

Deutscher Bundestag  
19. Wahlperiode  
Ausschuss für Wirtschaft und Energie  
  
Ausschussdrucksache 19(9)773(neu)  
23. Oktober 2020

## Wasserstoff und wasserstoff- basierte Energieträger bzw. Rohstoffe in der Transformation zur Klimaneutralität

Stellungnahme  
zur Anhörung des Ausschusses für  
Wirtschaft und Energie  
des 19. Deutschen Bundestages  
am 26. Oktober 2020

Berlin,  
22. Oktober 2020

Dr. Felix Chr. Matthes

**Büro Berlin**  
Borkumstraße 2  
13189 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg  
**Hausadresse**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

**Büro Darmstadt**  
Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## A. Vorbemerkungen

(1) Wasserstoff und wasserstoffbasierte Energieträger (d.h. Brenn- oder Kraftstoffe) oder Rohstoffe (als stofflicher Input für diverse industrielle Verarbeitungsprozesse) bilden für am Ziel von **Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts** ausgerichtete energie- und klimapolitische Strategien nach/neben einer deutlichen Erhöhung der Energie- und Materialeffizienz, der Nutzung von erneuerbaren Energien für Endanwendungen bzw. die Strom- und Fernwärmeerzeugung, der Elektrifizierung von Endanwendungen die **vierte zentrale Säule** im Bereich des Energiesystems und der Industrie. Diese übergeordnete Einordnung ist der systemanalytischen Diskussion ein weitgehender Konsens.

(2) Jenseits dieser allgemeinen Einordnung verbleiben mit Blick auf viele (wichtige) Einzelfragen noch **erhebliche Unsicherheiten**. Dies betrifft die Bandbreite der zukünftigen Bedarfe sowie deren sektorale Ausprägungen, die Technologie- und Kostenentwicklungen, die Herkunftsregionen und die damit einhergehenden Weiterungen der Diskussion (Restriktionen der unterschiedlichsten Art, EU-Integration, industriepolitische Fragestellungen, umfassende Nachhaltigkeitsfragen, Sicherheits- und Entwicklungspolitik etc.) sowie nicht zuletzt auch Fragen der Instrumentierung einer Wasserstoffstrategie in ihren **verschiedenen Phasen**.

(3) Jegliche Wasserstoffstrategie wird daher als **lernendes System** angelegt werden müssen. Die **Leitplanken** dieses Systems sind

- die Offenhaltung einer insgesamt möglichst sinnvollen Anzahl von Optionen für die unterschiedlichen Entwicklungsphasen einer Wasserstoffwirtschaft,
- die Vermeidung von einerseits Investitionsattentismus und andererseits von *Lock-in*-Effekten oder zusätzlichen Risiken (für Mensch und Natur),
- der rechtzeitigen Beginn des notwendigen Infrastrukturausbaus bzw. der entsprechenden Infrastrukturanpassungen,
- die vorausschauende Initiierung von Innovationsprozessen mit sehr klaren Zielstellungen sowie nicht zuletzt
- die möglichst hohe Kosteneffizienz des Systems (aus einer dynamischen Perspektive).

Diese Ziele sind nicht notwendigerweise gleichläufig bzw. erzeugen **Spannungsfelder**, diese sollten in den notwendigen politisch-gesellschaftlichen Prozessen **offengelegt** und **transparent adressiert** werden.

(4) Gerade vor diesem Hintergrund ist für die anstehende Initialphase für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft (bis 2030) ein **offener Umgang** mit den **verschiedenen Zielfunktionen** sowie den entsprechenden **Spannungsfeldern** notwendig:

- **Technologiekosten** auf der Herstellungs-, Transport- und Anwendungsseite senken,

- signifikante und messbare (d.h. nicht nur voraussetzungsreich errechnete ...) **Minderung der Treibhausgasemissionen** bereits für das Jahr 2030,
- **Dialog- und Umsetzungsprozesse** mit **zukünftigen Lieferregionen** für klimaneutralen Wasserstoff bzw. klimaneutrale wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe innerhalb und außerhalb Europas starten und verstetigen,
- **No regret-Infrastrukturaufbau/-anpassung** starten bzw. „sinnlose“ Infrastrukturanpassungen vermeiden,
- Sicherung eines **guten Marktanteils der deutschen Industrie** für relevante Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffindustrie.

Diese Zielfunktionen sind im Einzelnen durchweg legitim, bedürfen jedoch letztlich unabweichlich diverser **Priorisierungen für die unterschiedlichen Phasen** einer gesellschaftlich auszuhandelnden **Ausbalancierung**.

## B. Die Farbenlehre

(5) Wasserstoff wird bereits heute in einer ganzen Reihe von Industrieprozessen genutzt und ist insofern ein etabliertes (Massen-) Produkt (*Commodity*). Im Kontext des Klimaneutralitätsziels wird jedoch eine Differenzierung dieses Massenprodukt notwendig. Für die nächsten ein bis zwei Dekaden sind hier folgende Segmente wichtig:

- **Grauer Wasserstoff** wird entweder auf der Basis fossiler Energieträger (vornehmlich Erdgas, hier über den Prozess der Dampfreformierung) hergestellt oder in Elektrolyseanlagen produziert, die überwiegend mit auf Basis fossiler Brennstoffe erzeugtem Strom betrieben werden. Die Herstellung von grauem Wasserstoff ist also im großindustriellen Rahmen ausgereift und erprobt, allerdings mit relativ hohen Treibhausgasemissionen verbunden.
- **Grüner Wasserstoff** wird auf Basis zusätzlich erschlossener regenerativer Stromerzeugungsoptionen mit Elektrolyseanlagen aus Wasser erzeugt. Im Grundsatz handelt es sich hierbei um eine erprobte Technologie, für die jedoch noch erhebliche technologische Verbesserungen und Kostensenkungen durch den breiteren Einsatz und die Skalierung der Technologie erwartet werden können. Zentrale Parameter für die kostengünstige Produktion grünen Wasserstoffs sind die Verfügbarkeit und die Kosten von regenerativ erzeugtem Strom, die Investitionskosten für die Elektrolyseanlagen, deren Jahresauslastung sowie kostengünstige Transportoptionen bzw. Infrastrukturen. In Deutschland produzierter grüner Wasserstoff eignet sich naturgemäß für den stufenweisen Markthochlauf. Über größere Entfernungen nach Deutschland anzutransportierender Wasserstoff ist jedoch mit Blick auf die Kapazitäten kostengünstiger Transportoptionen nur sehr eingeschränkt für den Markthochlauf in kleineren Schritten geeignet.
- **Blauer Wasserstoff** wird über die Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen (vornehmlich Erdgas) erzeugt, der eine Abscheidung sowie der Abtrans-

port und die Ablagerung des anfallenden Kohlendioxids (CO<sub>2</sub>) nachgeschaltet wird. Hierbei handelt es sich um großindustriell breit erprobte und vergleichsweise kostengünstig verfügbare Technologien (ggf. mit Ausnahme des Abtransports von CO<sub>2</sub> per Schiff). Zentrale Parameter für die kostengünstige Bereitstellung sind der Preis des Erdgases sowie die Zusatzkosten für die Abtrennung, den Abtransport und die Ablagerung des CO<sub>2</sub>. Die Kostensenkungspotenziale in diesen Bereichen sind vorhanden, aber begrenzt. Wichtige Restriktionen für blauen Wasserstoff sind die Verfügbarkeit bzw. die Potenziale sicherer CO<sub>2</sub>-Ablagerungsstätten sowie die öffentliche bzw. politische Akzeptanz. Blauer Wasserstoff würde zumindest in den ersten Phasen des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft aus Kosten- und technologischen Gründen eher in Deutschland (v.a. an Küstenstandorten) erzeugt und das anfallende CO<sub>2</sub> entsprechend (zu Offshore-Ablagerungsstätten) abtransportiert. Insofern eignet sich blauer Wasserstoff auch für Stufenkonzepte des Markthochlaufs.

- **Türkiser Wasserstoff** wird bei hohen Temperaturen über die Pyrolyse von Kohlenwasserstoffen (vornehmlich Erdgas) erzeugt. Als Endprodukte entstehen hier Wasserstoff und fester Kohlenstoff. Es handelt sich dabei um eine bisher noch nicht im großindustriellen Maßstab eingesetzte Technologie, die bei entsprechender Erprobung und Skalierung jedoch interessante Kostenniveaus erwarten lässt. Ein wichtiger Vorteil dieser Technologie ist die Erzeugung von festem Kohlenstoff, der als stoffliches Basismaterial weiter vermarktbar oder einfacher zu deponieren ist als gasförmiges CO<sub>2</sub>. Unbedingte Voraussetzung für die Klimaneutralität türkisen Wasserstoffs ist jedoch, dass der erzeugte Kohlenstoff nicht in Prozessen eingesetzt wird, bei denen es wieder zur Freisetzung von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre kommt. Türkiser Wasserstoff würde zumindest in den ersten Phasen des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft aus Kosten- und technologischen Gründen eher in Deutschland (v.a. in regionaler Nähe der Nachfrageregionen) erfolgen und der anfallende Kohlenstoff (für den nichtenergetischen Einsatz) von dort vermarktet bzw. abtransportiert werden. Insofern eignet sich auch türkiser Wasserstoff für Stufenkonzepte des Markthochlaufs.

(6) Solange das Stromerzeugungssystem nicht vollständig auf die regenerative Stromerzeugung umgestellt ist oder die Erzeugung über Insellösungen erfolgt oder die regenerative Stromerzeugung nicht explizit wegen der Wasserstofferzeugung ausgeweitet würde, wird in Wasserelektrolyseanlagen erzeugter Wasserstoff jeweils **nur teilweise als grüner Wasserstoff qualifiziert** werden können. Unter Berücksichtigung dieser realweltlichen Situation ergibt sich mit Blick auf die Beiträge von **blauem und ggf. türkischem Wasserstoff** zur Erreichung **realer Emissionsminderungsbeiträge** zumindest für die erste Phase des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft eine ggf. auch aus rein klimapolitischer Perspektive nicht zu unterschätzende Rolle.

(7) Auf der Basis von klimaneutralem Wasserstoff und klimaneutral bereitgestelltem Kohlendioxid können weiterhin **klimaneutrale synthetische Brenn- bzw. Kraftstoffe** erzeugt werden. Die technischen Prozesse befinden sich im Übergang zu größeren Demonstrationsanlagen und in einigen Teilbereichen auf dem Weg zur industriellen Skalierung. Der Weiterentwicklung der **Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus der Luft** (*Direct Air*

Capture – DAC) kommt dabei angesichts der stark begrenzten Potenziale von biogenem CO<sub>2</sub> eine entscheidende Bedeutung zu, um klimaneutrale synthetische Energieträger produzieren zu können. Die Nutzung von **fossilem CO<sub>2</sub>** zur Erzeugung synthetischer Brenn- oder Kraftstoffe ist mittel- und langfristig **nicht nachhaltig**, begrenzt die real kurz- und mittelfristig erzielbaren Emissionsminderungseffekte sehr deutlich und schafft signifikante Herausforderungen bei der sektoralen bzw. instrumentellen Allokation der Emissionsminderungen bzw. mit Blick auf die Problematik von **Doppelzahlungen**.

(8) Hinsichtlich der Rolle von blauem und türkischem Wasserstoff sowie synthetischem Methan, aber auch der „Grauanteile“ des Wasserstoffs aus Wasserelektrolyseanlagen ist schließlich eine schnelle, transparente und belastbare Aufarbeitung der **klimapolitischen Effekte der Methanbereitstellung und -nutzung** notwendig. Dies betrifft einerseits die Methanemissionen der Bereitstellung (aus den unterschiedlichen Quellen und nicht nur mit Referenz zur unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking) sowie der klimastrategischen Bewertung (Nutzung unterschiedlicher Metriken zur Bewertung der Klimawirkungen von Methan aus einer strategischen Perspektive). Im Vordergrund sollte hier die Frage stehen, ob sich mit Blick auf die bisher konsolidierten Wissensstände bzw. Bewertungsmethoden aus neuen Erkenntnissen ein belastbarer Korrekturbedarf ergibt. Die Schaffung eines „**Nationalen Methanforums**“ mit der Aufgabe, die Diskussionen und Wissensstände zusammenzuführen und einer transparenten Bewertung für den politischen und gesellschaftlichen Diskussionsprozess zugänglich zu machen, wäre hier eine **wichtige Komplementärmaßnahme** zur Nationalen Wasserstoffstrategie.

(9) Bedingt durch die Tatsache, dass Wasserstoff einerseits auf **vielfältige Weise** hergestellt werden kann und andererseits Wasserstoff sowohl **direkt genutzt**, aber auch in eine **Vielzahl anderer Energieträger oder Rohstoffe** (von synthetischen Kraftstoffen bis hin zu Ammoniak) umgewandelt werden kann, kommt Wasserstoff in der Transformation hin zu Klimaneutralität nicht nur die Rolle eines Energieträgers oder Rohstoffs, sondern die Funktion einer sehr flexiblen **Plattform** zu.

### C. Die Bandbreite des zukünftigen Bedarfs

(10) Die bisher vorliegenden Szenarienanalysen zeigen zunächst, dass ein **signifikanter Bedarf** für Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierte Energieträger oder Rohstoffe nur dann entstehen wird, wenn größenordnungsmäßig das Ziel von **Klimaneutralität** (d.h. eine Treibhausgasemissionsminderung von 95 bis 100% im Vergleich zu 1990) angestrebt wird. Bei **geringeren Emissionsreduktionszielen** (z.B. in der Größenordnung von 80%) spielen Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierte Energieträger oder Rohstoffe **keine wesentliche Rolle**.

(11) Für den **Zeithorizont 2050** kann im Kontext des **Klimaneutralitätsziels** für Deutschland ein Bedarf von klimaneutralem Wasserstoff bzw. klimaneutralen wasserstoffbasierten Energieträgern für den Endverbrauch von etwa **300 bis 900 TWh** (bezogen auf den unteren Heizwert) entstehen. Neben Szenarien mit besonders hohem oder eher niedrigem Bedarf markiert die Verbrauchsbandbreite von 400 bis 600 TWh einen

mittleren Korridor. Aus der langfristigen Perspektive sind wesentliche Bestimmungsgrößen für den Wasserstoffbedarf neben den Kostenerwartungen v.a. die Verfügbarkeit von nachhaltig bereitgestellter **Biomasse** (hohe Biomasseverfügbarkeit reduziert den Wasserstoffbedarf), die **Nutzbarkeit der Option CCS** (umfangreiche CCS-Anwendungen verringern den Wasserstoffbedarf), die Grenzen von **Energieeffizienzverbesserungen** und **direkter Elektrifizierung** in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen (geringere Umsetzungseffekte von Energieeffizienz und direkter Elektrifizierung erhöhen den Wasserstoffbedarf).

(12) Für den **Zeithorizont 2030** liegt nach den bisher vorliegenden Systemanalysen der Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff oder klimaneutraler wasserstoffbasierter Energieträger oder Rohstoffe eher im Bereich von **50 bis 60 TWh**, dies gilt selbst für Szenarienanalysen mit perspektivisch hohem Bedarf bzw. für Arbeiten, die für das Jahr 2030 ein deutlich höheres Emissionsminderungsniveau zugrunde legen als das der bisherigen Beschlusslage. Die der Nationalen Wasserstoffstrategie zugrundeliegende Hypothese eines Bedarfs von ca. **100 TWh** im Jahr 2030 ist zumindest durch bisher veröffentlichte Studien **nicht robust belegt**.

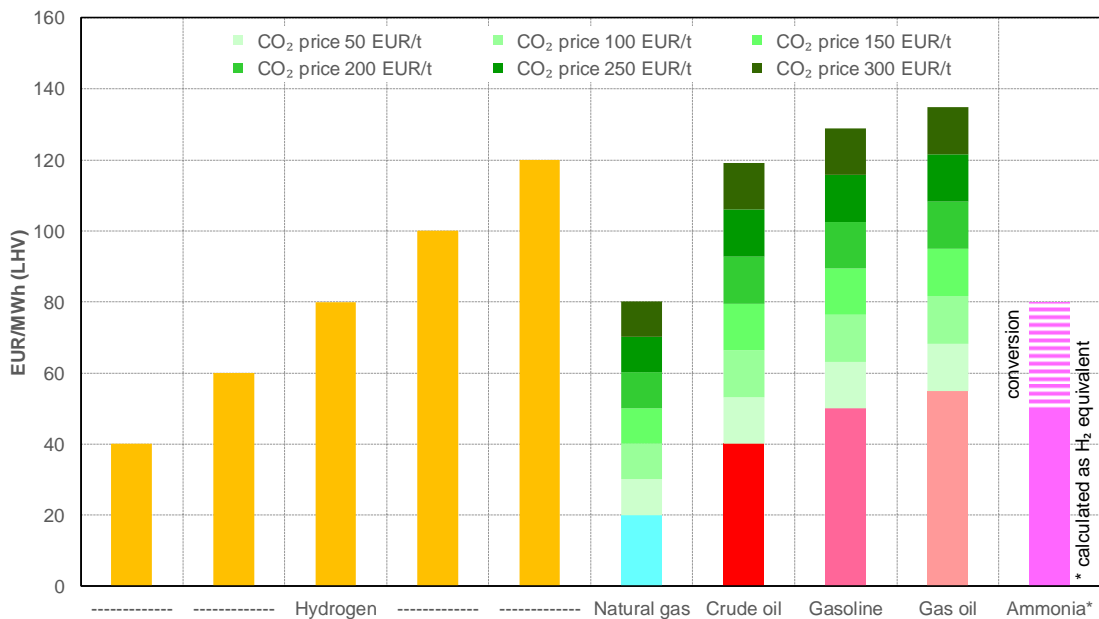
(13) Selbst der **obere Rand des zukünftigen Wasserstoffbedarfs** liegt sehr deutlich **unter dem aktuellen Endenergieverbrauch von fossilen Brennstoffen** („Moleküle“) in der Größenordnung von aktuell ca. 1.700 TWh (2019). Grund dafür sind die erheblichen Gewinne an Endenergieeffizienz v.a. durch Energieeffizienzmaßnahmen, besonders aber im Kontext der direkten Elektrifizierung sowie auch durch wasserstoffbasierte Anwendungen.

(14) Die deutlichen Unterschiede bei den Größenordnungen des Bedarfs für die Zeithorizonte 2030 und 2050 machen schließlich auch deutlich, dass die **Gefahr von Lock-in-Effekten** durch für den Zeithorizont 2030 signifikante Aufkommensbeiträge von klimaneutralem Wasserstoff jenseits des grünen Wasserstoffs mit Blick auf die langfristig notwendige Bedarfsdeckung als **nicht relevant** eingeordnet werden kann.

## D. Die Kosten

(15) Grauer Wasserstoff ist ein marktgängiges Projekt mit relativ transparenten Preisbildungsmechanismen, die heute v.a. auf Basis der Erdgaspreise erklärt werden können. Die Preisniveaus für grauen Wasserstoff liegen derzeit in der Bandbreite von 1 bis 1,5 Euro je Kilogramm Wasserstoff (€/kg H<sub>2</sub>). Umgerechnet auf den energiewirtschaftlich relevanten unteren Heizwert entspricht dies einem Brennstoffpreis von 33 bis 50 Euro je Megawattstunde (€/MWh). Im Vergleich zu einem mittelfristig erwartbaren Erdgaspreisniveau von 20 €/MWh entspricht dies Mehrkosten von 70 bis 150%. Selbst grauer Wasserstoff, also ein Energieträger oder Rohstoff mit vergleichsweise hoher CO<sub>2</sub>-Last ist damit aus der Perspektive des Energiesystems ein vergleichsweise teures Gut.

**Abbildung 1: Wasserstoffkosten und Großhandelspreise fossiler Brennstoffe bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Preisen und Ammoniak**



Quelle: Öko-Institut

(16) Der in Abbildung 1 gezeigte Vergleich macht deutlich, dass unterschiedlichen **Wasserstoff-Preisniveaus** zur Illustration relativ gut verschiedene **CO<sub>2</sub>-Preisniveaus** zugerechnet werden können.

- Mit Blick auf Erdgas entspricht ein CO<sub>2</sub>-Preiszuschlag von etwa 100 €/t jeweils einer anlegbaren Kostendifferenz zwischen Erdgas und (klimaneutralem) Wasserstoff von 20 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert). Für Wasserstoff zu Kosten von 60 €/MWh wird damit eine Parität zu den Erdgaskosten erreicht, wenn für diesen fossilen Energieträger eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 200 €/t zum Tragen kommt. Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t dürften zur Kostenparität zwischen Wasserstoff und Erdgas die Bereitstellungskosten für den Wasserstoff bei maximal 40 €/MWh liegen.
- Für Mineralölprodukte liegt diese anlegbare Kostendifferenz für (klimaneutralen) Wasserstoff mit etwa 26 €/MWh je 100 €/t CO<sub>2</sub> auf einem etwas höheren Niveau. Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis in Höhe von knapp 200 €/t wäre also die Kostenparität zu Wasserstoff bei Kosten von 103 bis 108 €/MWh (Benzin bzw. Diesel/Heizöl EL) erreicht. Zur Erzielung der Kostenparität dürften bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t die Kosten von Wasserstoff bei maximal 76 bis 82 €/MWh liegen.
- Für aus Wasserstoff erzeugte synthetische Flüssigbrennstoffe oder Gase gilt entsprechendes.



- Einschließlich der Konversion von Wasserstoff in Ammoniak ergibt sich eine Parität zum auf Wasserstoff umgerechneten Großhandelspreis für konventionell erzeugten Ammoniak (aktuell ca. 350 US-\$/t NH<sub>3</sub>) bei einem Kostenniveau von ca. 80 €/MWh. Unter Berücksichtigung der Konversionskosten von Wasserstoff zu Ammoniak könnte also aus (klimaneutralem) Wasserstoff erzeugter Ammoniak ab Wasserstoff-Bereitstellungskosten von 50 €/MWh mit konventionell erzeugtem Ammoniak konkurrieren. Vor diesem Hintergrund dürfte mit der klimaneutralen Ammoniakherstellung aus Wasserstoff einer der attraktivsten Anwendungsfälle in der Anfangsperiode einer Wasserstoffwirtschaft (auch im Ausland) entstehen.

(17) Die **zentralen Bestimmungsgrößen für die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff** sind die Stromkosten frei Elektrolyseanlage, die Investitionskosten für die Elektrolyseanlage sowie die Auslastung der Elektrolyseanlage. Die Abbildung A- 1 bis Abbildung A- 4 im Anhang zeigen die Zusammenhänge zwischen diesen Einflussgrößen und den entsprechenden Wasserstoffkosten für die Zeithorizonte 2030 und 2050.

(18) Bei **grünem Wasserstoff** entstehen für die großvolumige Herstellung beim **aktuellen** Technologie- und Kostenstand Bereitstellungskosten von **(deutlich) über 80 Euro je Megawattstunde (€/MWh)**, bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs. Zur Erzielung der Kostenparität mit Erdgas wären damit **CO<sub>2</sub>-Preise von (deutlich) über 300 Euro je Tonne (€/t)** notwendig.

(19) Mit Blick auf den **Zeithorizont 2030** könnte für grünen Wasserstoff aus einheimischer Produktion oder über Importe eine Kostenparität mit fossilem Erdgas bei CO<sub>2</sub>-Preisen von **200 bis 250 €/t** hergestellt werden, für den Zeithorizont 2050 können sich diese Werte auf **75 bis 150 €/t CO<sub>2</sub>** verringern.

(20) Voraussetzung für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff aus dem Ausland sind jedoch auch **geringe Transportkosten**, die sich v.a. bei Pipelineverbindungen über Entfernungen von weniger als 2.000 km ergeben können, insbesondere wenn bereits bestehende Pipelines zu vergleichsweise geringen Kosten für den Wasserstofftransport umgebaut werden können. Das Verhältnis der **Kostenvorteile für die ausländische Wasserstoffherzeugung** (z.B. mit Blick auf die regenerative Stromerzeugung) im Vergleich zu den möglicherweise **erheblichen Antransportkosten** aus dem weiter entfernten Ausland (die durchaus Größenordnungen von 15 bis 30 €/MWh erreichen können) und den **Finanzierungskosten für internationale Projekte** jenseits des OECD-Bereichs bildet damit den entscheidenden ökonomischen Rahmen für die Entwicklung von Wasserstofflieferungen aus dem internationalen Raum.

(21) Die **Erzeugung von Wasserstoff aus andernfalls abgeregeltem Strom** („Überschussstrom“) mit Stromeinsatzkosten nahe Null ist und bleibt wegen der geringen Auslastung der Elektrolyseanlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit auch langfristig ein vergleichsweise **teures Nischensegment** für die Ausbalancierung des Stromsystems.

(22) Aus diesen Kostenanalysen können **Zielbenchmarks** für eine auf langfristige Tragfähigkeit angelegte Wasserstoffstrategie abgeleitet werden:

- die Bereitstellung von regenerativ erzeugtem Strom frei Elektrolyseanlage zu Kosten von 40 €/MWh oder weniger,
- die Senkung der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen um etwa 80% ggü. dem heutigen Stand,
- die Auslastung von Elektrolyseanlagen von mindestens 4.000 Volllaststunden (dies entspricht für Deutschland der Versorgung aus *Offshore*-Windparks oder Portfolien aus *Onshore*-Windkraft und Solaranlagen),
- die langfristige Senkung der Kosten für den internationalen Antransport auf höchstens 0,5 €/kg H<sub>2</sub>,
- die langfristige Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Einsatz fossiler Brennstoffe von etwa 100 bis 150 €/t CO<sub>2</sub>.

(23) Die zentralen Bestimmungsgrößen für die **Erzeugungskosten von blauem Wasserstoff** sind die Erdgaskosten frei Dampfreformer, die Investitionskosten für die Dampfreformer-Anlage mit nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Abtrennung, die Entsorgungskosten für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> sowie die CO<sub>2</sub>-Kosten für die verbleibenden Emissionen der Anlage. Die Abbildung A- 5 und Abbildung A- 6 im Anhang zeigen die Zusammenhänge zwischen diesen Einflussgrößen und den entsprechenden Wasserstoffkosten.

(24) Für **blauen Wasserstoff** kann bei den erwartbaren Preisen für Erdgas bereits mittelfristig eine Kostenparität bei **CO<sub>2</sub>-Preisen von unter 200 €/t** erreicht werden. Eine deutlich darüberhinausgehende Reduktion der zur Kostenparität notwendigen CO<sub>2</sub>-Preise ist jedoch nicht zu erwarten. Damit ergibt sich blauer Wasserstoff kosten- und mengenstark vor allem mit Blick auf den Zeithorizont 2030 als eine vergleichsweise attraktive Option für das weitgehend klimaneutrale Gesamtportfolio des (notwendigen) Wasserstoffaufkommens für Deutschland.

(25) Das Volumen der Bereitstellung von blauem Wasserstoff ergibt sich damit v.a. aus den **speicher- und akzeptanzseitigen Beschränkungen der sichern und dauerhaften CO<sub>2</sub>-Speicherung**.

(26) Eine Produktion von blauem Wasserstoff im weiter entfernten Ausland und der Antransport nach Deutschland ist wegen der vergleichsweise hohen Transportkosten des Wasserstoffs und der großen Kapazitäten der ggf. umzubauenden Erdgaspipelines zumindest mittelfristig kaum zu erwarten, so dass blauer und ggf. auch türkiser Wasserstoff **zunächst v.a. inländisch produziert** werden dürften.

(27) Die zentralen Bestimmungsgrößen für die **Erzeugungskosten von synthetischen flüssigen oder gasförmigen Energiekosten** sind die Kosten für den klimaneutralen Wasserstoff, die Kosten für das klimaneutral bereitgestellte CO<sub>2</sub> sowie die Investitionskosten der Erzeugungsanlagen. Die Abbildung A- 7 bis Abbildung A- 14 im Anhang zeigen die Zusammenhänge zwischen diesen Einflussgrößen und den entsprechenden Energieträgerkosten für die Zeithorizonte 2030 und 2050.

(28) Die zur Herstellung einer Kostenparität mit flüssigen fossilen Kraftstoffen notwendigen CO<sub>2</sub>-Preise liegen für **synthetische Flüssigkraftstoffe** jedoch bei mittleren Annahmen für **2030** im Bereich von **200 bis 300 €/t** sowie für **2050** im Bereich von **150**

**bis 200 €/t.** Für **synthetisches Methan** liegen die entsprechenden Werte für **2030** bei **350 €/t und darüber** sowie für **2050** bei über **250 €/t CO<sub>2</sub>**. Darüber hinaus spielen Transportkosten für synthetische Flüssigtreibstoffe eine nur **geringe**, für synthetisches Methan jedoch eine **signifikante** Rolle.

(29) Somit können **synthetische Flüssigtreibstoffe** in der längeren Frist für einige Einsatzbereiche **vertretbare**, wenngleich auch weiterhin hohe Kostenniveaus erreichen, für **synthetisches Methan** kann dies vor allem aufgrund der vergleichsweise hohen Transportkosten **kaum** erwartet werden.

(30) Eine spezifische Situation ergibt sich für die Produktion von **Ammoniak auf der Basis von grünem Wasserstoff**, der dann direkt als chemischer Rohstoff Verwendung finden kann. In diesem Bereich ist bereits in der kurzen bis mittleren Frist eine **wirtschaftlich interessante Wasserstoffanwendung** zu erwarten.

## E. Die inländische Erzeugung und die Importe

(31) In der ganz überwiegenden Zahl der bisher vorliegenden Szenarienanalysen wird langfristig der **deutlich größere Teil der inländischen Nachfrage** nach Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen **nicht in Deutschland produziert**. Typische Importraten für den Zeithorizont 2050 liegen zwischen 50 und 80%. Bestimmungsgrößen sind hier erstens die Niveaus der inländischen Nachfrage, zweitens die (Flächen-) Restriktionen für die regenerative Stromerzeugung sowie die ökonomisch sehr relevante Auslastungssituation einheimischer Elektrolyseanlagen mit Blick auf die zeitliche Verfügbarkeit des regenerativer Stromaufkommens (eine Wasserstoffproduktion auf Basis der Stromerzeugung aus Wasserstoff zu Zeiten niedrigen Solar- und Windenergiedargebots ist ökonomisch unsinnig und wird sich deshalb so kaum materialisieren).

(32) Vor dem Hintergrund der **sehr erheblichen Rolle von Transportkosten** (s.u.) wird sich der Import von Wasserstoff oder synthetischem Methan für die nächsten zwei Dekaden mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auf **europäische Regionen mit gutem Produktionsbedingungen** sowie den **Mittelmeerraum** und den **Nahen Osten** beschränken. Jenseits der europäischen Lieferregionen werden damit einerseits Lieferregionen relevant, die der *Low-Governance-Welt* zuzurechnen und für die andererseits zumindest teilweise erhebliche Defizite in der Energie- und Frischwasserversorgung und damit auch andere Nachhaltigkeitsprobleme zu konstatieren sind. Damit entsteht ein erheblicher **außen-, sicherheits- und entwicklungspolitischer Handlungsbedarf**.

## F. Die Sektorallokation

(33) Selbst unter Annahme massiver Fortschritte bei Technologien und Kosten ist abzusehen, dass klimaneutraler Wasserstoff und entsprechende wasserstoffbasierte synthetische Energieträger **sehr hochwertige, mengenmäßig begrenzt verfügbare und auch längerfristig vergleichsweise teure Energieträger bzw. Rohstoffe** bleiben. Vor diesem Hintergrund ist die gezielte Allokation des Einsatzes dieser Energieträger von erheblicher Bedeutung und kommt der Anwendungsseite eine besondere Bedeutung zu.

(34) Ein **erstes zentrales Handlungsfeld** bilden die Bereiche, in denen die Alternativen zur Anwendung von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern knapp sind und anwendungsseitig völlig neue Technologieansätze, Innovationsvorlaufzeiten und Skalierungsprozesse notwendig sind. Dies gilt einerseits für **industrielle Anwendungen** (Eisen- und Stahlerzeugung, chemische Industrie, Hochtemperaturprozesse) sowie andererseits die **nicht oder nur teilweise für die direkte oder batterieelektrische Elektrifizierung geeigneten Segmente des Verkehrs** (Flug- und Seeverkehr, nicht für die Elektrifizierung geeignete Teile des Langstrecken-Schwerlastverkehrs auf der Straße sowie des Schienenverkehrs). Angesichts der Kostensituation und des breiten Flankierungsbedarfs durch sehr unterschiedliche Instrumente (Demonstrationsvorhaben, Investitionskostenzuschüsse, Produktionsprämien etc.) empfiehlt sich hier ein in zeitlichen Phasen strukturierter Einsatz von grünem bzw. nach entsprechender Prüfung auch blauem sowie ggf. türkischem Wasserstoff.

(35) Ein **zweites robustes Handlungsfeld** bilden die Anwendungsbereiche, in denen sich Wasserstoff bereits kurz- und mittelfristig als attraktive Emissionsminderungsoption erweisen kann. Hierzu gehört die Anwendung von (grünem) Wasserstoff für die **Ammoniakherstellung** (v.a. im Ausland) sowie der Einsatz von (grünem) Wasserstoff in **Raffinerien**. In diesen Bereichen könnten relativ schnell erste Emissionsminderungspotenziale durch den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff erschlossen werden.

(36) Im Zuge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung werden in den nächsten Jahren erhebliche Kapazitäten im Bereich der **Kraft-Wärme-Kopplung** auf Erdgasbasis errichtet werden. Die Gewährleistung der Wasserstoff-*Readiness* für diese Anlagen (im Bereich der Verbrennungsprozesse, aber auch und besonders der Peripherieanlagen) bildet mit hoher Wahrscheinlichkeit ein **drittes robustes Handlungsfeld**, das über die entsprechenden Anpassungen der Finanzierungsinstrumente sowie der Infrastrukturregulierung adressiert werden sollte.

(37) Deutlich zu **hinterfragen** ist die Ausrichtung eines Markthochlaufs für Wasserstoff mit Blick auf die **dezentralen Anwendungsbereiche im Bereich der Niedrigtemperaturwärme** sowie der Bereiche des **Straßenverkehrs**, in denen Wasserstoffantriebe erkennbar bis auf weiteres keine oder allenfalls eine marginale Rolle spielen werden (Pkw etc.). Zur Vermeidung von erheblichen Fehlinvestitionen, *Lock-in*-Effekten bzw. sehr hoher Kosten des zukünftigen Systems sind hier strategische Klärungen und klare Richtungsentscheidungen auf Grundlage intensiver Analysen der robust erwartbaren Einsatzpotenziale bzw. der Alternativoptionen unerlässlich.

(38) Für die Frage der Sektorallokation ist nicht nur die Frage entscheidend, ob diese grundsätzlich verfolgt werden sollte, sondern ob dies **instrumentell** auch **möglich** bzw. unter Berücksichtigung der realweltlichen Rahmenbedingungen überhaupt **notwendig** ist.

(39) Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist eine Sektorallokation vor allem mit Blick auf die unterschiedlichen **Modernisierungszyklen** sowie den notwendigen **Infrastrukturhochlauf** bzw. den **Innovationsvorlauf** einzuordnen.

(40) Angesichts der Kostensituation, die zumindest kurz- und mittelfristig eine umfassende wirtschaftliche und/oder ordnungsrechtliche Flankierung aller Wasserstoffanwendungen erfordern wird, bilden diese **anwendungsseitigen Flankierungsmaßnahmen** die erste entscheidende Einflussgröße für die Sektorallokation. So sollten vor allem sektor- oder technologiespezifische Unterstützungsmaßnahmen für diejenigen Sektoren mit strategisch fragwürdigen Wasserstoffanwendungen (s.o.) unterbleiben. Im umfassenden Sinne technologieneutrale Flankierungen (von einer symmetrischen Umgestaltung des heute stark verzerrten Systems von Steuern, Abgaben und Umlagen bis hin zu Fördermaßnahmen) sind in diesen Bereichen dagegen eher unkritisch.

(41) Eine zweite Determinante der Sektorallokation ist die frühzeitig notwendige **Infrastrukturentwicklung**. Hier sollte ein Ansatz verfolgt werden, der **primär die No-regret-Maßnahmen adressiert**. Dies betrifft einerseits die Pipeline-Transportinfrastrukturen für die Versorgung von Industrieanlagen bzw. die räumliche Fokussierung entsprechender *On-site*-Erzeugungsanlagen und andererseits ggf. ein auf nicht mehr als auf die zentralen Autobahn-Relationen konzentriertes Tankstellennetz für den Schwerlastverkehr.

## G. Die nächsten (wichtigen) Schritte

(42) Mit der **Nationalen Wasserstoffstrategie** wurde ein **umfassender Rahmen** für die Etablierung eines Wasserstoffsegments in der deutschen Energie- und Volkswirtschaft geschaffen. Die meisten der vorgeschlagenen Maßnahmen bewegen sich jedoch noch auf einem relativ hohen Abstraktionsniveau und bedürfen der **schnellen Konkretisierung**.

(43) In folgenden Bereichen erscheinen **Konkretisierungen** und **Erweiterungen** der bisher geplanten Maßnahmen als besonders vordringlich:

- Voraussetzung für viele Strategien und Umsetzungsmechanismen ist der Aufbau eines **robusten Zertifizierungssystems für klimaneutralen Wasserstoff** im Rahmen der Europäischen Union, aber auch deutlich darüber hinaus;
- mit dem **European Green Deal** wird die (quantitative) **Rolle von Wasserstoff** und wasserstoffbasierten Energieträgern und Rohstoffen in den energie- und klimapolitischen Strategien dringend **überprüft bzw. neu bestimmt** werden müssen, dazu gehört auch die Überprüfung der für den Zeithorizont 2030 notwendigen Finanzvolumina sowie die angemessene Berücksichtigung von

Wasserstoff-Ausbaustrategien in den Regelungen zu staatlichen Beihilfen für die 2020er Jahre;

- für eine größere Rolle der einheimischen Wasserstoffproduktion ist ein massiv beschleunigter **Ausbau der regenerativen Stromerzeugung** inklusive der Begleitmaßnahmen (Infrastruktur etc.) zwingend erforderlich, hier ist die aktuelle Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von erheblicher Bedeutung;
- die realweltlich möglichen Beiträge von **klimaneutralem Wasserstoff aus den unterschiedlichen Bereitstellungspfaden** v.a. für den Zeithorizont 2030 sollten im Lichte des *European Green Deals* noch einmal einer umfassenden Überprüfung unterzogen werden;
- notwendig wird die Erarbeitung eines **konsistenten Förderkonzepts**, in dem für die unterschiedlichen Bereiche sehr klar definiert wird, welche Rolle die Flankierung der Eingangs- bzw. Betriebskosten (z.B. mit Blick auf die Stromkosten), die Flankierung der Investitionskosten, die Flankierung des Produkts (Wasserstoff, diverse Industrieprodukte) sowie der sonstige regulative Rahmen (der sich möglicherweise im Rahmen des European Green Deals nochmals deutlich ändern könnte) spielen sollen und können;
- um robuste Förderstrategien auflegen zu können bedarf es eines sehr schnellen **Umbaus des Systems der Steuern, Abgaben und Umlagen** im Energiebereich, da Änderungen in diesem Bereich sehr schnell weitreichende Implikationen für Unter- oder Überförderungen haben können, entsprechende Anpassungsmechanismen sollten sehr transparent gestaltet und von Anfang an mitberücksichtigt werden;
- vor allem im Bereich der Industrieanwendungen mit sehr großen Wasserstoffbedarfen bzw. Anlagengrößen werden **schrittweise bzw. modulare Übergangsprozesse** erforderlich, hier bedarf es klarer Roadmaps vor allem mit Blick auf die Unterstützungswürdigkeit und -möglichkeit der einzelnen Module;
- für die anstehenden Förderkonzepte sollte ein Fokus auf Projekte gelegt werden, bei denen **relativ große Anteile von Wasserstoff** zur Anwendung kommen und so ein größtmöglicher Lerneffekt erzielt werden kann, das „Verdampfen“ von Fördermitteln in einer Vielzahl von Projekten mit relativ kleinen Wasserstoffanteilen sollte dringend vermieden werden;
- der regulatorische Rahmen für den Aus- und Umbau von **Wasserstoff-Pipeline-Infrastrukturen** bildet ein noch weitgehend unbearbeitetes Feld;
- zu Absicherung der zukünftigen **Importvolumina** für Wasserstoff sollte die Möglichkeit von **zwischenstaatlichen Vereinbarungen** geprüft werden, mit denen der Bedarf an Abnahmesicherheit mit der Notwendigkeit von Versorgungssicherheit in Einklang gebracht werden kann;
- die **Nachhaltigkeitszertifizierung** von importiertem klimaneutralem Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen sollte in umfassenden Kooperationen mit den potenziellen Lieferregionen mit hohem Druck vorangetrieben werden.

Anhang

Abbildung A- 1: H<sub>2</sub>-Kosten „Grün“ in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	127	63	42	32	25	21	18	16	14	13	12	11	10	9	0	
	5	134	71	49	39	33	28	25	23	21	20	19	18	17	16	5	
	10	141	78	57	46	40	35	32	30	28	27	26	25	24	23	10	
	15	148	85	64	53	47	43	40	37	36	34	33	32	31	30	15	
	20	155	92	71	60	54	50	47	44	43	41	40	39	38	38	20	
	25	163	99	78	67	61	57	54	52	50	48	47	46	45	45	25	
	30	170	106	85	75	68	64	61	59	57	56	54	53	53	52	30	
	35	177	113	92	82	75	71	68	66	64	63	62	61	60	59	35	
	40	184	121	99	89	83	78	75	73	71	70	69	68	67	66	40	
	45	191	128	107	96	90	85	82	80	78	77	76	75	74	73	45	
	50	198	135	114	103	97	93	90	87	86	84	83	82	81	80	50	
55	205	142	121	110	104	100	97	94	93	91	90	89	88	88	55		
60	213	149	128	117	111	107	104	102	100	98	97	96	95	95	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A- 2: H<sub>2</sub>-Kosten „Grün“ in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	31	15	10	8	6	5	4	4	3	3	3	3	2	2	0	
	5	38	23	17	15	13	12	12	11	11	10	10	10	10	9	5	
	10	45	30	25	22	20	19	19	18	18	17	17	17	17	16	10	
	15	52	37	32	29	28	27	26	25	25	25	24	24	24	24	15	
	20	59	44	39	36	35	34	33	32	32	32	31	31	31	31	20	
	25	67	51	46	43	42	41	40	40	39	39	39	38	38	38	25	
	30	74	58	53	51	49	48	47	47	46	46	46	45	45	45	30	
	35	81	65	60	58	56	55	54	54	53	53	53	53	52	52	35	
	40	88	73	67	65	63	62	62	61	61	60	60	60	60	59	40	
	45	95	80	75	72	70	69	69	68	68	67	67	67	67	66	45	
	50	102	87	82	79	78	77	76	75	75	75	74	74	74	74	50	
55	109	94	89	86	85	84	83	82	82	82	81	81	81	81	55		
60	117	101	96	93	92	91	90	90	89	89	89	88	88	88	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 3: H<sub>2</sub>-Kosten „Grün“ in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, 2050**

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	54	27	18	13	11	9	8	7	6	5	5	4	4	4	0	
	5	61	34	25	20	17	16	14	13	13	12	12	11	11	11	5	
	10	67	40	31	27	24	22	21	20	19	19	18	18	17	17	10	
	15	74	47	38	33	31	29	28	27	26	25	25	24	24	24	15	
	20	81	54	45	40	37	36	34	33	33	32	32	31	31	31	20	
	25	87	60	51	47	44	42	41	40	39	39	38	38	37	37	25	
	30	94	67	58	53	51	49	48	47	46	45	45	44	44	44	30	
	35	101	74	65	60	57	56	54	53	53	52	52	51	51	51	35	
	40	107	80	71	67	64	62	61	60	59	59	58	58	57	57	40	
	45	114	87	78	73	71	69	68	67	66	65	65	64	64	64	45	
	50	121	94	85	80	77	76	74	73	73	72	72	71	71	71	50	
55	127	100	91	87	84	82	81	80	79	79	78	78	77	77	55		
60	134	107	98	93	91	89	88	87	86	85	85	84	84	84	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 4: H<sub>2</sub>-Kosten „Grün“ in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, 2050**

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	20	10	7	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	0	
	5	27	17	13	12	11	10	10	9	9	9	8	8	8	8	5	
	10	33	23	20	18	17	17	16	16	16	15	15	15	15	15	10	
	15	40	30	27	25	24	23	23	22	22	22	22	22	22	21	15	
	20	47	37	33	32	31	30	30	29	29	29	28	28	28	28	20	
	25	53	43	40	38	37	37	36	36	36	35	35	35	35	35	25	
	30	60	50	47	45	44	43	43	42	42	42	42	42	42	41	30	
	35	67	57	53	52	51	50	50	49	49	49	48	48	48	48	35	
	40	73	63	60	58	57	57	56	56	56	55	55	55	55	55	40	
	45	80	70	67	65	64	63	63	62	62	62	62	62	62	61	45	
	50	87	77	73	72	71	70	70	69	69	69	68	68	68	68	50	
55	93	83	80	78	77	77	76	76	76	75	75	75	75	75	55		
60	100	90	87	85	84	83	83	82	82	82	82	82	82	81	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut



**Abbildung A- 5: H<sub>2</sub>-Kosten „Blau“ in Abhängigkeit von Erdgas- und CO<sub>2</sub>-Kosten, Investkosten-/CO<sub>2</sub>-Ablagerungsvariante „Referenz“**

		#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO <sub>2</sub>								
		#2	20			#7	70									
		#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO <sub>2</sub>								
		#4	40	= 100 EUR/t CO <sub>2</sub>		#9	90									
		#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO <sub>2</sub>								
		CO <sub>2</sub> price [€/t]														
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	31	32	32	33	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	6
	8	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	41	42	43	44	8
	10	37	38	38	39	40	40	41	42	43	43	44	45	46	46	10
	12	40	40	41	42	43	43	44	45	46	46	47	48	49	49	12
	14	43	43	44	45	46	46	47	48	49	49	50	51	51	52	14
	16	45	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	16
	18	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	56	57	57	58	18
	20	51	52	53	54	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	20
	22	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	22
	24	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	64	65	66	67	24
	26	60	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	26
28	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	70	71	72	73	28	
30	66	67	67	68	69	69	70	71	72	72	73	74	75	75	30	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
		CO <sub>2</sub> price [€/t]														

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 6: H<sub>2</sub>-Kosten „Blau“ in Abhängigkeit von Erdgas- und CO<sub>2</sub>-Kosten, Investkosten-/CO<sub>2</sub>-Entsorgungsvariante „Hoch“**

		#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO <sub>2</sub>								
		#2	20			#7	70									
		#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO <sub>2</sub>								
		#4	40	= 100 EUR/t CO <sub>2</sub>		#9	90									
		#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO <sub>2</sub>								
		CO <sub>2</sub> price [€/t]														
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	40	41	42	43	43	44	45	46	46	47	48	48	49	50	6
	8	43	44	45	45	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	8
	10	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	56	10
	12	49	50	51	51	52	53	53	54	55	56	56	57	58	59	12
	14	52	53	53	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	14
	16	55	56	56	57	58	59	59	60	61	61	62	63	64	64	16
	18	58	58	59	60	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	18
	20	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	70	20
	22	64	64	65	66	66	67	68	69	69	70	71	72	72	73	22
	24	66	67	68	69	69	70	71	72	72	73	74	75	75	76	24
	26	69	70	71	72	72	73	74	75	75	76	77	77	78	79	26
28	72	73	74	74	75	76	77	77	78	79	80	80	81	82	28	
30	75	76	77	77	78	79	80	80	81	82	83	83	84	85	30	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
		CO <sub>2</sub> price [€/t]														

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 7: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, 2030**

		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325				
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	53	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]			
	40	66	73	80	86	93	100	106	113	120	126	133	140	146	153				
	50	79	86	92	99	106	112	119	126	132	139	146	152	159	166				
	60	92	99	105	112	119	125	132	139	145	152	158	165	172	178				
	70	105	111	118	125	131	138	145	151	158	165	171	178	185	191				
	80	118	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184	191	197	204				
	90	130	137	144	150	157	164	170	177	184	190	197	204	210	217				
	100	143	150	156	163	170	176	183	190	196	203	210	216	223	230				
	110	156	163	169	176	183	189	196	203	209	216	223	229	236	243				
	120	169	175	182	189	195	202	209	215	222	229	235	242	249	255				
	130	182	188	195	202	208	215	222	228	235	242	248	255	262	268				
	140	194	201	208	214	221	228	234	241	248	254	261	268	274	281				
	150	207	214	221	227	234	241	247	254	261	267	274	281	287	294				
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300		325		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 8: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, 2030**

		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325				
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	52	58	65	72	78	85	92	98	105	112	118	125	132	138	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]			
	40	65	71	78	85	91	98	105	111	118	125	131	138	145	151				
	50	77	84	91	97	104	111	117	124	131	137	144	151	157	164				
	60	90	97	104	110	117	124	130	137	144	150	157	163	170	177				
	70	103	110	116	123	130	136	143	150	156	163	170	176	183	190				
	80	116	123	129	136	143	149	156	162	169	176	182	189	196	202				
	90	129	135	142	149	155	162	169	175	182	189	195	202	209	215				
	100	142	148	155	161	168	175	181	188	195	201	208	215	221	228				
	110	154	161	168	174	181	188	194	201	208	214	221	228	234	241				
	120	167	174	180	187	194	200	207	214	220	227	234	240	247	254				
	130	180	187	193	200	207	213	220	227	233	240	247	253	260	267				
	140	193	199	206	213	219	226	233	239	246	253	259	266	273	279				
	150	206	212	219	226	232	239	246	252	259	266	272	279	286	292				
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300		325		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 9: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, 2050**

		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	50	57	63	70	77	83	90	97	103	110	117	123	130	137	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	40	63	69	76	83	89	96	103	109	116	122	129	136	142	149		
	50	75	82	88	95	102	108	115	122	128	135	142	148	155	162		
	60	88	94	101	108	114	121	128	134	141	147	154	161	167	174		
	70	100	107	113	120	127	133	140	147	153	160	167	173	180	187		
	80	113	119	126	133	139	146	153	159	166	172	179	186	192	199		
	90	125	132	138	145	152	158	165	172	178	185	192	198	205	212		
	100	138	144	151	158	164	171	178	184	191	197	204	211	217	224		
	110	150	157	163	170	177	183	190	197	203	210	217	223	230	237		
	120	163	169	176	183	189	196	203	209	216	222	229	236	242	249		
	130	175	182	188	195	202	208	215	222	228	235	242	248	255	262		
140	188	194	201	208	214	221	228	234	241	247	254	261	267	274			
150	200	207	213	220	227	233	240	247	253	260	267	273	280	287			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 10: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, 2050**

		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	48	54	61	68	74	81	88	94	101	107	114	121	127	134	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	40	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	147		
	50	73	79	86	93	99	106	113	119	126	132	139	146	152	159		
	60	85	92	98	105	112	118	125	132	138	145	152	158	165	172		
	70	98	104	111	118	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184		
	80	110	117	123	130	137	143	150	157	163	170	177	183	190	197		
	90	123	129	136	143	149	156	163	169	176	182	189	196	202	209		
	100	135	142	148	155	162	168	175	182	188	195	202	208	215	222		
	110	148	154	161	168	174	181	188	194	201	207	214	221	227	234		
	120	160	167	173	180	187	193	200	207	213	220	227	233	240	247		
	130	173	179	186	193	199	206	213	219	226	232	239	246	252	259		
140	185	192	198	205	212	218	225	232	238	245	252	258	265	272			
150	198	204	211	218	224	231	238	244	251	257	264	271	277	284			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 11: SynCH<sub>4</sub>-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, 2030**

		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325				
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	39	44	49	54	59	63	68	73	78	83	88	93	98	103	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]			
	30	51	56	61	66	71	76	80	85	90	95	100	105	110	115				
	40	63	68	73	78	83	88	93	97	102	107	112	117	122	127				
	50	75	80	85	90	95	100	105	110	114	119	124	129	134	139				
	60	87	92	97	102	107	112	117	122	127	131	136	141	146	151				
	70	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	148	153	158	163				
	80	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	165	170	175				
	90	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	182	187				
	100	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	199				
	110	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212				
	120	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224				
	130	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236				
	140	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248				
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300		325		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 12: SynCH<sub>4</sub>-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, 2030**

		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325				
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	36	41	46	51	56	61	66	70	75	80	85	90	95	100	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]			
	30	48	53	58	63	68	73	78	83	87	92	97	102	107	112				
	40	60	65	70	75	80	85	90	95	100	104	109	114	119	124				
	50	72	77	82	87	92	97	102	107	112	117	121	126	131	136				
	60	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	138	143	148				
	70	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	155	160				
	80	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	172				
	90	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185				
	100	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197				
	110	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209				
	120	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221				
	130	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233				
	140	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245				
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300		325		

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 13: SynCH<sub>4</sub>-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, 2050**

		#1	10	EUR/MWh (NCV)										#6	60	= 200 EUR/t CO <sub>2</sub>									
		#2	20											#7	70										
		#3	30											#8	80	= 300 EUR/t CO <sub>2</sub>									
		#4	40	= 100 EUR/t CO <sub>2</sub>										#9	90										
		#5	50											#10	> 90	> 350 EUR/t CO <sub>2</sub>									
		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																							
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325										
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	36	41	46	51	56	61	66	71	76	81	86	90	95	100										
	30	48	53	58	63	68	73	77	82	87	92	97	102	107	112										
	40	60	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124										
	50	71	76	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136										
	60	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	142	147										
	70	95	100	105	110	115	120	125	129	134	139	144	149	154	159										
	80	107	112	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171										
	90	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183										
	100	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	194										
	110	142	147	152	157	162	167	172	177	181	186	191	196	201	206										
	120	154	159	164	169	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218										
	130	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230										
	140	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242										
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325									
			CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																						

Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A- 14: SynCH<sub>4</sub>-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, 2050**

		#1	10	EUR/MWh (NCV)										#6	60	= 200 EUR/t CO <sub>2</sub>									
		#2	20											#7	70										
		#3	30											#8	80	= 300 EUR/t CO <sub>2</sub>									
		#4	40	= 100 EUR/t CO <sub>2</sub>										#9	90										
		#5	50											#10	> 90	> 350 EUR/t CO <sub>2</sub>									
		CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																							
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325										
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	32	37	42	47	52	57	62	67	72	76	81	86	91	96										
	30	44	49	54	59	63	68	73	78	83	88	93	98	103	108										
	40	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120										
	50	67	72	77	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132										
	60	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	128	133	138	143										
	70	91	96	101	106	111	115	120	125	130	135	140	145	150	155										
	80	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167										
	90	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179										
	100	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	180	185	190										
	110	138	143	148	153	158	163	167	172	177	182	187	192	197	202										
	120	150	155	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214										
	130	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226										
	140	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	232	237										
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325									
			CO <sub>2</sub> supply costs [€/t]																						

Quelle: Öko-Institut