

DISKUSSIONSPAPIER

# Blauer Wasserstoff: Katalysator oder Stolperstein für eine klimaneutrale Wasserstoffwirtschaft?

## Zusammenfassung

Zulassung, Förderung und Nutzung von blauem Wasserstoff bringen drei konkrete Gefahren für Deutschlands Pfad zur Klimaneutralität und den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft mit sich:

- **Negative Klimabilanz:** Blauer Wasserstoff kann signifikante Treibhausgasemissionen verursachen, die zu einer negativen Klimabilanz bei dessen Einsatz führen.
- **Langfristige Abhängigkeit von Erdgas:** Durch blauen Wasserstoff droht eine Verstärkung und Verfestigung der Abhängigkeit und Nutzung von fossilem Erdgas (Lock-ins).
- **Konkurrenz zu grünen Technologien:** Blauer und grüner Wasserstoff laufen Gefahr, in Konkurrenz um finanzielle und materielle Ressourcen, Fachkräfte sowie Absatzmärkte zu stehen, wodurch der Hochlauf grüner Technologien gehemmt werden kann.

Dieses Diskussionspapier zeigt, dass diese Gefahren von den aktuellen und in Entwicklung befindlichen politischen Rahmenbedingungen unzureichend adressiert werden. Wir benennen die sich daraus ergebenden Handlungsbedarfe in drei Bereichen und skizzieren mögliche Maßnahmen zur Abwehr der Gefahren:

- **Höchstmögliche Anforderungen an blauen Wasserstoff stellen:** Wenn blauer Wasserstoff zum Einsatz kommt, sollte dieser mit den geringstmöglichen CO<sub>2</sub>-Emissionen entlang der gesamten Herstellungskette produziert werden.
- **Den Ausstieg beim Einstieg mitplanen:** Es braucht klare Vereinbarungen mit potenziellen Produzenten und Exportländern für blauen Wasserstoff, die von Beginn an den Ausstieg aus fossilen Energien und damit auch aus blauem Wasserstoff fest einplanen, damit zum frühestmöglichen Zeitpunkt ausschließlich grüner Wasserstoff verwendet wird.
- **Vorrang für grüne Technologien sicherstellen:** Es sollten maximale Anreize für den Hochlauf einer rein grünen Wasserstoffwirtschaft geschaffen werden, sodass auf Produktions- wie auf Nachfrageseite Investitionen primär in grüne Technologien fließen.

Nur unter entsprechend ambitionierter Regulierung, welche die in diesem Papier dargestellten Gefahren von blauem Wasserstoff ausreichend adressiert und minimiert, besteht eine Chance, dass dieser tatsächlich als Übergangslösung die Dekarbonisierung von Schlüsselsektoren und den Hochlauf grünen Wasserstoffs unterstützt und somit als Katalysator für eine klimaneutrale Wasserstoffwirtschaft wirkt. Aus Sorge um die Verfügbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von blauem Wasserstoff auf diese strikte Regulierung zu verzichten, würde hingegen die Ziele von Klimaneutralität und einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft massiv gefährden und damit den Einsatz von blauem Wasserstoff insgesamt ad absurdum führen.

# 1 Ausgangslage

Die Bundesregierung hat mit der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Sommer 2023 angekündigt, auch blauen Wasserstoff<sup>1</sup> für eine Übergangszeit in Deutschland zuzulassen und dessen Nutzung finanziell zu fördern. In Folge hat sie weitere Entscheidungen in Richtung einer grün-blauen Wasserstoffwirtschaft getroffen. Das Heizungsgesetz zählt blauen Wasserstoff zu den Erfüllungsoptionen für die 65-Prozent-„Erneuerbaren“-Regel. Mit den Klimaschutzverträgen nimmt blauer Wasserstoff auch für die Industrie-Dekarbonisierung gleichberechtigt einen Platz neben grünem Wasserstoff ein. Und Stand Juni 2024 soll mit der Kraftwerksstrategie blauer Wasserstoff in Zukunft auch zur Stromerzeugung eingesetzt und gefördert werden.

Die Argumentation ist, dass blauer Wasserstoff benötigt wird, um den Wasserstoffbedarf – insbesondere zur Dekarbonisierung von Schlüsselsektoren – zu decken und so die technologische Umstellung auf Wasserstoff frühzeitig zu ermöglichen. Gleichzeitig soll dies als Katalysator für den Hochlauf grünen Wasserstoffs dienen, wenn die Nachfrage nach klimafreundlichem Wasserstoff schnell steigt und zugehörige Infrastruktur aufgebaut wird.

Dieses Papier basiert bezüglich Verfügbarkeit, Bedarf und Kosten von blauem und grünem Wasserstoff auf den folgenden begründeten Annahmen:

## Verfügbarkeit

Die Produktionskapazitäten von angekündigten Wasserstoffprojekten, die bis 2030 oder 2035 in Europa in Betrieb gehen und sich aktuell mindestens im Stadium einer Machbarkeitsstudie befinden, werden laut der Internationalen Energieagentur (IEA) für blauen Wasserstoff auf ähnlichem bzw. leicht niedrigerem Niveau wie für grünen Wasserstoff liegen (siehe Abb. 1).<sup>2</sup> Auch für die Zeit vor 2030 zeigen die Projektankündigungen für die beiden Wasserstofffarben eine ähnliche Hochlaufdynamik. Ebenso für beide Wasserstofffarben gilt aber, dass nur ein Bruchteil (1–2 %) der für 2030 angekündigten Projekte – Stand heute – mindestens das Stadium der finalen Investitionsentscheidung erreicht hat. Die in den nächsten Jahren tatsächlich verfügbaren Mengen an grünem und blauem Wasserstoff sind somit noch mit großen Unsicherheiten behaftet und können maßgeblich auch über die politischen Rahmenbedingungen und Förderinstrumente<sup>3</sup> beeinflusst werden. Es besteht aber kein Grund zur Annahme, dass blauer Wasserstoff signifikant früher oder in signifikant größerem Umfang als grüner Wasserstoff in Deutschland zur Verfügung stehen wird. Im Gegenteil: Für blaue Wasserstoffprojekte muss zusätzlich beachtet werden, dass aufgrund der noch geringen Technologiereife von Carbon Capture and Storage (CCS) große Unsicherheiten über die tatsächlich realisierbaren Einsparungen von Treibhausgasen (THG) in den frühen Projekten bestehen. Des Weiteren wird mindestens bis in die frühen 2030er-Jahre auch die Infrastruktur, insbesondere zum Import von blauem Wasserstoff aus Norwegen, ein limitierender Faktor für die Verfügbarkeit in Deutschland sein.

## Bedarf

Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff im Zuge der Transformation der deutschen Wirtschaft zur Klimaneutralität ist noch mit großen Unsicherheiten behaftet (siehe Abb. 2). Diese Unsicherheiten folgen nicht zuletzt auch aus der ungeklärten Frage, in welchen Anwendungsbereichen Wasserstoff wann und in welchem

<sup>1</sup> Blauer Wasserstoff wird aus fossilem Erdgas über die Reformierung (Aufspaltung) in Wasserstoff und CO<sub>2</sub> hergestellt. Das dabei entstehende CO<sub>2</sub> soll aufgefangen und eingelagert werden (CCS), damit es nicht in die Atmosphäre gelangt. Laut [Nationaler Wasserstoffstrategie](#) soll auch die Nutzung von türkischem (aus Methan-Pyrolyse) und orangenem (aus Abfallstoffen) Wasserstoff gefördert werden. Die Diskussion in diesem Papier fokussiert sich indes auf blauen Wasserstoff, da türkiser und oranger Wasserstoff voraussichtlich nur in deutlich geringeren Mengen und deutlich später als blauer Wasserstoff zur Verfügung stehen werden.

<sup>2</sup> Das lässt sich aus der *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database* der IEA ablesen. Siehe Fußnote 6.

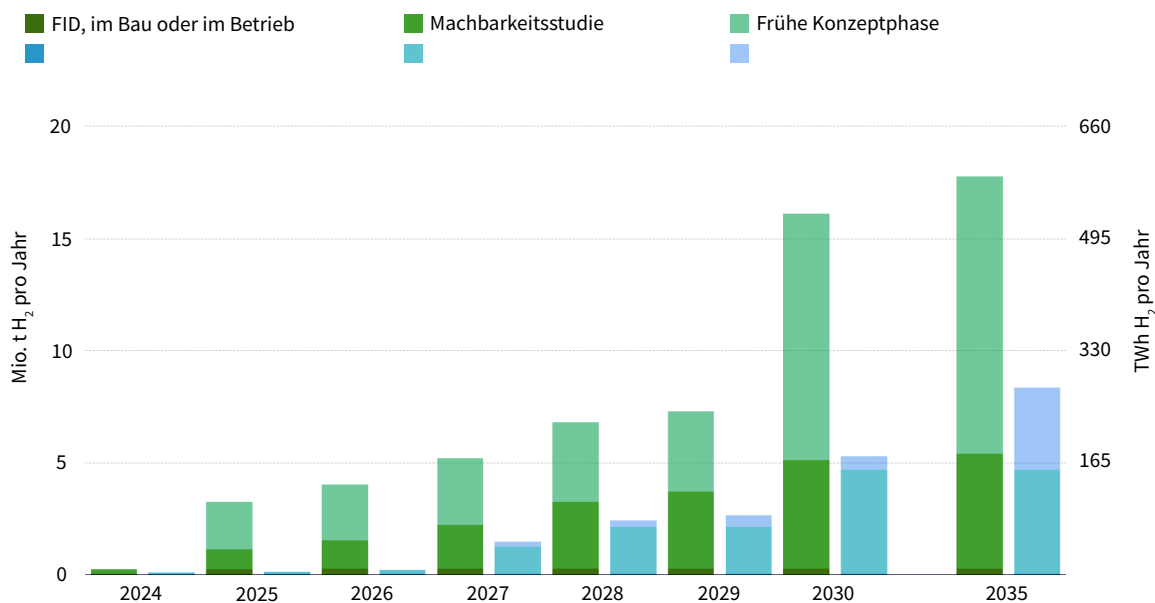
<sup>3</sup> Die *Ergebnisse* der ersten Ausschreibungsrunde der *European Hydrogen Bank* zur Förderung von Projekten zur grünen Wasserstoffproduktion in Europa zeigen die Potenziale von gezielten Förderinstrumenten: An der 15-fach überzeichneten ersten Pilotausschreibung haben Projekte mit einem Gesamtproduktionsvolumen von über 8 Mio. t grünen Wasserstoff in 10 Jahren teilgenommen. Die bezuschlagten Projekte mit einem Volumen von etwa 1,5 Mio. t Wasserstoff in 10 Jahren planen mit einer Förderung von unter 0,50 EUR/kg Wasserstoff zu produzieren.

Umfang zum Einsatz kommen wird. Aufgrund der absehbar knappen Verfügbarkeit und der physikalisch unvermeidbaren hohen Energieverluste bei der Herstellung von Wasserstoff sollte dessen Einsatz auf Sektoren begrenzt sein, für die es absehbar keine alternativen klimaneutralen Technologien gibt und die daher für die Transformation auf Wasserstoff angewiesen sind. Im Falle einer solchen Priorisierung wird der Bedarf nach klimaneutralem Wasserstoff aller Voraussicht nach am unteren Ende der hohen Bandbreite liegen, die in aktuellen Energiesystemstudien genannt wird. Auch die ersten Eckpunkte der Kraftwerksstrategie,<sup>4</sup> die eine Umstellung der im Stromsystem verbleibenden Gaskraftwerke auf den Betrieb mit Wasserstoff erst für die Zeit zwischen 2035 und 2040 vorsieht, deuten für 2030 und 2035 auf einen Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff am unteren Ende der modellierten Bandbreiten hin.

## Kosten und Preise

Auch die prognostizierte Kostenentwicklung von blauem und grünem Wasserstoff weist noch hohe Bandbreiten auf (siehe Abb. 3). Es kann aber davon ausgegangen werden, dass blauer Wasserstoff auch mittelfristig zu spürbar geringeren Kosten produziert werden kann als grüner Wasserstoff. Dies gilt sowohl bei Einbezug von etwaigen Transportkosten für blauen Wasserstoff aus Exportländern, wenn dieser mit heimisch produziertem grünem Wasserstoff verglichen wird, als auch bei CO<sub>2</sub>-Bepreisung der Restemissionen von blauem Wasserstoff. Über die tatsächliche Kostendifferenz in der Herstellung und die realen Preise, zu denen grüner und blauer Wasserstoff schlussendlich verfügbar sein wird, entscheiden nicht zuletzt aber auch Förderinstrumente<sup>5</sup> und die politischen Rahmenbedingungen.

## Angekündigte Produktionskapazitäten in Europa nach Projektstatus



**Abb. 1: Verfügbarkeit von blauem und grünem Wasserstoff bis 2035 gemäß angekündigten Projekten.** Daten aus der *IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database*.<sup>6</sup> Dargestellt ist die Summe der Produktionskapazitäten aller Projekte in Europa gemäß ihrem angekündigten Inbetriebnahmehjahr und aufgeschlüsselt nach aktuellem Projektstatus sowie nach grünem und blauem Wasserstoff.<sup>7</sup> FID = Finale Investitionsentscheidung wurde getroffen. Eigene Darstellung, basierend auf der angegebenen Datenquelle.

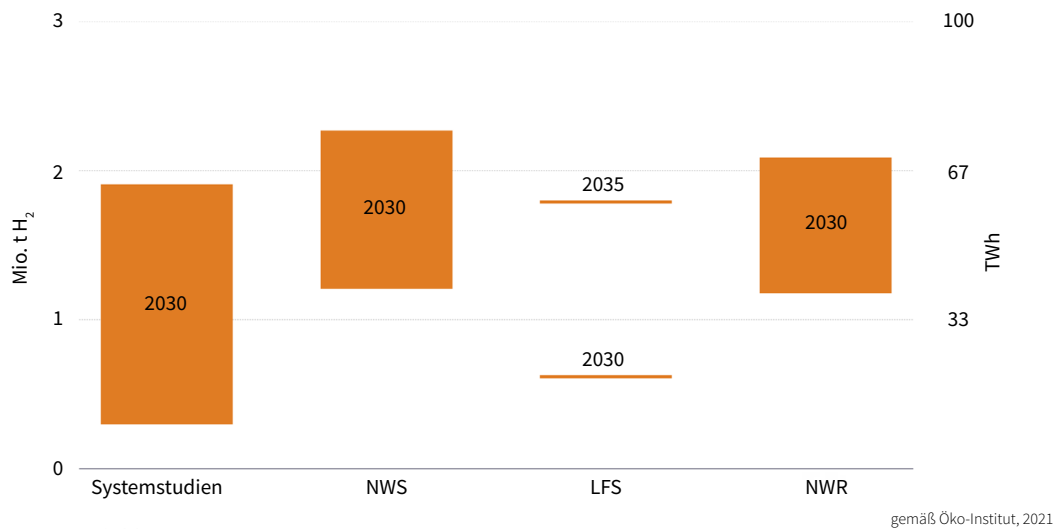
<sup>4</sup> Siehe: Bundesregierung, 2024, *Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung* (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>5</sup> Siehe auch Fußnote 3.

<sup>6</sup> International Energy Agency (IEA), 2024, *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database* (letzter Aufruf: 28.05.2024).

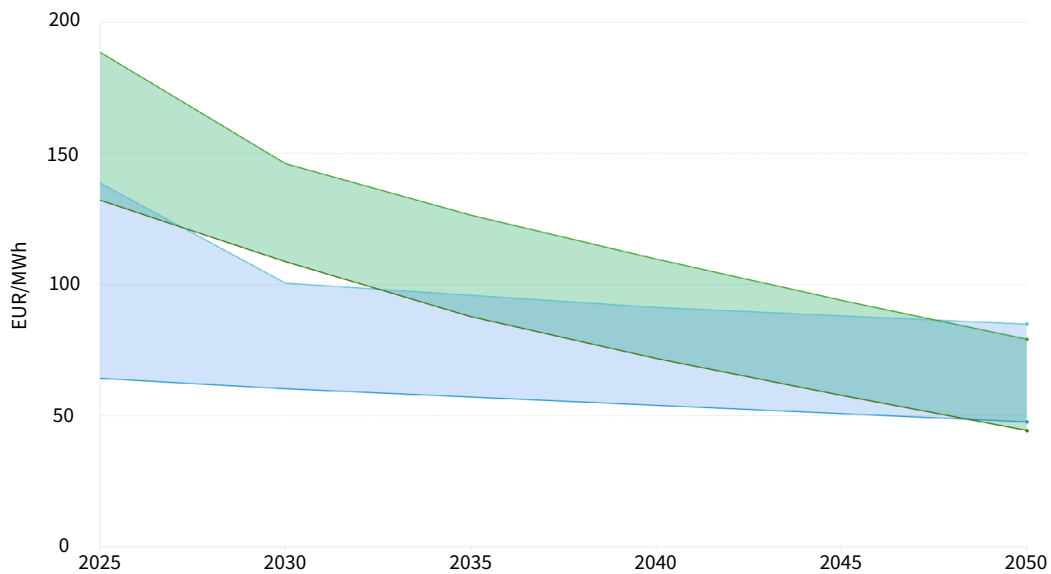
<sup>7</sup> Grüne Wasserstoffprojekte beinhalten alle Projekte der Datenbank, die Wasserstoff mittels Elektrolyse über Strom aus dedizierten Erneuerbaren Energien Anlagen herstellen. Blaue Wasserstoffprojekte beinhalten alle Projekte, die Wasserstoff aus Erdgas unter Abscheidung eines Teils der entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen herstellen.

### Wasserstoffbedarf in Deutschland



**Abb. 2: Bandbreite der prognostizierten Bedarfe an Wasserstoff im Zuge der Transformation.** Daten aus der Metaanalyse des Öko-Instituts der größten Energiesystem- und Klimaneutralitätsstudien bis 2021 (Systemstudien)<sup>8</sup>, aus der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS)<sup>9</sup>, dem Szenario T45-Strom\* der Langfristszenarien (LFS)<sup>10</sup> und den Prognosen des Nationalen Wasserstoffrats (NWR)<sup>11</sup>. Das Zieljahr ist in allen Betrachtungen 2030 sowie in den LFS zusätzlich 2035. In den Systemstudien sowie den LFS wird im Jahr 2030 der bereits heute bestehende graue Wasserstoffverbrauch in Höhe von etwa 55 TWh auch weiterhin über grauen Wasserstoff gedeckt. Zur Vergleichbarkeit wurde dieser Bedarf daher aus den Prognosen der NWS und des NWR herausgerechnet. Eigene Darstellung, basierend auf den angegebenen Datenquellen.

### Produktionskosten



**Abb. 3: Bandbreite der Kostenabschätzung für grünen und blauen Wasserstoff bis ins Jahr 2050.** Daten aus Ueckerdt et al.<sup>12</sup> Die obere und untere Bandbreite folgt aus progressiven bzw. konservativen Annahmen unter anderem bzgl. Investitionskosten für die entsprechenden Anlagen sowie Strom- und Erdgaspreisen. Eigene Darstellung, basierend auf der angegebenen Datenquelle.

<sup>8</sup> Öko-Institut e.V., 2021, *Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland* (letzter Aufruf: 28.05.2024).  
<sup>9</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2023, *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie - NWS 2023* (letzter Aufruf: 28.05.2024).  
<sup>10</sup> Fraunhofer ISI, 2024, *Langfristszenarien* (letzter Aufruf: 28.05.2024).  
<sup>11</sup> Nationaler Wasserstoffrat, 2024, *Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland* (letzter Aufruf: 28.05.2024).  
<sup>12</sup> Ueckerdt et al., 2024, *On the Cost Competitiveness of Blue and Green Hydrogen*. Joule 8: 1–25 (letzter Aufruf: 28.05.2024).  
 Daten verfügbar im Online-Tool: <https://interactive.pik-potsdam.de/blue-green-H2/>.

## 2 Die drei Gefahren von blauem Wasserstoff

### Blauer Wasserstoff droht erhebliche THG-Emissionen zu verursachen

Je nach den Bedingungen, unter denen das für die Herstellung von blauem Wasserstoff verwendete Erdgas gewonnen wird,<sup>13</sup> und den CO<sub>2</sub>-Abscheideraten bei der Umwandlung in blauen Wasserstoff können erhebliche Mengen an THG-Emissionen bei der Produktion und Nutzung von blauem Wasserstoff entstehen. Wie die Metaanalyse des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (FH ISI) und des Karlsruhe Institute of Technology (KIT)<sup>14</sup> zeigt, gehen die Abschätzungen der THG-Intensität von blauem Wasserstoff stark auseinander. In den meisten Fällen liegen diese deutlich oberhalb des Emissionsgrenzwertes aus der EU-Taxonomie, der aktuell beispielsweise im Rahmen der Klimaschutzverträge als Nachweis des wesentlichen Beitrags zum Klimaschutz herangezogen wird. Ebenso wird der Emissionsgrenzwert, der im Rahmen der Renewable Energy Directive (RED II und III) für grünen Wasserstoff vorgeschrieben wird und aller Voraussicht nach auch für blauen Wasserstoff gelten wird, in den meisten Studien überschritten. In einigen Fällen liegen die Emissionen bei der Verwendung von blauem Wasserstoff sogar über den Emissionen, die bei der direkten Erdgasnutzung anfallen würden.<sup>15</sup> Die Studie von FH ISI und KIT zeigt, dass erst unter Annahme von sehr geringen Vorketten-Emissionen aus Erdgasförderung und -transport von deutlich unter 1 % in Kombination mit sehr hohen CO<sub>2</sub>-Abscheideraten von über 95 % blauer Wasserstoff eine so niedrige THG-Intensität erreicht, dass der Emissionsgrenzwert der RED eingehalten wird und seine Verwendung tatsächlich zu substantziellen Emissionsminderungen führen kann.

Die entsprechend niedrige Emissionsrate in der Erdgas-Vorkette wird heute nur von sehr wenigen erdgasfördernden Ländern erreicht.<sup>16</sup> Hinzu kommt ein aktuell sehr lückenhaftes Monitoring der Emissionen aus Erdgasförderung und -transport, wodurch eine zuverlässige und vollständige Bestimmung der Lebenszyklus-Emissionen von blauem Wasserstoff noch nahezu unmöglich ist. Die EU hat dieses Problem zwar im Rahmen der Ende 2023 verhandelten Methan-Regulierung adressiert. Die genaue Definition sowie Implementierung der Monitoring-Mechanismen und das Inkrafttreten von Grenzwerten wird sich aber vermutlich bis ins Jahr 2030 hinziehen. Insbesondere frühe Projekte zur Produktion von blauem Wasserstoff werden daher nur unvollständig von den entsprechenden Regeln erfasst werden.

Hohe CO<sub>2</sub>-Abscheideraten von 95 % werden aller Voraussicht nach nur an Anlagen, die auf der sogenannten autothermalen Reformierung (ATR) von Erdgas basieren, erreicht werden können. Die ATR-Technologie ist deutlich weniger etabliert und erprobt als die heute zur Herstellung von grauem Wasserstoff<sup>17</sup> vorherrschende Technik der Dampfreformierung (*Steam Methane Reforming* = SMR). Hinzu kommt, dass auch die Technologieentwicklung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung selbst noch nicht an dem Punkt ist, dass entsprechend hohe Abscheideraten in großindustriellem Maßstab erreicht werden.<sup>18</sup>

Die Einführung und Überprüfung von strengen und ambitionierten Grenzwerten für die THG-Intensität von blauem Wasserstoff bleiben essenziell. Andernfalls würde dessen Einsatz in vermeintlich klimaneutralen Technologien zu erheblichen Emissionen führen und damit die Dekarbonisierung in diesen Sektoren unterlaufen und seinem eigentlichen Ziel entgegenwirken.

<sup>13</sup> Insbesondere Leckagen bei der Förderung und dem Transport von Erdgas führen zu teils erheblichen direkten Methan-Emissionen. Methan hat eine bis zu 27-mal stärkere Treibhausgaswirkung in der Atmosphäre im Vergleich zu CO<sub>2</sub>.

<sup>14</sup> Riemer & Duscha, 2023, [Carbon capture in blue hydrogen production is not where it is supposed to be – Evaluating the gap between practical experience and literature estimates](#). Applied Energy 349, 121622 (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>15</sup> Die in der Metaanalyse untersuchten Studien geben Emissionen zwischen 5,1 und 139 gCO<sub>2</sub><sub>Äq</sub>/MJ H<sub>2</sub> an. Der RED Grenzwert liegt bei 28,2 gCO<sub>2</sub><sub>Äq</sub>/MJ, was einer 70 % Emissionsminderung gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94 gCO<sub>2</sub><sub>Äq</sub>/MJ entspricht.

<sup>16</sup> Siehe Fußnote 12.

<sup>17</sup> Grauer Wasserstoff bezeichnet den heute fast ausschließlich verwendeten Wasserstoff, der über Dampfreformierung ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellt wird und daher extrem emissionsintensiv ist.

<sup>18</sup> Siehe u. a. Brandl et al., 2021, [Beyond 90 % capture: Possible, but at what cost?](#) International Journal of Greenhouse Gas Control, 105, 103239 (letzter Aufruf: 28.05.2024).

## Blauer Wasserstoff droht die Abhängigkeit von fossilen Energien auszuweiten und zu verlängern

Der Aufbau von Produktionsanlagen für blauen Wasserstoff und auch dessen Import nach Deutschland kann zu einer Verlängerung und Ausweitung der Förderung von fossilem Erdgas führen. Durch Abschreib- und Refinanzierungszeiträume von Produktionsanlagen für blauen Wasserstoff von 20 Jahren und mehr drohen Erdgas-Lock-ins bis in Zeiten jenseits der deutschen und europäischen Klimaneutralitätsziele. Dieses Problem wird beim Aufbau von Infrastrukturen wie Pipelines und Häfen für den Transport und Import von zunächst blauem Wasserstoff noch verstärkt, wenn es keine realistische Perspektive auf eine rein grüne Nutzung dieser Anlagen gibt, da hier die Nutzungsdauer noch einmal erheblich länger ist.

Hinzu kommt, dass Länder und Regionen, die die Produktion von blauem Wasserstoff in großem Maßstab planen, jene sind, die schon heute hohe Gewinne aus der Förderung von Erdgas erzielen. Pläne für eine zeitnahe Abkehr von der Erdgasförderung sind in diesen Ländern in der Regel nicht zu erkennen. Die Aussicht auf die Produktion von blauem Wasserstoff führt im Gegensatz eher zur Ausweitung der Erdgasförderung.

Norwegen als viel diskutiertes Lieferland für blauen Wasserstoff hat beispielsweise keine ernsthaften und glaubwürdigen Ambitionen, aus der Förderung von Erdgas auszusteigen. So wurden seit 2010 von der norwegischen Regierung 141 Explorationslizenzen zur Erschließung neuer Erdgas- und -ölvorkommen in der arktischen Barentssee vergeben.<sup>19</sup> Die Machbarkeitsstudie für eine deutsch-norwegische Energiepartnerschaft<sup>20</sup> bestätigt, dass absehbar nur blauer Wasserstoff exportiert werden kann. Dass Norwegen in naher Zukunft Lieferant für grünen Wasserstoff in substantiellen Mengen wird, hat in 2022 der norwegische Energieminister selbst ausgeschlossen.<sup>21</sup> Auf deutscher Seite scheinen die mangelnden Pläne Norwegens für mittelfristig rein grüne Wasserstoffexporte keine Bedenken auszulösen, wie Robert Habeck auf seiner Norwegenreise Anfang 2023 deutlich gemacht hat: „Wir sind nicht in einer Lage, wo wir noch groß wählerisch sein können. Dieses Erdgas zu dekarbonisieren und dann als Wasserstoff nach Deutschland zu holen, das ist der Sinn dieser Reise nach Norwegen.“<sup>22</sup>

Dieser unbedingte Wille, die Versorgung mit Wasserstoff sicherzustellen, droht aber das Kind mit dem Bade auszuschütten, wenn sich die Bundesregierung nicht gleichzeitig Gedanken darüber macht, wie von Anfang an der Vorrang von grünem Wasserstoff gewährleistet werden kann und mindestens mittelfristig der Übergang zu einer rein grünen Wasserstoffnutzung sichergestellt wird – diese Bemühungen sind bisher wenn überhaupt zu zaghaft.

## Blauer Wasserstoff droht in Konkurrenz mit grünem Wasserstoff um finanzielle und materielle Ressourcen, Fachkräfte sowie Absatzmärkte zu stehen

Für blauen wie auch für grünen Wasserstoff existieren aktuell abgesehen von Demonstrations- und Forschungsprojekten keine signifikanten Produktionskapazitäten. Aus der oben beschriebenen vergleichbaren Hochlaufdynamik der beiden Wasserstoffarten ergibt sich insbesondere in der Frühphase des Hochlaufs daher eine Konkurrenzsituation. So werden im Zuge des Aufbaus der entsprechenden Produktionskapazitäten blauer und grüner Wasserstoff um finanzielle (Investitions- und Fördermittel) und materielle (Rohstoffe) Ressourcen wie auch um Fachkräfte und Kapazitäten für die Umsetzung entsprechender Projekte konkurrieren. Es stellt sich daher die Frage, wie sichergestellt werden kann, dass die Zulassung und Förderung von blauem Wasserstoff nicht dazu führen, dass Kapazitäten und Ressourcen, die in grüne Wasserstofftechnologien fließen könnten, stattdessen in blaue Technologien fließen.

<sup>19</sup> Oil Change International/Transport & Environment/Zero Carbon Analytics, WWF Norway and Greenpeace Norway, 2024, [On Thin Ice: Norway's Fossil Ambitions and the EU's Green Energy Future](#) (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>20</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)/Gassco AS, 2023, [German-Norwegian Energy Cooperation Joint feasibility study "Hydrogen value chain summary report"](#) (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>21</sup> Helgesen, O. K., 2022, ["Norway Plans for More Gas and Blue Hydrogen as Europe Turns Away from Russia"](#) (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>22</sup> ARD Morgenmagazin, 2023, [Habeck verteidigt blauen Wasserstoff als Brückentechnologie](#). Verfügbar in der ARD Mediathek bis zum 05.01.2025 (letzter Aufruf: 28.05.2024).

Auf der Abnahmeseite besteht aufgrund der absehbar deutlich geringeren Herstellungskosten ein Anreiz, blauen Wasserstoff zu verwenden, solange nicht ausreichend regulatorische Anreize für grünen Wasserstoff sprechen. Auch Förderprogramme, die wie die Klimaschutzverträge die Nutzung von sowohl blauem als auch grünem Wasserstoff fördern, drohen einen Anreiz für die Verwendung von blauem Wasserstoff zu schaffen, wenn dadurch geringere Gebotspreise und entsprechend höhere Wahrscheinlichkeiten für einen Förderzuschlag im Rahmen der Ausschreibungen erreicht werden können.

Mit dem ersten Förderaufruf zu den Klimaschutzverträgen<sup>23</sup> wurde dieses Problem nur unzureichend adressiert bzw. ergibt sich im ungünstigsten Fall sogar ein Anreiz zur Verwendung von blauem Wasserstoff. So wird für die Gebotsberechnung zwar für grünen und blauen Wasserstoff der Basispreis von grünem Wasserstoff verwendet, um keinen Anreiz für blauen Wasserstoff bei der Antragsstellung zu schaffen. Im Zuge der jährlichen Fördermittelauszahlung muss dieser Basispreis dann aber auf das reale Preisniveau von blauem Wasserstoff reduziert werden. Diese Reduzierung wird aber nur zu 90 % vorgenommen, so dass es zu einer Überförderung bei Verwendung von blauem Wasserstoff kommt. Details hierzu sind in untenstehender Box zu finden.

### Fehlanreiz für blauen Wasserstoff in den Klimaschutzverträgen<sup>24</sup>

Damit Unternehmen bei der Gebotserstellung für die Klimaschutzverträge keinen Vorteil durch die Planung mit blauem Wasserstoff erhalten, wird im Rahmen des ersten Förderaufrufs für die Berechnung der Gebotshöhe für beide Wasserstofffarben der gleiche (höhere) Basispreis von grünem Wasserstoff angesetzt. Bei der Berechnung der jährlichen Fördermittelauszahlung muss dieser höher angesetzte Basispreis bei Verwendung von blauem Wasserstoff dann aber auf das reale Preisniveau reduziert werden. Dies geschieht im Rahmen der Klimaschutzverträge durch die sogenannte Dynamisierung der Energieträgerkosten. Hierbei wird für jeden dynamisierten Energieträger die Differenz aus Basispreis und dem für den Energieträger definierten Preisindex<sup>25</sup> errechnet. 90 % dieser Differenz werden dann vom Basispreis abgezogen, wenn der Preisindex unterhalb des Basispreises liegt, oder addiert, wenn der Preisindex oberhalb des Basispreises liegt. Diese unvollständige (90 %) Dynamisierung soll im Fall von Preissteigerungen ein Restrisiko (10 %) bei den Unternehmen belassen. Da für blauen Wasserstoff – wie oben beschrieben – der höhere Basispreis von grünem Wasserstoff angesetzt wird, liegt hier der Preisindex aber grundsätzlich deutlich unterhalb des Basispreises. Durch die unvollständige Dynamisierung von nur 90 % wird in diesem Fall bei der Berechnung der Fördermittelauszahlung ein höherer Preis für blauen Wasserstoff angenommen, als sich aus dem Preisindex ergibt. Dies führt zu einer Überförderung der Energieträgerkosten von blauem Wasserstoff im Rahmen der Klimaschutzverträge. Für grünen Wasserstoff wird im Zuge der Dynamisierung der Preisindex um 3 % erhöht, wodurch ein Anreiz zur Verwendung von grünem Wasserstoff geschaffen werden soll. Bei der Höhe der aktuell verwendeten Basispreise und Preisindizes kann dieser Bonus bei der Verwendung von grünem Wasserstoff die Überförderung von blauem Wasserstoff aber nur annähernd kompensieren.<sup>26</sup> Im Rahmen der Klimaschutzverträge ergibt sich somit im schlimmsten Fall eine Besserstellung von blauem, im besten Fall eine Gleichstellung von blauem und grünem, aber in keinem Fall ein signifikanter Anreiz zur Verwendung von grünem Wasserstoff.

<sup>23</sup> Siehe: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2024, [Erster Förderaufruf zum Gebotsverfahren Klimaschutzverträge](#) (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>24</sup> Für eine allgemeine Erklärung der Funktionsweise der Klimaschutzverträge siehe: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2024, [Klimaschutzverträge erklärt](#) (letzter Aufruf: 28.05.2024).

<sup>25</sup> Für grünen und blauen Wasserstoff werden der [HydexPLUS green und blue von e-bridge](#) verwendet.

<sup>26</sup> Der Basispreis für grünen und blauen Wasserstoff liegt im aktuellen Förderaufruf bei etwa 150 EUR/MWh. Dies entspricht dem aktuellen Preisindex für grünen Wasserstoff. Der aktuelle Preisindex für blauen Wasserstoff liegt bei etwa 100 EUR/MWh. Für grünen Wasserstoff liegt der Bonus bei 3 % des grünen Preisindex:  $3\% \text{ von } 150 = 4,5 \text{ EUR/MWh}$ . Für blauen Wasserstoff liegt die Überförderung bei 10 % (Rest aus den 90 % Dynamisierung) der Differenz aus Basispreis und blauem Preisindex:  $10\% \text{ von } 150 - 100 = 5 \text{ EUR/MWh}$ .

Auch auf der Produktionsseite droht durch die geringeren Herstellungskosten ein erhöhter Anreiz für Investitionen in blaue Wasserstoffproduktionsanlagen, solange Investoren davon ausgehen können, dass sie aufgrund der anfänglichen Knappheit blauen Wasserstoff zum selben Preis verkaufen können wie grünen Wasserstoff und so durch die deutlich geringeren Herstellungskosten einen höheren Profit erzielen. Dieser verstärkte Anreiz zu Investitionen in blaue Produktionsanlagen kann selbst im bestehenden Förderregime, welches auf der Produktionsseite ausschließlich grünen Wasserstoff fördert, bestehen bleiben, solange die Förderung grünen Wasserstoffs die Differenz in den Herstellungskosten nicht vollständig kompensiert. Ob diese vollständige Kompensation im Rahmen der kleinteiligen und teils komplexen Förderlandschaft für grüne Wasserstofftechnologien gelingt, ist nicht nur für potenzielle Investoren schwer zu bewerten.

### 3 Drei Bereiche für Handlungsbedarf

Zur Abwendung der oben beschriebenen Gefahren muss das Ziel aller Maßnahmen sein, den Anreiz zur Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff maximal zu fördern, bei der verbleibenden blauen Wasserstoffproduktion sicherzustellen, dass die THG-Emissionen so gering wie möglich sind, und den Ausstieg aus fossilem Erdgas und damit auch aus blauem Wasserstoff von Anfang an konkret mitzudenken und diesen auch zu kommunizieren. Hieraus ergeben sich Handlungsbedarfe in drei Bereichen.

#### Strenge Kriterien für die Produktion von blauem Wasserstoff mit minimalen THG-Emissionen festlegen

Die Festlegung strenger und ambitionierter Anforderungen an blauen Wasserstoff kann dessen Emissionsbilanz minimieren. Im Rahmen der Definition von sogenanntem „*low-carbon Hydrogen*“ auf EU-Ebene<sup>27</sup> ist daher darauf zu achten, dass unter Einbezug von Vorketten-Emissionen strenge und ambitionierte Grenzwerte für die THG-Intensität von blauem Wasserstoff festgelegt werden. Um darüber hinaus einen Anreiz zu schaffen, diesen Grenzwert nicht nur einzuhalten, sondern auch unterhalb des Grenzwertes möglichst geringe Restemissionen zu verursachen, müssen alle Restemissionen im Zusammenhang mit blauem Wasserstoff der CO<sub>2</sub>-Bepreisung unterliegen. Dies muss insbesondere auch die Emissionen aus der Vorkette einschließen. Zusätzlich sollten auch jenseits von THG-Grenzwerten und CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Rahmen der EU-Regulierung strenge Anforderungen an die Produktion von blauem Wasserstoff festgeschrieben werden. So sollte die Energie für die Erdgas-Reformierung und die CO<sub>2</sub>-Abscheidung allein aus zusätzlichen Erneuerbaren Energien stammen dürfen, so wie es auch für die Herstellung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse vorgeschrieben ist.

Die Bundesregierung sollte sich entsprechend auf EU-Ebene für strenge und ambitionierte Grenzwerte und Anforderungen für blauen Wasserstoff einsetzen. Aber auch schon vor Einführung entsprechender EU- bzw. internationaler Standards sollte die Bundesregierung nur mit Staaten und Projekten für blauen Wasserstoff Lieferverträge abschließen, die glaubhaft darlegen können, dass sie die hohen Standards für blauen Wasserstoff erfüllen werden. Entsprechende Ziele müssen in der Wasserstoffimportstrategie festgesetzt und kommuniziert werden.

Diese hohen Anforderungen an blauen Wasserstoff können neben verringerten THG-Emissionen auch dazu beitragen, die Kostendifferenz zwischen blauem und grünem Wasserstoff zu verringern. Darüber hinaus sind bessere und ambitioniertere Maßnahmen notwendig, die den Vorrang für grünen Wasserstoff sicherstellen und Investitionsanreize in grüne Produktionsanlagen maximieren.

<sup>27</sup> European Commission Press Release, 2023, [Commission Welcomes Deal to Decarbonise EU Gas Markets and Promote Hydrogen](#) (letzter Aufruf: 28.05.2024).



## Den Ausstieg konkret einplanen und Erdgasförderung minimieren

Blauer Wasserstoff unter strengen THG-Grenzwerten wird selbst bei sehr hohen CO<sub>2</sub>-Preisen und vorteilhafter Kostenentwicklung von grünem Wasserstoff noch günstiger als grüner Wasserstoff sein.<sup>28</sup> Dementsprechend wird mittelfristig blauer Wasserstoff, sollte er erst einmal Teil des Systems sein, alleinig über die Marktdynamik nicht verschwinden.

Um diesen Lock-in einer fossilen Abhängigkeit zu vermeiden, ist daher ein Bekenntnis zu einem festen Enddatum (evtl. in Abhängigkeit der Entwicklung des grünen Wasserstoffhochlaufs) für die Nutzung von Erdgas und damit auch fossilbasiertem blauen Wasserstoff unverzichtbar. Dies würde aller Voraussicht nach zu verkürzten Abschreibezwischenräumen für Produktionsanlagen für blauen Wasserstoff und damit zu Kostensteigerungen je produziertem Kilogramm blauen Wasserstoffs führen. Hierdurch ergibt sich gleichzeitig eine Annäherung der Produktionskosten von blauem und grünem Wasserstoff. Ebenso würde Planungssicherheit geschaffen werden. Darüber hinaus ist es dadurch möglich, sowohl auf der Produktions- als auch auf der Abnahmeseite Investitionsentscheidungen eindeutiger und damit frühzeitiger zu treffen.

Des Weiteren darf die Produktion von blauem Wasserstoff nicht zu einem Abweichen von Paris-kompatiblen Erdgasausstiegspfaden führen und insbesondere nicht zur Ausweitung oder auch nur zur Verstärkung fossiler Gasförderung beitragen. Hierzu muss mindestens sichergestellt werden, dass für die Produktion von blauem Wasserstoff lediglich Erdgas aus bereits erschlossenen Gasfeldern genutzt wird. Zusätzlich sollten Produzenten und Exportländer von blauem Wasserstoff verpflichtet sein, einen konkreten, glaubwürdigen und nachprüfbaren Transformationsplan hin zu einer rein grünen Wasserstoffproduktion vorzulegen, der im Einklang mit den Pariser Klimazielen steht. Entsprechende Anforderungen kann die Bundesregierung für die Vergabe von Fördermitteln zur Nutzung von blauem Wasserstoff festschreiben.

In der Summe muss der Ausstieg aus blauem Wasserstoff von Beginn an fester Bestandteil von Regulierungen, Förderprogrammen sowie Import- und Betriebserlaubnissen sein, damit es nicht bei Bekenntnissen oder Ankündigungen für den Ausstieg aus Erdgas und „der Übergangslösung blauer Wasserstoff“ bleibt.

## Vorrang für grünen Wasserstoff sicherstellen und Investitionsanreize in grüne Produktionsanlagen maximieren

Die Ausgestaltung von Förderinstrumenten wie den Klimaschutzverträgen muss dahingehend überprüft und nachgebessert werden, dass sie einen maximalen Anreiz für die Nutzung und damit auch die Produktion von grünem Wasserstoff geben. Dies kann beispielsweise durch einen erhöhten Bonus für die Verwendung von grünem Wasserstoff geschehen. Des Weiteren muss die Förderlandschaft regelmäßig an neue Erkenntnisse hinsichtlich des Bedarfs, der Verfügbarkeit und der Preisentwicklung von blauem und grünem Wasserstoff angepasst werden. So sollten Förderprogramme stets auch explizit die Kosten- und Preisdifferenz zwischen blauem und grünem Wasserstoff berücksichtigen.

Ebenfalls im Rahmen der Förderprogramme sollte die Bundesregierung Anforderungen an blauen Wasserstoff sowie Zeitpläne definieren, die dafür sorgen, dass die Produktion und Nutzung von blauem Wasserstoff stets auch die von grünem fördern. So könnte die Bundesregierung entscheiden, nur blauen Wasserstoff zu fördern, deren Produzenten einen prozentualen (über die Zeit steigenden) Anteil ihrer Investitionen zusätzlich in grüne Wasserstoffprojekte fließen lassen. Darüber hinaus sollte die Förderung blauen Wasserstoffs zeitlich begrenzt sein und auslaufen, sobald grüner Wasserstoff in ausreichenden Mengen verfügbar ist.

Bei der Regulierung der Wasserstoffinfrastruktur sollte ein Einspeisevorrang für grünen Wasserstoff ähnlich dem für Erneuerbaren Strom im Stromnetz eingeführt werden. Dies ist für das Wasserstoffkernnetz in Deutschland zentral, aber vor allem auch für grenzüberschreitende Pipelines für den Import von

Wasserstoff nach Deutschland. Letztere müssen außerdem so geplant und reguliert werden, dass ein späterer Anschluss von weiteren Lieferländern einfach möglich ist. Darüber hinaus sollte im Rahmen der Wasserstoffnetzentgeltregulierung grüner Wasserstoff bevorzugt behandelt werden.

---

**Autor:** Dr. Simon Schreck

**Redaktion:** Tobias Rinn

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter: [www.germanwatch.org/de/91092](http://www.germanwatch.org/de/91092)

Juni 2024

Sofern keine anderen Copyright-Hinweise vorliegen, stehen Abbildungen dieser Publikation unter der Lizenz CC BY-NC-ND 4.0. Der Urhebervermerk lautet: Germanwatch e.V. 2024 | CC BY-NC-ND 4.0.

**Herausgeber: Germanwatch e.V.**

**Büro Bonn**

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Tel. +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Internet: [www.germanwatch.org](http://www.germanwatch.org)

**Büro Berlin**

Stresemannstr. 72

D-10963 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 5771 328-0, Fax -11

E-Mail: [info@germanwatch.org](mailto:info@germanwatch.org)

---