Gesellschaft für Energie und
Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

PRESSEINFORMATION

Kiel, 10. Februar 2022

Kurzstudie zeigt: Markthochlauf von grünem Wasserstoff beim derzeitigen Ausbau der Erneuerbaren Energien erst 2035

Prof. Dr. Andreas Luczak bringt neue Kurzstudie "Zukünftige Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff in Schleswig-Holstein: Abschätzung der CO2-Vermeidungskosten" raus. Der Experte für Energiewendethemen von der Fachhochschul Kiel ermittelt die CO2-Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff, um die optimale Hochlaufkurve der Wasserstofferzeugnis zu bestimmen.
Gefördert wurde die Kurzstudie von der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH). Geschäftsführer Prof. Dr.-Ing. Frank Osterwald erläutert: „Effizienter Klimaschutz setzt Mehrkosten und Emissionseinsparungen von Klimaschutzmaßnahmen ins Verhältnis.“ Herausgebracht wurde die Studie von dem unter dem Dach der EKSH arbeitenden Landeskompetenzzentrum für Wasserstoffforschung Schleswig-Holstein (HY.SH).

Das Wichtigste in Kürze: um die Gesamtkosten der Energiewende zu minimieren, sollte jede fossile Anwendung möglichst mit der günstigsten Technologie dekarbonisiert werden. Weiterhin sollten zunächst die günstigen und dann die teuren Anwendungen dekarbonisiert werden, damit mit den verfügbaren finanziellen Mitteln möglichst schnell möglichst viele Emissionen verringert werden. Wie „günstig“ eine Technologie ist, lässt sich anhand der Vermeidungskosten quantifizieren. Diese ergeben sich aus den Mehrkosten gegenüber der fossilen Anwendung geteilt durch die erzielte CO2-Einsparung. Die Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff entscheiden also darüber, für welche Anwendungen dessen Einsatz grundsätzlich sinnvoll ist und wie die optimale Hochlaufkurve der Wasserstofferzeugung aussieht. Die im Rahmen dieser Studie bestimmten Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff liegen mit deutlich mehr als 100 Euro je Tonne ähnlich hoch wie in anderen Studien abgeschätzt. Bis etwa 2035 sind die Vermeidungskosten alternativer Klimaschutzmaßnahmen deutlich geringer. Für einen früheren Einsatz von grünem Wasserstoff gibt es über den Klimaschutz hinausgehende Argumente, welche allerdings einzeln kritisch hinterfragt werden sollten. Staatliche Fördermaßnahmen im Bereich des grünen Wasserstoffs sollten stärker auf Kosteneffizienz hin überprüft und deren Priorisierung im Vergleich zu alternativ möglichen Klimaschutzmaßnahmen plausibilisiert werden.

https://www.eksh.org/eksh/publikationen
https://www.eksh.org/

Verantwortlich für diesen Pressetext:
Sandra Laffrenzen | T 0151 61 34 32 69 | laffrenzen@eksh.org
www.eksh.org | Boschstraße 1, 24118 Kiel

Anlage: Kurzstudie "Zukünftige Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff in Schleswig-Holstein: Abschätzung der CO2-Vermeidungskosten"

Kurzporträt: Die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH) fördert Wissenschaft und Forschung in Energie und Umweltschutz und Bildungsprojekte in diesem Bereich. Das gemeinnützige Unternehmen stellt jährlich rund 2 Mio. Euro für pilothafte Vorhaben und Programme bereit. Arbeitsschwerpunkte sind derzeit die Nachhaltige Mobilität, Erneuerbare Energien, Sektorenkopplung und Energieeffizienz.

Gesellschafter der EKSH sind eine GbR aus den Hochschulen des Landes, die HanseWerk AG und das Land Schleswig-Holstein. Die EKSH wurde am 1. November 2011 gegründet.

Zukünftige Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff in Schleswig-Holstein: Abschätzung der CO_2-Vermeidungskosten

Eine Kurzstudie von Prof. Dr. Andreas Luczak

Fachhochschule Kiel
Hochschule für Angewandte Wissenschaften

EKSH
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

HY.SH
Landeskompetenzzentrum Wasserstoffforschung Schleswig-Holstein

Gefördert von der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH):

„Effizienter Klimaschutz setzt Mehrkosten und Emissionseinsparungen von Klimaschutzmaßnahmen ins Verhältnis.“

Prof. Dr.-Ing. Frank Osterwald, Geschäftsführer EKSH

Herausgebracht vom Landeskompetenzzentrum für Wasserstoffforschung Schleswig-Holstein (HY.SH):

„Der Markthochlauf von Wasserstoff ist eine zentrale Herausforderung für den Energiesektor. Dabei sind wissenschaftliche Erkenntnisse unabdingbar und der Einsatz der knappen Ressource Wasserstoff sollte wohl überlegt sein. Die CO_2-Vermeidungskosten können hierbei einen wichtigen Beitrag zu der aktuellen Debatte um die zukünftigen Anwendungsbereiche von grünem Wasserstoff liefern.“

Gerlind Wagner-Vogel, Projektleiterin HY.SH

Gesellschaft für Energie und
Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

HERAUSGEBER
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH
Wissenschaftspark Kiel Boschstraße 1 24118 Kiel T 0431 363036-00 info@eksh.org www.eksh.org

TITELSEITE UND LAYOUT
Ulrike Heinichen, www.grafitypus.de

Februar 2022

ZUSAMMENFASSUNG

Um die Gesamtkosten der Energiewende zu minimieren, sollte jede fossile Anwendung möglichst mit der günstigsten Technologie dekarbonisiert werden. Weiterhin sollten zunächst die günstigen und dann die teuren Anwendungen dekarbonisiert werden, damit mit den verfügbaren finanziellen Mitteln möglichst schnell möglichst viele Emissionen verringert werden. Wie „günstig“ eine Technologie ist, lässt sich anhand der Vermeidungskosten quantifizieren. Diese ergeben sich aus den Mehrkosten gegenüber der fossilen Anwendung geteilt durch die erzielte CO_2-Einsparung.

Die Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff entscheiden also darüber, für welche Anwendungen dessen Einsatz grundsätzlich sinnvoll ist und wie die optimale Hochlaufkurve der Wasserstofferzeugung aussieht.

Die im Rahmen dieser Studie bestimmten Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff liegen mit deutlich mehr als 100 Euro je Tonne ähnlich hoch wie in anderen Studien abgeschätzt. Bis etwa 2035 sind die Vermeidungskosten alternativer Klimaschutzmaßnahmen deutlich geringer.

Für einen früheren Einsatz von grünem Wasserstoff gibt es über den Klimaschutz hinausgehende Argumente, welche allerdings einzeln kritisch hinterfragt werden sollten. Staatliche Fördermaßnahmen im Bereich des grünen Wasserstoffs sollten stärker auf Kosteneffizienz hin überprüft und deren Priorisierung im Vergleich zu alternativ möglichen Klimaschutzmaßnahmen plausibilisiert werden.

KEYWORDS

Grüner Wasserstoff, Wasserstoffstrategie, Vermeidungskosten, Grenzvermeidungskosten, CO_2-Preis, Dekarbonisierung, Energiewende

KURZPORTRAIT

Nach Abschluss seiner Promotion an der Uni Bielefeld begann Prof. Dr. Andreas Luczak seine Laufbahn bei der Siemens AG. In den Abteilungen für Innovation und Entwicklung beteiligte er sich u. a. an der Produktion von Wechselrichtern und Batteriespeichern. Bevor er seine Professur am Institut für Physik und Allgemeine Elektrotechnik der Fachhochschule Kiel antrat, leitete er drei Jahre als Geschäftsführer die Vanadis Power GmbH, die innovative Batterietechnologien zur Energiespeicherung entwickeln. Durch Veröffentlichungen wie „Deutschlands Energiewende – Fakten, Mythen und Irrsinn“, (2020 im Springer-Verlag erschienen) beteiligt Luczak sich als Experte für Energiewendethemen aktiv am gesellschaftlichen Diskurs und trägt somit zu einer wissenschaftlich-fundierten Aufklärung in diesem Bereich bei.

KONTAKT

Prof. Dr. Andreas Luczak | Fachhochschule Kiel | www.fh-kiel.de
Institut für Physik und Allgemeine Elektrotechnik | Grenzstraße 5 | 24149 Kiel
Tel.: +49 152 0888 4097 | E-Mail: andreas.luczak@fh-kiel.de

INHALTSVERZEICHNIS

1. FRAGESTELLUNG | 1

2. BESTIMMUNG DER CO_2-VERMEIDUNGSKOSTEN BEIM EINSATZ VON GRÜNEM WASSERSTOFF | 1

2.1. Allgemeines zu CO_2-Vermeidungskosten | 1

2.2. Methodik der durchgeführten Abschätzung | 3

2.3. Emissionen des Einsatzes von grünem Wasserstoff | 4

2.4. Emissionen der ersetzten fossilen Alternative | 7

2.5. Kosten von grünem Wasserstoff | 7

2.5.1. Abschätzung CAPEX | 7

2.5.2. Abschätzung OPEX | 9

2.5.3. Abschätzung erzeugte Wasserstoff-Menge | 9

2.5.4. Gesamtergebnis Wasserstoff Kosten | 11

2.6. Kosten des ersetzten fossilen Brenn-/Treibstoffs | 11

2.7. Ergebnis Vermeidungskosten | 12

3. SCHLUSSFOLGERUNGEN | 14

3.1. Argumente für eine Erzeugung von grünem Wasserstoff nicht vor ca. 2035 | 14

3.2. Argumente, die Erzeugung von grünem Wasserstoff bereits jetzt finanziell zu fördern | 15

4. KONKRETE EMPFEHLUNGEN | 18

LITERATURANGABEN | 19

1. FRAGESTELLUNG

Nahezu sämtliche Energiesystemstudien erwarten bis 2050 einen erheblichen Bedarf an grünem (d. h. emissionsfrei hergestellten) Wasserstoff zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland [1-5]. Vor diesem Hintergrund haben die Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein im November 2019 eine Norddeutsche Wasserstoffstrategie veröffentlicht [6].

Inhalte dieser Strategie sind in die Juni 2020 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie [7] eingeflossen und mündeten in eine im Juli 2021 bekanntgemachte Verwaltungsvorschrift des Landes Schleswig-Holstein zur Förderung des Aufbaus einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft (Wasserstoffrichtlinie) [8].

Gemäß der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wird ein Ausbau der Wasserstoff-Elektrolyseleistung auf mindestens 5 GW bis 2030 in Norddeutschland angestrebt. In dieser Studie soll abgeschätzt werden, mit welchen Kosten für so einen Ausbau zu rechnen ist und wie viel CO_2-Emissionen damit eingespart werden können. Dabei wird herausgearbeitet, von welchen Annahmen, die sich daraus ergebenden CO_2-Vermeidungskosten abhängen und welche Prognosen zu deren Entwicklung in der aktuellen Literatur bestehen.

Um eine bessere Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden im Gegensatz zu den meisten bereits existierenden Studien die wesentlichen Berechnungsschritte explizit mit angegeben.

2. BESTIMMUNG DER CO_2-VERMEIDUNGSKOSTEN BEIM EINSATZ VON GRÜNEM WASSERSTOFF

2.1. ALLGEMEINES ZU CO_2-VERMEIDUNGSKOSTEN

Die Grundidee bei der Bestimmung der CO_2-Vermeidungskosten besteht darin, dass man abschätzt, mit welchen Mehrkosten bei bestimmten Klimaschutzmaßnahmen zu rechnen ist, um eine Tonne CO_2 einzusparen:

$$\text{Vermeidungskosten} = \frac{\textbf{Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahme}}{\textbf{Emissionseinsparung der Klimaschutzmaßnahme}}$$

Zur Erreichung der Klimaneutralität müssen sämtliche fossile Anwendungen durch klimaneutrale Alternativen ersetzt werden. Indem man grundsätzlich jede fossile Anwendung mit derjenigen Technologie ersetzt, welche die niedrigsten Vermeidungskosten bedeutet, wird eine Minimierung der Gesamtkosten der Energiewende erzielt.

Bei einer rein marktwirtschaftlichen Klimaschutzpolitik in Form einer Bepreisung von CO_2 (sei es in Form einer Steuer oder auf Basis des Emissionshandels) wählt automatisch tendenziell jeder beteiligte Akteur diejenige Technologie mit den für den jeweiligen individuellen Fall niedrigsten Vermeidungskosten.

Bei alternativen bzw. zusätzlichen staatlichen Eingriffen, die bestimmte Maßnahmen speziell fördern sollen, müssen die Vermeidungskosten der in Frage kommenden zu fördernden Technologien ebenfalls möglichst genau bekannt sein, um auf dieser Basis die sinnvollste Lenkung und Priorisierung der begrenzt vorhandenen Fördermittel vornehmen zu können.

Zur Erreichung der angestrebten Klimaneutralität müssen zwangsläufig unterschiedliche Technologien mit unterschiedlich hohen Vermeidungskosten zum Einsatz kommen. Dies liegt daran, dass je nachdem, in welchem Energiesektor bzw. bei welchem konkreten Anwendungsfall Emissionen vermindert werden sollen, die jeweils vorhandenen emissionsverminderten Alternativen unterschiedlich kostspielig sind. So ist z. B. eine klimaneutrale Stahlherstellung mit ungleich höheren Vermeidungskosten verbunden als der Ersatz von fossil erzeugtem Strom durch Wind- bzw. Solarstrom.

Die im optimalen Fall benötigte Menge an grünem Wasserstoff in einem klimaneutralen Energiesystem hängt also davon ab, bei welchen fossilen Anwendungen der Einsatz von grünem Wasserstoff die geringsten Vermeidungskosten aufweist. Da die Prognose der Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff und den möglichen Alternativtechnologien mit hohen Unsicherheiten behaftet ist, unterscheiden sich die prognostizierten Wasserstoff-Nachfragemengen in den verschiedenen Studien enorm (Tabelle 1).

2030	2040	2050
9 bis 78 TWh	90 bis 390 TWh	150 bis 1.000 TWh

Tabelle 1: Bandbreite des prognostizierten Wasserstoffbedarfs (inklusive Syntheseprodukten) [9].

Da nicht alle fossilen Anwendungen gleichzeitig dekarbonisiert werden können, stellt sich ebenfalls die Frage, in welcher Reihenfolge die Dekarbonisierung umgesetzt werden sollte. Da es zur Einhaltung des zur Verfügung stehenden Emissionsbudgets nicht nur wichtig ist, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt klimaneutral zu sein, sondern die größtmöglichen Reduktionen auch möglichst frühzeitig zu erzielen, sollte sich die Reihenfolge der Umsetzung der Maßnahmen an der Höhe der jeweiligen Vermeidungskosten orientieren. Damit wird erreicht, dass mit dem begrenzt vorhandenen finanziellen Mitteln die größten Emissionssenkungen zu Beginn erreicht werden. Die fossilen Anwendungen, die mit den geringsten Vermeidungskosten dekarbonisiert werden können, sollten also zuerst und die nur sehr kostspielig dekarbornisierbare Anwendungen zuletzt umgesetzt werden. Ein ähnliches Prinzip der ökonomischen Optimierung wird auch im Strommarkt bei der Einsatzverteilung der Kraftwerke angewendet („Merit Order Prinzip“).

In der Praxis muss von dieser durch Vermeidungskosten bestimmten strikten sequenziellen Umsetzung der verschiedenen Dekarbonisierungsmaßnahmen u. U. abgewichen werden, da die Umsetzung einiger Maßnahmen ggfs. so lange dauert, dass mit ihnen begonnen werden muss, bevor alle günstigeren Maßnahmen bereits umgesetzt wurden.

Von der durch Vermeidungskosten bestimmten Reihenfolge bzw. Umsetzungsgeschwindigkeit abzuweichen kann darüber hinaus sinnvoll sein, wenn der Klimaschutz nicht der einzige Fokus ist, sondern z. B. die gewünschte Förderung bestimmter Industriezweige die Priorisierung von Maßnahmen beeinflusst (siehe Kap. 3.2).

Aber auch für solche bewussten Abweichungen von einer optimalen Geschwindigkeit der Umsetzung der verschiedenen Optionen der Dekarbonisierung ist eine möglichst genaue Kenntnis der jeweiligen Vermeidungskosten unabdingbar, um realistisch die Kosten und den Nutzen einer Abweichung vom ökonomischen Optimum abwägen zu können.

Da sowohl die Umsetzung der Dekarbonisierung als auch die Lebensdauer der dafür notwendigen Geräte, Anlagen und Infrastrukturen z. T. mehrere Jahrzehnte umfasst, sind nicht nur die aktuellen Vermeidungskosten zu berücksichtigen, sondern auch deren zu erwartende Entwicklung in der Zukunft. Diese hängen zum einen von der Kostenentwicklung der einzelnen Technologieoptionen und zum anderen von äußeren Randbedingungen (z. B. die Häufigkeit der Ökostrom-Abregelungen) ab.

2.2. METHODIK DER DURCHGEFÜHRTEN ABSCHÄTZUNG

Die Norddeutsche Wasserstoffstrategie bezieht sich explizit auf den Einsatz von grünem Wasserstoff (zur Definition von „grünem Wasserstoff“ siehe Kap. 2.3). Die damit verbundenen Vermeidungskosten sind damit wie folgt zu berechnen:

$$\text{Vermeidungskosten} = \frac{\text{Kosten des Einsatzes von grünem } H_2 - \text{Kosten der ersetzten fossilen Anwendung}}{\text{Emissionen der ersetzten fossilen Alternative} - \text{Emissionen des Einsatzes von grünem } H_2}$$

Die Kosten des Einsatzes von grünem Wasserstoff bestehen im Wesentlichen aus der Summe der Wasserstoff-Herstellkosten und die Kosten der damit ggfs. benötigten geänderten oder zusätzlichen Infrastruktur bzw. Geräte- und Anlagentechnik (z. B. Brennstoffzellenantrieb, Umstellung Stahlherstellungsprozess von Koks auf Wasserstoff als Reduktionsmittel).

Die Kosten der ersetzten fossilen Alternative bestehen im Wesentlichen aus der Summe der Kosten des jeweils ersetzten Brenn- bzw. Treibstoffes und die Kosten der damit ggfs. ersetzten Infrastruktur bzw. Geräte- und Anlagentechnik (z. B. Verbrennungsmotor).

Die Kosten der für den Einsatz von Wasserstoff benötigten Infrastruktur bzw. Geräte- und Anlagentechnik sind momentan je nach Anwendung wesentlich höher als die der aktuell eingesetzten fossilen Variante. Da diese Mehrkosten jedoch schwer abzuschätzen sind, und es zu erwarten ist, dass diese mit der Verbreitung von Wasserstoff stark abnehmen, werden diese Mehrkosten in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Alternativ kann Wasserstoff auch methanisiert bzw. in e-Fuels umgewandelt werden, wodurch die fossile Infrastruktur und Gerätetechnik ohne Mehrkosten weiterverwendet werden können. Allerdings erhöht dies die Kosten der grünen Brenn-/Treibstoffe im Vergleich zu der direkten Verwendung von Wasserstoff.

Es werden deshalb der Einfachheit halber im Folgenden bei der Abschätzung der Vermeidungskosten nur die Herstellkosten von grünem Wasserstoff im Vergleich zu den ersetzten fossilen Brenn-/Treibstoffen berücksichtigt:

$$\text{Vermeidungskosten} = \frac{\text{Kosten von grünem } H_2 - \text{Kosten des ersetzten fossilen Brenn-/Treibstoffs}}{\text{Emissionen der ersetzten fossilen Alternative} - \text{Emissionen des Einsatzes von grünem } H_2}$$

Die tatsächlichen Mehrkosten durch den Einsatz von grünem Wasserstoff und damit auch die Vermeidungskosten sind folglich in der Realität je nach Anwendung tendenziell höher als in dieser Studie abgeschätzt.

Die vier Bestandteile, aus denen sich die Vermeidungskosten ergeben, werden in den folgenden Kapiteln einzeln abgeschätzt.

Zur Konkretisierung der Abschätzung werden drei zentrale Anwendungen von grünem Wasserstoff herangezogen:

- **Anwendung 1: Ersatz von grauem** (d. h. fossil erzeugtem) **Wasserstoff**. Dieser wird aktuell bereits vor allem für die chemische Industrie hauptsächlich mittels Dampfreformierung aus fossilem Erdgas hergestellt. Es ist naheliegend, grünen Wasserstoff zunächst dort zu verwenden, wo aktuell ohnehin schon Wasserstoff

verwendet wird, da man ihn dann direkt verwenden kann, keinerlei Infrastrukturumstellung notwendig ist und man einen Brennstoff ersetzt, der wesentlich teurer ist als fossile Brenn- und Treibstoffe. Der jährliche Bedarf für diese Anwendung liegt aktuell bei etwa 70 TWh [10].

- **Anwendung 2: Ersatz von Erdgas**. Dies kann am einfachsten durch Beimischung in das Erdgasnetz erfolgen, was ohne jede Infrastrukturanpassung die Emissionen in sämtlichen Anwendungen senken würde, die momentan Erdgas verwenden. Aktuell darf bereits bis 10 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgasnetz beigemischt werden und es gibt Forschungsprojekte, die untersuchen, ob diese Grenze bis auf 20 Vol.-% angehoben werden kann [11]. Sobald ein noch größerer Anteil des Erdgases ersetzt werden soll, muss der grüne Wasserstoff entweder methanisiert werden oder es werden eine eigene Gasinfrastruktur sowie wasserstofftaugliche Endgeräte (Gasbrenner, Gasturbinen, ...) erforderlich. Der jährliche Bedarf für diese Anwendung liegt aktuell bei etwa 871 TWh [12], wird sich jedoch je nach dem Ausmaß der Elektrifizierung erdgasbasierter Anwendungen zukünftig stark reduzieren.

- **Anwendung 3: Ersatz von LKW-Diesel**. Der jährliche Bedarf für diese Anwendung liegt aktuell bei etwa 196 TWh [13]. Der flächendeckende Ersatz von Benzin und Diesel im PKW-Bereich durch Wasserstoff (bzw. daraus hergestellter e-Fuels) gilt als eher unwahrscheinlich, da sich in diesem Bereich bei den allermeisten Herstellern bereits die Elektromobilität durchgesetzt hat. Der Ersatz von Kerosin im Bereich Luftfahrt wird ebenfalls nicht betrachtet, da sich die Technik der Umwandlung von Wasserstoff in Flugbenzin noch im Versuchsstadium befindet und die damit verbundenen Mehrkosten noch nicht genau genug abgeschätzt werden können.

2.3. EMISSIONEN DES EINSATZES VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht zwar kein CO_2, aber dafür ggfs. bei der Herstellung von Wasserstoff. Die Menge an CO_2, die bei der Herstellung von Wasserstoff entsteht, hängt naturgemäß stark von der Art und Weise ab, mit der es hergestellt wird. Die Herstellungsart wird symbolisch durch die „Farbe“ von Wasserstoff gekennzeichnet.

Die Norddeutsche Wasserstoffstrategie sieht zur Emissionsminderung ausschließlich die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff vor. Dabei wird Wasserstoff durch Elektrolyseure erzeugt, die ausschließlich mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden. Da regenerativ erzeugter Strom per Definition während des Betriebs kein CO_2 erzeugt, wäre damit auch die Herstellung von grünem Wasserstoff emissionsfrei.

Da die bereits vorhandenen Ökostromanlagen im Stromsystem fossilen Strom ersetzen, würde es jedoch indirekt zu einer Emissionserhöhung kommen, wenn deren Strom stattdessen für den Betrieb von Elektrolyseuren genutzt werden würde. Der durch die Elektrolyseure entstehende zusätzliche Strombedarf würde letztlich durch eine höhere Auslastung fossiler Kraftwerke gedeckt werden.

Um dies zu verhindern, ist die EU dabei, im Rahmen der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) Kriterien dafür aufzustellen, welche Anforderungen der von den Elektrolyseuren verwendete Strom erfüllen muss, damit der damit erzeugte Wasserstoff als „grün“ bzw. emissionsfrei gilt [14,15]. Das entscheidende Kriterium dabei ist die Sicherstellung der „Zusätzlichkeit“ des verwendeten Ökostroms gegenüber dem ohnehin bereits vorhandenen Ökostrom, um eine Auslastungserhöhung der fossilen Kraftwerke zu verhindern. Die Anforderung der „Zusätzlichkeit“ soll demnach dadurch gewährleistet werden, dass der Ökostrom aus Erzeugungsanlagen stammt, die zeitnah nach der Inbetriebnahme der Elektrolyseanlagen gebaut wurden und für den keine EEG-Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird. Die Idee dabei ist, dass zusätzlich zu den bestehenden Ökostromanlagen sowie den im Rahmen des über die EEG-Förderung gesteuerten Ausbaus der Ökostromanlagen noch weitere Anlagen speziell zur Versorgung der Elektrolyseure gebaut werden. Damit

soll sichergestellt werden, dass die Elektrolyseure nicht ohnehin vorhandenen Ökostrom dem Stromsystem entnehmen und dadurch die fossile Stromerzeugung erhöhen.

Was dabei jedoch nicht berücksichtigt wird, sind die „Opportunitätsemissionen“ [16], die durch den Betrieb der Elektrolyseanlagen entstehen. In der Betriebswirtschaftslehre existiert der Begriff „Opportunitätskosten“, der bei der Beurteilung von unternehmerischen Entscheidungen denjenigen Gewinn bzw. Nutzen beschreibt, den man hätte erlangen können, wenn man eine bestimmte unternehmerische Entscheidung nicht getroffen hätte. Bezogen auf die Produktion grünen Wasserstoffs bedeutet dies: Wenn extra zur Produktion grünen Wasserstoffs Ökostromanlagen gebaut werden, können durch den Ersatz von z. B. Erdgas durch grünen Wasserstoff natürlich Emissionen eingespart werden. Würde man jedoch anstatt der Kombination von Ökostromanlagen und Elektrolyseanlagen nur die zusätzlichen Ökostromanlagen bauen, könnten diese den Strom zur allgemeinen Verwendung in das allgemeine Stromnetz einspeisen und damit die fossile Stromproduktion reduzieren. Diese „entgangene“ Emissionsreduktion reduziert den Emissionsnutzen der Elektrolyseanlagen entsprechend.

Sofern der Stromsektor vollständig dekarbonisiert ist, sind diese Opportunitätsemissionen Null, da der zusätzliche Ökostrom dann keinen fossil erzeugten Strom mehr ersetzen kann. Selbst wenn das im aktuellen Koalitionsvertrag genannte Ziel, in 2030 den EE-Anteil an der Stromproduktion auf 80% auszubauen erreicht wird, heißt dies im Umkehrschluss, dass dann immer noch 20% des Stromes fossil erzeugt werden. Dies bedeutet, dass noch weit über das Jahr 2030 hinaus zusätzlich in das allgemeine Stromnetz eingespeister Strom die fossile Stromproduktion und damit Emissionen verringern kann und entsprechend Opportunitätsemissionen beim Betrieb von Elektrolyseuren berücksichtigt werden müssen. Diese Opportunitätsemissionen berechnen sich wie folgt:

Bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 65% [17,18] werden für die Erzeugung von einem Kilogramm grünem Wasserstoff 39 kWh / 65% = 60 kWh Windstrom benötigt. Statt Wasserstoff zu erzeugen, könnte dieser Strom alternativ in das Netz eingespeist werden und fossilen Strom verdrängen. Eine kWh eingespeister Windstrom vermeidet aktuell 754 g CO_2 bei der fossilen Stromversorgung [19]. Statt mit diesen 60 kWh Windstrom ein Kilogramm grünen Wasserstoff herzustellen, könnte man also die Emission von 45 kg CO_2 in der fossilen Stromerzeugung vermeiden. Die Verwendung dieses „zusätzlichen“ Ökostroms zur Wasserstoff-Erzeugung ist also nur dann klimatechnisch besser als die direkte Netzeinspeisung, wenn durch ein Kilogramm grünen Wasserstoff mehr als 45 kg CO_2 eingespart wird.

Das Kriterium der „Zusätzlichkeit“ des verwendeten Ökostroms ohne die Problematik der Opportunitätsemissionen scheint unstrittig erfüllt zu sein, wenn der für die Elektrolyse verwendete Ökostrom ansonsten wegen Netzengpässen oder einem im europäischen Verbundnetz vorhandenen Stromüberangebot abgeregelt worden wäre, also zur Netzeinspeisung gar nicht zur Verfügung steht. Aber auch hier müssen streng genommen auch die Opportunitätsemissionen berücksichtigt werden, die sich dadurch ergeben, dass mit dem für die Nutzung des abgeregelten Stromes notwendige Geld für die Elektrolyse an anderer Stelle ebenfalls Emissionen hätten eingespart werden könnten.

Deutschland hat die Anforderungen, damit Wasserstoff als grün gilt, bereits konkretisiert, und zwar bei der Definition, wann der von den Elektrolyseanlagen bezogene Strom von der EEG-Umlage befreit ist [20]. Im Gegensatz zur EU-Richtlinie gibt es dabei nicht die Einschränkung, dass ausschließlich Strom von neu gebauten Ökostromanlagen verwendet werden darf. Je nachdem, wie die EU ihre Richtlinie noch konkretisiert, kann diese Anforderung jedoch ggfs. zukünftig noch ergänzt werden. Bei der Verwendung von abgeregeltem Strom wäre es jedoch sinnvoll, auch künftig Altanlagen zuzulassen.

Bei der Frage, woher der Strom für die Elektrolyseure stammen muss, damit der damit erzeugte Wasserstoff als emissionsfrei gilt, wird die Existenz des europäische Emissionshandels (ETS) in den vorhandenen und geplanten Gesetzesregelungen aktuell nicht berücksichtigt. Würde man den ETS berücksichtigen, wäre durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff immer emissionsfrei, egal woher der benötigte Strom stammt. Dies liegt daran, dass bei einem wirksamen ETS eine zusätzliche Nachfrage an Strom nicht zu einer Emissionserhöhung führt, da die Menge an Emissionen durch die Menge ausgegebener Emissionszertifikate festgelegt ist. In dieser Argumentationslogik wäre dann z. B. auch eine im Vergleich zu einer Wärmepumpe sehr ineffiziente simple Stromheizung automatisch als emissionsfrei anzusehen. Im Falle der Mobilität wird dieses Argumentationsprinzip tatsächlich angewendet, indem Elektroautos und ein fiktiver elektrischer Anteil der Fahrleistung von Plug-in Hybriden bei der Berechnung des Flottengrenzwertes als emissionsfrei gewertet werden.

Jeglichen Strommehrbedarf aufgrund des ETS als emissionsneutral zu werten ist jedoch aus folgenden Gründen kritisch zu sehen:

- Aufgrund des Mechanismus der sog. Marktstabilitätsreserve [21] führt eine Verknappung von Zertifikaten zu einer Verringerung der Löschung ungenutzter Zertifikate und damit faktisch zu einer Emissionserhöhung.

- Die durch den Strommehrbedarf erzeugte Verknappung und damit Preiserhöhung der Zertifikate verringert den politischen Willen in der EU, die ausgegebene Menge an Zertifikaten gegenüber dem bereits vereinbarten Absenkungspfad ggfs. zusätzlich abzusenken bzw. erhöht den politischen Druck, den Absenkungspfad abzuschwächen, wenn der CO_2-Preis aufgrund einer gestiegenen Stromnachfrage stark ansteigt.

- Der Strommehrbedarf führt zu intransparenten Mehrkosten im Gesamtsystem, da insgesamt mehr Strom erzeugt werden muss, ohne dabei in Summe mehr Emissionen erzeugen zu dürfen.

- Bei der von der EU angestrebten Ausweitung des ETS auf die Sektoren Wärme und Mobilität müsste man konsequenterweise auch die Emissionseinsparung beim Einsatz von grünem Wasserstoff in den Sektoren Wärme und Mobilität mit Null ansetzen, da dann auch in diesen Sektoren die Emissionen durch die Menge an Emissionszertifikaten festgelegt wird und nicht durch den Einsatz bestimmter Technologien.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Komplexität und Uneindeutigkeit bei der Bestimmung der Emissionen, die durch den Betrieb der Elektrolyseure entstehen, wird in dieser Studie vereinfachend angenommen, dass auch aus zusätzlichem Ökostrom hergestellter Wasserstoff grundsätzlich emissionsfrei ist. Die oben abgeschätzten Opportunitätsemissionen werden also zunächst nicht berücksichtigt, auch um eine Vergleichbarkeit mit den in der Literatur abgeschätzten Vermeidungskosten (bei denen ebenfalls keine Opportunitätsemissionen berücksichtigt werden) zu ermöglichen.

Aufgrund unterschiedlicher Kosten und zeitlicher Verfügbarkeit von abgeregeltem und zusätzlichem Ökostrom wird bei der Abschätzung der Vermeidungskosten zwischen beiden Herkunftsarten des für die Elektrolyse verwendeten Stromes unterschieden. Da in SH sowohl der abgeregelte Ökostrom als auch das Potenzial von zusätzlichem Ökostrom weitestgehend im Bereich des Windstroms liegt, ergeben sich daraus die im Folgenden verwendeten zwei Stromherkunftsvarianten:

Variante 1: Verwendung abgeregelter Windstrom

Variante 2: Verwendung zusätzlicher Windstrom

2.4. EMISSIONEN DER ERSETZTEN FOSSILEN ALTERNATIVE

Hierzu muss bestimmt werden, welche Menge an CO_2 auf Basis der zu ersetzenden fossilen Anwendung entsteht. Dazu ist die mit grünem Wasserstoff ersetzte Menge und der Emissionsfaktor (inkl. Vorketten) des fossilen Brenn-/Treibstoffs heranzuziehen.

Ersatz von grauem Wasserstoff:
1 kg grüner Wasserstoff ersetzt 1 kg grauen Wasserstoff, welcher einen Brennwert von 39 kWh besitzt. Bei der Herstellung von grauem Wasserstoff entstehen 407 g CO_2 pro kWh [22]. Die Verwendung von 1 kg grauen Wasserstoff verursacht damit 15,8 kg CO_2.

Ersatz von Erdgas:
1 kg Wasserstoff ersetzt 39 kWh Erdgas. Bei Herstellung und Verbrennung von Erdgas entstehen 247 g CO_2 pro kWh [23]. Die Verwendung des von 1 kg Wasserstoff ersetzten Erdgases verursacht damit 9,6 kg CO_2.

Ersatz von LKW-Diesel:
Ein detaillierter Vergleich der Verbräuche konventioneller LKW mit wasserstoffbetriebenen LKW ergab, dass ein Kilogramm Wasserstoff etwa drei Liter Diesel (Brennwert: 9,8 kWh pro Liter) ersetzt [24]. Bei Herstellung und Verbrennung von Diesel entstehen 326 g CO_2 pro kWh [23]. Die Verwendung des von 1 kg Wasserstoff ersetzten Diesels verursacht damit 9,6 kg CO_2.

2.5. KOSTEN VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Die spezifischen Kosten von grünem Wasserstoff ergeben sich aus der Summe der Investitionskosten der Elektrolyseanlagen (Capital Expenditures = CAPEX) und den Betriebskosten der Elektrolyseanlagen (Operational Expenditures = OPEX, im Wesentlichen die Kosten des verwendeten Stroms) bezogen auf die erzeugte Menge an Wasserstoff:

$$\text{Wasserstoffkosten} = \frac{\text{CAPEX + OPEX}}{\text{erzeugte } H_2\text{-Menge}}$$

2.5.1. ABSCHÄTZUNG CAPEX

Die im folgenden genannten Kosten der Elektrolyseanlagen sind auf ein Kilowatt elektrische Nennleistung bezogen. Etwa 45% der CAPEX entfallen dabei auf die sogenannten „Stacks“ [25]. Dies sind zu Stapeln zusammengefasste Elektrolysezellen, in denen die chemische Reaktion stattfindet. Die anderen 55% entfallen auf die sonstigen Systemkosten („Balance of Plant“). Darin sind sämtliche Komponenten und Peripherie enthalten, die zum Betrieb des Elektrolyseurs benötigt werden. Dies sind im Wesentlichen die Leistungselektronik (Gleichrichter), Wasser- und Gasaufbereitung sowie das Kühlsystem.

Eine aktuelle Metastudie illustriert die extrem große Streuung der in den verschiedenen Studien ermittelten aktuellen und prognostizierten zukünftigen Kosten (Abbildung 1). Dabei zeigt sich ein Unterschied zwischen niedrigsten und den höchsten Kosten von einem Faktor drei bis vier. Die Unsicherheit über die tatsächlichen Kosten sind also sehr hoch.

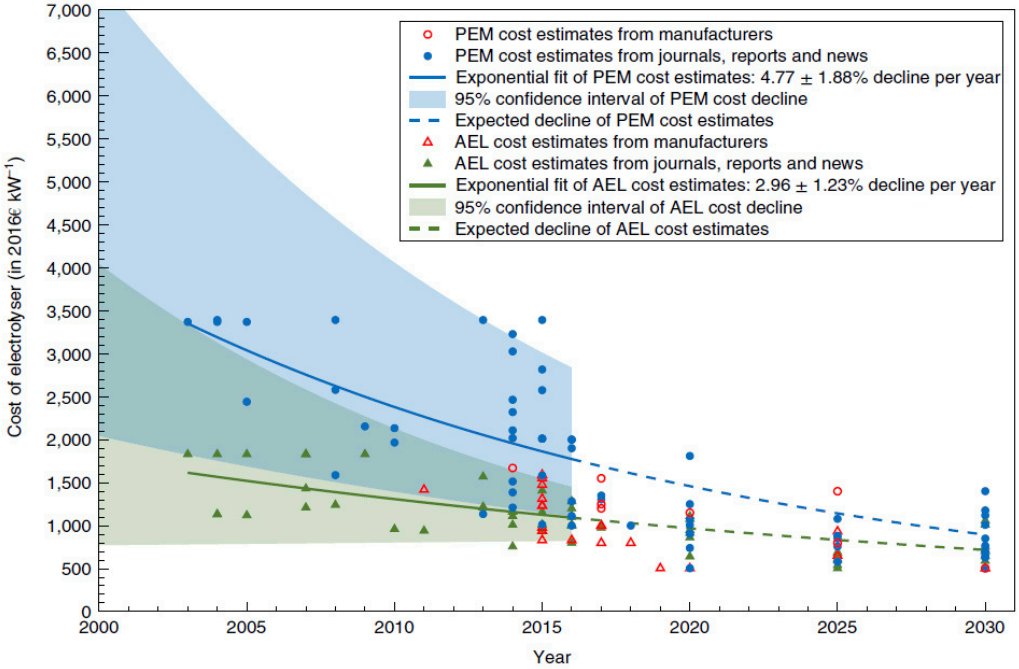

Abbildung 1: Kostenentwicklung der Elektrolyseure gemäß verschiedener Studien [26]. PEM und AEL sind die Abkürzungen der zwei gängigsten Technologietypen.

Ein weiteres Ergebnis der Studie ist die Tatsache, dass Alkalische Elektrolyseure (AEL) zwar aktuell tendenziell deutlich günstiger als PEM-Elektrolyseure sind, es aber erwartet wird, dass der Kostenvorteil zukünftig immer geringer werden wird. Da PEM-Elektrolyseure besser für bei der Nutzung von Solar- und Windenergie naturgemäß stark schwankende Leistungen geeignet sind, ist zu erwarten, dass sich die PEM-Technologie langfristig durchsetzen wird. Entsprechend werden die aktuellen Demonstrationsprojekte nahezu ausschließlich mit PEM-Elektrolyseuren realisiert.

Eine weitere Metastudie [18] ermittelt bei PEM-Elektrolyseuren für 2019 eine Bandbreite von 1.100 bis 1.800 USD/kW sowie für 2030 eine Bandbreite von 650 bis 1.500 USD/kW und zeigt damit ebenfalls eine große Streuung der Studienergebnisse.

Das im Februar 2021 für das MELUND erstellte Gutachten [27] basiert auf Werten für die CAPEX, die aus einer 2018 erstellten Studie stammen, die diese Werte wiederum durch eine Branchenumfrage ermittelt hat [17]. Dabei ergibt sich für 2018 ein Wert von 1.460 €/kW und für 2030 ein Wert von 810 €/kW.

Zur Plausibilisierung dieser Werte wurden im Rahmen dieser Studie die vom Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein genannten Kosten der zwischen 2018 und 2020 in SH realisierten Wasserstoffprojekte ausgewertet (Tabelle 2).

Betreiber	Ort	Elektrolyseleistung	Kosten
eFarming GmbH & Co. KG	Reußenköge	225 kW	7.671 €/kW
Windpark Ellhöft GmbH	Westre	225 kW	7.328 €/kW
WP Bosbüll	Bosbüll	450 kW	5.449 €/kW
Energie des Norden GmbH & Co. KG	Handewitt	1 MW	2.921 €/kW
Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Brunsbüttel	2,5 MW	1.380 €/kW

Tabelle 2: Übersicht der Eckdaten ausgewählter Wasserstoff-Projekte in SH. Bei zwei weiteren realisierten Projekten in Reußenköge und Braak handelt es sich um Sonderprojekte mit speziellem Lieferumfang, so dass diese nicht in den obigen Kostenvergleich aufgenommen wurden.

Dabei zeigt sich, dass nur das größte Projekt ähnliche Kosten wie obige Studien hat, alle anderen Projekte jedoch erheblich höhere Elektrolysekosten aufweisen.

Die in der Tabelle dargestellten Kosten basieren auf den voraussichtlichen Kosten, die im Rahmen des Genehmigungsverfahren für die Gebührenberechnung abgeschätzt wurden und öffentlich zugänglich sind. Die tatsächlichen Kosten sind jedoch nicht transparent. Eine Nachfrage beim Projektträger Jülich ergab, dass die detaillierten Kostendaten eines Projektes nicht veröffentlicht werden dürfen. Aber selbst wenn in Einzelfällen detaillierte Kostendaten öffentlich zugänglich wären, wären diese mit einer großen Unsicherheit behaftet, da es fraglich erscheint, ob die Lieferanten der Elektrolyseure ihre Gewinnspanne preisgeben würden. Gerade in der Anfangsphase innovativer Geschäftsfelder ist es nicht unüblich, Systeme günstiger als die eigenen Kosten anzubieten, um sich Marktanteile zu sichern. Deshalb konnte auch nicht abschließend geklärt werden, warum die 2,5MW-Anlage im Vergleich zur 1MW-Anlage so viel günstiger ist.

Für diese Abschätzung verwendeter Wert: Der in dieser Studie verwendete Wert für die CAPEX bezieht sich auf die zwischen 2021 und 2030 gemäß der Wasserstoffstrategie zu errichtenden (mindestens) 5 GW Elektrolyseleistung. Auf Basis obiger Daten wird dafür ein mittlerer Preis von 1.000 €/kW angenommen. Dies entspräche einem Investitionsvolumen von 5 Mrd. Euro. Dieser Wert ist mit einer relativ hohen Unsicherheit behaftet und könnte durchaus auch halb oder doppelt so groß ausfallen.

2.5.2. ABSCHÄTZUNG OPEX

Wie oben bereits geschrieben bestehen die Betriebskosten (OPEX) im Wesentlichen aus den Kosten des Stromes zum Betrieb der Elektrolyseanlagen. Hinzu kommen die Wartungs- und Betriebskosten, welche jährlich etwa 4% der CAPEX ausmachen [28,29].

Variante Nutzung abgeregelter Windstrom: Hier sind die Stromkosten mit 0 ct/kWh anzusetzen, da der Strom ansonsten nicht anderweitig nutzbar wäre.

Variante Nutzung zusätzlicher Windstrom: Gemäß der Ergebnisse der Ausschreibungen der letzten Jahre kostet Windstrom seit mehreren Jahren etwa 6 ct/kWh [30]. Technologisch bedingte Preissenkungen halten sich in Waage mit Erhöhung von Ressourcenpreisen und Ertragsverluste, weil zukünftig immer windärmere Gebiete für die Windstromerzeugung herangezogen werden müssen, um die erforderlichen Kapazitäten aufzubauen. Die Verwendung von Strom von älteren Windkraftanlagen, deren EEG-Förderung bereits ausgelaufen ist („Ex-EEG“), ist gemäß dem Entwurf der EU-Richtlinie zur Definition von grünem Wasserstoff nicht zulässig, weil dies dem Kriterium der „Zusätzlichkeit“ des genutzten Ökostroms widerspricht. Die in dem für das MELUND erarbeitete Gutachten beschriebene Möglichkeit, den Strom von älteren Windkraftanlagen für günstige ca. 3 ct/kWh zu nutzen [27] entfällt demnach.

2.5.3. ABSCHÄTZUNG ERZEUGTE WASSERSTOFF-MENGE

Die hier abgeschätzte Menge an erzeugtem Wasserstoff bezieht sich wie die CAPEX auf einen Elektrolyseur mit der elektrischen Nennleistung von einem Kilowatt. Angelehnt an die in aktuellen Metastudien genannten Werte ist von einem Wirkungsgrad von 65% und einer Lebensdauer von 60.000 Betriebsstunden bzw. 20 Jahren (je nachdem, was eher eintritt) auszugehen [17,18]. Aufgrund der geringen Auslastung bei der Verwendung von Windstrom ist die Lebensdauer des Elektrolyseurs nicht durch die Anzahl der Betriebsstunden, sondern durch die kalendarische Lebensdauer bestimmt.

Variante Nutzung abgeregelter Windstrom: Die jährlich erzeugte Wasserstoff-Menge hängt von der Anzahl an Stunden ab, an denen abgeregelter Strom zur Verfügung steht. In SH wurde im Jahr 2020 12,6% des Ökostroms abgeregelt (fast ausschließlich Windstrom) [31]. Da es eine Korrelation zwischen der abgeregelten Menge und dem prozentualen Anteil der Zeit, an dem der Strom abgeregelt wird gibt, ist als einfachste Näherung davon auszugehen, dass der abgeregelte Strom ebenfalls in 12,6% der Zeit zur Verfügung steht. Da die Abregelungen naturgemäß in Phasen hoher Einspeiseleistung stattfinden, ist der zeitliche Anteil tatsächlich niedriger als 12,6 %, was sich aber ohne detaillierte Auswertung der Betriebsdaten der Windkraftanlagen nicht genauer quantifizieren lässt. Die angenommenen 12,6% stellen einen Mittelwert dar, da einzelne Windparks, je nach lokaler Netzsituation, einen deutlich höheren bzw. niedrigeren zeitlichen Abregelanteil aufweisen können.

Durch den Netzausbau ist zu erwarten, dass die Häufigkeit der Abregelungen mittelfristig eher sinkt, was sich bereits in einer sinkenden Tendenz des Abregelanteils zeigt. Erst wenn der Stromsektor im europäischen Verbundnetz nahezu dekarbonisiert ist, wird ein dann weiter fortgesetzter Ausbau der Wind- und Solarenergie zu einem relevanten Anstieg der Häufigkeit von Abregelungen führen, die durch ein tatsächliches Überangebot an Ökostrom und nicht auf behebbare Netzengpässe verursacht werden. Mit einem dadurch bedingten relevanten Anstieg der Abregelhäufigkeit ist jedoch nicht vor ca. 2035 zu rechnen.

Auf Basis dieser Überlegungen wird für diese Abschätzung eine mittlere erreichbare Auslastung der Elektrolyseure von 12,6%, also 1.104 Betriebsstunden pro Jahr angenommen.

Innerhalb der 20-jährigen Lebensdauer werden damit 20 * 1.104 kWh * 65% = 14.352 kWh Wasserstoff erzeugt, was bei einem Brennwert von 39 kWh/kg einer Wasserstoffmasse von 368 kg entspricht.

Variante Nutzung zusätzlicher Windstrom: Dieser hat in SH an Land im Mittel eine Volllaststundenzahl von etwa 1800 [32]. Innerhalb der 20-jährigen Lebensdauer werden damit 20 * 1.800 kWh * 65% = 23.400 kWh Wasserstoff erzeugt, was bei einem Brennwert von 39 kWh/kg einer Wasserstoffmasse von 600 kg entspricht.

In dem für das MELUND erstellte Gutachten [27] wurde eine deutlich höhere Auslastung der Elektrolyseure von 4.000 Volllaststunden angenommen. Dieser deutlich höhere Wert kann dadurch erzielt werden, indem die Nennleistung des Elektrolyseurs deutlich geringer als die Nennleistung des Windparks ausgelegt wird, dessen Strom genutzt wird. Übersteigt die Leistung des Windparks die Nennleistung des Elektrolyseurs, wird der Strom dann nicht vom Elektrolyseur genutzt, sondern wird in das Netz eingespeist. Das Gutachten trifft jedoch die unrealistische Annahme, dass Elektrolyseure diese attraktive Grundlast zu demselben günstigen Preis erhalten, mit dem Windparks normalerweise ihre gesamte Energie im Rahmen eines „Power Purchase Agreements“ (PPA) vermarkten bzw. bei EEG-Ausschreibungen als Preis für den verwendeten Windstrom ansetzen. Da Windparkbetreiber die vom Elektrolyseur nicht benötigte Spitzenlast anderweitig vermarkten müssen, zu diesen Spitzenlastzeiten die erzielbaren Erlöse jedoch tendenziell deutlich geringer sind, muss die Grundlast entsprechend teurer vermarktet werden. Die in dem Gutachten angenommenen PPA-Preise sind damit unrealistisch niedrig. Deshalb ist entweder mit der Volllaststundenzahl der Windparks und entsprechend günstigem Strompreis zu kalkulieren (wie in der Abschätzung dieser Studie) oder mit einer höheren Volllaststundenzahl und entsprechend höherem Strompreis [33].

2.5.4. GESAMTERGEBNIS WASSERSTOFF KOSTEN

Variante Nutzung abgeregelter Strom:
Wasserstoffkosten = (1.000 € + 20 * 4% * 1.000 €) / 368 kg = 4,89 €/kg

Variante Nutzung zusätzlicher Windstrom:
Wasserstoffkosten = (1.000 € + 20 * 4% * 1.000 € + 36.000 kWh * 0,06 €) / 600 kg = 6,60 €/kg

Eigene Abschätzung	Zeitraum 2020–2030
Nutzung abgeregelter Strom	4,89 €/kg
Nutzung zusätzlicher Windstrom	6,60 €/kg

Veröffentlichungen	Jahr 2020	Jahr 2030
Prognos/BMWi [33]	6,74-10,09 €/kg	5,79-8,43 €/kg
Gutachten für das MELUND [27]	4,50-6,50 €/kg	3,90-5,70 €/kg
Agora Energiewende [34]	3,30-6,70 €/kg	1,90 – 5,40 €/kg

Tabelle 3: Vergleich der eigenen Abschätzung der Herstellungskosten von grünem Wasserstoff mit einigen ausgewählten Veröffentlichungen.

Der in Tabelle 3 dargestellte Vergleich zeigt, dass die in den verschiedenen Veröffentlichungen genannten Wasserstoffkosten eine enorme Bandbreite von einem Faktor 3 bis 4 haben. Dies liegt daran, dass die Wasserstoffkosten von vielen Annahmen abhängen, die ihrerseits eine relativ große Unsicherheit haben, welche sich dann zu einer sehr großen Gesamtunsicherheit potenzieren. Die in dieser Studie ermittelten Wasserstoffkosten befinden sich etwa im oberen Mittelfeld der veröffentlichten Werte. Die tatsächlichen Elektrolyseurkosten der in SH bislang realisierten Projekte sind ein Hinweis darauf, dass die tatsächlichen Wasserstoffkosten vermutlich eher am oberen Ende der veröffentlichten Werte liegen.

Alternative Wasserstoff-Import:
Es herrscht in der Fachwelt weitgehender Konsens, dass zur Erreichung der Klimaneutralität ein gewisser Anteil an grünem Wasserstoff importiert werden muss. Unabhängig davon, dass es noch völlig unklar ist, welche Menge zu welchem Zeitpunkt dafür zur Verfügung steht [35,36], ist damit aber kein prinzipieller Preisvorteil gegenüber inländisch erzeugtem grünen Wasserstoff verbunden. Die in machen Weltregionen erzielbaren geringeren Stromkosten werden durch höhere Transportkosten (Pipeline bzw. Verflüssigung) kompensiert. Die Erzeugung in sonnenreichen Gebieten mit günstigem Solarstrom ist außerdem mit einer geringeren Auslastung der Elektrolyseure als bei einem Betrieb mit Windstrom in Deutschland verbunden, was ebenfalls dem Kostenvorteil beim Strom entgegenwirkt [37].

2.6. KOSTEN DES ERSETZTEN FOSSILEN BRENN-/TREIBSTOFFS

Für die konkrete Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Sicht eines Unternehmens müssen auch die auf die Brenn-/Treibstoffe erhobenen Steuern und Abgaben berücksichtigt werden. Bei der Bestimmung von Vermeidungskosten ist jedoch die volkswirtschaftliche Gesamtsicht und die Vergleichbarkeit der verschiedenen Technologiealternativen entscheidend. Die auf den Brenn-/ Treibstoff erhobenen Steuern und Abgaben werden deshalb nicht zu den Kosten gezählt, um eine Vergleichbarkeit mit den Kosten von grünem Wasserstoff zu gewährleisten, welche ebenfalls ohne die darauf ggfs. zu erhebenden Steuern und Abgaben bestimmt werden.

Ersatz von grauem Wasserstoff:
Grauer Wasserstoff kostet 1-2 Euro pro Kilogramm [38]. Aufgrund der aktuell stark gestiegenen Gaspreise wird für diese Studie ein Wert von 2 €/kg angenommen.

Ersatz von Erdgas:
Der Börsenpreis von Erdgas liegt aktuell bei etwa 4,67€ pro MMBtu (1 MMBtu = 290kWh), also 1,61ct/kWh. 1 kg Wasserstoff ersetzt damit 39 kWh Erdgas zum Preis von 0,63 €.

Ersatz von LKW-Diesel:
1 kg Wasserstoff ersetzt 3 Liter Diesel [24] zum Preis von insgesamt 1,24€ (= mittlere Produktbeschaffungskosten Jan.-Okt. 2021 [39]).

2.7. ERGEBNIS VERMEIDUNGSKOSTEN

Hier noch einmal die in Kap. 2.2 beschriebene grundsätzliche Berechnungsformel für die Vermeidungskosten:

$$\text{Vermeidungskosten} = \frac{\text{Kosten des Einsatzes von grünem } H_2 - \text{Kosten der ersetzten fossilen Anwendung}}{\text{Emissionen der ersetzten fossilen Alternative} - \text{Emissionen des Einsatzes von grünem } H_2}$$

Aus den Ergebnissen der Kapitel 2.3–2.6 ergeben sich damit die nachfolgend berechneten Vermeidungskosten für die drei ausgewählten Anwendungen und den beiden Stromherkunftsvarianten.

Ersatz von grauem Wasserstoff, Nutzung abgeregelter Strom:
Vermeidungskosten = (4,89 € – 2 €) / (15,8 kg – 0 kg) = 183 €/t

Ersatz von grauem Wasserstoff, Nutzung zusätzlicher Windstrom:
Vermeidungskosten = (6,60€ – 2 €) / (15,8 kg – 0 kg) = 291 €/t

Ersatz von Erdgas, Nutzung abgeregelter Strom:
Vermeidungskosten = (4,89 € – 0,63 €) / (8 kg – 0 kg) = 532 €/t

Ersatz von Erdgas, Nutzung zusätzlicher Windstrom:
Vermeidungskosten = (6,60 € – 0,63 €) / (8 kg – 0 kg) = 746 €/t

Ersatz von LKW-Diesel, Nutzung abgeregelter Strom:
Vermeidungskosten = (4,89 € – 1,24 €) / (9,2 kg – 0 kg) = 397 €/t

Ersatz von LKW-Diesel, Nutzung zusätzlicher Windstrom:
Vermeidungskosten = (6,60 € – 1,24 €) / (9,2 kg – 0 kg) = 583 €/t

Eigene Abschätzung	Ersatz grauer Wasserstoff	Ersatz Erdgas	Ersatz Diesel
Nutzung abgeregelter Strom	187 €/t	540€/t	397 €/t
Nutzung zusätzlicher Windstrom	296 €/t	755 €/t	583 €/t
Veröffentlichungen (Zeitraum)			
BCG / Prognos (2050) [40]		370 €/t	280 €/t
PIK (2020 – 2030) [41]		435 €/t	
Frontier [10]	190-320 €/t	300-700 €/t	
Agora Energiewende (2030) [42]	170-430 €/t		
TUHH (2020) [43]		3.964 €/t	1.149 €/t

Tabelle 4: Vergleich der eigenen Abschätzung der Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff mit einigen ausgewählten Veröffentlichungen (die Jahreszahlen in Klammern geben den prognostizierten Zeitraum an).

Der in Tabelle 4 dargestellte Vergleich zeigt, dass die in den verschiedenen Veröffentlichungen genannten Vermeidungskosten ähnlich wie bei den Herstellungskosten eine große Bandbreite haben. Wie schon oben erwähnt, sind speziell die Erzeugungskosten von Wasserstoff mit einer großen Unsicherheit verbunden, was damit auch eine große Variabilität der daraus bestimmten Vermeidungskosten bedingt. Die in dieser Studie ermittelten Vermeidungskosten befinden sich eher am oberen Ende der in Veröffentlichungen gefundenen Werten. Da in den veröffentlichten Studien die genaue Berechnung nicht oder nur sehr aufwändig nachvollziehbar ist, lassen sich die Unterschiede nicht sicher begründen, liegen aber vermutlich vor allem an den erwähnten großen Unsicherheiten bei der Bestimmung der Herstellungskosten von grünem Wasserstoff.

Aus dem Rahmen fallen dabei die von der TUHH ermittelten Werte, welche extrem hoch ausfallen. Dies liegt im Wesentlichen zum einen an der dort angenommenen eher geringen jährlichen Auslastung der Elektrolyseure von 1.000 Stunden bei der Nutzung von Überschussstrom und zum anderen an der dort getroffenen Annahme, dass die Elektrolyse-Stacks alle 7 Jahre zu jeweils 60% der Investitionskosten ausgetauscht werden müssen. Weiterhin sind dort bei der Anwendung „Ersatz Erdgas“ die Kosten der Methanisierung enthalten.

3. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Es kann festgestellt werden, dass es bezüglich des Umfangs und der Schnelligkeit einer Förderung des Ausbaus der Elektrolysekapazität in der Fachwelt und Öffentlichkeit einen erheblichen Dissens gibt, der naturgemäß auch durch Eigeninteressen privater Unternehmen beeinflusst wird. Deshalb wird auf Basis der vorherigen Bestimmung der Vermeidungskosten in diesem Kapitel auf die Argumente für und gegen einen schnellen Ausbau der grünen Wasserstofferzeugung eingegangen.

3.1. ARGUMENTE FÜR EINE ERZEUGUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF NICHT VOR CA. 2035

Jeglicher Windstrom, der in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann, verdrängt fossilen Strom und senkt damit direkt Emissionen. Mit dem für die Erzeugung von einem Kilogramm grünen Wasserstoff benötigten Strom wird, wie in Kap. 2.3 beschrieben, bei einer Netzeinspeisung aktuell 42 kg CO_2 eingespart (= Opportunitätsemissionen), was deutlich mehr ist als durch den Einsatz des grünen Wasserstoffs erzielbar. Bei einem Verzicht auf den Bau der Elektrolyseure würden die Emissionen also stärker sinken als durch die mit dem Bau erzeugbare Menge an grünem Wasserstoff.

Aufgrund dieser Tatsache sollte die Erzeugung von grünem Wasserstoff grundsätzlich ausschließlich durch ansonsten abgeregelten Strom erfolgen, solange die direkte Netzeinspeisung mehr Emissionen verringert als durch die Erzeugung. Erst wenn der Stromsektor im europäischen Verbundnetz nahezu dekarbonisiert ist, wird sich diese Situation grundlegend ändern.

Aber auch bei der Nutzung ansonsten abgeregelten Stromes entstehen Opportunitätsemissionen. Solange es Maßnahmen mit geringeren Vermeidungskosten als die von grünem Wasserstoff gibt, kann mit diesen mit demselben Kostenaufwand mehr CO_2 eingespart werden als durch grünen Wasserstoff. Dies kann am Beispiel des in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie geforderten Ausbaus der Elektrolysekapazität von 5 GW bis 2030 verdeutlicht werden. Werden diese mit abgeregeltem Windstrom betrieben und der damit erzeugte grüne Wasserstoff zum Ersatz von grauem Wasserstoff verwendet (was einer der ökonomischsten Anwendungen ist), ergeben sich die folgende CO_2-Reduktion und Kosten:

Ein Elektrolyseur erzeugt während seiner Lebensdauer pro Kilowatt elektrischer Leistung gemäß Kap. 2.5.3 368 kg Wasserstoff und reduziert damit 368 * 15,8 kg = 5,8 t CO_2. Elektrolyseure mit der Nennleistung von 5 GW reduzieren damit 29 Millionen Tonnen CO_2.

Die Elektrolysekosten abzüglich der gesparten Kosten für den grauen Wasserstoff betragen 1.064 € pro kW Elektrolyseleistung. Damit ergeben sich 5,3 Milliarden Euro als Kosten für diese CO_2 Einsparung.

Zum Vergleich: Die niedrigsten Vermeidungskosten, um CO_2 zusätzlich zu reduzieren (= Grenzvermeidungskosten) entsprechen in etwa dem CO_2-Preis des Emissionshandels, welcher aktuell bei etwa 70 €/t liegt. Würden stattdessen also zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen mit konservativ angesetzten Vermeidungskosten von 100 €/t umgesetzt (die meisten Maßnahmen zur Erreichung von 80% Emissionsreduktion haben geringere Vermeidungskosten [40]), würde mit denselben Mehrkosten die doppelte Menge an CO_2 eingespart werden können.

Erst ab einer Emissionsreduktion von etwa 80% erfordert eine weitere Emissionsreduktion Maßnahmen, die Vermeidungskosten im Bereich von grünem Wasserstoff besitzen. Für eine weitere Emissionssenkung über 80% hinaus ist also der Ausbau der Erzeugung von grünem Wasserstoff absolut sinnvoll und notwendig. Dieser Zeitpunkt wird realistischer Weise jedoch nicht vor dem Jahr 2035 liegen.

Dieser relativ späte Zeitpunkt ergibt sich auch aus dem aktuellen Dossier des Potsdam Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) [41]. Darin wird als wahrscheinlichster Zeitpunkt, an dem grüner Wasserstoff die günstigste CO_2-Vermeidungsoption darstellt etwa das Jahr 2038 angesehen (= Schnittpunkt des prognostizierten Anstiegs des CO_2-Preises mit der prognostizierten Senkung der Vermeidungskosten beim Einsatz von grünem Wasserstoff, siehe Abbildung 2).

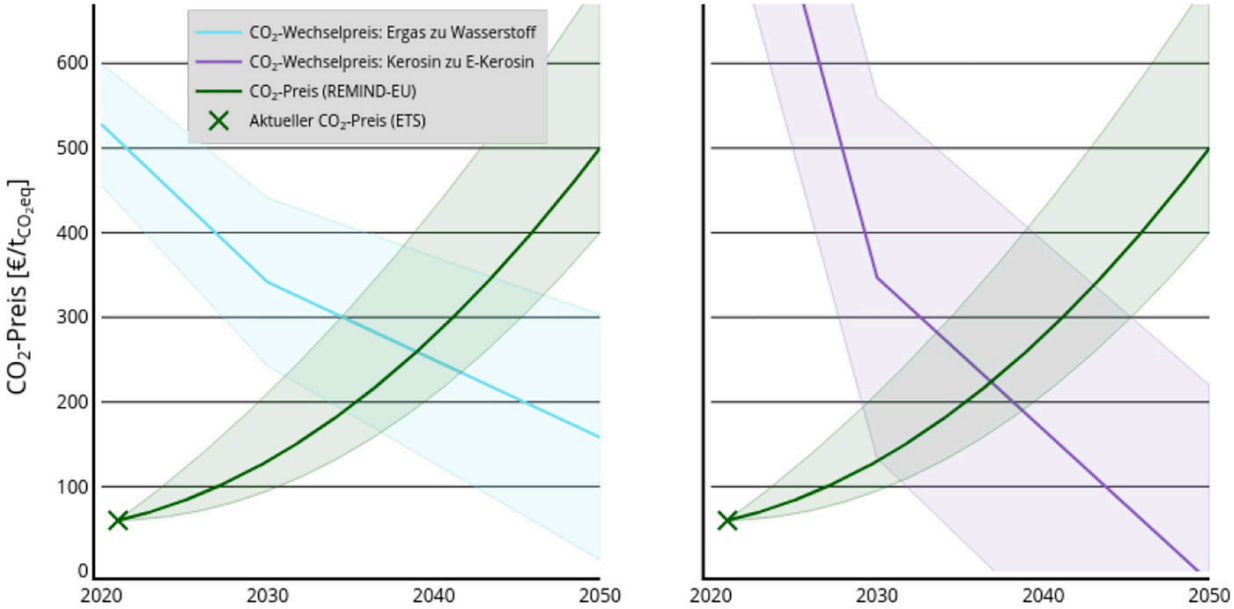

Abbildung 2: Prognose der Grenzvermeidungskosten (= CO2-Preis) und der CO2-Vermeidungskosten (= CO2-Wechselpreis) beim Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff bzw. Kerosin durch aus Wasserstoff hergestelltes e-Kerosin [41].

Nichtsdestotrotz sehen sehr viele Studien bereits vor 2030 einen relevanten Bedarf an grünem Wasserstoff und empfehlen entsprechend einen sofortigen Beginn des Hochlaufs der Elektrolysekapazität. Aufgrund der Komplexität der Simulationen wird allerdings bislang keine ökonomische Optimierung hinsichtlich Startzeitpunkt und Wachstumsrate des Hochlaufs von grünem Wasserstoff unter Berücksichtigung möglicher Opportunitäten (z. B. beschleunigter und/oder zusätzlicher Ausbau der Wind- und Solarenergie) vorgenommen. Die Notwendigkeit einer Elektrolysekapazität von mindestens 5 GW bis 2030 kann aus den Simulationsstudien somit nicht erschlossen werden.

3.2. ARGUMENTE, DIE ERZEUGUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF BEREITS JETZT FINANZIELL ZU FÖRDERN

Im Folgenden wird auf die Argumente eingegangen, warum die Erzeugung von grünem Wasserstoff staatlich bereits gefördert werden sollte, bevor damit niedrigere Vermeidungskosten verbunden sind als bei alternativen Technologien.

Sektorspezifische Zielvorgaben

Das aktuelle Klimaschutzgesetz in Deutschland sieht für 2030 separate Reduktionsziele in den einzelnen Treibhausgase verursachenden Sektoren vor. Speziell die Reduktionsziele in der Industrie sind ohne die Nutzung von grünem Wasserstoff z. B. bei der Stahlherstellung nur schwer erreichbar.

Sektorspezifische Ziele widersprechen allerdings der weiter oben bereits beschriebenen ökonomischen Optimierung, sektorübergreifend immer möglichst erst dort Emissionen zu senken, wo dies mit den geringsten Vermeidungskosten möglich ist. Die EU plant deshalb bereits eine Erweiterung des ETS auf die Sektoren

Wärme und Mobilität. Bei diesem marktgetriebenen Ansatz werden immer die jeweils günstigsten CO_2-Vermeidungsmaßnahmen umgesetzt. Die höchsten Vermeidungskosten (= Grenzvermeidungskosten) werden in Form des CO_2-Zertifkatspreis transparent und sektorspezifische Fördermaßnahmen wären dann nur in Ausnahmefällen als Ergänzung notwendig. Die durch grünen Wasserstoff erzielbare Emissionsreduktion in der Industrie könnte damit deutlich später als 2030 erfolgen bei geringeren Kosten für die Gesamtzielerreichung.

Verhinderung eines fossilen „lock-in“
Bei fossilen Anwendungen in Bereichen mit langfristigen Investitionszyklen kann es passieren, dass ohne die Verfügbarkeit von günstigem grünem Wasserstoff noch viele Jahre lang bei anstehenden Erneuerungen von Infrastrukturen und Anlagen die fossile Variante gewählt wird. Dies hemmt die Bereitschaft, zu einem etwas späteren Zeitpunkt, wenn die Nutzung von grünem Wasserstoff sinnvoll ist, die dann noch relativ neuen Infrastrukturen und Anlagen auf Wasserstoff umzustellen. Steht z. B. bei einem Stahlhersteller jetzt eine Erneuerung der Produktionsanlagen an, und er erneuert sie mangels Vorhandenseins von grünem Wasserstoff auf Basis der herkömmlichen fossilen Technologie (Reduktion mit Kohlestaub/ Koks), würde er 2045 entweder nicht klimaneutral sein, oder hätte sog. „stranded assets“, also wertlos gewordene Vermögenswerte, die er nicht mehr nutzen kann.

So ein fossiler „lock-in“ kann jedoch auch ohne die teure Erzeugung von grünem Wasserstoff verhindert werden, indem neu gebaute Anlagen und Produktionsprozesse „Wasserstoff-ready“ gestaltet werden. Die dann übergangsweise zunächst notwendige Verwendung von fossilem Erdgas oder grauem Wasserstoff bedeutet im Falle der Stahlherstellung bereits eine CO_2-Reduktion gegenüber dem Ist-Zustand [45,46] und eine Kostenersparnis gegenüber der sofortigen Verwendung von grünem Wasserstoff. Eine zusätzliche Reduktion durch Ersatz des Erdgases bzw. grauen Wasserstoffs durch grünen Wasserstoff kann dann genau zu demjenigen Zeitpunkt erfolgen, wenn die damit verbundenen Vermeidungskosten geringer sind als alle anderen möglichen Alternativen.

Limitierte Ausbaurate der grünen Wasserstoff-Erzeugung
Je nachdem, wie steil man die erreichbare Wachstumsrate für den Ausbau der grünen Wasserstoff-Erzeugung annimmt, muss der Beginn des Ausbaus mehr oder weniger früh und ausgeprägt erfolgen, um die für 2045 als notwendig erachtete Kapazität zu erreichen. Bei der Annahme einer relativ kleinen erreichbaren Wachstumsrate muss der Beginn des Ausbaus entsprechend so schnell wie möglich erfolgen.

Dabei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass vor 2030 gebaute Elektrolyseure voraussichtlich etwa 2045 das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben und damit zu der dann benötigten Kapazität gar nicht beitragen können.

Der Ausbau der Wind- und PV-Energie (von den Kosten pro Kilowatt und der Komplexität her vergleichbar) hat außerdem bewiesen, dass die Ausbaurate in erster Linie von der für Investoren erzielbaren Rendite abhängt und bei entsprechenden Rahmenbedingungen um mehrere GW pro Jahr gesteigert werden kann. Damit ist es nicht unrealistisch, dass eine Elektrolysekapazität von 50 GW, welche in den meisten Studien als benötigte Kapazität für ein klimaneutrales Energiesystem gesehen wird [9], innerhalb von 10-15 Jahren erreicht werden kann. Ein möglichst starker Ausbau bereits in den nächsten Jahren wäre also auch aus dieser Hinsicht nicht zwingend notwendig.

Bestandsschutz für gasbasierte Infrastruktur
Ein aus ökonomischen Gründen eher später und geringer ausfallende Ausbau der Wasserstoff-Erzeugung zugunsten eines stärkeren Ausbaus der direkten Elektrifizierung führt zwangsläufig zu einer besonders starken Gefährdung des Geschäftsmodells der Betreiber gasbasierter Infrastruktur. Entsprechend setzen sich Verbände, die die Interessen von Gasnetzbetreibern vertreten, für einen schnellen und starken Ausbau der Wasserstoff-Erzeugung ein [47-49].

Förderung von Wirtschaftszweigen, die von Wasserstoff profitieren
Eines der zentralen Ziele der (nord-)deutschen Wasserstoffstrategie ist die Stärkung der deutschen Wirtschaft. Durch die staatliche Förderung eines schnellen Ausbaus der Wasserstofferzeugung sollen deutsche Hersteller einen Technologievorsprung erlangen, durch Unternehmensgewinne die Steuereinnahmen des Staates erhöhen und Arbeitsplätze schaffen.

Eine Ähnliche Strategie wurde speziell bei der Förderung des Solarstroms verfolgt. Durch den mittels des EEG geschaffenen damals weltweit größten Binnenmarktes konnte die deutsche PV-Industrie Mitte der Nullerjahre auch tatsächlich die weltweite Technologie- und Marktführerschaft erringen. Von den mit hohen Kosten erzeugten Innovationen profitierten jedoch auch Wettbewerber („Technologie-Spillover-Effekte"), die dann durch geringere Herstellkosten letztlich die deutschen „First Mover" verdrängen konnten („Second/Last Mover Advantages").

Weiterhin gilt es zu bedenken, dass im Bereich der Wasserstofftechnologie außerhalb Deutschlands bereits erhebliche Investitionen in Höhe von etwa 500 Milliarden US-Dollar bis 2030 geplant sind [35]. Ein entscheidender Wettbewerbsvorteil durch einen mit hohen staatlichen Investitionen in Deutschland generierten Binnenmarkt erscheint dadurch unsicher und birgt die Gefahr von Mitnahmeeffekten durch ausländische Hersteller.

4. KONKRETE EMPFEHLUNGEN

- Nachvollziehbare Plausibilisierung des optimalen Beginns und der optimalen Wachstumsrate des Hochlaufs der grünen Wasserstofferzeugung. Dies sollte durch eine Risikobetrachtung ergänzt werden, bei der die Mehrkosten und Mehremissionen, falls sich der geplante Ausbau erneuerbarer Energien verzögert, verglichen werden mit den Mehrkosten und Mehremissionen bei einem verzögerten Ausbau der Elektrolyseurkapazität.

- Grüner Wasserstoff ist keine erneuerbare Energie, sondern „nur“ eine Infrastruktur, um nicht direkt nutzbaren Ökostrom für schwer elektrifizierbare Anwendungen nutzbar zu machen. Deshalb sollten Beginn und Wachstumsrate eines ggfs. staatlich geförderten Wasserstoff-Hochlaufs an notwendige äußere Randbedingungen gekoppelt werden. Dies sind vor allem die Verfügbarkeit von überschüssigem Ökostrom und die tatsächliche Kostenentwicklung von grünem Wasserstoff.

- Bei bestehenden und zukünftigen Wasserstoff-Projekten in SH sollte ausschließlich ansonsten abgeregelter Strom verwendet werden, um eine höhere Auslastung fossiler Kraftwerke zu verhindern.

- Durchführung von systematischen Kostenanalysen bei den bisherigen und zukünftigen Projekten, um verlässlichere Kosteninformationen zu erhalten. Die Entwicklung der tatsächlichen Elektrolysekosten hat einen erheblichen Einfluss auf die optimale Priorisierung von Wasserstoff gegenüber alternativen Klimaschutzmaßnahmen.

- Abgleich der Elektrolysekosten zukünftiger staatlich geförderter Projekte mit dem jeweils aktuellen Marktpreis für Elektrolyseure. Dies verringert die Gefahr eines von der Allgemeinheit finanzierten „Windfall-Profits“ für Lieferanten von Elektrolyseuren, wenn überhöhte Angebotspreise nicht erkannt werden. Alternativ: Förderung mittels „H_2-Einspeisetarif“ analog zum EEG.

- Abschätzung der Mehrkosten staatlich geförderter Wasserstoff-Projekte gegenüber alternativen Klimaschutzmaßnahmen mit vergleichbarer CO_2-Reduzierung. Die ermittelten Mehrkosten sollten plausibel begründet werden, z. B. durch einen entsprechend wertvollen Erkenntnisgewinn im Vergleich zu bereits bestehenden Wasserstoffprojekten.

- Erarbeitung einer Strategie, wie die aufgebrachten Mehrkosten bei einem vorzeitigem Hochlauf der grünen Wasserstoff-Erzeugung effektiv zu einer nachhaltigen Stärkung der (nord-) deutschen Wirtschaft führen können. Dabei sollten die in Kap. 3.2 genannten Risiken berücksichtigt werden. Auch die Opportunitäten sind abzuwägen, d. h. die möglichen positiven Wirtschaftseffekte, wenn bestimmte Anteile der für den Wasserstoff-Hochlauf benötigten Kosten stattdessen für alternative Förderprogramme (z. B. eine zusätzliche Erhöhung der Rate der energetischen Haussanierung) verwendet werden würden.

- Falls, warum auch immer, grüner Wasserstoff zur Emissionssenkung eingesetzt werden soll, obwohl alternative Maßnahmen geringere Vermeidungskosten aufweisen, sollte dies nur bei denjenigen Anwendungen geschehen, bei denen alle anderen technischen Alternativen langfristig höhere Vermeidungskosten aufweisen oder Wasserstoff die einzige Option einer klimaneutralen Technologie ist (sog. „no regret Anwendungen“) [9,34,50]. Diese sind im Wesentlichen: Erzeugung von Ammoniak, Direktreduktion von Stahl, Teile des Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehrs sowie die Überbrückung von Dunkelflauten.

LITERATURANGABEN

[1] dena (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie-Agentur GmbH. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[2] Fraunhofer ISW (2021). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISW.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[3] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[4] Ariadne-Konsortium (2021). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK). https://doi.org/10.48485/pik.2021.006 Abgerufen am 11.01.2022
https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[5] consentec, Fraunhofer ISI (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht im Auftrag des BMWi.
https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[6] Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer (2019). Norddeutsche Wasserstoffstrategie.
https://norddeutschewasserstoffstrategie.de/wp-content/uploads/2020/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[7] Bundesregierung (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. BMWi.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 Abgerufen am 11.01.2022

[8] Land SH (2021). Richtlinie zur Förderung des Aufbaus einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft (Wasserstoffrichtlinie). Amtsblatt für Schleswig-Holstein 2021; Ausgabe 2. August 2021 Nr. 31.
https://www.ee-sh.de/de/dokumente/content/veranstaltungsprogramme/202108_MELUND_Wasserstoffrichtlinie.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[9] Wietschel, M. et al (2021). Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG (Hrsg.).
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Metastudie_Wasserstoff.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[10] Gatzen, C., Lenz, A.-K. (2021). Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Frontier economics im Auftrag der DVGW.
http://www.frontier-economics.com/media/4590/wasserstoff-im-waermemarkt.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[11] BDEW (2020). Mehr Wasserstoff im deutschen Gasnetz!? BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
https://www.bdew.de/energie/mehr-wasserstoff-im-deutschen-gasnetz/ Abgerufen am 29.11.2021

[12] BDEW (2021). Die Energieversorgung 2020. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
https://www.bdew.de/documents/6851/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf
Abgerufen am 11.01.2022

[13] DLR, DIW (2020). Verkehr in Zahlen 2020/2021. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publication File Abgerufen am 11.01.2022

[14] Hoffmann, B. (2021). Was ist grüner Wasserstoff? Stiftung Umweltenergierecht. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung_Umweltenergierecht_Vortrag_2021_06_02_Barcamp_Gruener_Wasserstoff_Hoffmann.pdf Abgerufen am 29.11.2021

[15] frontier economics (2021). Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland. Kurzstudie im Auftrag der RWE AG. https://www.frontier-economics.com/media/4760/analyse-red-ii-kritieren.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[16] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI (2018). Verbesserung der methodischen Grundlagen und Erstellung eines Treibhausgasemissionsszenarios als Grundlage für den Projektionsbericht 2017 im Rahmen des EU-Treibhausgasmonitorings („Politikszenarien VIII“). Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_11-2020_politikszenarien_viii.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[17] Smolinka, T. et al. (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Studie IndWEDe im Auftrag des BMVI. https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Publikationen/Studien/Studie-IndWEDe.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[18] IEA (2019). The Future of Hydrogen. Report von der International Energy Agency erstellt für den G20 Gipfel in Japan. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[19] Lauf, T., Memmler, M., Schneider, S. (2021). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[20] Bundesregierung (2021). Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. Drucksache 19/29793 des Deutschen Bundestags. https://dserver.bundestag.de/btd/19/297/1929793.pdf Abgerufen am 29.11.2021

[21] EU-Kommission (2021). Strukturelle Reform des Emissionshandelssystems. https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_de Abgerufen am 29.11.2021

[22] Prussi, M. et al. (2020). JEC Well-To-Wheels report v5. EUR 30284 EN, Publications Office of the European Union. http://dx.doi.org/10.2760/100379 Abgerufen am 11.01.2022

[23] Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (2021). CO_2-Bilanzierung. https://www.kea-bw.de/kommunaler-klimaschutz/angebote/co2-bilanzierung Abgerufen am 29.11.2021

[24] AVL, ZSW (2021). Systemvergleich zwischen Wasserstoff-verbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug. E-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg (Hrsg.). https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW-Studie_H2-Systemvergleich.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[25] IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Elektrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[26] Glenk, G., Reichelstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen. Nature Energy 4, 216–222 (2019). https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1 Abgerufen am 11.01.2022

[27] umlaut energy, EMCEL, Becker Büttner Held, Forschungszentrum Jülich (2021). H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein. Gutachten im Auftrag des MELUND. https://wasserstoffwirtschaft.sh/file/201217_wasserstofferzeugung-und--maerkte-schleswig-holstein_gutachten.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[28] Huneke, F. (2018). Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. Energy Brainpool im Auftrag von Greenpease Energy eG. https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Kurzanalyse_2018-03-19_GPE_Kurzanalyse_Kostenentwicklung-von-Elektrolysegas-erneuerbaren-Ursprungs.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[29] Brinner, A. et al. (2018). Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). Wuppertal Institut, ISI, IES (Hrsg.) Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das BMWi. https://epub.wupperinst.org/files/7058/7058_Power-to-gas.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[30] Bundesnetzagentur (2021). Beendete Ausschreibungen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html Abgerufen am 29.11.2021

[31] MELUND (2021). Bericht der Bundesnetzagentur zum Engpassmanagement: Abschaltung von Windkraftanalgen trotz allzeithoch bei der Erzeugung von Erneuerbaren Energien so selten wie nie. https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2021/1021/211029_Engpassmanagement.html Abgerufen am 29.11.2021

[32] Bundesnetzagentur (2021). EEG in Zahlen 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 Abgerufen am 29.11.2021

[33] prognos (2020). Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Studie der Prognos AG im Auftrag des BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile&v=4 Abgerufen am 11.01.2022

[34] Agora Energiewende and Guidehouse (2021), Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H2. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/AEW_223_H2-Instruments_WEB.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[35] Pfennig, M., Bard, J. (2021). Wasserstoff aus erneuerbaren Energien – Langfristige Perspektiven national und international. Fraunhofer IEE Präsentation bei BWE Veranstaltung am 31.08.2021

[36] Egenolf-Jonkmanns, B. et al. (2021), Wasserstoffimporte. Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030, Ergebnis der Themenfelder 1 (Technologien und Infrastrukturen) und 4 (Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle) des Forschungsprojektes SCI4climate.NRW, Köln. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[37] Brändle, G., Schönfisch, M., Schulte, S. (2020). Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. EWI Working Paper, No 20/04. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/08/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte_new.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[38] DIHK (2020). Wasserstoff DIHK-Faktenpapier. Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. https://www.dihk.de/resource/blob/24872/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[39] en2x (2021). Preiszusammensetzung. Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x). https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/ Abgerufen am 29.11.2021

[40] Gerbert, P. et al. (2018). Klimapfade für Deutschland. Boston Consulting Group und Prognos im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e. V. (BDI). https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[41] Ariadne-Konsortium (2021). Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK). https://ariadneprojekt.de/media/2021/11/Ariadne_Kurzdossier_Wasserstoff_November2021.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[42] Schneider, C. et al. (2019). Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[43] Drünert, S. et al. (2019). Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. Z Energiewirtsch (2019) 43:173-191. https://doi.org/10.1007/s12398-019-00256-7 Abgerufen am 11.01.2022

[44] Bardt, H. (2021). Uneinheitliche Vermeidungskosten und Preissignale im Klimaschutz. Wirtschaftsdienst 2021/5. https://doi.org/10.1007/s10273-021-2913-6 Abgerufen am 11.01.2022

[45] Umweltinnovationsprogramm (2021). ProDRI – Industrielle Produktion von direktreduziertem Eisen (DRI) auf Basis von Erdgas und/oder Wasserstoff. Umweltbundesamt. https://www.umweltinnovationsprogramm.de/projekte/prodri-industrielle-produktion-von-direktreduziertem-eisen-dri-auf-basis-von-erdgas Abgerufen am 29.11.2021

[46] Lösch, O. et al. (2020). Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff. IREES GmbH. https://irees.de/wp-content/uploads/2020/10/200918_IREES_EDUARD-Bewertung-Direktreduktion_final_korrektur.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[47] DVGW (2021). Wasserstoff. Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren. Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-schluessel-energiewende-sektoren-dvgw-factsheet.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[48] VKU (2021). Zukunft Wasserstoff. Verband kommunaler Unternehmen. https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Kampagnenseiten/Wasserstoff/210412_Zukunft-H2.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[49] Balanyá, B. et al. (2020). The hydrogen hype: Gas industry fairy tale or climate horror storry? Corporate Europe Observatory (CEO), Food and Water Action Europe (FWAE) and Re:Common, Brüssel. https://corporateeurope.org/sites/default/files/2020-12/hydrogen-report-web-final_3.pdf Abgerufen am 11.01.2022

[50] Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021). No-regret hydrogen: Charting early steps for H2 infrastructure in Europe. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf Abgerufen am 11.01.2022