das disruptive Ende ihres Geschäftsmodells vorbereitet werden	24
7.	Der zukünftige potenzielle Markt für Wasserstofffahrzeuge schrumpft täglich	29
8.	Für jedes GW Elektrolyse müssen 1 bis 4 GW zusätzliche Erneuerbare Energien an Orten installiert werden, wo sie Netzengpässe nicht verschärfen	32
9.	Der Wasserstoffhandel wird sich auf die regionale Ebene beschränken: Die Verschiffung von Wasserstoff ist teurer als Rohre oder Leitungen	34
10.	Das aktive Werben um öffentliche Akzeptanz ist zentral dafür, dass Europa sein Wasserstoffpotenzial voll ausschöpfen kann	36
11.	Für eine weiterhin wettbewerbsfähige Industrie sollte die EU preiswerten Wasserstoff aus Nachbarländern und gleichzeitig synthetische Kraftstoffe aus erneuerbarem Wasserstoff von den Weltmärkten importieren	40
12.	(Blauer) Wasserstoff aus Prozessen mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung könnte eine Option bleiben, aber im Rahmen strenger Vorgaben	44
	<b>Literaturangaben</b>	<b>50</b>

---



# I Wasserstoff in einem klimaneutralen Europa

Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu sein. Deutschland hat per Gesetz beschlossen, die Klimaneutralität schon fünf Jahre früher, also 2045, zu erreichen.<sup>1</sup> Ein so ehrgeiziges Projekt hat es noch nie gegeben, aber wir verfügen über alle Instrumente, die wir für diese Herausforderung brauchen.

## Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind die wichtigsten Faktoren für die Dekarbonisierung bis 2030

In letzter Zeit haben viele Studien die möglichen Pfade zur Klimaneutralität und die Meilensteine auf dem Weg dorthin untersucht.<sup>2</sup> Sie kommen zum Schluss, dass im anstehenden Jahrzehnt bis 2030 ein großer Teil der Dekarbonisierung des Energiesystems durch Elektrifizierung kombiniert mit CO<sub>2</sub>-neutralem Strom und Energieeffizienz gewährleistet werden kann. Dieser Konsens ist in Abbildung 1 aus der Studie von McKinsey zur europäischen Klimaneutralität übersichtlich dargestellt. CO<sub>2</sub>-neutraler Strom und Energieeffizienz erbringen knapp zwei Drittel aller Emissionsminderungen zwischen 2017 und 2030.

Der größte Teil des CO<sub>2</sub>-neutralen Stroms muss aus erneuerbaren Quellen stammen, was eine massive Ausweitung erforderlich machen wird. So erwartet der Bericht „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Agora gegenüber dem heutigen Stand eine Vervierfachung der Energiegewinnung aus Erneuerbaren Quellen auf 100 Prozent des Stromverbrauchs im Jahr 2045.<sup>3</sup>

1 Vgl. Reuters (2021), CLEW (2021), Bundesregierung (2021).

2 Vgl. EU, JRC (2020).

3 Vgl. Prognos et al. (2021).

Auf weltweiter Ebene wiederum zeigt der Bericht „Net Zero by 2050“ der IEA, dass von heute bis 2030 50 Prozent der Emissionseinsparungen mit Wind- und Solarstrom sowie mit Energieeffizienz erzielt werden müssen, wenn das Ziel der weltweiten Klimaneutralität bis 2050 erreicht werden soll.<sup>4</sup>

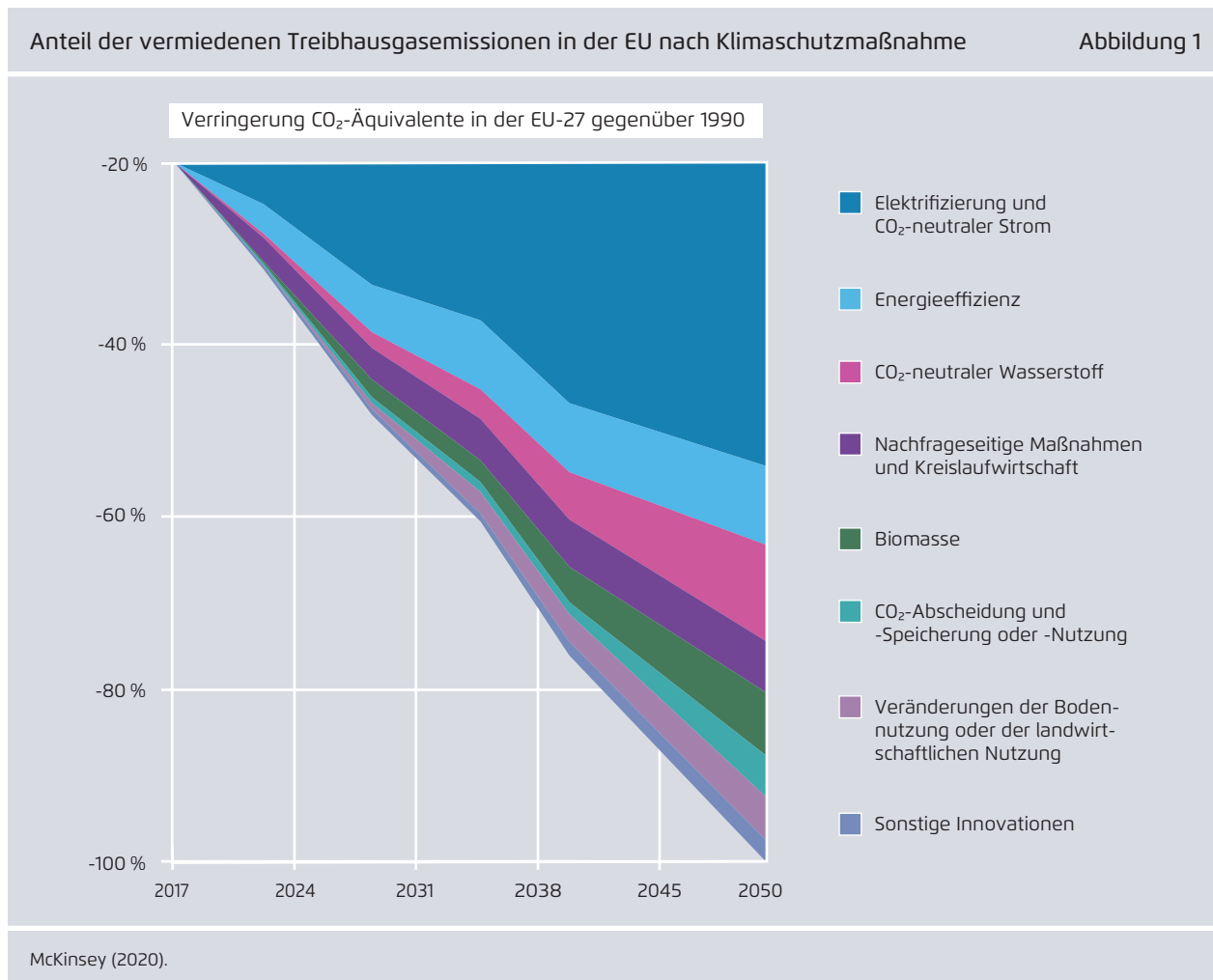
## Erneuerbare Energien und Energieeffizienz reichen für die vollständige Dekarbonisierung nicht aus – können grüne Moleküle die Lücke schließen?

Einige wichtige Industrieprozesse und Verkehrsträger lassen sich nur schwer direkt elektrifizieren. Die Lösung besteht in einer Technologie, die als Erweiterung von Erneuerbaren Energien die Dekarbonisierung solcher Energieverbraucher ermöglicht.

Ein vielversprechender Ansatz ist Wasserstoff. Am Verbrauchsort verursacht Wasserstoff keine CO<sub>2</sub>-Emissionen. Er lässt sich ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen herstellen mit Erneuerbaren Energien, oder – unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (carbon capture and storage/CCS) – nahezu CO<sub>2</sub>-emissionsfrei aus Kohlenwasserstoffen. Außerdem gibt es verschiedene Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff in zahlreichen Energie- und Rohstoffbereichen. Dies sind überzeugende Argumente für die Aufnahme von Wasserstoff in den Werkzeugkasten für die Klimaneutralität. Tatsächlich sieht die Wasserstoffstrategie der Europäischen Kommission die Schaffung einer Wasserstoffwirtschaft vor. In diesem Rahmen soll Wasserstoff in jedem Wirtschaftssektor eine Rolle spielen: von der Industrie über den Verkehr bis hin zu Strom und Wärme.<sup>5</sup>

4 Vgl. IEA (2021a).

5 Vgl. Europäische Kommission (2020).



Die Idee einer Wasserstoffwirtschaft gewinnt seit drei Jahren an Dynamik<sup>6</sup>, aber zwischen den Befürwortenden einer maximierten Wasserstoffwirtschaft einerseits und einer direkten Elektrifizierung im großen Maßstab andererseits zeigen sich starke Differenzen. Nachdem der anfängliche Wasserstoff-enthusiasmus inzwischen etwas abgeflaut ist, wird die Debatte nuancierter: Der Schwerpunkt liegt inzwischen auf Rahmenbedingungen wie Steuerung, Zertifizierung, Fördermechanismen und Integration in bestehende Regulierungsrahmen wie die Verordnung über transeuropäische Energienetze (TEN-E).

6 Vgl. u. a. IRENA (2020) Abbildung 2 zur Anzahl der Wasserstoffstrategien im Zeitverlauf.

### Erneuerbarer Wasserstoff braucht Anreize ...

Die Europäische Kommission hat klargestellt, dass langfristig nur mittels Elektrolyse gewonnener Wasserstoff nachhaltig ist. Derzeit ist dieser grüne Wasserstoff jedoch gegenüber aus fossilen Energieträgern gewonnenem Wasserstoff oder gegenüber Gasverbrennung nicht wettbewerbsfähig. Abbildung 2 zeigt, dass das EU-Emissionshandelssystem selbst bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 100 bis 200 Euro pro Tonne im Jahr 2030 für ein durchschnittliches Projekt mit erneuerbarem Wasserstoff noch keine Anreize gegenüber Wasserstoff aus fossiler Herstellung (mit



oder ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung) schaffen könnte.<sup>7</sup> Daher werden im anstehenden Jahrzehnt zusätzliche politische Maßnahmen und Unterstützung erforderlich sein, damit die Kosten von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber den Alternativen sinken.

### ... und hat Opportunitätskosten

Die Herstellung von grünem Wasserstoff erfordert bedeutende Mengen an Strom aus Erneuerbaren

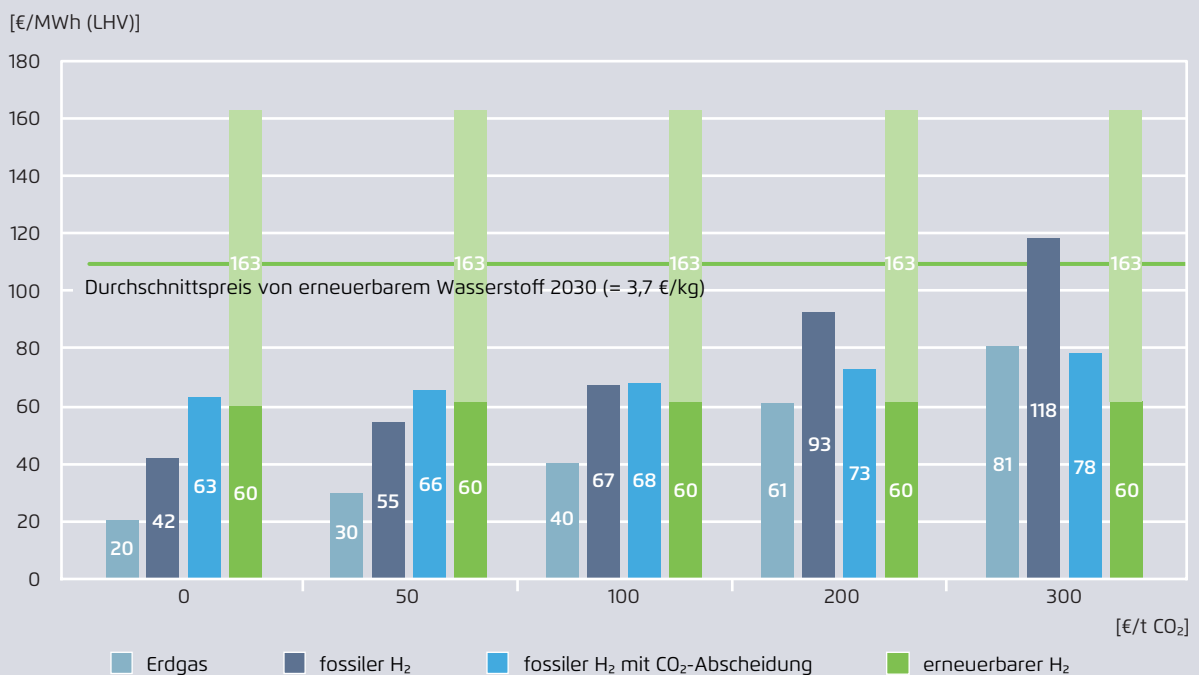
7 Zwar gilt aus fossilen Brennstoffen unter Einsatz von CCS hergestellter Wasserstoff wegen der Restemissionen nicht als langfristig nachhaltig. Dennoch kann er bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 80 bis 100 Euro pro Tonne gegenüber herkömmlichem Wasserstoff wettbewerbsfähig sein.

Energien, wie in den Energieszenarien für weltweite Klimaneutralität in Abbildung 3 dargestellt. So ist mit Energieverlusten von 30 Prozent bei der Wasserstoffproduktion und weiteren Energieverlusten bei der Wasserstoffnutzung zu rechnen. Daher kann Wasserstoff im Gebäudesektor für die Bereitstellung der gleichen Energiemenge bis zu 84 Prozent weniger effizient sein als Wärmepumpen im Rahmen einer direkten Elektrifizierung. Im Verkehrssektor liegt die Effizienz von mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugen bis zu 60 Prozent unter derjenigen von batterieelektrischen Fahrzeugen.<sup>8</sup> Das bedeutet: Für die gleiche Endenergiemenge wie bei direkter Elektrifizierung benötigt erneuerbarer Wasserstoff zwei- bis

8 Vgl. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018).

Einfluss der CO<sub>2</sub>-Preise auf die Wirtschaftlichkeit verschiedener Arten der Wasserstoffproduktion, 2030

Abbildung 2



Agora Energiewende & Guidehouse (2021).

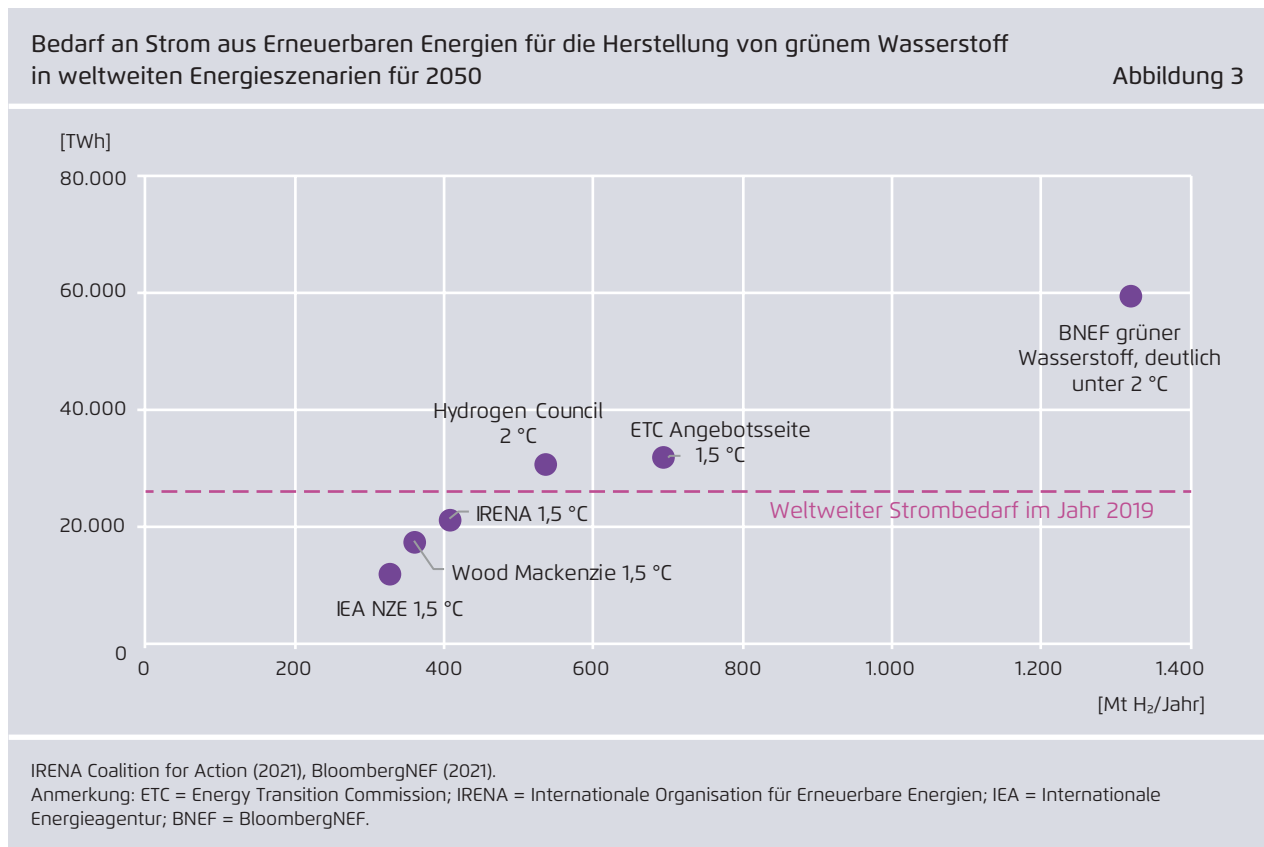
Hinweis: Abscheidungsrate für fossiles H<sub>2</sub> bei etwa 75%. Erdgaspreis-Annahme von 20 €/MWh. Die gegenwärtig tatsächlich vorherrschenden und mittelfristig erwarteten Erdgaspreise liegen allerdings erheblich höher, was die Wettbewerbsposition von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber den fossil-basierten Alternativen verbessert.

viermal so viele Kapazitäten an Erneuerbaren Energien. Folglich erfordert seine Herstellung eine größere Land- oder Meeresfläche für Erneuerbare Energien.

Wie unterschiedlich die Effizienz von Wasserstoff einerseits und von direkter Elektrifizierung andererseits ist, hängt von der jeweiligen Anwendung ab. Die Differenz kann in manchen Fällen deutlich geringer ausfallen. In jedem Fall entspricht diese Differenz den Opportunitätskosten der Umwandlung von erneuerbaren Elektronen in erneuerbare Moleküle. Somit müssen die Opportunitätskosten von Wasserstoff – neben anderen Effekten wie der Flächennutzung – gegenüber dem Potenzial von Wasserstoff, der sich im Vergleich zu Strom leichter speichern lässt, abgewogen werden.

### Unsicherheiten sollten verringert werden

Aufgrund der Zielkonflikte einer Wasserstoffwirtschaft läuft eine hitzige politische Debatte darüber, wie viel finanzielle Unterstützung durch die öffentliche Hand in der frühen Phase nötig ist und wie sie verteilt werden soll, damit ein funktionierender Wasserstoffsektor entsteht. Die anhaltende Unsicherheit über das optimale Vorgehen birgt die Gefahr, die notwendige Schaffung der Infrastruktur zu verschleppen. In diesem Fall wird sich auch der Beitrag von Wasserstoff zur Dekarbonisierung verzögern, und Europa wird seinen Wettbewerbsvorteil im Wasserstoffsektor verlieren. Die im Folgenden beschriebenen Thesen sollen dieser Unsicherheit ein Ende setzen, indem sie den politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern eine realistische Orientierung auf quantitativer Grundlage bereitstellen.



## II 12 Thesen zu Wasserstoff

1

### Konsens in der Wissenschaft, aber nicht in der Lobby: Wasserstoff ist zwar ein entscheidender Faktor für die Klimaneutralität, aber der Elektrifizierung nachgeordnet

Der großflächige Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Europa wird enorme finanzielle Unterstützung durch die öffentliche Hand erfordern – und die europäischen Steuerzahler/-innen werden den größten Teil der Rechnung begleichen. Daher gilt es, die Gefahr einer fehlerhaften Zuteilung der Gelder zu minimieren, indem Bereiche festgelegt werden, in denen der Einsatz von Wasserstoff für das Ziel der Klimaneutralität unverzichtbar ist.

#### Klare *No-regret*-Anwendungen für Wasserstoff

Bei der Frage, wo in Zukunft Wasserstoff unverzichtbar ist, können wir mehrere Szenarien für die EU heranziehen, die mit dem 1,5-Grad-Ziel zu vereinbarende Emissionspfade vorzeichnen und die Wasserstoffnutzung berücksichtigen. Auch internationale Organisationen und insbesondere die Europäische Kommission<sup>9</sup> haben verschiedenen Pfade vorgestellt, die mithilfe von Wasserstoff bis 2050 zur Klimaneutralität führen sollen. Diese Szenarien gehen jeweils von ihren eigenen makroökonomischen und technologischen Annahmen aus – was es umso interessanter macht, sie und die darauf basierenden Schlussfolgerungen zu vergleichen.<sup>10</sup> Abbildung 4 fasst die

Anwendungen aus den Szenarien für Klimaneutralität in folgende Gruppen zusammen:

- in den meisten Szenarien enthalten („*No-regret*-Anwendungen“)
- große Unterschiede zwischen den Szenarien („umstritten“)
- in wenigen oder keinen Szenarien enthalten („nicht empfehlenswert“)

#### Wasserstoff wird 14–25 Prozent der Endenergie ausmachen

In den europäischen Szenarien entspricht Wasserstoff 16 bis 25 Prozent des Endenergieverbrauchs, während die weltweiten Szenarien von einem 14- bis 22-prozentigen Anteil ausgehen. Der 1,5-Grad-Welt scheint also weniger eine Wasserstoffwirtschaft zugrunde zu liegen, sondern eher ein Szenario, in dem Wasserstoff eine mithilfe von Wind- und Solarenergie umgesetzte großflächige Elektrifizierung und einen verringerten Energieverbrauch in Kombination mit Geothermie, Kernenergie, Wasserkraft und Speicherung ergänzt.

#### Der Konsens: Wasserstoff ist für die Dekarbonisierung der Industrie unverzichtbar

Die europäischen und weltweiten Szenarien (Abbildung 5 und Abbildung 6) stimmen überein: Die Industrie wird zu den wichtigsten Verbrauchern von Wasserstoff gehören. Der Wasserstoffverbrauch im

9 COM (2020).

10 Das Szenario der ETC basiert auf Arbeiten der IEA und von BloombergNEF, sodass es in gewissem Maße verzerrt ist. Bemerkenswert an diesem Szenario ist aber, dass es ausschließlich die Angebotsseite berücksichtigt und sich weniger auf Verhaltensänderungen stützt.

Bedarf an Molekülen zusätzlich zu grünen Elektronen

Abbildung 4

Grüne Moleküle benötigt?	Industrie 	Verkehr 	Energie-sektor 	Gebäude 
<b>No-regret</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reaktionsmittel (Stahl aus Direktreduktion)</li> <li>Stoffliche Nutzung (Ammoniak, Chemikalien)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Langstrecken-Luftverkehr</li> <li>Langstrecken-Schiffsverkehr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Langzeitspeicher zum Back-up variabler erneuerbarer Energien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fernwärme (Residuale Wärmelast*)</li> </ul>
<b>Umstritten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hochtemperatur-Wärme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lkw &amp; Busse**</li> <li>Kurzstrecken-Luftverkehr</li> <li>Kurzstrecken-Schiffsverkehr</li> <li>Schienenverkehr***</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Größe des Bedarfs angesichts anderer Flexibilitäts- und Speicheroptionen</li> </ul>	
<b>Nicht empfehlenswert</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niedertemperatur-Wärme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pkw</li> <li>Kleinere Nutzfahrzeuge</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Einzelne Gebäude</li> </ul>

\* nach Erneuerbaren Energien sind Umgebungs- und Abwärme so weit wie möglich zu nutzen. Besonders relevant für große bestehende Fernwärmesysteme mit hohen Vorlauftemperaturen. Hinweis: Fernwärme wird gemäß dem UNFCCC-CRF-Berichtsformat als Teil des Stromsektors gemeldet.  
 \*\* Die Serienproduktion von Batterie-Lkw und -Bussen ist derzeit weiter fortgeschritten als die von Brennstoffzellen-Lkw und -Bussen.  
 \*\*\* Je nach Distanz, Nutzungsfrequenz und Energieversorgungsoptionen.

Agora Energiewende (2021).

Industriesektor wird hauptsächlich durch die notwendige Umstellung auf eine emissionsfreie Produktion von Stahl und Chemikalien (einschließlich Kunststoff) verursacht werden. In diesen Bereichen ist Wasserstoff entweder Reagens oder Rohstoff (Feedstock).<sup>11</sup> Manche Szenarien weisen Wasserstoff auch die Funktion zu, industrielle Hochtemperaturwärme zu dekarbonisieren, aber der Bedarf an dieser Anwendung ist von Szenario zu Szenario unterschiedlich. Grund dafür sind vorhandene Alternativen wie die direkte Elektrifizierung.

### Neuere weltweite Szenarien lassen weniger Wasserstoff im Verkehrssektor erwarten als EU-Studien

Über die Rolle von wasserstoffbasierten Brennstoffen für Langstreckenflüge und Seefracht herrscht in den europäischen und weltweiten Szenarien weitgehende Einigkeit. Stärkere Unterschiede und Unsicherheiten bestehen mit Blick auf den Wasserstoffbedarf von Lastwagen und Bussen sowie im Luft- und Schiffsverkehr auf kurzen Strecken. Diese Anwendungen stehen nämlich in unterschiedlichem Maße in Konkurrenz zu batterie-elektrischen Technologien. Auch globale Szenarien gehen im Verkehr von geringerer Nachfrage aus und mit deutlich weniger Varianz als europäischen Szenarien. Dieser Unterschied geht darauf zurück, dass die weltweiten Szenarien von deutlich weniger Brennstoffzellenfahrzeugen im Landverkehr ausgehen. Dies könnte

11 Und tatsächlich schreibt die anstehende RED-II-Revision der Industrie (außer Raffinerien) bis 2030 eine 50-prozentige Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs vor. Vgl. COM (2021c).

auf neuere Daten zur Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen gegenüber Batterien und die Akzeptanz durch die Verbraucher/-innen zurückzuführen sein.<sup>12</sup> Mehrere Szenarien sehen für bestimmte Untersektoren wie Pkw und leichte Nutzfahrzeuge keinerlei Wasserstoffbedarf vor.

### Wasserstoff ist unverzichtbar als Reserve für ein auf Erneuerbaren Energien beruhendes Stromsystem

Die große Variable in allen Szenarien ist der Stromsektor. Denn die Nachfrage dieses Sektors ist am schwierigsten vorherzusagen: Das Wettbewerbsumfeld im Stromsektor ist noch komplizierter als die Wahlmöglichkeiten in den Sektoren Wärme und Verkehr (Gaskessel vs. Wärmepumpen bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge vs. batterieelektrische Fahrzeuge). Ein Beispiel: Im Stromsektor befinden sich über Wasserstoff hinaus zahlreiche weitere Technologien zur langfristigen Speicherung in der Entwicklung. Dazu gehören Flüssigluft, Druckluft, moderne Geothermie, neue Arten der Batteriechemie, Flussbatterien und thermische Speicher.<sup>13</sup> Auch Regelungsalternativen (zum Beispiel Laststeuerung und Vermaschung) werden entwickelt. Allerdings ist Wasserstoff dank seinen vielen möglichen Anwendungen außerhalb des Stromsektors möglicherweise besser skalierbar als jede andere Technologie. Ein bemerkenswertes Beispiel für ein maximales Wasserstoffszenario im Stromsektor ist das Bloomberg-NEF Green Climate Szenario (2021). In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass Solar- und Windenergie die zukünftige Energielandschaft dominieren werden, während Wasserstoff in Zeiten kalter Dunkelflauten für eine großflächige

Stabilisierung sorgt.<sup>14</sup> In diesem Szenario übertrifft die Wasserstoffnachfrage im Stromsektor die Nachfrage aller anderen Anwendungen zusammen.

### Szenarien für die Klimaneutralität gehen von beschränkter Wasserstoffnutzung in Gebäuden aus

Von allen Wasserstoffanwendungen, die in europäische und weltweite Szenarien Eingang finden, entfällt auf Wärme der geringste Anteil: weniger als 10 Prozent an der gesamten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050. Dies trifft insbesondere auf die dezentrale Wärmeerzeugung in einzelne Gebäuden zu. Allerdings kann Wasserstoff hilfreich dabei sein, in Fernwärmenetzen die residuale Wärmelast mittels Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerken zu decken.<sup>15</sup>

12 Die meisten europäischen Szenarien gehen auf die Jahre 2018 oder 2017 zurück, während die weltweiten Szenarien zum Großteil aus dem Jahr 2021 stammen.

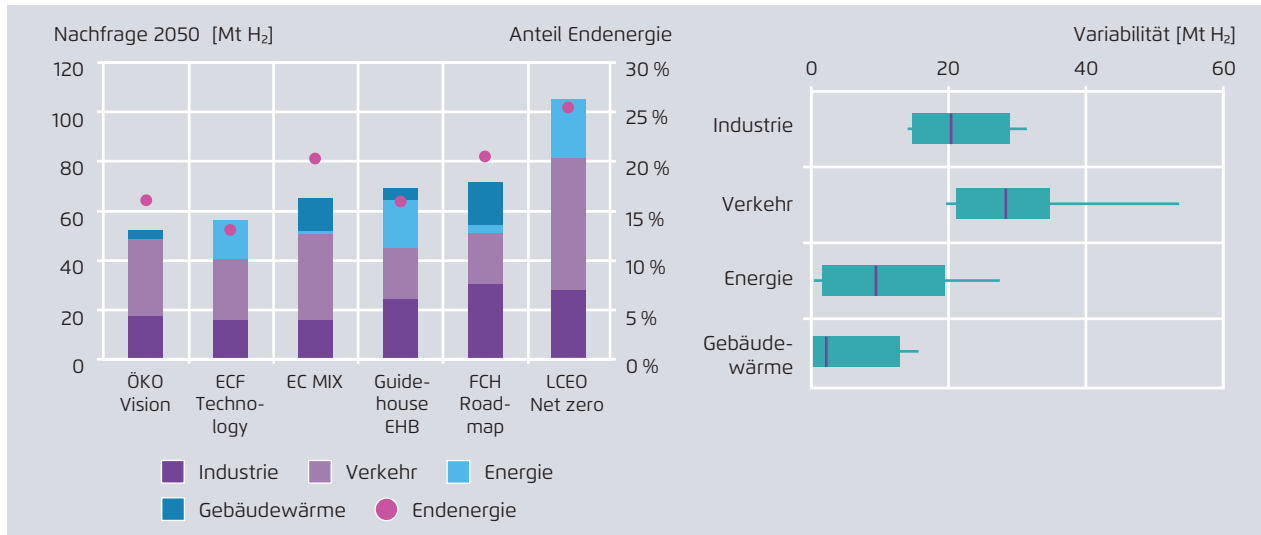
13 Vgl. Canary Media (2021); Vox (2020); und J. Jenkins et al. (2021).

14 Das heißt in Zeiten niedriger Temperaturen mit geringer Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie.

15 Die residuale Wärmelast bei der Fernwärme ist die verbleibende Last, nachdem alle anderen Quellen für erneuerbare Wärme sowie Abwärme ausgeschöpft sind. Langfristig wird der größte Beitrag von Großwärmepumpen erbracht werden (Prognos et al. 2021).

Geschätzter Wasserstoffbedarf für die EU-27 + UK in europäischen Klimaneutralitätsszenarien für 2050

Abbildung 5



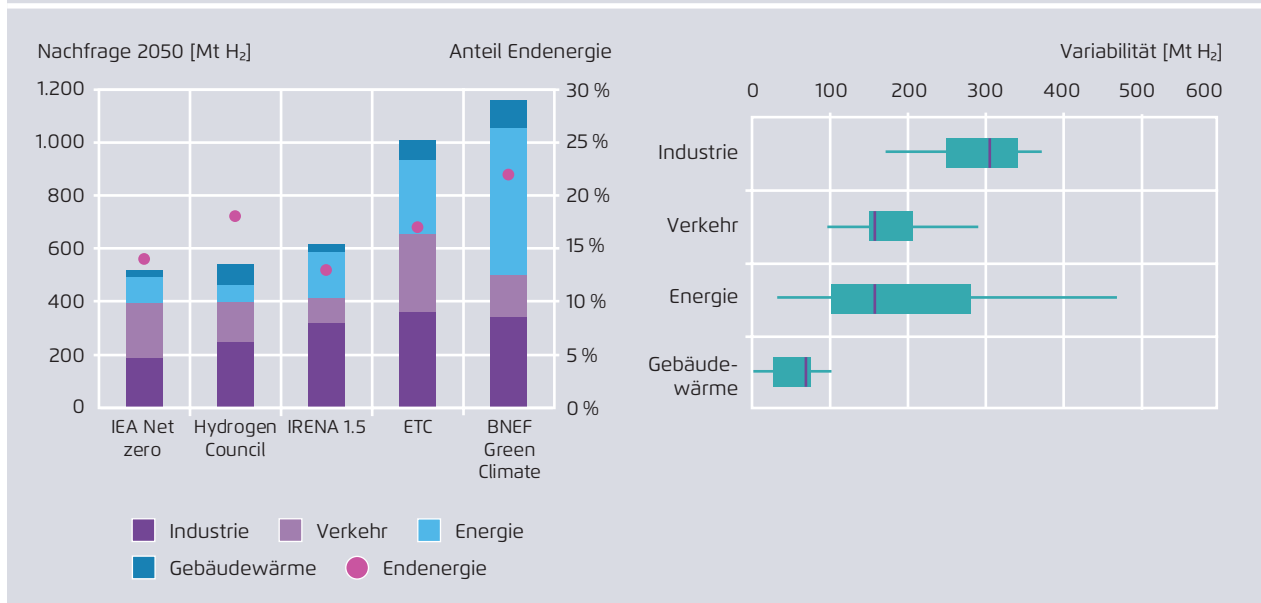
JRC (2020), Guidehouse (2021a), COM (2020).

Anmerkung: EC MIX = European Commission, Impact Assessment SWD (2020); Öko Vision = Öko-Institut; FCH Roadmap = 1,5-Grad-Szenario von Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking; ECF Technology = European Climate Foundation, „Net Zero by 2050“; Guidehouse EHB = Gas for Climate, „European Hydrogen Backbone“; LCEO Net Zero = Gemeinsame Forschungsstelle (JRC), „Low Carbon Energy Observatory“.

Der Anteil an der Endenergie wurde durch den Abzug der Nachfrage aus Nichtenergiesektoren, die Bereinigung des Verkehrs auf 75 % an der Nachfrage und von Strom auf 40 % berechnet.

Geschätzter Wasserstoffbedarf in ausgewählten globalen Szenarien für 2050

Abbildung 6



ETC (2021), BloombergNEF (2021a), IEA (2021a), IRENA (2021a) Hydrogen Council (2017).

Anmerkung: Endenergie umfasst keine Rohstoffe und anderen Anwendungen außerhalb des Energiesektors; ETC = Energy Transition Commission; BNE F = BloombergNEF; IRENA = Internationale Organisation für erneuerbare Energien; IEA = Internationale Energieagentur. Endenergiezahlen aus entsprechenden Quellen.

2

Bei der Wasserstoffinfrastruktur sollte man die *No-regret*-Anwendungen in der Industrie in den Mittelpunkt stellen und bei der Infrastrukturplanung von der projizierten industriellen Nachfrage ausgehen

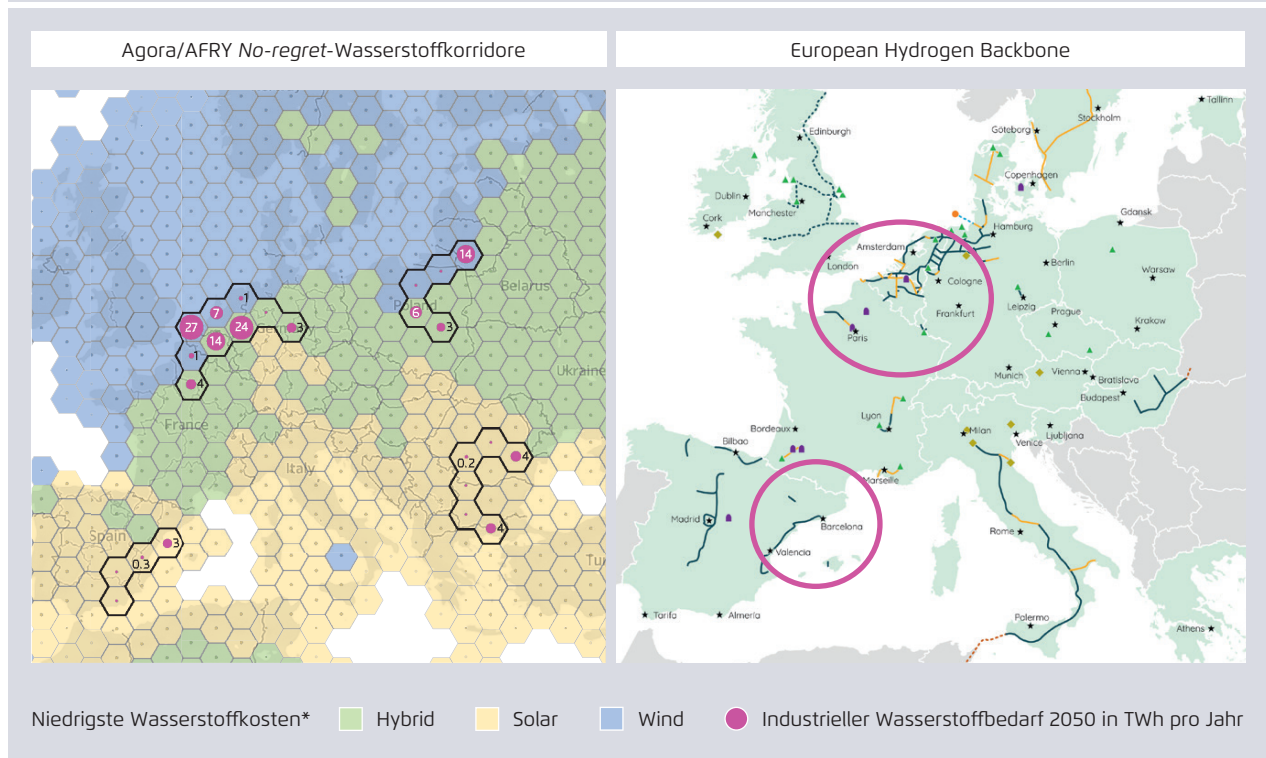
Bisher wird der Einsatz von Wasserstofftechnologien mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen vom Henne-Ei-Problem beschränkt: ohne zuverlässige Nachfrage kein Angebot, ohne zuverlässiges Angebot keine Nachfrage. Eine mangelnde Verfügbarkeit der entsprechenden Technologien ist jedenfalls nicht der Grund, denn es existieren mehrere saubere Verfahren für die Wasserstoffherstellung sowie viele verschiedene Anwendungen. Dem Problem liegen letztlich ein Mangel an Wasserstoffinfrastrukturen für die Verbindung und Regelung von Angebot und Nach-

frage zugrunde – sowie das Versäumnis, die Kartierung des Industriebedarfs und die Planung von Energieinfrastrukturen aufeinander abzustimmen.

Die Lösung liegt darin, das Risiko von Infrastrukturinvestitionen zu verringern. Dies lässt sich erreichen, indem anfängliche Infrastrukturprojekte auf *No-regret*-Wasserstoffanwendungen ausgerichtet werden. Außerdem sind Verfahren notwendig, die dafür sorgen, dass die Planung der Energieinfrastruktur den Industriebedarf und die geplanten

No-regret-Wasserstoffkorridore für 2030 auf Basis industrieller Wasserstoffnachfrage

Abbildung 7



Agora Energiewende & AFRY (2021), Guidehouse (2021b).

Anmerkung: Nur solche Wasserstoffpipelines, die dem zukünftigen Wasserstoffbedarf und den hier verwendeten Technologie-Annahmen entsprechen, werden als *No-regret*-Korridore berücksichtigt.

\* Levelized cost of hydrogen/LCOH

Standorte für die Erzeugung Erneuerbarer Energien durchgängig widerspiegelt und vorhersieht. Auf EU-Ebene würde dies beispielsweise voraussetzen, dass das als Teil der 2021 aktualisierten Industriestrategie eingerichtete „Energy and Industry Geography Lab“ der Gemeinsamen Forschungsstelle in die Planungsverfahren der transeuropäischen Netze eingebunden wird.

Das „Energy and Industry Geography Lab“ soll die Entwicklung von Infrastrukturen für erneuerbare Energien erleichtern, indem es Geodaten zu Erneuerbaren Energiequellen, Energieinfrastrukturen und Gebieten mit industrieller Nachfrage bereitstellt. Somit würde es auch bei der Standort-Bestimmung von *No-regret*-Anwendungen für Wasserstoff helfen.

## No-regret-Anwendungen für Wasserstoff müssen bestimmt und geplant werden

Die europäische Chemieindustrie verbraucht bereits heute große Mengen Wasserstoff: 8,7 Megatonnen pro Jahr.<sup>16</sup> Das Angebot ist bislang unbegrenzt. Gleichzeitig ist Wasserstoff, abgesehen von einer Umstellung auf die Stahlproduktion aus Schrott, die einzige andere Möglichkeit für die Dekarbonisierung der aktuell auf Kohle basierenden Kapazitäten der europäischen Stahlindustrie. Davon müssen 68 Prozent während des bevorstehenden Investitionszyklus bis 2030 ausgetauscht werden.<sup>17</sup> Laut Nachfrageprognosen können diese Branchen große Abnahmemengen von Wasserstoff einplanen. Das Risiko gestrandeter Vermögenswerte oder einer Entscheidung für die falsche Technologie sei dabei minimal. Außerdem ist das Verbrauchsprofil von industriellem Wasserstoff im Jahresverlauf praktisch konstant, was die Mengen vorhersehbar macht.

Im Gegensatz dazu ist der zukünftige Wasserstoffverbrauch des Strom- und des Wärmesektors wesentlich jahreszeitenabhängiger.

Daher ist die Industrie ein idealer Sektor für eine frühe Einführung von Wasserstoffinfrastrukturen bis 2030.

Mit *No-regret*-Wasserstoffnutzung als Ausgangspunkt konnten wir mit Blick auf das Jahr 2030 vier Möglichkeiten für frühe Wasserstoffkorridore bestimmen. Sie sind links in Abbildung 7 zu sehen. Rechts ist zum Vergleich das Szenario „European Hydrogen Backbone 2030“ (EHB)<sup>18</sup> abgebildet. Auch wenn die EHB-Planung verschiedene Ausgangspunkte für Wasserstoff betrachtet, darunter eine bedeutende Anzahl riskanterer Anwendungen, erkennen wir starke Überschneidungen zwischen unserem Ansatz auf Basis von *No-regret*-Anwendungen und zwei Gebieten im EHB-Plan (Nordwesteuropa und Spanien),<sup>19</sup> wie rechts in Abbildung 7 dargestellt.

## Für Industrierwärme ist Wasserstoff kein Muss ...

Rund 40 Prozent des Erdgasverbrauchs in der europäischen Industrie wird heute für Niedertemperaturwärme eingesetzt. Für Niedertemperaturwärme-Anwendungen bieten elektrische Heizsysteme (insbesondere Wärmepumpen) eine bessere energetische Leistung als jegliche Gasttechnologien. Bei der Dekarbonisierung von Mittel- und Hochtemperaturwärme hingegen ist die Sachlage weniger eindeutig. Manche Modellszenarien weisen Wasserstoff die Funktion zu, industrielle Hochtemperaturwärme zu dekarbonisieren, und begründen dies mit

---

16 Petrochemicals Europe (2021).

17 Vgl. Agora Energiewende & Wuppertal Institut (2021).

18 Die Initiative „European Hydrogen Backbone“ besteht aus europäischen Gasinfrastrukturunternehmen, vgl. Guidehouse (2021b).

19 Vgl. Agora Energiewende & AFRY (2021).



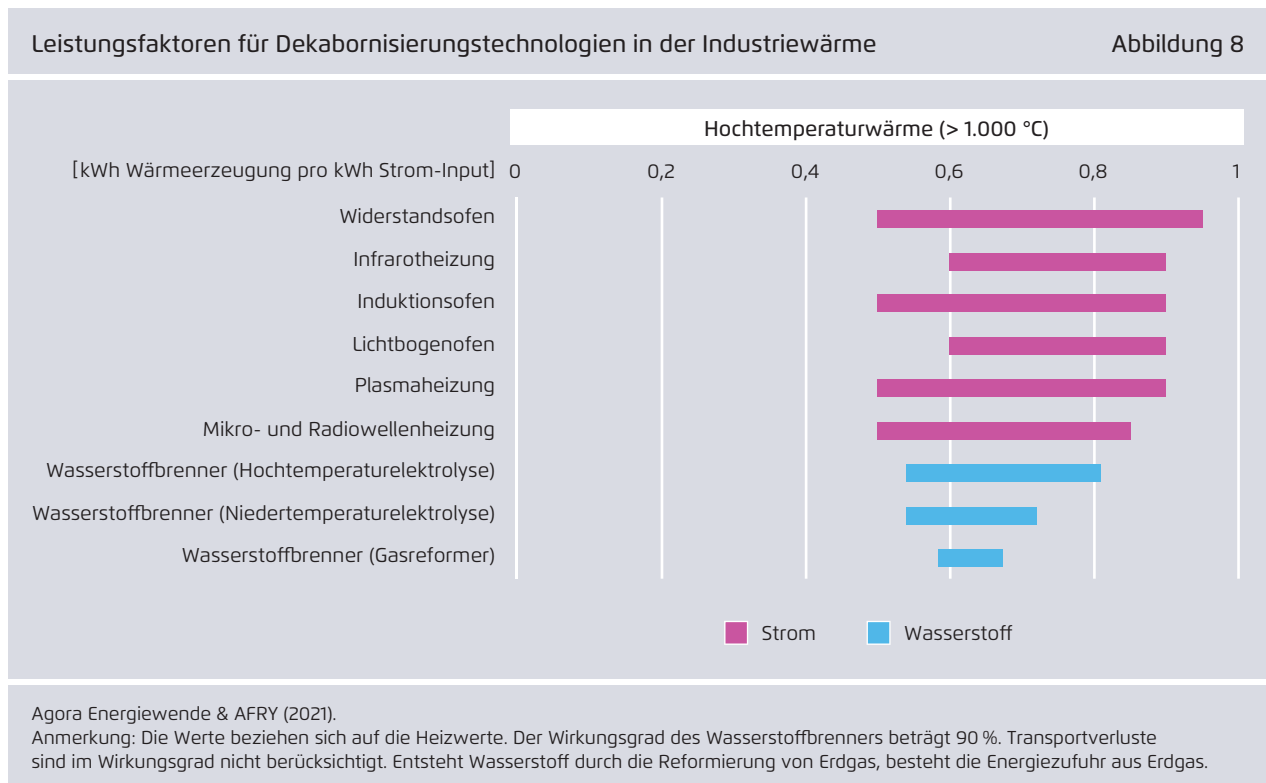
dem Argument, Hochtemperaturwärme ließe sich nicht elektrifizieren. Dies ist jedoch ein häufiges Missverständnis. Abbildung 8 zeigt, dass es elektrische Technologien für unterschiedliche Temperaturen gibt, die effizienter sind als Wärme aus Wasserstoff, was bedeutet, dass weniger Erneuerbare Energien benötigt werden.

### ... aber bei Nischenanwendungen könnte der Nebennutzen wichtiger sein als die Effizienz

An Industriestandorten, an denen Wasserstoff bereits zu anderen als energetischen Zwecken genutzt wird, könnte der Nebennutzen von Wasserstoff wichtiger sein als die niedrigere Effizienz von

Wasserstoffwärme im Vergleich zu Wärme aus Wärmepumpen.

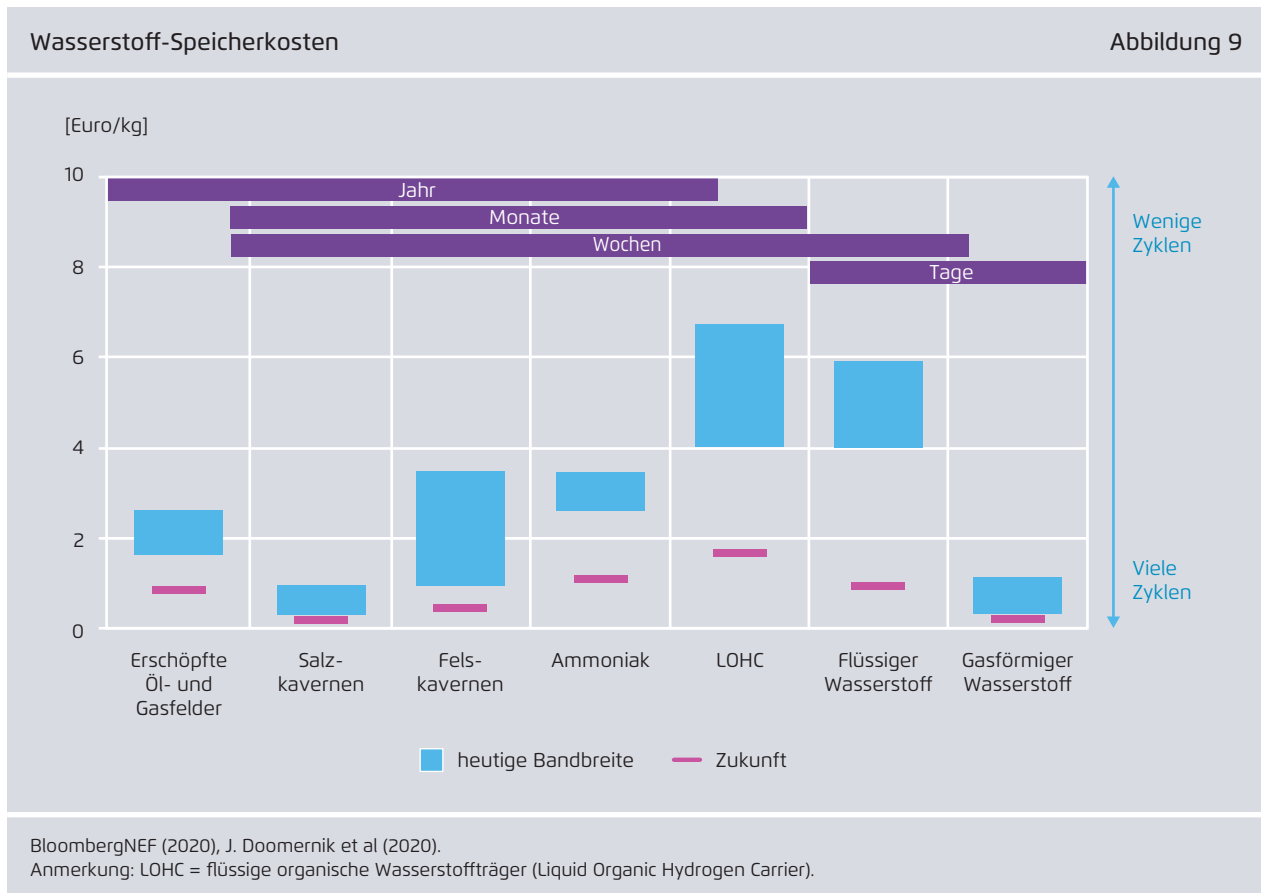
Zum Beispiel kann Wasserstoff in der energieintensiven Schwerindustrie die Flexibilität der Systeme erhöhen, indem ein Teil der Energienachfrage vom Strom- auf das Gasnetz verlagert wird. Darüber hinaus ergibt sich aufgrund von Skaleneffekten ein niedrigerer Preis pro Einheit, wenn der Einsatz von Wasserstoff für Industriewärme das ohnedies nachgefragte Volumen erhöht. Wenn die Nachfrage für die stofflichen Nutzung also von vornherein unausweichlich ist, kann die zusätzliche Wärmeerzeugung mit Wasserstoff die Kosten pro Einheit verringern und gleichzeitig der Systemflexibilität zugutekommen.



### 3 Es sind deutlich mehr geologische Speicher für Wasserstoff notwendig

Doch Wasserstoff soll nicht nur den industriellen Bedarf bedienen. Das Gas wird auch dringend als Reserve für den kombinierten Strom- und Wärmesektor benötigt, der hauptsächlich auf Erneuerbaren Energien beruhen wird. Hier würde der Wasserstoff eine ganz andere Rolle übernehmen als heute das Erdgas, das bislang einen großen Teil der Erzeugung ausmacht. Aus diesem Grund müssen Wasserstoffspeicher in die Planung für die transeuropäischen Energienetze einbezogen werden. Saisonale Wasserstoffspeicher werden unverzichtbar sein, denn die

Erzeugung von Solarenergie ist im Sommer am höchsten, aber auf der Nordhalbkugel wird in der Regel die meiste Energie im Winter verbraucht. Das Erzeugungsprofil der Windkraft hingegen ist im Winter besser, aber nicht selten ist der Wind wochenlang schwach. Auch industrielle Verbraucher benötigen eine konstante Belieferung mit Wasserstoff unabhängig von der Saison, weshalb die Speicherung von entscheidender Bedeutung ist, um die variable Produktion von Wasserstoff auf ihren Bedarf anzupassen.



## Geologische Speicher sind die preiswerteste Art der Wasserstoffspeicherung in großem Maßstab

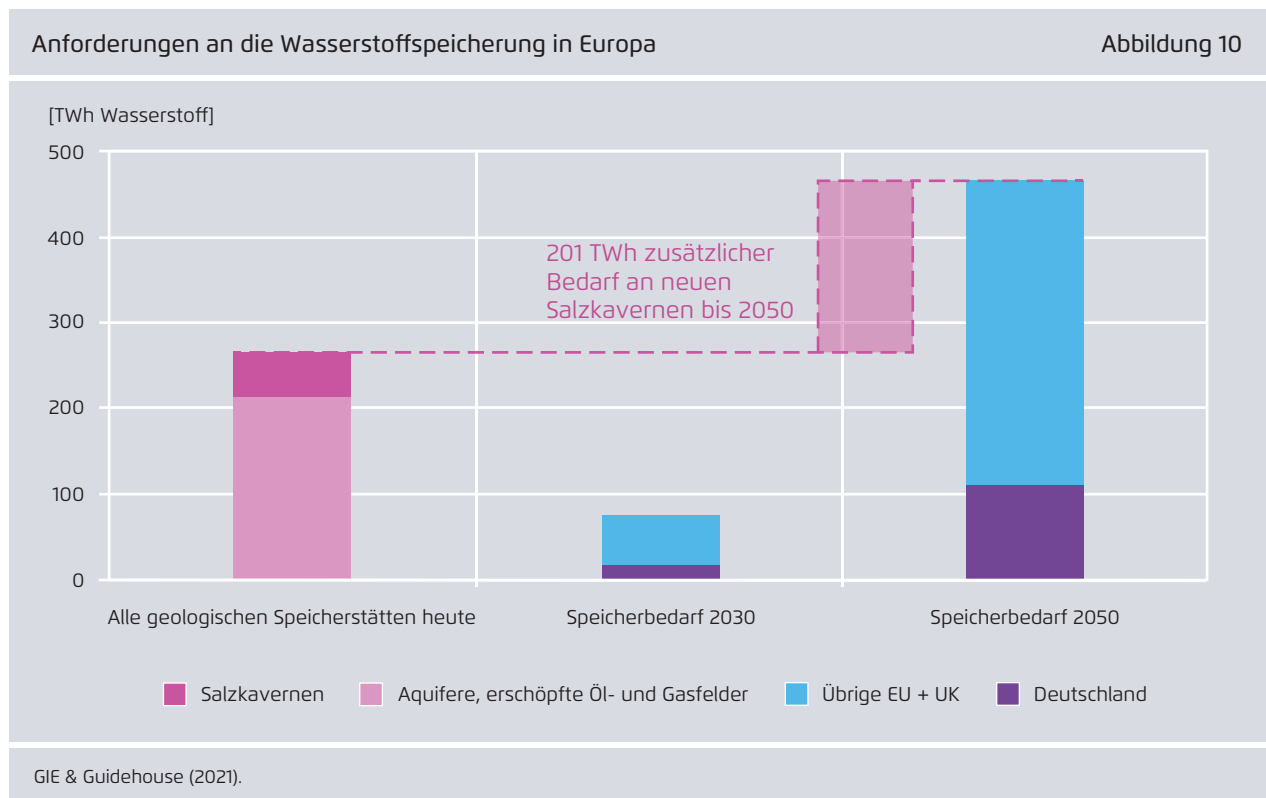
Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, Wasserstoff saisonal zu speichern. Geologische Speicher (insbesondere Salzkavernen) verursachen jedoch die geringsten Kosten, wie Abbildung 9 zeigt. Ein weiterer Vorteil von Salzkavernen: Sie ermöglichen im Vergleich zu erschöpften Öl- und Gasfeldern oder zu Aquiferen höhere Ein- und Ausspeicherraten. Damit können sie die Systeme flexibler machen. In der Zukunft könnten Felskavernen ähnlich preiswert werden, aber diese Technologie unterliegt noch starken Unsicherheiten.

Europa sollte die geologische Speicherung vorantreiben, weil es Fachwissen für die Entwicklung von Speichern hat, über zahlreiche bestehende Speicherorte verfügt, die umgewidmet werden können, und weil die geologischen Gegebenheiten, vor allem in

Mitteleuropa, den Ausbau weiterer Speicherorte erlauben.

## Die Planung von neuen Speichern muss sofort beginnen

Selbst wenn alle derzeit als Gasspeicher verwendeten Salzkavernen für Wasserstoff umgewandelt würden, gäbe es in Europa ab 2030 nicht genügend Wasserstoffspeicher. Diese Knappheit könnte durch die – mit höheren Kosten verbundene – Umnutzung von Aquiferen, erschöpften Öl- und Gasfeldern sowie Felskavernen ausgeglichen werden. Ab dem Jahr 2050 würde jedoch auch das nicht mehr ausreichen, wie in Abbildung 10 dargestellt. Langfristig müssten daher neue Speicherorte ausgebaut oder bestehende Speicher erweitert werden. Da der Ausbau neuer Speicher 5 bis 10 Jahre dauert, muss die Planung sofort beginnen.



## 4

## Bei No-regret-Anwendungen müssen Politikinstrumente erneuerbaren Wasserstoff fördern

Der CO<sub>2</sub>-Preis wird nicht ausreichen, damit sich in den 2020er-Jahren der Markt für erneuerbaren Wasserstoff genügend entwickelt und sich die Kostenlücke zu alternativen Wasserstoffpfaden schließt. Daher sind weitere gezielte Politikinstrumente nötig, die speziell erneuerbaren Wasserstoff fördern<sup>20</sup>:

**1. Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference)** würden es der europäischen Industrie ermöglichen, den Übergang zu einer klimaneutralen Produktion in Angriff zu nehmen. Klimaschutzverträge kompensieren die zusätzlichen Betriebskosten von Schlüsseltechnologien wie der wasserstoffbasierten Produktion von Eisenschwamm für die Rohstahlherstellung. Auf diese Weise verringern sie das Risiko langfristiger Investitionen und ermöglichen es der Industrie, beim Aufbau von zukunftsfähigen klimaneutralen Industriezentren die natürlichen Re-Investitionszyklen zu nutzen.

**2. Eine Quote für strombasierte Flüssigkraftstoffe (Power to Liquid)** in der Luftfahrt von 10 Prozent ab dem Jahr 2030 würde das klare Marktsignal aussenden, dass Europa den Import bedeutender Mengen strombasierter Flüssigkraftstoffe beabsichtigt. Die heutigen Exporteure von fossilem Öl sollten über Wasserstoff hinausdenken und strombasierte Flüssigkraftstoffe mit Kohlenstoff aus nachhaltigen Quellen anbieten. Je früher sie damit beginnen, desto besser werden sie auf die Disruption vorbereitet sein, die den Ölmärkten bevorsteht.<sup>21</sup>

20 Vgl. Agora Energiewende und Guidehouse (2021).

21 Zu beachten ist, dass der Flugverkehr auch über die CO<sub>2</sub>-Emissionen hinaus bedeutenden Einfluss auf den Klimawandel hat, was sich durch strombasierte Flüssigkraftstoffe allein nicht ändern lässt. Nach aktuellem Kenntnisstand machen diese Effekte

**3. Gaskraftwerke** müssen zu 100 Prozent auf Wasserstoff vorbereitet sein, um als Reserve für die erneuerbaren Energien dienen und die residuale Wärmelast bei der Fernwärme übernehmen zu können. Damit die notwendigen Kapazitäten an Wasserstoffkraftwerken bis 2030 bereitstehen, ist ein spezielles Politikinstrument nötig, das schon zu einem Zeitpunkt, an dem konventionelles Gas noch preiswerter ist, zum Umstieg auf erneuerbaren Wasserstoff motiviert.<sup>22</sup>

**4. Skalierbare grüne Leitmärkte** könnten geschäftliche Anreize für erneuerbaren Wasserstoff liefern. Kurzfristig können CO<sub>2</sub>-Effizienz-Labels sowie die öffentliche Beschaffung eine wichtige Funktion für den Aufbau von Leitmärkten übernehmen. Voraussetzung für die Wirksamkeit der verschiedenen nachfrageseitigen Instrumente ist ihre Kompatibilität mit den Klimaschutzverträgen, die als Absicherungsmechanismus für angebotsseitige Investitionen dienen.

**5. Wasserstofflieferverträge** können einen Wettbewerb zwischen der Produktion in der EU und im Rest der Welt ermöglichen. Im Idealfall lässt das Instrument den Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Standorten und zwischen verschiedenen Arten der Beförderung zu: in Form von flüssigem oder komprimiertem Wasserstoff, in Form von Ammoniak oder flüssigen organischen Wasserstoffträgern sowie,

mindestens die Hälfte der Auswirkungen des Flugverkehrs auf den Klimawandel aus. Zur Erreichung von Klimaneutralität müssten sie über negative Emissionen kompensiert werden (Prognos et al. 2021).

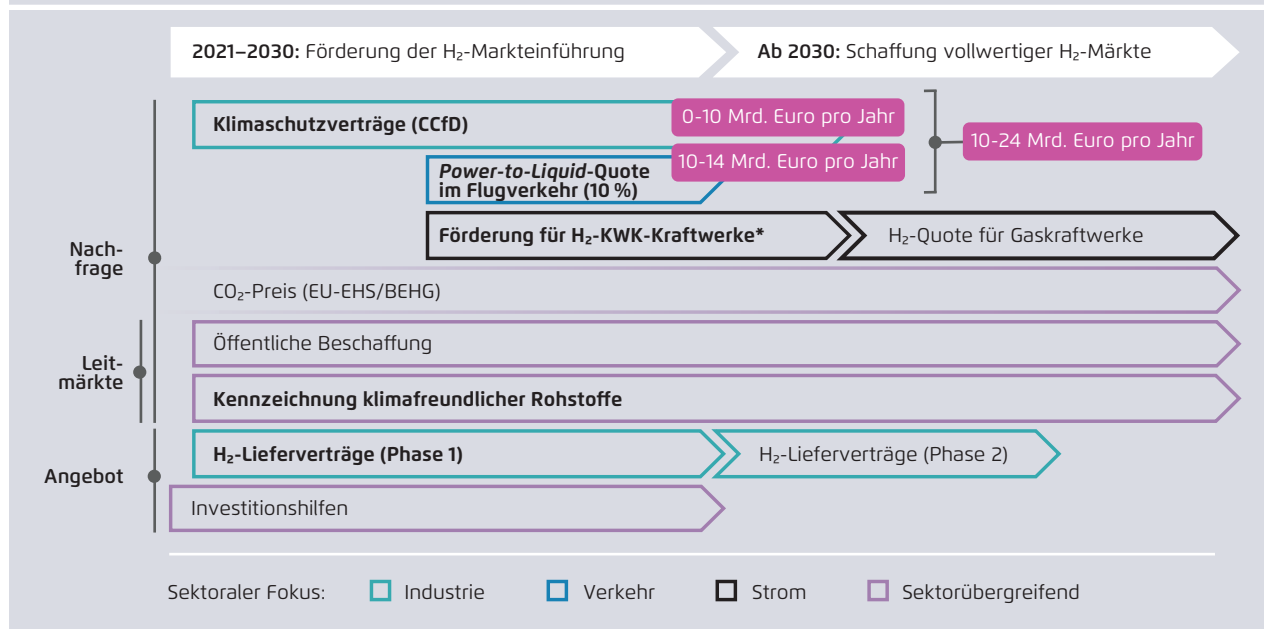
22 In Deutschland könnte beispielsweise unter dem bestehenden KWKG-Gesetz eine feste Einspeisevergütung für mit erneuerbarem Wasserstoff betriebene Heizkraftwerke ausgeschrieben werden.

weniger kostenintensiv, über Pipelines. Abbildung 11 gibt einen Überblick über die Politikinstrumente und schlägt einen Zeitplan für ihre Umsetzung vor. Die erforderliche politische Förderung von Klimaschutzverträgen und einer Quote für strombasierte Flüssigkraftstoffe in der Luftfahrt zugunsten erneuerbaren Wasserstoffs

dürfte 10 bis 24 Mrd. Euro pro Jahr kosten. Ab 2030 sollte die direkte Förderung von Produktion und Verbrauch erneuerbaren Wasserstoffs auslaufen. Im nächsten Jahrzehnt wird sich nämlich die Kostenlücke verkleinern, und Verbraucher und Märkte sollten die finanziellen Kosten immer stärker übernehmen.

Förderinstrumente für erneuerbaren Wasserstoff sowie die Kosten einer Förderung für Klimaschutzverträge und die Power-to-Liquid-Quote in der Europäischen Union

Abbildung 11



Angelehnt an Agora Energiewende und Guidehouse (2021).

Anmerkung: Es ist zu beachten, dass die Quote für strombasierte Flüssigkraftstoffe ab 2030 weiter steigt. Zudem geht Guidehouse im Jahr 2030 von einer Quote für die Luftfahrt von nur 5 % aus.

5

## Es gibt keine glaubhafte Finanzierungsstrategie für die Wasserstoffnutzung durch Haushalte

Sollte Wasserstoff die Funktion von Gas für die Wohnraumheizung übernehmen, wäre eine konsequente Beimischungsstrategie erforderlich. Die meisten Fachleute sind sich einig, dass ein 20-prozentiger Wasserstoffanteil ohne groß angelegten Umbau des Gasnetzes oder von Haushaltsgeräten möglich ist. Für derartige Beimischungsstrategien fehlen allerdings durchdachte Szenarien zur Heraufsetzung auf 100 Prozent Wasserstoff.

### Eine Beimischung reicht für die EU-Klimaziele nicht aus

Eine Beimischung von 20 Volumenprozent erneuerbaren Wasserstoffs würde den Großhandelspreis von Gas um rund 33 Prozent erhöhen, die Emissionen jedoch nur um 7 Prozent senken, wie Abbildung 12 zeigt. Zur Einhaltung der aktualisierten Ziele der Europäischen Kommission muss die Emissionsreduktion im Gebäudesektor bis 2030 im Vergleich zu 2015 aber 42 Prozent betragen.<sup>23</sup> Dazu wären mehr Investitionen ins Gasnetz und eine Verdreifachung des Großhandelspreises von Gas allein für die Produktions- und Transportkosten von sauberem Wasserstoff erforderlich. Die Emissionsminderung mithilfe dieser Maßnahme wäre teuer. Die Vermeidungskosten beliefen sich im Jahr 2030 auf 80 bis 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub><sup>24</sup> bei fossilem Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und bis zu 400 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> bei erneuerbarem Wasserstoff.<sup>25</sup>

<sup>23</sup> Dies ist unter These 5 dargestellt.

<sup>24</sup> Die Zahlen stammen aus Abbildung 2.

<sup>25</sup> Dies beruht auf der Annahme einer 65-prozentigen Wasserstoffbeimischung für eine 42-prozentige

### CO<sub>2</sub>-Preis und Quoten für das Heizen mit Wasserstoff sind unrealistisch

Als eine Möglichkeit, die Lücke bei den Kosten der Emissionsminderung zu schließen, könnten die Regierungen die CO<sub>2</sub>-Steuer für das Heizen auf 100 bis 400 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> erhöhen. Eine verpflichtende Beimischungsquote wäre eine Alternative, die die Zusatzkosten von Wasserstoff bei der Wohnraumheizung auf die Kunden abwälzen würde. Dies würde aber den Großhandelspreis von Gas verdreifachen. Dazu kämen die Kosten für die Aufrüstung der Verteilungs- und Messinfrastruktur sowie der Geräte in den Wohngebäuden.<sup>26</sup>

Angesichts der bereits hitzigen Debatte über die sozialen Auswirkungen eines mäßigen CO<sub>2</sub>-Preises ist die Annahme, dass die Politik den CO<sub>2</sub>-Preis auf ein Niveau anheben wird, bei dem sauberer Wasserstoff auf dem Markt bestehen könnte, sehr unrealistisch. Unwahrscheinlich ist auch eine politisch durchgesetzte Verdreifachung der Gaspreise für die Kunden, um die von den neuen EU- (und von den deutschen) Klimazielen geforderte CO<sub>2</sub>-Reduktion zu verwirklichen. Insbesondere würden höhere Gaspreise sehr wahrscheinlich zu einem vermehrten Einsatz von Wärmepumpen führen, weil diese Option

Verringerung. Bei durchschnittlichen Kosten für erneuerbaren Wasserstoff von 94 Euro/MWh (H<sub>2</sub>) Wasserstoff (also 0,65 x 94) ergäbe sich alleine für die Komponente des grünen Wasserstoffs Kosten von 61 Euro/MWh.

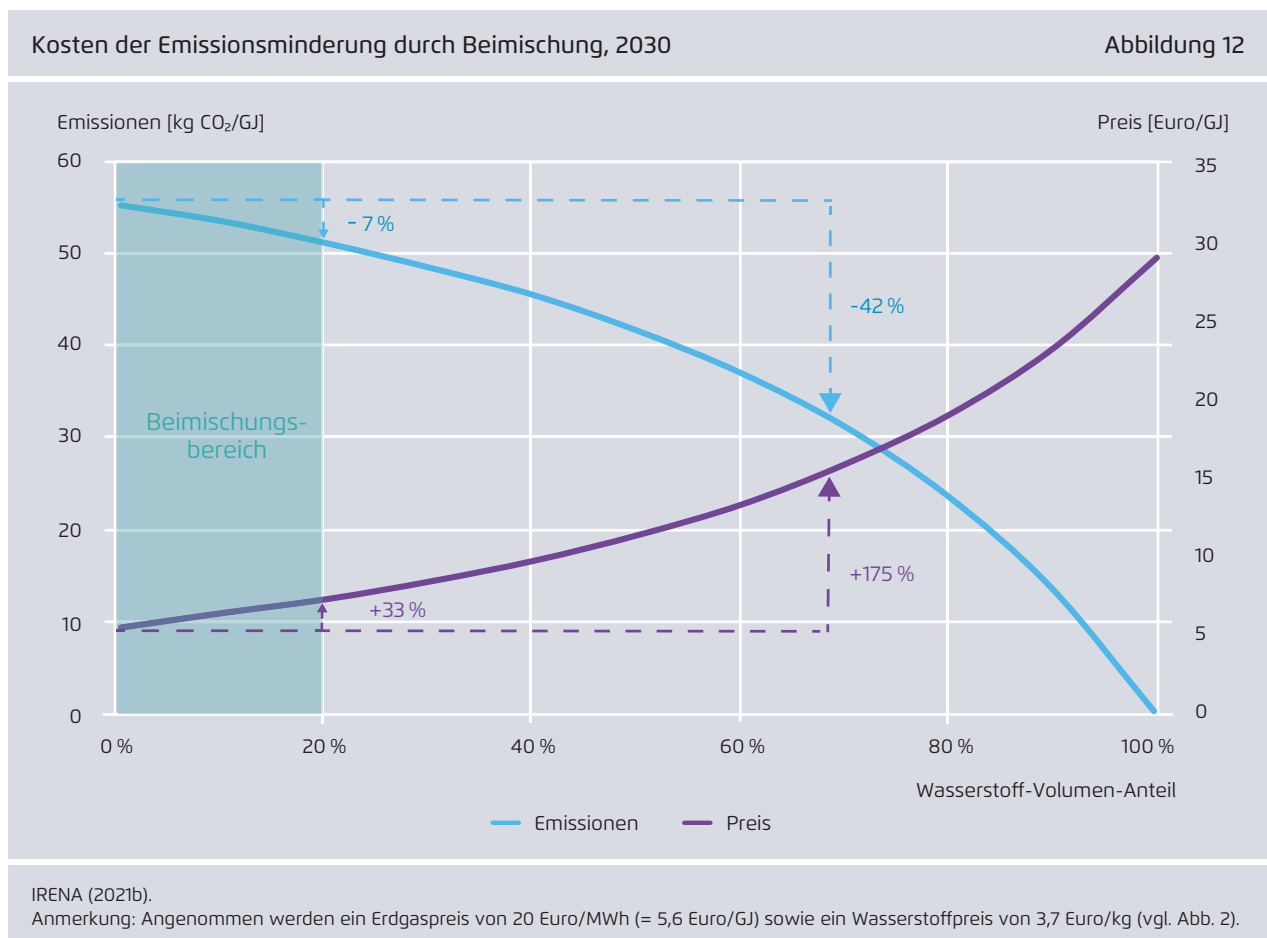
<sup>26</sup> Eine solche Quote würde die physikalische Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas befördern, was manche Branchen ablehnen, weil sie reinen Wasserstoff benötigen. So betonte der Dialogprozess Gas 2030, veranstaltet vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, die Bedeutung der Gasqualität und stellte Risiken für die industrielle Nachfrageseite durch die Beimischung fest (BMWi 2019).

dann billiger wäre als Gas oder Öl. Folglich hätten die verbleibenden Gaskunden (also jene, die sich aufgrund von Kapitalmangel oder als Mieter am wenigsten anpassen können) eine noch höhere Gasrechnung und würden letztlich die Gasinfrastruktur und den Wasserstoffeinsatz allein bezahlen.

### Dieser Weg führt nicht zu mehr Wachstum

Die dritte Möglichkeit wäre eine kontinuierliche staatliche Subvention in Höhe von mehreren Milliarden Euro für Wasserstoff im Gasnetz und für den Ausbau der entsprechenden Infrastruktur. Es lässt sich aber schlecht begründen, warum dazu

Steuergelder herangezogen werden sollten, zumal die Gefahr einer Festlegung auf überholte Anlagen sowie die Gefahr der Energiearmut bestehen, während mit Wärmepumpen und Wärmenetzen bereits ausgereifte und kostengünstigere Technologien bereitstehen. Subventionen für Wasserstoff im Gebäudesektor stehen in starkem Gegensatz zu jenen in der Industrie, die auf keine andere Möglichkeit der Dekarbonisierung zurückgreifen kann und die durch die Nutzung von Wasserstoff Arbeitsplätze sichern und zur europäischen Dekarbonisierung beitragen würde. Es gibt jedoch kein glaubwürdiges Szenario, in dem sich Wasserstoff im Gebäudesektor etabliert.



## 6

## Die Gasverteilnetze müssen auf das disruptive Ende ihres Geschäftsmodells vorbereitet werden

### Auf dem 1,5-Grad-Pfad muss der Verbrauch von Erdgas in Gebäuden im nächsten Jahrzehnt um 42 Prozent zurückgehen

Laut Modellierung der Europäischen Kommission muss der Gesamtverbrauch von Erdgas bis 2030 im Vergleich zu 2015 um 34 Prozent zurückgegangen sein, wie Abbildung 13 zeigt. Im Gebäudesektor muss der Rückgang noch stärker ausfallen: im Vergleich zu 2015 um 42 Prozent bis 2030 und um 68 Prozent bis 2050. Damit bleibt insgesamt ein Gasverbrauch von 37 Millionen Tonnen Heizöläquivalenten bestehen. Bis 2050 muss sämtliches Gas, das durch die Verteilnetze fließt, entweder sauberer Wasserstoff, synthetisches Methan aus dekarbonisiertem Wasserstoff oder Biomethan sein.<sup>27</sup> Doch schon heute ist klar, dass es in Zukunft weitaus weniger Gas geben wird als heute. Den Verteilnetzen wird es somit schwerfallen, neue Investitionen anzuziehen, insbesondere in den nächsten zwei Jahrzehnten, in Anbetracht der Tatsache, dass Wärmepumpen sich wesentlich stärker lohnen.

Auch beim Blick auf die allgemeine Ausrichtung des Pakets „Fit for 55“ und des Klimagesetzes der EU wird klar: Wenn sich die Gasnutzung in Gebäuden weniger stark verringert, muss ein anderer Sektor die Differenz ausgleichen und stärkere Reduktionen erbringen. Wie bereits beschrieben, müssten dann Sektoren, die noch weniger Alternativen für die Dekarbonisierung haben als der Gebäudewärmesektor, noch schneller Emissionen einsparen.

27 Zu beachten ist, dass jegliche Restnutzung von Erdgas durch negative Emissionen zu kompensieren wäre, damit vollständige Klimaneutralität erreicht wird.

### Die Verbraucher haben einen stärkeren finanziellen Anreiz für den Umstieg auf Wärmepumpen

Während manche Studien die Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff im Jahr 2040 bei nur 1 Euro pro Kilogramm Wasserstoff sehen, liegt der Gleichgewichtspreis eher bei 1,5 bis 2 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.<sup>28</sup> Die untere Kostengrenze hängt stark von der Verfügbarkeit preiswerter Importe aus EU-Nachbarstaaten über Pipelines ab. Die Einstandskosten müssen auch Beförderung und Speicherung umfassen. Bei der Beförderung über mehr als 3.000 km in einer Pipeline (entsprechend der Entfernung von Marokko bis nach Nordwesteuropa<sup>29</sup>) wären das rund 0,43 Euro pro Kilogramm Wasserstoff. Dazu kämen weitere 0,17 Euro pro Kilogramm für die Speicherung in einer Salzkaverne.<sup>30</sup> Nicht zuletzt muss der Einstandspreis auch die Verteilungskosten einbeziehen, die im europäischen Durchschnitt im Jahr 2020 für die Haushalte mit 0,02 Euro pro kWh zu Buche schlugen<sup>31</sup>. Geht man vom gleichen Verhältnis für Wasserstoff aus, dann würden die Netzentgelte durchschnittlich 0,8 Euro pro Kilogramm Wasserstoff ausmachen. Der Einstandspreis für Privatkunden würde sich im Jahr 2040 auf 3 bis 3,5 Euro pro Kilogramm Wasserstoff belaufen.

28 Die Zahlen sind aus Abbildung 24 übernommen.

29 Der Hydrogen Council (2021) geht von einem 75-prozentigen Anteil umgerüsteter Pipelines und von einem 25-prozentigen Anteil neuer Pipelines aus.

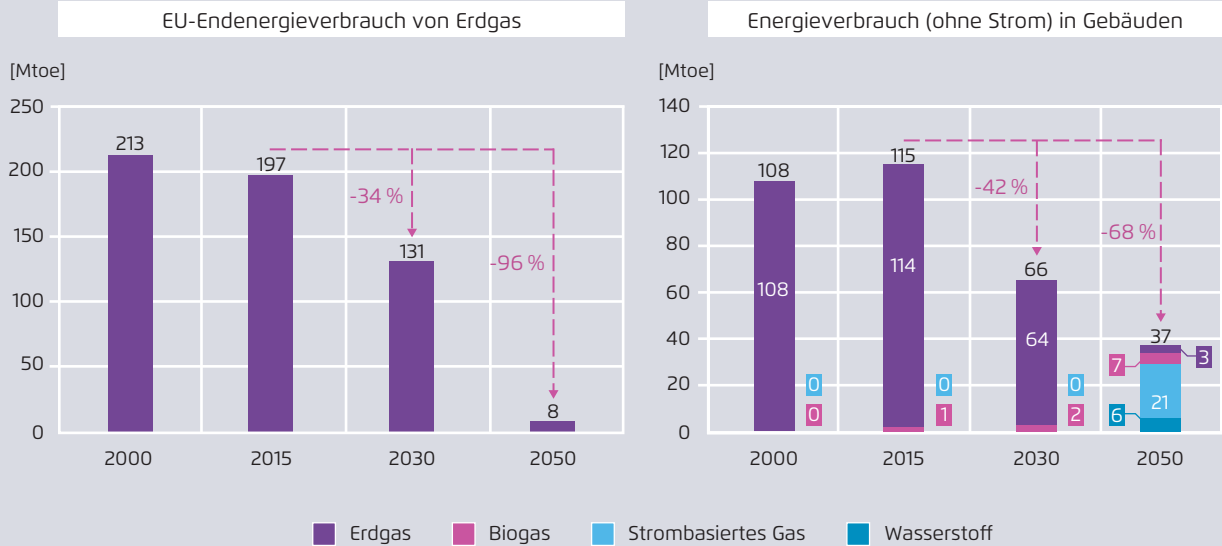
30 Vgl. BloombergNEF (2020). BloombergNEF legt zudem einen Vergleichswert für die Kosten von Salzkavernen zugrunde.

31 Vgl. DG Energy (2020).



Gesamtverbrauch von Gas sowie Verbrauch von Gas in Gebäuden laut Szenario „MIX“ der Europäischen Kommission

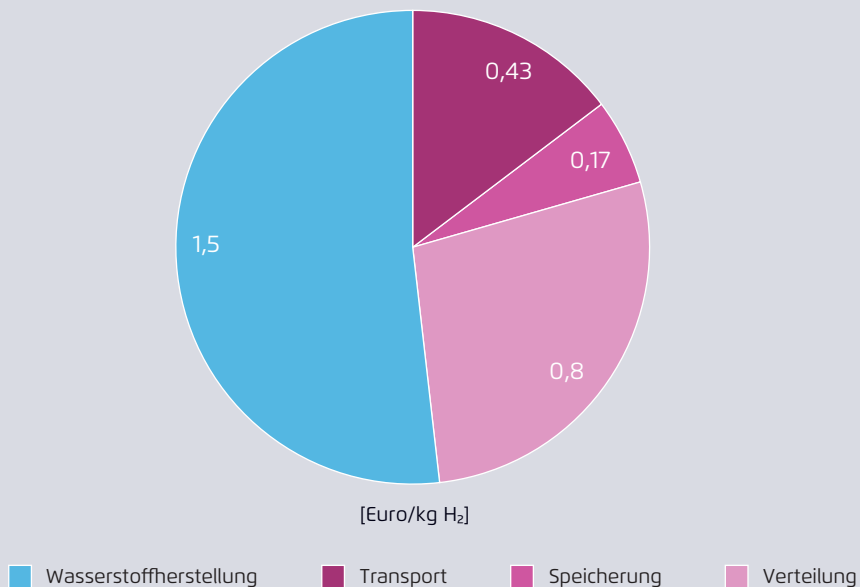
Abbildung 13



COM (2020): Climate Target Plan Impact Assessment.

Aufschlüsselung des Wasserstoff-Endkundenpreises für Haushalte im Jahr 2040 (in Euro pro Kilogramm Wasserstoff)

Abbildung 14



DG Energy (2020) und Berechnungen von Agora Energiewende.  
 Anmerkung: Die Abbildung geht von einem Gleichgewichtspreis von 1,5 Euro pro Kilogramm Wasserstoff im Jahr 2040 und von einer Beförderungsdistanz von 3.000 km aus.

Dabei würden Beförderung, Speicherung und Verteilung die Hälfte der Kosten für den an die Haushalte gelieferten Wasserstoff ausmachen, wie in Abbildung 14 dargestellt.

Wie aus Abbildung 15 ersichtlich, würden auch Haushalte, die in den 2030er-Jahren ohne Sanierung auf eine Wärmepumpe umstellen, im Vergleich zu jenen mit Gaskessel innerhalb von 20 Jahren rund 20.000 Euro sparen. Bei Haushalten, die eine Wärmepumpe mit einer tiefen Sanierung kombinieren, steigt die Ersparnis auf 30.000 Euro.

Damit ein Wasserstoffkessel mit einer Wärmepumpe in einer unsanierten Wohnung konkurrieren kann, wäre ein Einstandspreis von 2,5 Euro pro Kilogramm Wasserstoff notwendig. Solche Preise sind aber bis zur Mitte der 2040er-Jahre unrealistisch. Es sei darauf hingewiesen, dass die Mitgliedstaaten der Europäischen Union das Ungleichgewicht zwischen Kosten und Steuern für Gas gegenüber Strom noch korrigieren müssen. Die überarbeitete Energiebesteuerungsrichtlinie sollte das Mindestniveau für den Einstieg sein.

## Wasserstoffkessel in Wohngebäuden haben die niedrigste Systemeffizienz aller Heizungsarten

Selbst mit Blick auf die effizienteste Nutzung Erneuerbarer Energie aus Systemperspektive sind Wasserstoffkessel die schlechteste Option. In Abbildung 16 haben wir drei verschiedene Heizszenarien betrachtet. Im ersten Szenario wird Wasserstoff aus Ökostrom gewonnen, zu einem zentralen Speicher transportiert und dann über ein Pipelinesystem an die Haushalte verteilt. Auf Grundlage von 100 kWh erneuerbarer Eingangsenergie werden 61 kWh Wärme ausgeliefert.

Im zweiten Szenario stammt der Wasserstoff ebenfalls aus Ökostrom und wird zu einem zentralen Speicher transportiert. Dieser Wasserstoff wird dann

jedoch an ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk geliefert. Dieses Szenario ist eine denkbare Lösung für lange Zeiträume geringer Produktion von Erneuerbaren Energien aufgrund einer Dunkelflaute. Dabei würde das System auf Wasserstoffspeicher zurückgreifen und mit Turbinen Strom erzeugen, der an die Haushalte geliefert und dort von Wärmepumpen zur Erzeugung von Wärme genutzt wird. Je nach Außentemperatur erzeugen die Wärmepumpen die Wärme mehr oder weniger effizient. Im ungünstigsten Fall – also bei Temperaturen unter null während eines dunklen Wintertags (einer kalten Dunkelflaute) – werden 100 kWh erneuerbare Energie in 63 kWh Wärme umgewandelt, was immer noch 2 kWh über der durch den Wasserstoffkessel erzeugten Wärme liegt. Im Jahresdurchschnitt schneidet eine herkömmliche Wärmepumpe jedoch doppelt so gut ab: Aus 100 kWh erneuerbarer Energie erzeugt sie 125 kWh Wärme.

Im letzten Szenario betrachten wir einen Zeitraum mit reichlicher Erzeugung von Strom aus Solar- und Windenergie, der direkt und ohne Zwischenspeicherung an Wärmepumpen übertragen wird. Hier erzeugen Wärmepumpen (wieder abhängig von der Außentemperatur) mit 100 kWh erneuerbarer Energie zwischen 135 und 270 kWh Wärme. Dies entspricht der zwei- bis vierfachen Wärmemenge eines Wasserstoffkessels.

## Die Wasserstoffheizung für Haushalte wird eine Nischenlösung sein

Der flächendeckenden Einführung von Wärmepumpen stehen noch einige Schwierigkeiten im Weg. Dazu gehören vor allem eine schlechte Isolierung alter Gebäude,<sup>32</sup> die Finanzierung, die Differenz zwischen

---

32 In Deutschland, Frankreich und Italien beträgt der Anteil von vor 1946 errichteten Gebäuden 24,3 Prozent, 28,7 Prozent bzw. 20,7 Prozent. Vgl. Eurostat (2011). Allerdings besteht auch noch Aufklärungsbedarf hinsichtlich der Möglichkeiten zum Einbau von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden (Fraunhofer-ISE 2021).

Gas und Strom bei Kosten und Steuern, fortgeführte Subventionen für Heizsysteme mit fossilen Brennstoffen, Netzengpässe, Platzmangel, insbesondere in städtischen Gebäuden, sowie ein Mangel an qualifizierten, erfahrenen Fachkräften. Allerdings muss in dicht besiedelten städtischen Gebieten nicht in jedes Gebäude eine Wärmepumpe eingebaut werden. Den größten Beitrag zur Fernwärme werden vielmehr Großwärmepumpen erbringen.<sup>33</sup>

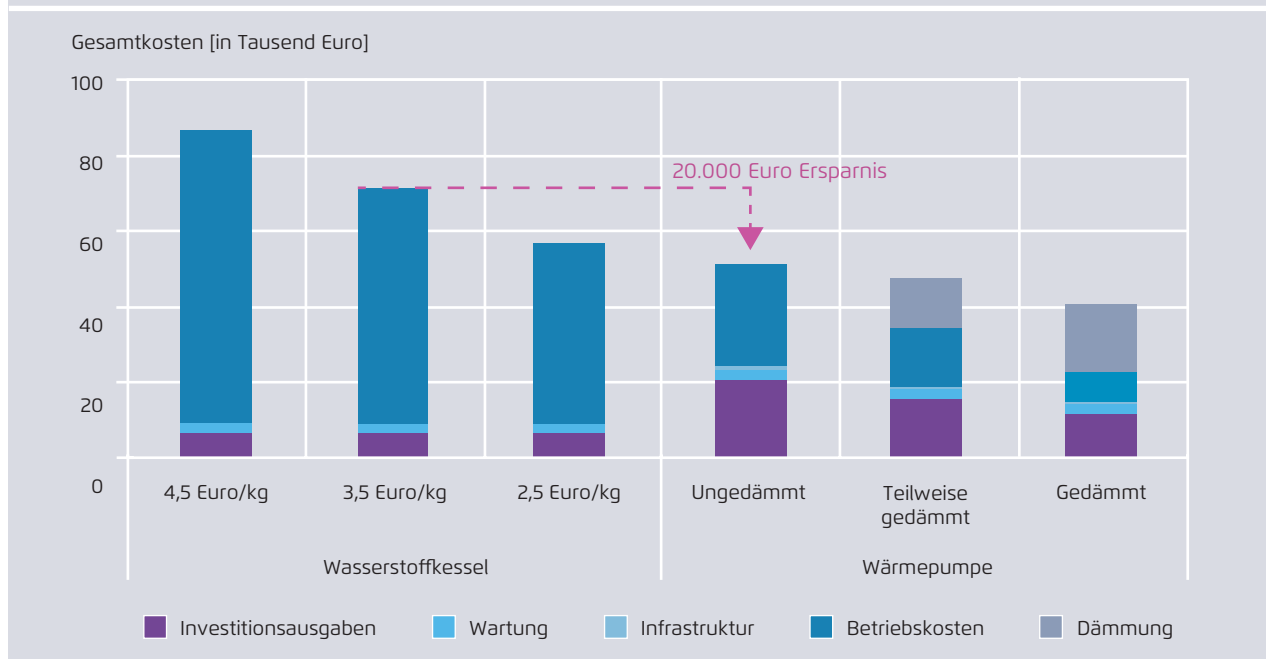
Wärmelast übrig bleiben, für deren Deckung Wasserstoff benötigt wird (vgl. auch Abbildung 4). Berücksichtigt werden müssen auch Menschen, die statt umfangreicher Umbauten ihren Gaskessel behalten möchten, obwohl sich durch den Umstieg letztendlich tausende Euro einsparen lassen. Derartige Nischenanwendungen für das Heizen mit Wasserstoff können zwar entstehen, aber die meisten Gasverteilnetze müssen sich darauf einstellen, dass die Nutzung ihrer Niederdruckleitungen ausläuft.

Dennoch wird unter Umständen in manchen Wärmenetzen mit hoher Vorlauftemperatur eine residuale

33 Vgl. Prognos et al. (2021) für die Situation in Deutschland

Vergleich des Kapitalwerts zwischen einem unsanierten Einfamilienhaus mit Wasserstoffheizung und einem sanierten Haus mit Luftwärmepumpe im Jahr 2025

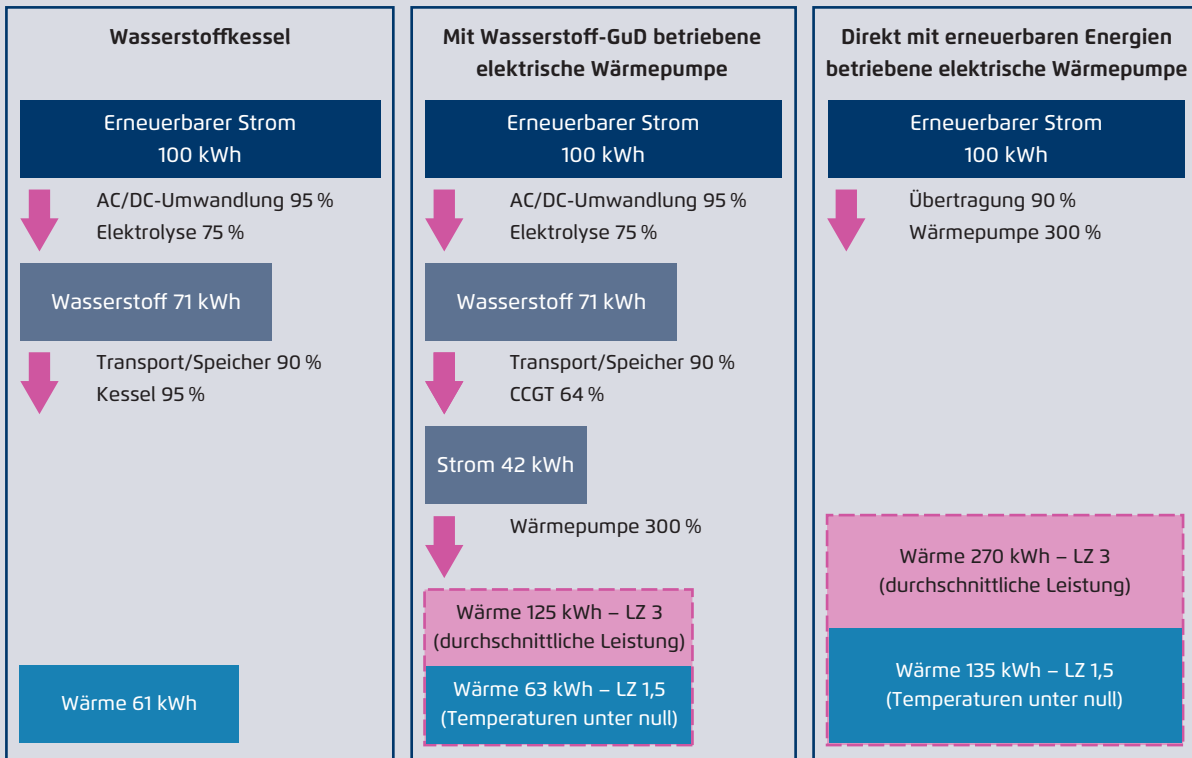
Abbildung 15



Öko-Institut (2021).  
 Anmerkungen: Die Kosten von Wärmepumpen sinken bis 2025 um 20 %. Der Strompreis folgt dem Preisfad 3 aus Abbildung 2-3 in Öko-Institut (2021), d. h. von 0,21 Euro/kWh (2020) auf ca. 0,15 Euro/kWh (2025) und schließlich auf 0,14 Euro/kWh (nach 2030). Dies beruht auf den Annahmen, dass die EEG-Umlage bis 2025 ausläuft, wodurch die Stromsteuern bis zum Jahr 2030 auf ein EU-Minimum sinken würden, sowie dass es einen Wärmepumpentarif gibt (jeweils ohne Umsatzsteuer).

Effizienz-Vergleich von verschiedenen Heizsystemen auf Basis von erneuerbarem Strom

Abbildung 16



Agora Energiewende angelehnt an LETI (2021) und Fraunhofer ISE (2011).

Anmerkung: Eigene Berechnungen angelehnt an LETI (2021) und Fraunhofer ISE (2011). Die Leistung von Wärmepumpen hängt von der Außentemperatur ab. Die Leistungszahl (LZ) der Wärmepumpen beruht auf der durchschnittlichen saisonalen Leistung (LZ = 3) und der Leistung bei Temperaturen unter null in den Wintermonaten (LZ = 1,5). GuD = Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk

7

## Der zukünftige potenzielle Markt für Wasserstofffahrzeuge schrumpft täglich

### Ey Mann, wo is' mein Brennstoffzellenauto?

Noch vor zehn Jahren galten Brennstoffzellenfahrzeuge als die Zukunft der Automobilbranche. Inzwischen ist der Traum vorbei: Wie in Abbildung 17 dargestellt, dominieren batterieelektrische Fahrzeuge den Markt für Elektrofahrzeuge inzwischen vollständig.

### Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge bleiben eine Marktnische

Sicherlich werden künftig einige Wasserstofffahrzeuge auf den Markt kommen, allerdings nur in geringer Zahl. Diese Technik wird sich auf Langstrecken und besondere Fahrzeuge beschränken, etwa in den Bereichen Fernfracht, Bau oder Bergbau. Selbst mit Blick auf den Frachtsektor gibt es gute Gründe anzunehmen, dass auf den meisten Strecken batterieelektrische Lastwagen zum Einsatz kommen werden, wie in Abbildung 18 dargestellt. Der Grund dafür ist, dass rund 80 Prozent der Tagesdistanzen weniger als 400 km betragen, was sich gut mit Batterien abdecken lässt. Außerdem werden weiterhin effizientere Batterien erforscht. Dazu gehören Feststoff- und Lithium-Schwefel-Batterien, die den bereits bestehenden Vorsprung von batterieelektrischen Lastwagen und Bussen vergrößern und die Argumente für Wasserstoff weiter entkräften würden.

### Strombasierte Flüssigkraftstoffe aus Wasserstoff werden Schiff- und Luftfahrt erobern

Bei anderen Verkehrszweigen wie Schiff- und Luftfahrt auf langen Strecken bieten Flüssigtreibstoffe gegenüber Wasserstoff viele Vorteile, vor allem eine höhere Energiedichte. Außerdem sind strombasierte Flüssigkraftstoffe stärkere Kraftstoffe als reiner Wasserstoff. Bei kurzen Strecken in Luft- und Schifffahrt hingegen bleiben viele Fragezeichen: In diesen Bereichen ist die Dichte der flüssigen Kraftstoffe nicht so wichtig, aber das Gewicht von Batterien stellt immer noch ein Hindernis dar. In dem Maße, in dem sich die Batterien durch Innovationen und im Hinblick auf ihre Dimensionen weiter verbessern, könnten sie jedoch Stück für Stück die Wasserstoffmärkte für Kurzstrecken in Schiff- und Luftfahrt übernehmen.

### Häfen werden zu Zentren der Tankinfrastruktur für Wasserstoff und zu Schnittstellen zwischen industriellen Nutzern und Offshore-Energie

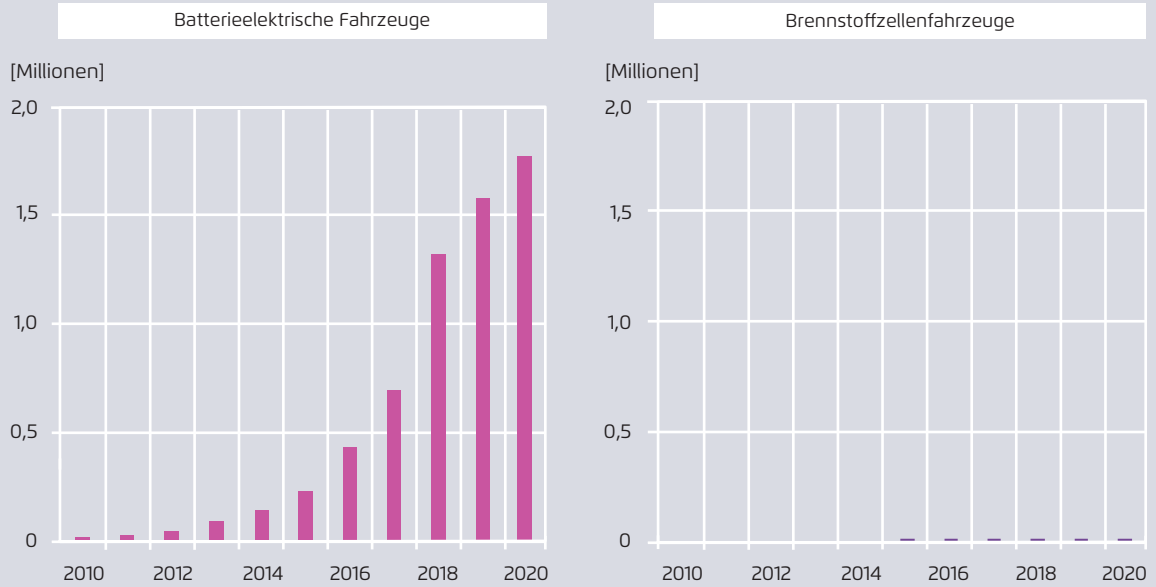
Während die Zahl möglicher Anwendungen für Wasserstoff im Verkehrsbereich abnimmt, gibt es gute Argumente für eine begrenzte Einrichtung von Wasserstoff-Tankinfrastrukturen an bestimmten Orten. Wenn zum Beispiel Wasserstoff-Tankinfrastrukturen und -Speicher in Häfen angesiedelt werden, könnte dies Impulse für die Dekarbonisierung der Schifffahrt geben. In diesem Bereich herrscht nämlich das gleiche Henne-Ei-Problem wie beim Einsatz von Wasserstoff im Landverkehr. Häfen sind oft Zentren energieintensiver Industrien, für die sich der Aufbau lokaler Wasserstoffnetzwerke lohnen würde. Darüber hinaus wird in den Häfen zukünftig

der Strom von Offshore-Windenergieanlagen ankommen. Gleichzeitig birgt die Schifffahrt ein geringeres Risiko für Wasserstoff oder wasserstoffbasierte Kraftstoffe, weil schwere Fracht und lange Strecken mit Batterien weiterhin schwierig abzudecken sein dürften. Die gemeinsame Nutzung von Tankanlagen für die verschiedenen Aktivitäten im Hafen (Schifffahrt, Umfuhr, andere Nutzfahrzeuge)

würde das anwendungsspezifische Risiko weiter diversifizieren. Sollte beispielsweise eine Tankstelle im Hafen aufgrund der Konkurrenz durch Batterien überflüssig werden, kann der entsprechende Speicher von der lokalen Industrie genutzt oder für die Herstellung strombasierter Flüssigkraftstoffe umgerüstet werden.

Jahresabsatz batterieelektrischer Fahrzeuge vs. Brennstoffzellenfahrzeuge 2010 bis 2020

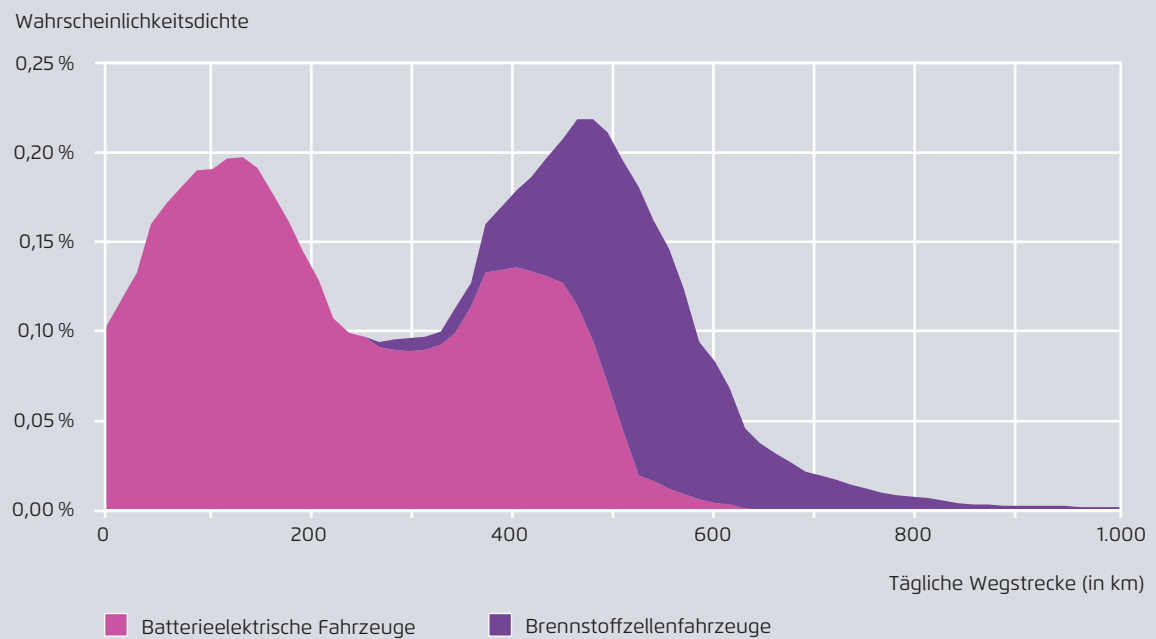
Abbildung 17



BloombergNEF (2021b).

Aufschlüsselung der täglichen Wegstrecken von schweren Nutzfahrzeugen, 2050

Abbildung 18



IEA (2021a).

8

## Für jedes GW Elektrolyse müssen 1 bis 4 GW zusätzliche Erneuerbare Energien an Orten installiert werden, wo sie Netzengpässe nicht verschärfen

### Die zusätzliche Erneuerbaren-Leistung hängt von der Art der Stromerzeugung ab

Für jede neue Elektrolyseanlage für die Wasserstoffherstellung muss zusätzlicher Strom aus Erneuerbaren erzeugt werden, der ihren Stromverbrauch vollständig abdeckt. Bei 4.000 Volllaststunden Elektrolyse benötigt 1 GW Elektrolyse 4.000 GWh Strom pro Jahr. Diese Energie lässt sich durch Offshore-Windkraftanlagen mit 1 GW Leistung, durch Onshore-Windkraftanlagen mit 2 GW Leistung, durch Photovoltaikanlagen mit 4 GW Leistung<sup>34</sup> oder durch eine entsprechende Kombination gewinnen.<sup>35</sup> Abbildung 19 zeigt, dass sich an guten Standorten mit jeder Technologie auch mehr Volllaststunden erreichen lassen, wodurch jeweils geringere Kapazitäten genügen würden. Ausreichende Mengen Erneuerbarer Energie für die Elektrolyse können durch Stromlieferverträge sichergestellt werden, die über bestehende Förderprogramme hinaus neue Anlagen für die Erzeugung Erneuerbarer Energien finanzieren.

34 Es handelt sich um vereinfachte Werte. An guten Standorten in Europa können Offshore-Windkraftanlagen über 4.000 Onshore-Windkraftanlagen über 2.000 und Photovoltaikanlagen über 1.000 Volllaststunden erzielen. Die Kombination verschiedener Quellen erneuerbarer Energien ist eine weitere Möglichkeit (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting 2021).

35 Die Verteilung der Investitionskosten für Elektrolyseure über viele Vollbenutzungsstunden pro Jahr senkt die Gesamtkosten der Wasserstoffherstellung. Doch dieser grundlegende Mechanismus hat seine Grenzen. Wenn Elektrolyseure Netzstrom nutzen und auf Grundlage der Marktpreise für Wasserstoff und Strom betrieben werden, dann steigen die Betriebskosten bei mehr Vollbenutzungsstunden disproportional (Agora Energiewende & Guidehouse 2021).

### Fördern, ohne Engpässe zu schaffen

Es ist wichtig, dass die Standortwahl für die Elektrolyseure bestehende Netzengpässe nicht verschärft. Im Idealfall ist sie für das Stromnetz sogar vorteilhaft. Sind die Erzeugungsanlagen für Wasserstoff und für Erneuerbare Energie geografisch getrennt, dann kann die Elektrolyse letztendlich auf der lokalen Energieerzeugung mit fossilen Brennstoffen beruhen. Ansonsten würden die großen Distanzen zwischen Elektrolyseur und Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen zu neuen Netzengpässen in ganz Europa führen. In Deutschland würde dies das Risiko einer Gebotszonenspaltung erhöhen und damit die Strompreise im Süden hochtreiben und im Norden senken. Gebotszonen sind in der Regel Ausdruck von aktuellen strukturellen Engpässen im Netz. Es ist daher anzuraten, für die Wasserstoffproduktion und für zusätzliche erneuerbare Kapazitäten geeignete Gebiete zu bestimmen,<sup>36</sup> damit weitere Netzengpässe in Zukunft vermieden werden.

Ans Netz angeschlossene Elektrolyseure müssten zudem flexibel funktionieren und Zeiten mit hohem Anteil Erneuerbarer Energie und niedriger Treibhausgas-Emissionsintensität im Netz nutzen. Dies ist auch mit Blick auf die Betriebskosten der Elektrolyseure sinnvoll, da die Strompreise in Zeiten mit

36 Demzufolge könnten Elektrolyseure in Gegenden aufgestellt werden, in denen bereits große Mengen Strom aus Erneuerbaren Energien generiert werden. In Gegenden mit geringer Durchdringung von Erneuerbaren Energien hingegen, in denen es beim Import zu Netzengpässen kommt, sollten zusätzliche Erneuerbaren-Anlagen entstehen. Besonders für Deutschland wären derartige Ansätze sinnvoll.



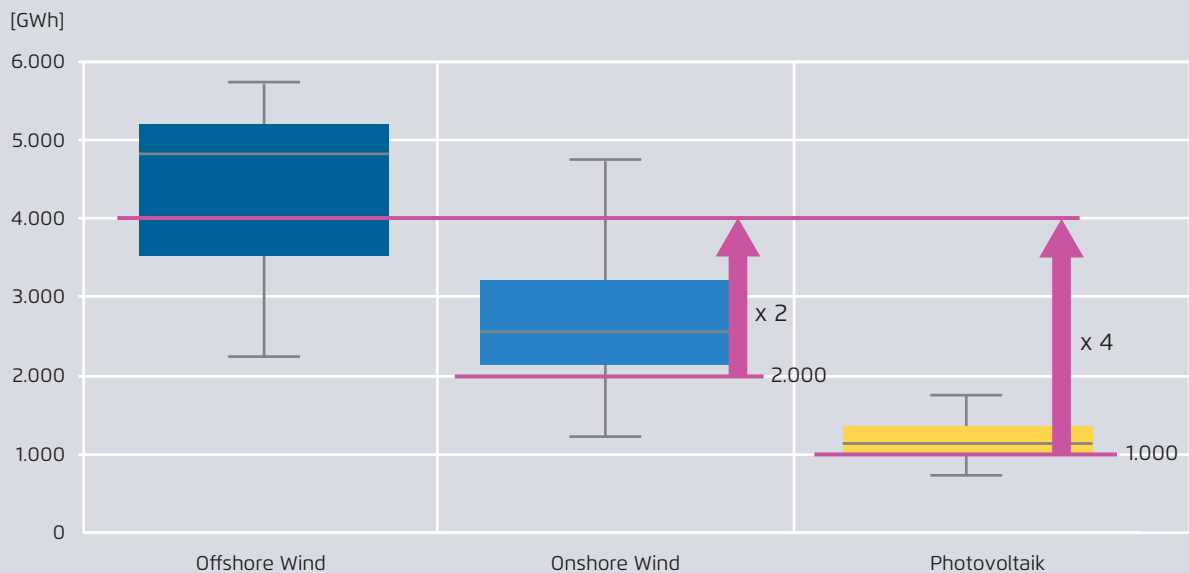
hohem Anteil an Ökostrom tendenziell niedriger sind. Allerdings werden die Elektrolyseure in Konkurrenz zu anderen nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen

stehen, etwa zu batterieelektrischen Fahrzeugen und Wärmepumpen. Daher wird die tatsächliche Nutzung von preiswertem Strom begrenzt sein.<sup>37</sup>

37 Zum Beispiel würde die durchschnittliche Anzahl Voll-  
laststunden im Szenario für die deutsche Klimaneu-  
tralität bis 2045 auf 1.800 bis 1.900 Stunden zwischen  
2030 und 2045 hinauslaufen (Prognos et al. 2021).

Von erneuerbaren Technologien mit einer Leistung von 1 GW jährlich  
produzierte Menge Strom in GWh

Abbildung 19



Angelehnt an AFRY Management Consulting (2021).

Anmerkung: Die Box-Plots illustrieren die wichtigsten statistischen Zahlen zu den durchschnittlichen Voll-  
laststunden, multipliziert mit 1 GW auf Ebene von Hexagonen in Europa mit einer durchschnittlichen Fläche von 50.000 km<sup>2</sup>.  
Sie geben nicht die mögliche Gesamtmenge erneuerbarer Energie an, die produziert werden könnte.

9

## Der Wasserstoffhandel wird sich auf die regionale Ebene beschränken: Die Verschiffung von Wasserstoff ist teurer als Rohre oder Leitungen

In den letzten Jahren wurde viel über weltweite Wasserstoffmärkte sowie Import- und Exportmöglichkeiten diskutiert. Doch die Speicherung und somit auch der Transport von Wasserstoff sind kompliziert. Die verfügbaren Möglichkeiten beschränken sich auf drei: Pipelines, Leitungen oder Schiffe.

### Eventuell vorhandene, umgerüstete Pipelines sind am preiswertesten

Der Verbrauch von Wasserstoff nahe am Ort der Produktion mithilfe von Erneuerbarer Energie wird immer die preiswerteste Option sein. Die Transportkosten können nämlich erheblich ausfallen, wie in Abbildung 20 dargestellt. Wenn Wasserstoff aber transportiert werden muss – zum Beispiel über 3.000 km von Marokko nach Nordwesteuropa –, dann bilden umgerüstete Pipelines die preiswerteste Verbindung zwischen Wasserstoffangebot und Importnachfrage. Auf langen Strecken entwickeln sich Hoch- und Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen zu einer Konkurrenz für neu gebaute Pipelines. Nichtsdestotrotz wird sich die Wettbewerbsfähigkeit der lokalen Produktion im Laufe der Zeit erhöhen, weil die Netze im Jahr 2050 über wesentlich mehr kostenlosen, abgeregelten Strom verfügen werden.

Aus Abbildung 20 lässt sich zudem ableiten: Wenn es sich beim Molekül für die Endnutzung um Wasserstoff handelt, ist der Transport aus weit entfernten Gegenden wie Chile oder Australien letztlich teurer, im Vergleich zur lokalen Erzeugung, selbst mit einer durchschnittlichen Entwicklung der Erneuerbaren Energien. Zudem ist die Verschiffung rund doppelt so teuer wie der Import von Wasserstoff über Pipelines

oder der Stromimport über Leitungen von Marokko bis zum Elektrolyseur in Nordwesteuropa.

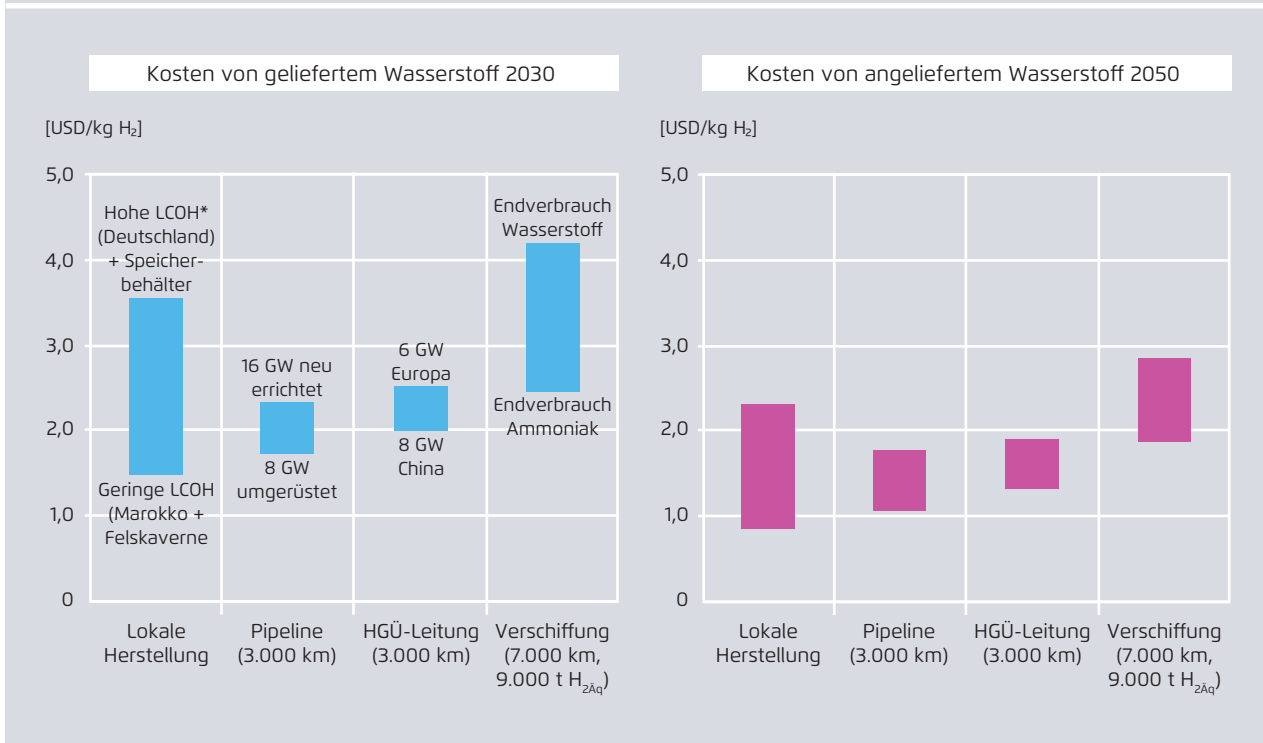
### Die Verschiffung ist sinnvoller für wasserstoffbasierte Produkte oder für Orte, an denen Pipelines nicht machbar sind

Doch statt den transportierten Ammoniak wieder in Wasserstoff zu zerlegen, wäre die direkte Nutzung von Ammoniak als Brennstoff preiswerter als die lokale Herstellung von Wasserstoff, auch im Jahr 2050. Dafür würde allerdings eine neue Reihe von Kraftwerken benötigt; eine reine Umrüstung der bestehenden Anlagen würde nicht ausreichen. Darüber hinaus spricht in Gegenden wie Europa und den USA, wo Salzsichten für die Speicherung von Wasserstoff in großem Maßstab vorhanden sind, noch weniger für die Nutzung von Ammoniak zur Stromerzeugung: Salzkavernen können Energie in Form von Wasserstoff deutlich preiswerter speichern als Ammoniak (vgl. Abbildung 9).

In der Praxis werden sich die Anwendungen des Wasserstofftransports per Schiff auf den Fall beschränken, dass eine Pipeline nicht betriebsbereit oder machbar ist, etwa aufgrund öffentlichen Widerstands, politischen Interessen oder der Entfernungen (wie in Japan). Der Transport per Schiff eignet sich zudem für Märkte, auf denen die Endnachfrage energieintensive wasserstoffbasierte Produkte betrifft, etwa Ammoniak, Methanol oder andere hochveredelte Chemikalien.

Kosten von geliefertem Wasserstoff

Abbildung 20



ETC (2021), Guidehouse (2021a), BloombergNEF (2020).

Anmerkungen: LCOH = Levelized cost of hydrogen (Wasserstoff-Erzeugungskosten), HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, H<sub>2Aq</sub> = Wasserstoffäquivalente. Transport per Pipeline, HGÜ-Leitung oder Verschiffung beziehen sich jeweils auf eine Region mit geringen LCOH. Bei der Produktion von grünem Wasserstoff sind für 50 % des Jahresverbrauchs Speicherkosten berücksichtigt. Laut dem Bericht „European Hydrogen Backbone“ entspricht dies der preiswertesten umgerüsteten Gaspipeline.

10

## Das aktive Werben um öffentliche Akzeptanz ist zentral dafür, dass Europa sein Wasserstoffpotenzial voll ausschöpfen kann

Betrachtet man den Median der Wasserstoffnachfrage in europäischen Szenarien, die mit 1,5 Grad Celsius Erderwärmung kompatibel sind,<sup>38</sup> dann hätte nur die Region bestehend aus Deutschland, den Niederlanden und Belgien ein technisches Defizit an regional produziertem erneuerbarem Wasserstoff für die Deckung des eigenen Bedarfs (vgl. Abbildung 21). Insgesamt jedoch liegt das technische Produktionspotenzial der EU27 + UK über der geschätzten Nachfrage. Man könnte daraus schließen, dass sich die EU mit Wasserstoff selbst versorgen könnte, wenn geeignete Transportinfrastrukturen vorhanden sind.

### Die Ausschöpfung des europäischen Potenzials von grünem Wasserstoff erfordert einen deutlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien

Doch das technische Potenzial gewährleistet nicht, dass ausreichende Erzeugungsanlagen gebaut werden. Vielmehr besteht immer das Risiko, dass das tatsächliche Angebot weit geringer ausfällt. Grund dafür sind Faktoren wie die öffentliche oder lokale Akzeptanz von großflächiger Infrastruktur oder auch Konkurrenz bei der Flächennutzung.<sup>39</sup>

Wenn der gesamte geschätzte Wasserstoffbedarf der EU ausschließlich mit Solar- und Windenergie gedeckt werden soll, muss die Stromerzeugung aus diesen Quellen bis 2050 im Vergleich zu 2020 um das Achtfache zunehmen. Über die Hälfte dieser Elektrizität wäre direkt für die Wasserstoffproduktion bestimmt, wie es die Grafik links in Abbildung 22 zeigt.

<sup>38</sup> Vgl. Abbildung 5 aus These 1.

<sup>39</sup> Vgl. Seite 4 bei Fraunhofer IEE (2021).

Für die Ausbaugeschwindigkeit heißt das: Zur Erfüllung des EU-Ziels für 2030 von 10 Megatonnen erneuerbarem Wasserstoff müsste die im Zeitraum 2010 bis 2020 verzeichnete Ausbaugeschwindigkeit bei Solar- und Windenergie verdoppelt werden. Dies illustriert die Grafik rechts in Abbildung 22. Diese Verdopplung wäre auf die Wasserstoffnachfrage zurückzuführen. In den zwei folgenden Jahrzehnten müsste sich die Ausbaugeschwindigkeit erneut verdoppeln, da doppelt so viel Strom in die Wasserstoffproduktion fließen würde wie in die direkte Elektrifizierung.

Angesichts der Tatsache, dass sich heutzutage in der EU lokaler Widerstand gegen den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien regt, sind die Schwierigkeiten bei der Beschleunigung des Ausbaus nicht zu vernachlässigen.

### Der Ausbau der Kreislaufwirtschaft kann helfen, dürfte aber allein nicht ausreichen, um die Angebotslücke bei Erneuerbaren Energien vollständig zu schließen

Eine der effizientesten Möglichkeiten, die Angebotslücke bei den Erneuerbaren Energien zu schließen, ist der Ausbau der Kreislaufwirtschaft. Auf diese Weise ließe sich der Wasserstoffbedarf des Jahres 2050 in den Sektoren Stahl, Kunststoffe und Ammoniak halbieren (vgl. Abbildung 23). Dies hätte im Jahr 2050 eine Verringerung der Nachfrage nach Erneuerbarer Energie für die Wasserstoffproduktion um rund 10 Prozent zur Folge. Die Kreislaufwirtschaft ist fraglos ein lohnendes Vorhaben. Allerdings könnte sie allein das Angebotsdefizit bei den Erneuerbaren Energien wahrscheinlich nicht ausgleichen, wenn es der EU

nicht gelingt, den Ausbau bis 2030 um den Faktor vier zu steigern.

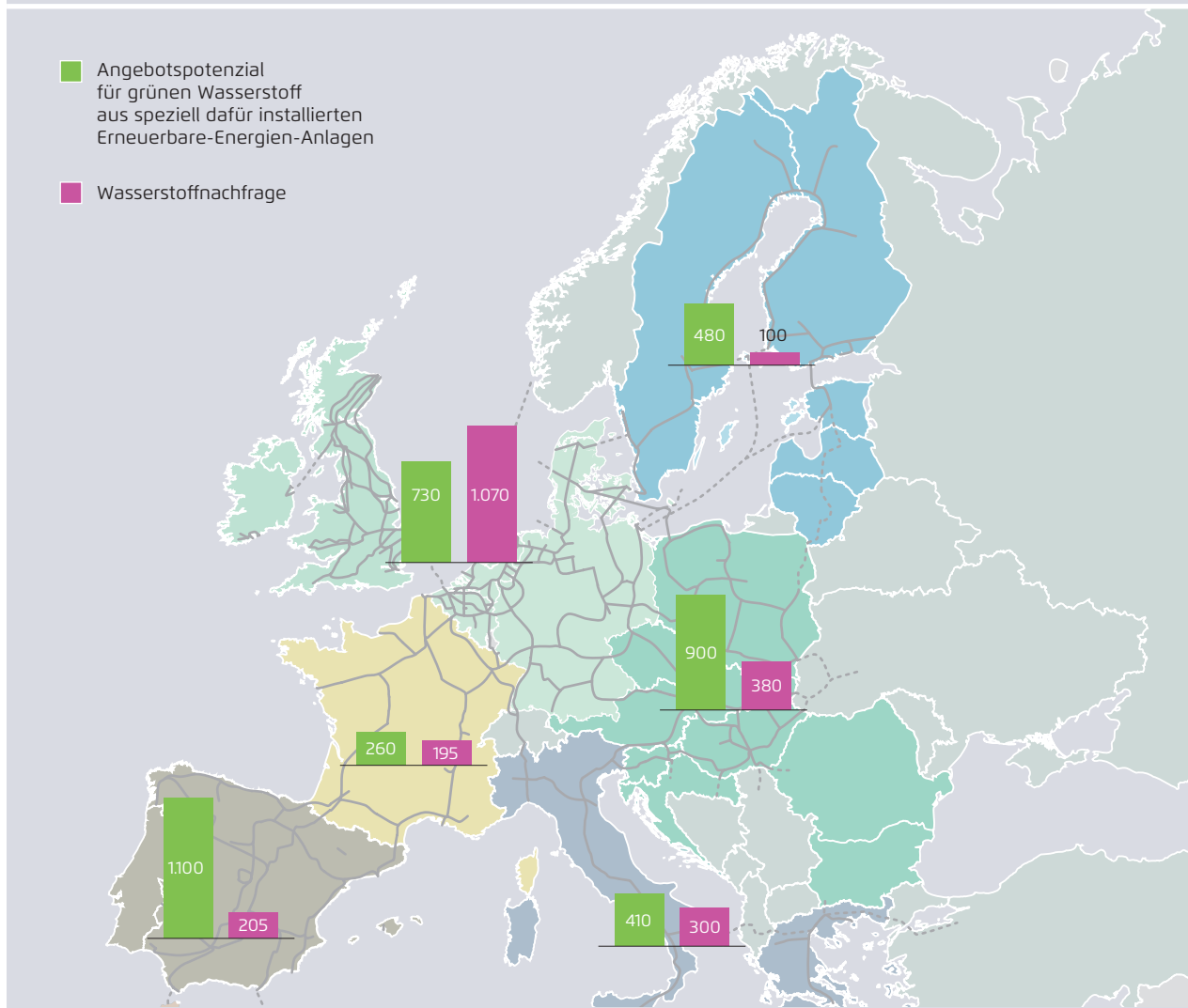
Um sich gegenüber dem Risiko eines unzureichenden Ausbaus von Erneuerbaren Energien abzusichern, hat

die EU neben einer stärkeren Kreislauforientierung zwei Optionen: den Import sauberen Wasserstoffs aus dem Ausland und die lokale Herstellung aus Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung.<sup>40</sup>

40 Dies setzt hinreichend niedrige Erdgaspreise voraus. Die gegenwärtig tatsächlich vorherrschenden und mittelfristig erwarteten Erdgaspreise liegen allerdings erheblich höher.

Wasserstoffnachfrage und Angebotspotenzial (in TWh) in Europa

Abbildung 21



Guidehouse (2021a). Hinweis: EU-Länder und UK wurden anhand von geographischen und Angebots-/Nachfrage-Charakteristika in sechs Gruppen eingeteilt: Nordsee, Ostsee, Mittelosteuropa, Südosteuropa, Portugal & Spanien, Frankreich

Strombedarf zur Deckung der projizierten Wasserstoffnachfrage in Europa und zur Überbrückung der Versorgungslücke bei Erneuerbaren Energien

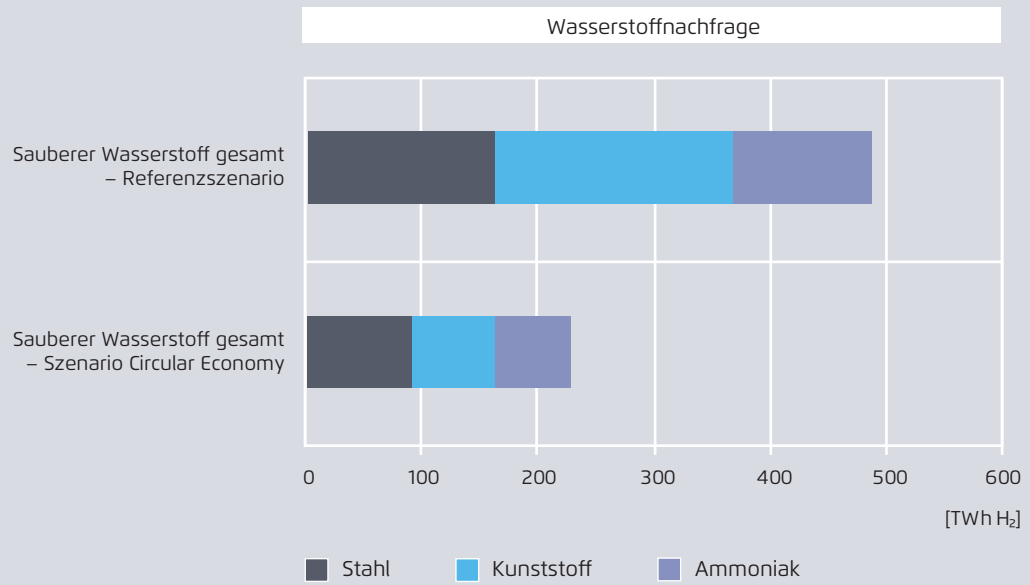
Abbildung 22



Agora Energiewende angelehnt an Guidehouse (2021a), COM (2020) und Agora Energiewende & Ember (2021).  
Hinweis: Angenommene Effizienz der Elektrolyseure: 70 % im Zeitraum 2020 bis 2030, 80 % im Zeitraum 2030 bis 2050.

Das industrielle Potenzial der EU für Wasserstoffeinsparungen durch Kreislaufwirtschaft

Abbildung 23



Agora Energiewende angelehnt an Material Economics (2018).

11

## Für eine weiterhin wettbewerbsfähige Industrie sollte die EU preiswerten Wasserstoff aus Nachbarländern und gleichzeitig synthetische Kraftstoffe aus erneuerbarem Wasserstoff von den Weltmärkten importieren

Das Problem der öffentlichen Akzeptanz ist nicht der einzige Grund dafür, dass die EU außerhalb ihrer Grenzen nach nachhaltigem Wasserstoff Ausschau halten sollte. Länder mit besserem Angebot an Erneuerbaren Energien als in der EU werden in der Lage sein, Wasserstoff preiswerter herzustellen. Dies bietet Chancen für Technologietransfer, Arbeitsplätze und Exporteinnahmen. Doch die Vorteile von Wasserstoffimporten müssen gegenüber den Transportkosten abgewogen werden.

### Wasserstoffpipelines gewährleisten die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Industrieunternehmen und einen sicheren Strommarkt

Die aktuelle Fixierung auf – teure – Wasserstoffimporte aus Chile, Australien oder dem arabischen Raum birgt die Gefahr, dass auf Wasserstoff angewiesene Branchen aus Europa hinaus in Länder mit preiswertem Wasserstoff getrieben werden (vgl. These 9).

Um eine weltweit wettbewerbsfähige europäische Industrie sowie ausreichende Wasserstoffmengen als Reserve für ein auf Erneuerbaren Energien beruhendes Stromnetz zu gewährleisten, muss die EU den Blick auf Nachbarländer richten, von denen aus Pipelineverbindungen machbar und im Idealfall bereits vorhanden sind.<sup>41</sup> Je nach den Fortschritten beim paneuropäischen Pipelinennetzwerk für Wasserstoff könnte die EU ab 2030 preiswerten erneuerbaren Wasserstoff aus Nordafrika und der Ukraine importieren, wie es Abbildung 24 zeigt. Ab 2050

41 Voraussetzung hierfür ist hinreichende politische Stabilität.

könnte Nordafrika dank seinem hervorragenden Solarpotenzial knapp die Hälfte des EU-Bedarfs an Wasserstoff zu Preisen decken, die deutlich unter dem europäischen Durchschnitt liegen. Mithilfe von Pipelines lassen sich gleichzeitig die Transportkosten niedrig halten. Auch die Ukraine könnte ähnlich preiswerten Wasserstoff in die EU liefern. Der Südosten bietet sogar noch mehr Möglichkeiten, sofern man sich auf neue Pipelines oder Leitungen einigen kann.

### Die EU sollte die internationalen Power-to-X-Märkte für nachhaltige Chemikalien sowie für nachhaltige Kraftstoffe für den Schiffs- und Luftverkehr fördern

Nachhaltige Kraftstoffe für den Schiffs- und Luftverkehr lassen sich unkompliziert transportieren, sind aber nur klimaneutral, wenn das verwendete CO<sub>2</sub> aus nachhaltigen Quellen stammt. Hierzu wird CO<sub>2</sub> in Zukunft via *Direct Air Capture*-Technik direkt der Luft entzogen werden,<sup>42</sup> doch dieser Prozess wird sehr energieintensiv sein. Länder mit enormen Mengen preiswerter erneuerbarer Ressourcen, etwa Argentinien, Australien, Chile, der arabische Raum, Marokko und Südafrika, werden für die ganze Welt

42 Manche Länder verfügen zudem über ein hohes biogenes Kohlenstoff-Potenzial. Eine Möglichkeit, nachhaltiges CO<sub>2</sub> zu gewinnen, wäre die Abscheidung in Prozessen der Zucker- und Ethanolindustrie, die in Brasilien eine wichtige wirtschaftliche Rolle spielt. Eine Studie von Silva et al. (2018) hat die wichtigsten Destillieren in Brasilien kartiert und einen Ertrag von 15 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr berechnet. Wegen der hohen Reinheit des CO<sub>2</sub> aus diesen Prozessen sind die Kosten der Abscheidung relativ niedrig (rund 11 US-Dollar pro Tonne CO<sub>2</sub>).



Grenzkostenkurven für das Wasserstoffangebot für Europa

Abbildung 24



Guidehouse (2021a).

nachhaltige Kraftstoffe herstellen. Gleiches gilt für manche Chemikalien, etwa Ammoniak und Methanol. Der Import von nachhaltigem Methanol oder synthetischen Kraftstoffen aus Gegenden mit preiswerten Erneuerbaren Energien ist kostengünstiger als die Produktion in Deutschland, wie in Abbildung 25 dargestellt. Die europäische Chemieindustrie wird daher eine Strategie entwerfen müssen, um den Großteil der Produktion von hochveredelten Chemikalien in Europa zu halten. Gleichzeitig muss sie auf die preiswerte nachhaltige Produktion von Grundchemikalien in anderen Weltregionen zurückgreifen. Dieser Prozess muss dringend gestartet werden.

## Nicht nur erneuerbarer Wasserstoff lässt sich exportieren

Norwegen und das Vereinigte Königreich wollen gleich zu Beginn des Ausbaus in den europäischen Wasserstoffmarkt einsteigen, hauptsächlich mit fossil erzeugtem Wasserstoff unter Einsatz von CCS.<sup>43</sup>

An alle Lieferanten mit bestehenden Pipelineverbindungen muss Europa das Signal aussenden, dass jegliche Wasserstoffimporte den Nachhaltigkeitsstandards der EU entsprechen müssen,<sup>44</sup> was derzeit nicht der Fall ist.<sup>45</sup> Gleichzeitig sollte die EU beginnen, über mögliche Importe erneuerbaren Wasserstoffs zu verhandeln. Gespräche über den möglichen Import von Wasserstoff aus nuklearen Quellen dürfen allerdings erst dann anlaufen, wenn die EU ihre interne Haltung zu diesem Thema geklärt hat.

---

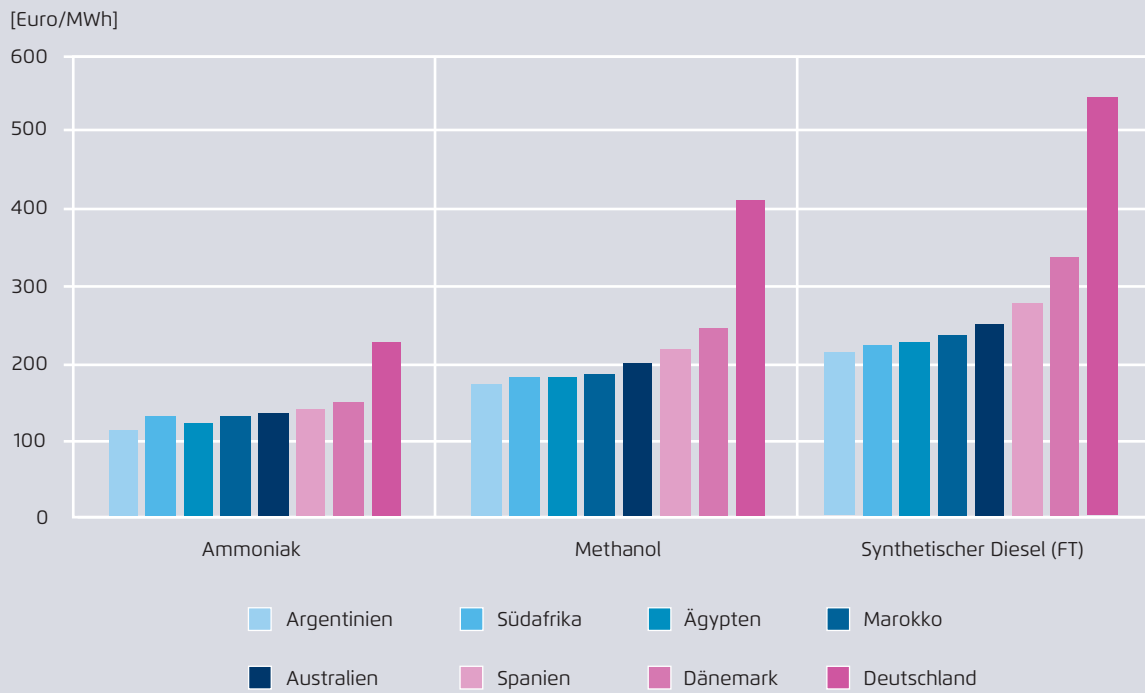
43 Dies setzt hinreichend niedrige Erdgaspreise voraus. Die gegenwärtig tatsächlich vorherrschenden und mittelfristig erwarteten Erdgaspreise liegen allerdings erheblich höher.

44 Vgl. These 12 für genaue Empfehlungen zu Nachhaltigkeitskriterien.

45 Vgl. Abbildung 23 aus These 12. Beim Transport von Erdgas über Strecken von mehr als 5.000 km könnte schon mit dem entweichenden Methan der Grenzwert der Nachhaltigkeit überschritten werden.

Kosten der mit wasserstoffbasierten Produkten nach Deutschland transportierten Energie, 2030

Abbildung 25



J. Hampf et. al (2021).  
 Anmerkung: Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten 10 %.

## (Blauer) Wasserstoff aus Prozessen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung könnte eine Option bleiben, aber im Rahmen strenger Vorgaben

Wasserstoff aus fossilem Gas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung wurde gegenüber erneuerbarem Wasserstoff in der Vergangenheit vielfach als kostengünstiger eingeschätzt. Die gegenwärtig tatsächlich vorherrschenden und mittelfristig erwarteten Erdgaspreise liegen allerdings erheblich höher, was die Wettbewerbsposition von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber den fossil-basierten Alternativen verbessert.

### Fossiler Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung verhindert CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht vollständig, könnte aber auf dem Pfad zur Klimaneutralität eine Rolle spielen

Abbildung 26 zeigt einen Vergleich verschiedener Systeme für das Jahr 2050, die auf fossil erzeugtem Wasserstoff mit und ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung sowie auf erneuerbarem Wasserstoff beruhen. Im Jahr 2050 gehen die Emissionen durch erneuerbaren Wasserstoff auf null zurück, weil davon ausgegangen wird, dass die Energie zur Herstellung der Anlagen vollständig dekarbonisiert ist. Bemerkenswert ist auch, dass der fossil erzeugte Wasserstoff desto mehr Emissionen verursacht, je weiter er transportiert wird. Dies ist auf Lecks im Transport- und Speichersystem zurückzuführen. Ein besonders ungünstiger Fall wäre der Transport von Methan über 5.000 km aus dem Inneren Russlands bis zu Anlagen für die Wasserstoffherstellung nahe der EU-Grenzen.

Aus fossilem Gas unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellter blauer Wasserstoff wäre aus zwei Gründen nicht Teil eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems. Erstens verursacht er entlang der Lieferkette bei Produktion und Transport immer Emissionen aus Lecks. Zweitens lässt sich das CO<sub>2</sub> aus Prozessen wie der Methan-Dampfreformierung (Steam Methane Reforming/SMR) oder der autothermen Reformierung (ATR) nicht vollständig abscheiden.

Führende Branchenakteure beziffern die höchstmögliche praktische Abscheidung auf 98 Prozent.<sup>46</sup> Wenn also blauer Wasserstoff zur Dekarbonisierung beitragen soll, dann ist ein solider Regulierungsrahmen für deutliche Verbesserungen bei CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Kontrolle flüchtiger Emissionen notwendig. Dies erfordert zusätzliche Kriterien über die EU-Taxonomie für nachhaltige Finanzprodukte hinaus. Im Idealfall werden die neuen Kriterien Teil des zweiten, für Dezember 2021 geplanten „Fit for 55“-Pakets.

### Die Kontrolle von Methanlecks im Wasserstoffsektor ist entscheidend

Methan hat eine stärker erwärmende Wirkung auf die Erde als CO<sub>2</sub>. Daher beeinflussen Methanlecks den tatsächlichen Kohlenstoff-Fußabdruck von mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestelltem Wasserstoff proportional stärker. Die IEA geht heute von einer weltweit durchschnittlichen Leckrate von Methan von 1,5 Prozent aus.<sup>47</sup> Unter diesen Umständen würde auch bei einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung von 98 Prozent, die als weltweit führend gilt, der Fußabdruck über den gesamten Lebenszyklus den Grenzwert überschreiten, der in der Taxonomie für nachhaltige Finanzprodukte der Europäischen Kommission festgelegt ist (vgl. Abbildung 27).<sup>48</sup> Geht man von einer noch höheren Leckrate von 3,5 Prozent aus, wie jüngst von Robert Howarth und Mark Jacobson vorgeschlagen, ist aus fossilen Brennstoffen unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellter Wasserstoff rund 20 Prozent weniger umweltschädlich als herkömmlicher Wasserstoff (auf Grundlage eines Treibhauspotentials von

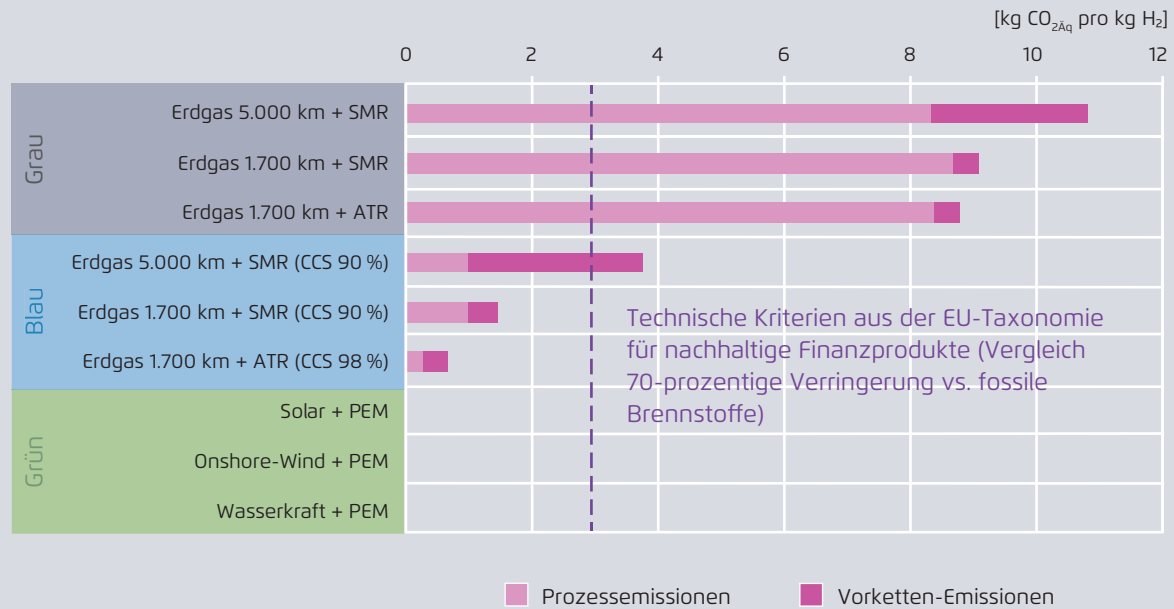
46 Vgl. Rechargenews (2021).

47 Vgl. IEA (2021b).

48 Vgl. COM (2021b).

Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen der Wasserstoffproduktion entlang unterschiedlicher Pfade (GWP20) für 2050

Abbildung 26



ETC (2021), Hydrogen Council & LBST (2021), COM (2021a).

Anmerkung: Zur Energieerzeugung zählen auch die Methanemissionen entlang der Lieferkette. Je nach Erdgasquelle und Transportstrecke beträgt die Leckrate 0,15 bis 1,2 %. Zur Wasserstoffproduktion gehören Prozessemissionen aus SMR/ATR. Die Treibhausgasemissionen der Investitionsausgaben gehen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Netzstrom für die Anlagenproduktion zurück. Die in Erneuerbaren Energien enthaltenen Emissionen werden aufgrund des vollständig dekarbonisierten Produktionsprozesses (einschließlich Strom, Stahl und Beton) als null angenommen. ATR = autotherme Reformierung; SMR = Methan-Dampfreformierung; PEM = Polymer-Elektrolytmembran-Elektrolyse. Zur Illustration des Treibhauspotenzials von Methan über 20 Jahre (GWP20) wird ein Faktor von 84 verwendet.

Methan bezogen auf 20 Jahre/GWP20).<sup>49</sup> Die genaue Kontrolle von Methanlecks ist daher der wichtigste Faktor, damit aus fossilen Brennstoffen unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellter Wasserstoff das Klimaneutralitätskriterium für 2050 einhält.

### Aus Erdgas unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung gewonnener Wasserstoff bietet einen Nebennutzen

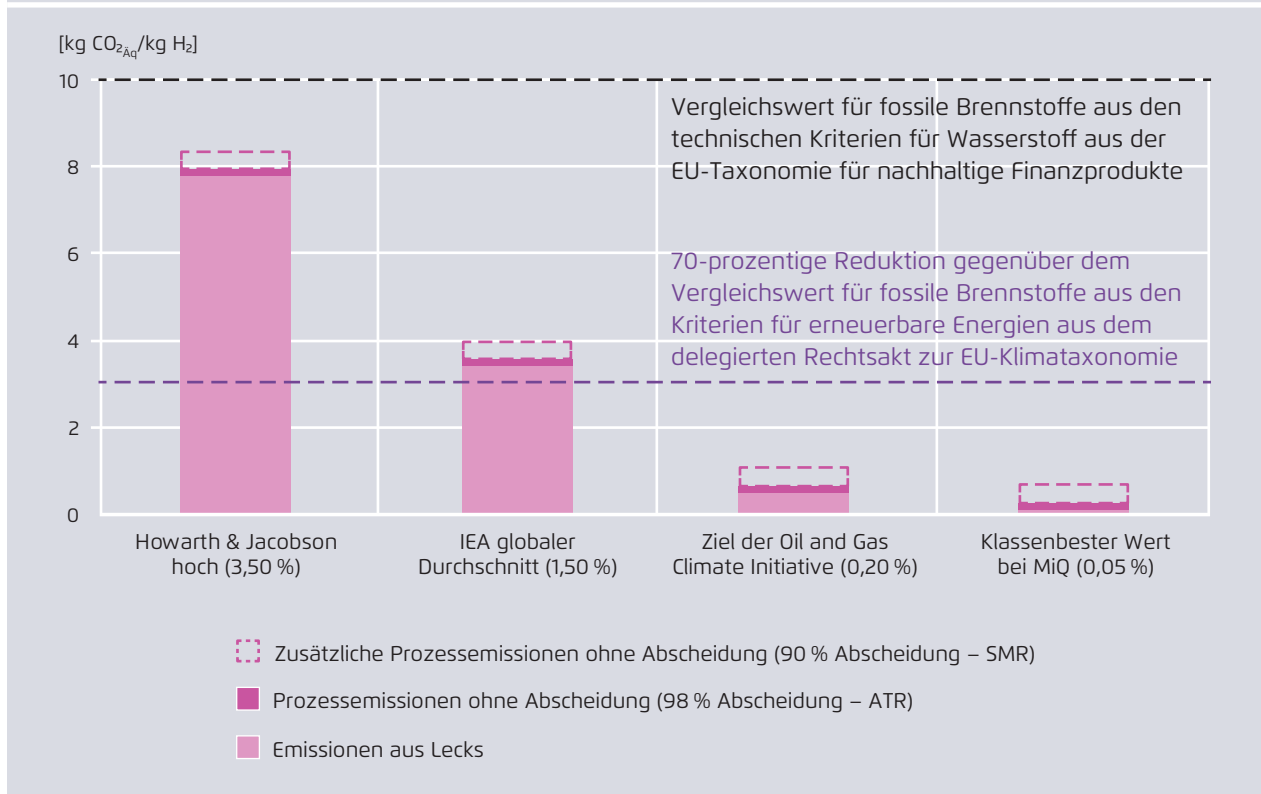
Die Herausforderung ist groß: Der EU-Strommarkt soll bis zum Jahr 2030 ehrgeizige Ziele erreichen, während gleichzeitig in Sektoren ohne andere Möglichkeit der Dekarbonisierung Wasserstofftechnologien eingeführt werden. Aus Erdgas unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung gewonnener Wasserstoff kann einen Beitrag dazu leisten bei Umweltkosten, die vergleichbar sind mit netzgekoppelter Elektrolyse bei einer netzweiten Emissionsintensität von 100 g CO<sub>2</sub> pro kWh, wie in Abbildung 28 dargestellt.<sup>50</sup>

49 Hinweis: Meist wird ein Treibhauspotenzial bezogen auf 100 Jahre verwendet (GWP100). In diesem Fall wäre der Treibhausgaseffekt von Methanemissionen aus Lecks weniger als halb so hoch als bezogen auf 20 Jahre (GWP20).

50 Die Bewertungen für den gesamten Lebenszyklus sind

Gesamte Treibhausgasemissionen (GWP20) von fossil erzeugtem Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (in Klammern Methanlecks als Prozentsatz des Gasverbrauchs)

Abbildung 27



ETC (2021), IPCC (2021), Robert W. Howarth, Mark Z. Jacobson (2021).

Anmerkung: Der Abbildung liegen Treibhausgasemissionen mit einem Faktor von 82,5 zugrunde, der das Treibhauspotenzial von Methan bezogen auf 20 Jahre (GWP20) gemäß dem Sechsten Sachstandsbericht des IPCC widerspiegelt. Hinweis: Meist wird ein Treibhauspotenzial bezogen auf 100 Jahre verwendet (GWP100). In diesem Fall wäre der Treibhausgasemissionen aus Lecks deutlich geringer.

In der Konsequenz kann aus Erdgas unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellter Wasserstoff als eine Art Kapazitätsreserve für den Wasserstoffmarkt fungieren – zumindest in Zeiten, in denen die fluktuierenden Erneuerbaren Energien nicht genügend Wasserstoff generieren. Das hat strategische Bedeutung für die Transformation von Industrieprozessen wie der Ammoniakherstellung und der Produktion von Eisenschwamm. Deren Standorte

von vielen Eingangsgrößen abhängig und können sich stark unterscheiden. Es gibt auch mehrere andere Möglichkeiten, Wasserstoff aus Biomasse oder Abfällen herzustellen – mit unterschiedlichem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. Für weitere Einzelheiten vgl. ICCT (2021).

sind ein idealer Ankerpunkt für die Nutzung erneuerbaren Wasserstoffs. Gleichzeitig darf ihr Betrieb nicht darunter leiden, dass der Strom aus Erneuerbaren Energien nicht ausreicht und somit die Elektrolyseure nicht genügend Volllaststunden fahren können.

Darüber hinaus würde fossil erzeugter Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung zwangsläufig zum Aufbau einer Infrastruktur für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) führen. Diese könnte dann auch für die Dekarbonisierung weiterer Branchen, etwa des Zementsektors, genutzt werden. Zudem wird die CCS-Infrastruktur für die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Luft mit anschließender Speicherung (DACCS)

oder für Bioenergie mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) benötigt. Diese Prozesse sind für die Erreichung der Klimaziele<sup>51</sup> und für Negativemissionen erforderlich – und beide sind laut IPCC unverzichtbar, damit der Temperaturanstieg unter 1,5 Grad Celsius bleibt. Der Nutzen von BECCS lässt sich auch erzielen, indem man fossile Rohstoffe durch Biomethan ersetzt, weil die CO<sub>2</sub>-Abscheidung dabei negative Emissionen ermöglicht.

## Was die Gesetzgebung nun tun muss

Fossil erzeugter Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist nicht klimaneutral. Dieser Energieträger muss daher streng reguliert werden, damit die Emissionen auf einem absoluten Minimum bleiben. Eine oft nicht ausreichend beachtete Tatsache ist, dass vielleicht manche Staaten blauen Wasserstoff ablehnen werden, aber nicht alle. Was wäre das Ergebnis, wenn die Regulierung den Staaten überlassen bleibt, die am wenigsten Anreize haben, dies zu tun? Also muss Europa mit strenger Regulierung vorangehen und entsprechende Standards etablieren. Wichtig ist, dass die Wasserstoffherstellung einem Pfad hin zur Klimaneutralität folgt – ohne die Gefahr, dass zusätzliche Emissionen entstehen oder zu nah an Kipppunkten im Klimasystem navigiert wird. Daher sind für das anstehende „Fit for 55“-Paket zur Dekarbonisierung die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

### 1. Genau definierte Anforderungen für zunehmend strengere Vorgaben zu dem Zweck, dass

→ entwichene und entlang der Lieferketten entstehende Methanemissionen bei der Produktion innerhalb und außerhalb Europas ab 2025 einen Anteil von 0,2 Prozent nicht überschreiten. Dies entspricht dem Ziel der Oil and Gas Climate

Initiative sowie dem Vorhaben, den Grenzwert langfristig auf 0,05 Prozent zu senken.<sup>52</sup>

→ die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung bei umgerüsteten bestehenden Anlagen nicht unter 90 Prozent fällt, während neue/zusätzliche Anlagen bis 2025 mindestens 98 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen abscheiden müssen.

**2. Das Entweichen von Gas während Transport und Speicherung muss minimiert werden, indem die CCS-Anlagen nahe am Herkunftsort des Methans errichtet werden. Dies ist ein weiteres starkes Argument gegen allgemeine Beimischungsstrategien und zugunsten einer vollständigen Integration der projizierten branchenweiten Nachfrage und der Produktionsplanung von Erneuerbaren Energien in die Planung der Energieinfrastruktur. Im Idealfall sollte dies Teil der laufenden Verhandlungen zu den überarbeiteten Vorschriften für die transeuropäischen Energienetze sein.**

**3. In Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Speicherung muss ein Rahmen für die Kontrolle und Haftung erstellt werden. Dieser Rahmen sollte hohe Standards für Standorte mit CO<sub>2</sub>-Speicherung, für die Kontrolle und Prüfung der CO<sub>2</sub>-Speicher durch unabhängig zugelassene Unternehmen, für die Verhinderung von Interessenkonflikten bei den kontrollierenden und prüfenden Einrichtungen (etwa durch Drittfinanzierung) und für Open-Source-Daten umfassen. Außerdem ist ein Haftungsrahmen notwendig, der Unternehmen und Staaten für CO<sub>2</sub>-Lecks haftbar macht, auch durch die Rückgewinnung von entwichenem CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre.**

Die Alternative zur Prüfung durch private Unterneh-

51 Zur Rolle negativer Emissionen für die CO<sub>2</sub>-Neutralität in Deutschland vgl. Prognos et al. (2021).

52 Laut der unabhängigen Zertifizierung für Methanemissionen durch MiQ ist dies die derzeit niedrigste Methanleckrate. Vgl. MiQ (2021).

men ist die Prüfung durch den Staat.<sup>53</sup> Norwegen zum Beispiel, ein Pionier auf diesem Gebiet, wird nach 10 Jahren Beobachtung die volle Haftung für die CO<sub>2</sub>-Lagerstätten übernehmen.<sup>54</sup> Wenn für die Lagerstätten strenge Vorschriften und Kontrollen gelten, ist die Gefahr eines Entweichens von CO<sub>2</sub> sehr gering. Die im Peer-Review-Verfahren geprüften Studien, die die norwegische Regierung für ihr Projekt zur CO<sub>2</sub>-Speicherung namens Northern Lights verwendete, gehen mit 95-prozentiger Wahrscheinlichkeit davon aus, dass über 100 Jahre weniger als 0,09 Prozent CO<sub>2</sub> entweichen werden.<sup>55</sup> Nimmt man ab 2030 Kosten für die CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Luft von 250 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> an,<sup>56</sup> würde jedes Kilogramm produzierten Wasserstoffs zusätzliche Versicherungskosten für die CO<sub>2</sub>-Beseitigung von 0,2 Cent pro Kilogramm Wasserstoff erfordern. Bei regulierter Speicherung an Land mit einer Leckrate von 0,358 Prozent bezogen auf 100 Jahre würde die Versicherung für die CO<sub>2</sub>-Beseitigung 0,8 Cent pro Kilogramm Wasserstoff kosten.

## Die Entwicklung innovativer Strategien für CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung erfordert regulatorische Unterstützung statt Subventionen

Gemäß Abbildung 2 ist aus fossilen Brennstoffen unter Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellter Wasserstoff ab einem CO<sub>2</sub>-Preis von 50 bis 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> wettbewerbsfähig gegenüber herkömmlichem Wasserstoff. Angesichts der aktuellen CO<sub>2</sub>-Preise in Europa von 60 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> und

einem erwarteten Preis von 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> bis zum Ende des Jahrzehnts sind direkte Subventionen für aus fossilen Brennstoffen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung gewonnenen Wasserstoff unnötig.

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung in geologischen Speicherstätten befindet sich bereits in der Pilotphase und ist derzeit auf dem Weg zur Serienreife für die kommerzielle Nutzung. Gleichzeitig gibt es weitere vielversprechende CCS-Strategien, deren Entwicklung bis zur Anwendungsreife noch auf Förderungen angewiesen ist. Einige Beispiele sind die Erdgas- und Biomethan-Pyrolyse zur Herstellung von Wasserstoff und elementarem Kohlenstoff sowie die Karbonatisierung von Zement und Beton oder anderen fossilen und synthetischen Mineralien. Darüber hinaus gibt es viele verschiedene Strategien zur Verwendung von Kohlenstoff oder CO<sub>2</sub> als Rohstoff (CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Verwendung / *Carbon Capture and Use*, CCU). Dabei entstehen langlebige chemische Produkte, die ein hervorragendes Potenzial als langfristige CO<sub>2</sub>-Senken bieten könnten.

Der Vorschlag der EU-Kommission zur Überarbeitung der EU-Emissionshandels-Richtlinie<sup>57</sup> erkennt die Bedeutung derartiger Strategien an: Er sieht vor, dass für CO<sub>2</sub>-Emissionen, die dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden sind, sodass sie bei normalem Gebrauch nicht in die Atmosphäre gelangen, keine Zertifikate abzugeben sind. Die Kommission sollte befugt sein, Gesetze über die Bedingungen zu erlassen, unter denen Treibhausgase diesen Kriterien entsprechen, und zu regeln, wann gemäß den aktuellen Vorschriften ein Zertifikat für die CO<sub>2</sub>-Entnahme ausgegeben wird.

53 Fest steht, dass der Staat auch beim Ausbau der CCS-Infrastruktur eine entscheidende Rolle spielen muss. Darum sollten CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung auch in die Vorschriften für die transeuropäischen Energienetze einbezogen werden. Vgl. Agora Energiewende (2021).

54 Norwegisches Ministerium für Erdöl und Energie (2020), Kapitel 4.3.

55 Vgl. J. Alcade et al. (2018).

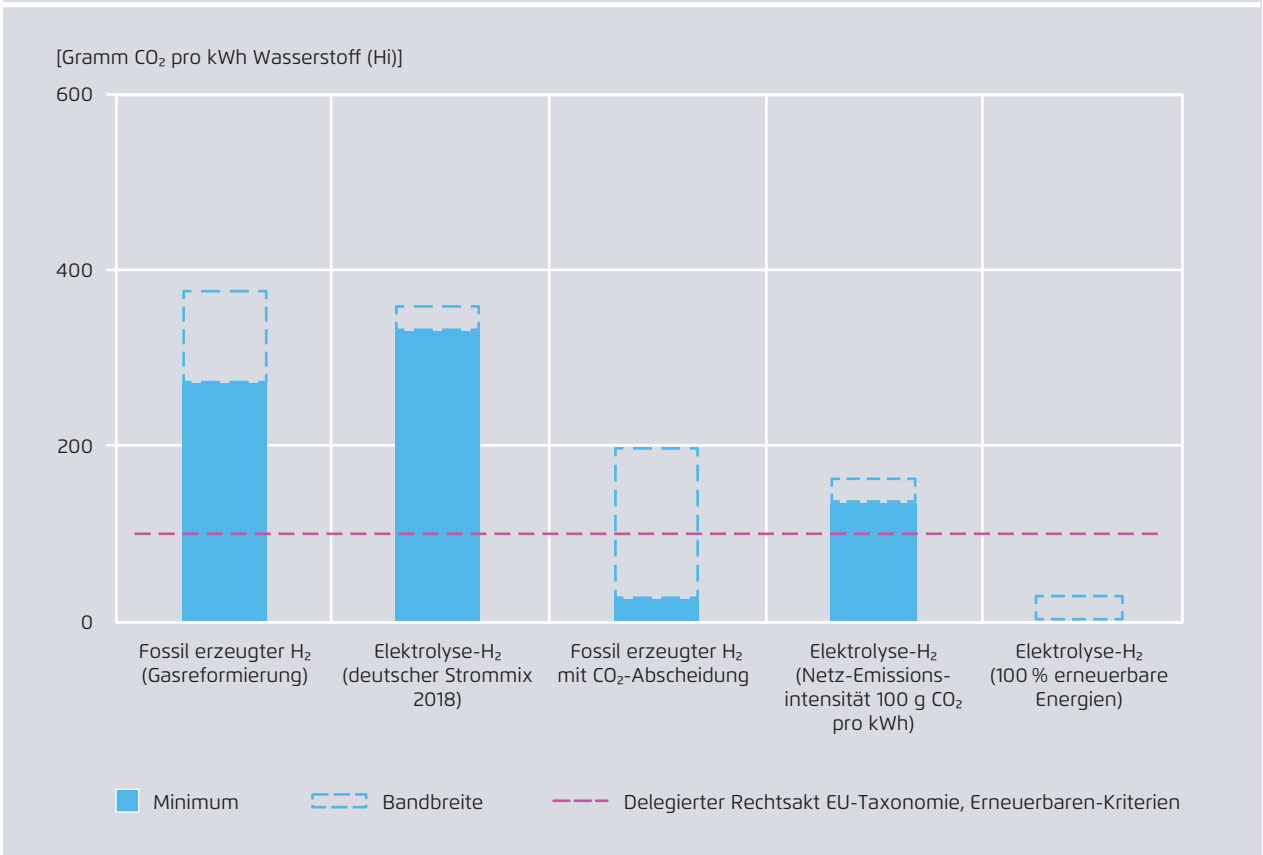
56 Vgl. Prognos et al. (2021).

57 Vgl. COM (2021b).



Lebenszyklus-Emissionen nach Art des Wasserstoffs

Abbildung 28



Agora Energiewende & Guidehouse (2021), Bellona (2021).

Anmerkung: Die Abbildung stellt den Heizwert dar und nimmt bei fossil erzeugtem Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung eine Abscheidungsrate zwischen 65 % (bei bestehender SMR) und 90 % (bei neuer ATR) an. ATR = autotherme Reformierung; SMR = Methan-Dampfreformierung

---

# Literaturangaben

---

**A. Streb et al. (2020).** *Novel Adsorption Process for Co-Production of Hydrogen and CO<sub>2</sub> from a Multi-component Stream—Part 2: Application to Steam Methane Reforming and Autothermal Reforming Gases*, <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.9b06953>

**AFRY Management Consulting (2021).** *Personal communication with AFRY Management Consulting, data derived from Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021): No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe*: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

**Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021).** *No-Regret Hydrogen*: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

**Agora Energiewende and Ember (2021).** *The European Power Sector in 2020: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*: <https://ember-climate.org/wp-content/uploads/2021/01/Report-European-Power-Sector-in-2020.pdf>

**Agora Energiewende & Guidehouse (2021).** *Making Renewable Hydrogen Cost Competitive*: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive/>

**Agora Energiewende & Wuppertal Institut (2021).** *Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe*: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/breakthrough-strategies-for-climate-neutral-industry-in-europe-study/>

**Agora Energiewende (2021).** *Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland. 50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021–2025)*: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/politikinstrumente-fuer-ein-klimaneutrales-deutschland-1/>

**Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics (2018).** *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-future-cost-of-electricity-based-synthetic-fuels-1/>

**BloombergNEF (2020).** *Hydrogen Economy Outlook*, <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

**BloombergNEF (2021a).** *New Energy Outlook 2021*: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

**BloombergNEF (2021b).** *Electric Vehicle Outlook 2021*: <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>

**BMW (2019).** *Dialogprozess Gas 2030 - Erste Bilanz*: [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

**Bundesregierung (2021).** *Klimaschutzgesetz 2021*: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>

**Canary Media (2021).** *Long-Duration Storage Roundup: News, Players and Technology*: <https://www.canarymedia.com/articles/long-duration-storage-roundup-news-players-and-technology>

**CLEW (2021).** <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-passes-new-climate-action-law-pulls-forward-climate-neutrality-target-2045>

**COM (2020).** *Climate Target Plan Impact Assessment*: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0176>

**COM (2021a).** *EU Taxonomy Climate Delegated Act*: [https://ec.europa.eu/info/publications/210421-sustainable-finance-communication\\_en#taxonomy](https://ec.europa.eu/info/publications/210421-sustainable-finance-communication_en#taxonomy)

**COM (2021b).** *European Green Deal: Commission Proposes Transformation of EU Economy and Society to Meet Climate Ambitions*: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_21\\_3541](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541)

**COM (2021c).** *Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf)

**DG Energy (2020).** *Quarterly Report on European Gas Markets*: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q4\\_2020\\_final.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2020_final.pdf)

**ETC (2021).** *Making the Hydrogen Economy Possible*: <https://energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>

**Europäische Kommission (2020).** *A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe*: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

**Eurostat (2011).** *Census hub HC53*: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:People\\_in\\_the\\_EU\\_-\\_statistics\\_on\\_housing\\_conditions&toldid=259538](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:People_in_the_EU_-_statistics_on_housing_conditions&toldid=259538)

**Fraunhofer IEE (2021).** *PtX-Atlas*: [https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas\\_Hintergrundpapier\\_final.pdf#page=4](https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas_Hintergrundpapier_final.pdf#page=4)

**Fraunhofer ISE (2011).** *Heat Pump Efficiency Analysis and Evaluation of Heat Pump Efficiency in Real-life Conditions*: [https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-effizienz/download/final\\_report\\_wp\\_effizienz\\_en.pdf](https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-effizienz/download/final_report_wp_effizienz_en.pdf)

**Fraunhofer ISE (2021).** *Die Wärmepumpe - Mythen und Fakten. Stiftung Klimaneutralität*: <https://www.stiftung-klima.de/en/themen/gebaeude/heat-pumps-myths-and-facts/>

**GIE & Guidehouse (2021).** *Picturing the Value of Underground Gas Storage to the European Hydrogen System*: [https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system\\_FINAL\\_140621.pdf](https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system_FINAL_140621.pdf)

**Guidehouse (2021a).** *Analysing Future Demand, Supply, and Transport of Hydrogen*: [https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB\\_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen\\_June-2021\\_v3.pdf](https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf)

**Guidehouse (2021b).** *Extending the European Hydrogen Backbone*: [https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone\\_April-2021\\_V3.pdf](https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf)

**Hydrogen Council & LBST (2021).** *Decarbonisation Pathways: Part 1 Lifecycle Assessment*: [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways\\_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf)

**Hydrogen Council (2017).** *Hydrogen Scaling Up - A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition*: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>

**Hydrogen Council (2021).** *Hydrogen Insights 2021*: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

**ICCT (2021).** *Life-cycle greenhouse gas emissions of biomethane and hydrogen pathways in the European Union*: <https://theicct.org/publications/lca-biomethane-hydrogen-eu-oct21>

**IEA (2021a).** *Net Zero by 2050*: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

**IEA (2021b).** *Methane Tracker 2021*: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>

**IPCC (2021).** *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>

**IRENA (2020).** *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*: [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)

**IRENA (2021a).** *World Energy Transitions Outlook*: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>

**IRENA (2021b).** *Green Hydrogen Supply: A Guide to Policymaking*: <https://www.irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>

**IRENA Coalition for Action (2021).** *Practical Insights on Green Hydrogen*: [https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/Publication/IRENA\\_Coalition\\_Green\\_Hydrogen\\_2021.pdf](https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/Publication/IRENA_Coalition_Green_Hydrogen_2021.pdf)

**J. Alcade et al. (2018).** *Estimating Geological CO<sub>2</sub> Storage Security to Deliver on Climate Mitigation*: <https://www.nature.com/articles/s41467-018-04423-1/tables/1>

**J. Doomernik et al. (2020).** *Green Electrons to Green Hydrogen*: [https://www.researchgate.net/publication/339500296\\_Green\\_Electrons\\_to\\_Green\\_Hydrogen\\_GE2GH2\\_Work\\_Package\\_2-9\\_Work\\_Package\\_2](https://www.researchgate.net/publication/339500296_Green_Electrons_to_Green_Hydrogen_GE2GH2_Work_Package_2-9_Work_Package_2)

**J. Hampp et al. (2021).** *Import Options for Chemical Energy Carriers from Renewable Sources to Germany*: <https://arxiv.org/abs/2107.01092>

**J. Jenkins et al. (2021).** *Long-duration Energy Storage: A Blueprint for Research and Innovation*: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435121003585#!>

**JRC (2020).** *Towards Net-Zero Emissions in the EU Energy System by 2050*: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118592>

**LETI (2021).** *Hydrogen: A decarbonisation route for heat in buildings?*: <https://www.leti.london/hydrogen>

**Material Economics (2021).** *Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry*: <https://materialeconomics.com/publications/industrial-transformation-2050>

**McKinsey (2020).** *Net-Zero Europe*: <https://www.mckinsey.com/-/media/mckinsey/business%20functions/sustainability/our%20insights/how%20the%20european%20union%20could%20achieve%20net%20zero%20emissions%20at%20net%20zero%20cost/net-zero-europe-vf.pdf>

**MiQ (2021).** <https://miq.org/>

**Norwegisches Ministerium für Erdöl und Energie (2020).** *Longship – Carbon Capture and Storage*: <https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/meld.-st.-33-20192020/id2765361/?q=very%20low&ch=5#kap4-2-3>

**Öko-Institut (2021).** *Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland*: <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/Oeko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland.pdf>

---

**Petrochemicals Europe (2021).** *Petrochemicals Europe Views on the (Green) Hydrogen Economy*: [https://www.petrochemistry.eu/wp-content/uploads/2021/03/Petrochemicals\\_Paper\\_hydrogen-1.pdf](https://www.petrochemistry.eu/wp-content/uploads/2021/03/Petrochemicals_Paper_hydrogen-1.pdf)

**Prognos et al. (2021).** *Towards a Climate-Neutral Germany, commissioned by Agora Energiewende, Agora Verkehrswende and Stiftung Klimaneutralität*: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/towards-a-climate-neutral-germany-2045-executive-summary/>

**Rechargenews (2021).** *Upstream Emissions Risk 'Killing the Concept of Blue Hydrogen', says Equinor vice-president*: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/upstream-emissions-risk-killing-the-concept-of-blue-hydrogen-says-equinor-vice-president/2-1-1040583>

**Regierung der Russischen Föderation (2021).** <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAK-qYKzZOmnrADAw2NqcVsexl.pdf>

**Reuters (2021).** *Climate 'Law of Laws' Gets European Parliament's Green Light*: <https://www.reuters.com/world/europe/climate-law-laws-gets-european-parliaments-green-light-2021-06-24/>

**Robert W. Howarth, Mark Z. Jacobson (2021).** *How Green is Blue Hydrogen*: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.956>

**Silva et al. (2018).** *CO<sub>2</sub> Capture in Ethanol Distilleries in Brazil*: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583617304371?via%3Dihub>

**Zerrahn, A., Schill, W.-P., Kemfert, C. (2018).** *On the Economics of Electrical Storage for Variable Renewable Energy Sources*: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0014292118301107?via%3Dihub>

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### Mobilisierung der Kreislaufwirtschaft für energieintensive Materialien

**(Zusammenfassung)** Wie Europa den Übergang zu einer fossilfreien, energieeffizienten und energieunabhängigen industriellen Produktion vollziehen kann

### Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen

Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise

### Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Gesamtstudie)

Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie

### Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

### Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022

### Öffentliche Finanzierung von Klima- und anderen Zukunftsinvestitionen

### Ein beihilfefreies und schlankeres EEG

Vorschlag zur Weiterentwicklung des bestehenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes

### Windenergie und Artenschutz – Wege nach vorn

### Der Photovoltaik- und Windflächenrechner

Ein Beitrag zur Diskussion um die Ausweisung von Flächen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land

### Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl)

Analyse zur Stahlbranche

### Das Klimaschutz-Sofortprogramm

22 Eckpunkte für die ersten 100 Tage der neuen Bundesregierung

### Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation

### Abschätzung der Klimabilanz Deutschlands für das Jahr 2021

### Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber

### Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland

50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021-2025)

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF ENGLISCH

### Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Study)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

### Getting the Transition to CBAM Right

Finding pragmatic solutions to key implementation questions

### The EU's Carbon Border Adjustment Mechanism

Challenges and Opportunities for the Western Balkan Countries

### Transitioning to a climate-neutral EU buildings sector

Benchmarks for the success of the European Green Deal

### 12 Insights on Hydrogen

### Global Steel at a Crossroads

Why the global steel sector needs to invest in climate-neutral technologies in the 2020s

### The Future of Lignite in the Western Balkans

Scenarios for a 2040 Lignite Exit

### Phasing out coal in the EU's power system by 2030

A policy action plan

### Making renewable hydrogen cost-competitive

Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>

### EU-China Roundtable on Carbon Border Adjustment Mechanism

Briefing of the first dialogue on 26 May 2021

### Towards climate neutrality in the buildings sector (Summary)

10 Recommendations for a socially equitable transformation by 2045

### Matching money with green ideas

A guide to the 2021–2027 EU budget

### Tomorrow's markets today

Scaling up demand for climate neutral basic materials and products

### Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe (Study)

Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

## Über Agora

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet. Agora Industrie erarbeitet unter dem Dach von Agora Energiewende Strategien und Politikinstrumente für eine Transformation der Industrie zur Klimaneutralität.

---



Unter diesem QR-Code steht  
diese Publikation als PDF zum  
Download zur Verfügung.

### **Agora Energiewende**

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)



### **Agora Industrie**

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

[www.agora-industrie.de](http://www.agora-industrie.de)

[info@agora-industrie.de](mailto:info@agora-industrie.de)

