

# Zum Stand der Einführung von Wasserstoff als klimaneutralem Energieträger in Deutschland

Thomas Frewer, Thomas Maetzel, Christof von Branconi

3. Mai 2024

**Die politisch gesetzten Ausbauziele für grünen Wasserstoff in Deutschland sind unerreichbar. Die Möglichkeiten von blauem Wasserstoff sollten konsequent genutzt werden.**

## 1. Die Ausgangssituation und die Ambitionen

2020 wurden in Deutschland insgesamt ca. 1,1 Mio. t Wasserstoff mit einem Energiegehalt von ca. 57 TWh hergestellt – zum Vergleich lag die gesamte Stromproduktion bei ca. 550 TWh. Der Anteil des klimaneutralen grünen Wasserstoffes an der H<sub>2</sub>-Gesamtproduktion lag dabei mit unter 0,2 TWh noch im marginalen Bereich. Fast der komplette Wasserstoffbedarf wird heute aus Erdgas hergestellt, über den Prozess der Dampfreformierung (Steam Methane Reforming, SMR). Dabei entstehen pro Tonne hergestellten Wasserstoffes etwa 10 Tonnen CO<sub>2</sub>, das in der Regel in die Atmosphäre abgegeben

wird. Die Nutzung erfolgt vor allem stofflich in der Chemischen Industrie und den Raffinerien.

Während in anderen Ländern zur verstärkten Nutzung von Wasserstoff als Energieträger das CO<sub>2</sub>-Profil des Wasserstoffs unabhängig vom Herstellungsweg im Vordergrund steht, setzt Deutschland bevorzugt auf die Herstellung von sog. grünem Wasserstoff. Durch die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) wird politisch ein eindeutiger Fokus auf grünen Wasserstoff vorgegeben. Bis 2030 sollen 10 GW Erzeugungsleistung von „grünem Wasserstoff in Deutschland aufgebaut werden, weitere 10 GW sollen importiert werden. Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft muss dabei parallel verbundene wirtschaftliche, regulatorische und technische Herausforderungen bewältigen und in allen Bereichen Neuland beschreiten.

Grüner Wasserstoff wird elektrolytisch aus grünem Strom und Wasser hergestellt, wobei die Stromkosten den Löwenanteil der Herstellungskosten ausmachen. Daher wird die Herstellung von grünem Wasserstoff dort zuerst wettbewerbsfähig werden, wo sehr kosten-günstiger Strom möglichst viele Stunden im Jahr verfügbar ist. Deutschland ist deshalb als Wasserstoff-Produktionsstandort für grünen Wasserstoff nicht ideal. Während die zu lösenden technischen Fragen bei Pipeline-Transport und Erzeugung inzwischen weitgehend geklärt sind, gibt es viele wichtige offene Punkte bei den erforderlichen Regulierungen, die den Fortschritt beim Hochlauf erschweren und teilweise blockieren.

Die wirtschaftliche Ausgangslage für den Aufbau von wettbewerbsfähiger inländischer Erzeugung hat sich in den letzten Jahren strukturell verschlechtert, da perspektivisch die Stromkosten in Deutschland nicht mehr das Niveau vor 2019 erreichen und gegenüber heute weiter steigen werden. Grüner Wasserstoff aus inländischer Herstellung ist mit heutigen Kosten von 9 - 11 €/kg (entspricht 270 - 330 €/MWh) wesentlich teurer als sog. blauer Wasserstoff (2,6 - 2,8 €/kg bzw. ca. 80 €/MWh) bzw. das aktuell verwendete Erdgas (2024: 30 – 35 €/ MWh) als Energieträger. Selbst ein deutlich steigender CO<sub>2</sub>-Preis in der EU kann aufgrund der hohen Stromkosten in Deutschland den Kostennachteil von grünem Wasserstoff nicht kompensieren. Wirtschaftlich und zur Einhaltung der politischen Zeitvorgaben für den CO<sub>2</sub>-freien Einsatz von Wasserstoff ist es sinnvoll, den Einsatz von blauem Wasserstoff verstärkt voranzutreiben. Dies wird durch Importe aus Ländern

möglich sein, die bereits eine CO<sub>2</sub>-Transport- und Lager-Infrastruktur entwickelt haben und weiter ausbauen, z.B. Norwegen und die Niederlande.

In den folgenden Abschnitten werden die aktuellen Herausforderungen der Projekte für grünen Wasserstoff entlang der Wertschöpfungskette (Erzeugung-Infrastruktur-Anwendung in verschiedenen Sektoren) dargestellt, das Fazit bewertet die Handlungsnotwendigkeiten aus Sicht von GES.

## 2. Zur Situation der Erzeugung von sog. grünem Wasserstoff

Um die Technologieentwicklung und den Wasserstoff-Markthochlauf hierzulande voranzutreiben, wurden 2019 und 2020 diverse Förderprogramme aufgelegt. Die Entwickler vieler Elektrolyseur-Projekte haben wegen des Technologierisikos und der vergleichsweise ungünstigen Stromkosten seit 2020 Anträge auf öffentliche Förderung gestellt.

Für eine Reihe von durch das BMWK 2020/21 vorausgewählten Projekten wurden im Februar 2024 die EU Notifizierungen als IPCEI (Important Project of Common European Interest, Projekte mit Genehmigung einer besonders hohen Förderung) erteilt und zur Zeit nationale Förderbescheide ausgestellt. In Summe werden damit in Deutschland etwa 1,5 GW groß-technische Elektrolyse-Kapazität gefördert; die Fertigstellung der Projekte muss bis 2027 erfolgen. Daneben gibt es weitere nationale und europäische Förderprogramme, die oft Forschung und Entwicklung sowie Prototypenherstellung in der Elektrolysetechnologie unterstützen. Letztlich muss die bisher übliche Einzelfertigung zu automatisierter Großserienfertigung mit entsprechenden Economies of Scale gebracht werden, um die Elektrolyseurkosten deutlich zu senken.

Eine industrielle, große Elektrolyseanlage für H<sub>2</sub> mit einer Stromleistung von 400 MW erzeugt stündlich etwa 8 Tonnen Wasserstoff. Bei durch geschickte Kombination von PV- und windbasierter Stromerzeugung angenommenen 5.000 Stunden jährlicher Laufzeit ergibt sich für diese Anlage eine Jahresproduktion von etwa 40.000 Tonnen Wasserstoff mit einem Energiegehalt des

erzeugten Wasserstoffs von 1.400 GWh. Das Investitionsvolumen für eine derartige, große Wasserstoff-Elektrolyse liegt aktuell bei ca. 1 Mrd. € (ca. 2.500 € / kW) oder 25 Mio. € pro 1.000 Tonnen Jahresproduktion Wasserstoff. Angaben für die Produktionskosten von grünem Wasserstoff im Inland variieren von 9 bis 11 € pro kg.

Die Erreichung hoher Laufleistungen der Elektrolyseanlagen und damit die Verbesserung von deren Wirtschaftlichkeit wird durch die bestehenden EU-Rahmenbedingungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff erschwert. Die EU-Richtlinie Renewable Energy Directive (RED) II definiert die Kriterien für den einzusetzenden Strom. Der Strom muss aus erneuerbaren Energiequellen auf Basis zusätzlicher Kapazitäten für die Stromerzeugung stammen. Dieser Strom kann entweder direkt von einer angeschlossenen Erzeugungsanlage kommen oder aus dem Netz bezogen werden. Bei Nutzung des Stroms aus dem Netz muss dieser zeitlich und räumlich sehr eng mit der erneuerbaren Stromerzeugung korrelieren.

Das bedingt, dass aufgrund der begrenzten jährlichen Laufzeiten der Stromerzeugung aus Wind und Sonne (beispielsweise erreicht ein offshore Windpark nur ca. 3.500 – 3.700 Volllaststunden im Jahr, eine PV-Anlage etwa 1.200 Volllaststunden) eine eigentlich wirtschaftlich notwendige ganzjährige Vollausslastung der Elektrolyseure regulatorisch nicht möglich ist. Die Erreichung von den angenommenen 5.000 Betriebsstunden wird nur dadurch möglich, dass aus mehreren erneuerbaren Quellen eine Überversorgung gegenüber dem Bedarf des Elektrolyseurs kontrahiert wird, um durch komplementäre Erzeugungsprofile von Wind und Sonne die Auslastung zu verbessern. Der in Zeiten von gleichzeitiger voller Wind- und Sonnen-verfügbarkeit entstehende temporäre Überschuss an Strom muss wieder in den Markt verkauft werden. Die regulatorisch begrenzte Laufzeit der Erzeugung belastet die Wirtschaftlichkeit des grünen Wasserstoffs in der EU in unnötiger Weise, zusätzlich zu den schon hohen Strompreisen.

Als Hilfsmaßnahme ist es möglich, den Strommarkt in Deutschland in zwei Preis-Zonen aufzuteilen: den Norden mit ständigen Überschüssen an Erneuerbaren Energie-Strom, und den Süden. Dann könnte gemäß der geltenden RED II/III für den Norden (Standort von mehr als 90 % der geplanten deutschen Elektrolysekapazitäten) das RED-Kriterium der Gleichzeitigkeit ganz entfallen, da dort der EE-Stromanteil im Jahresmittel bei >90 % liegt. Das erlaubt eine höhere Auslastung der Elektrolyseure und reduziert

somit die Kosten des dort produzierten grünen Wasserstoffs. Eine entsprechende Teilung des Strommarkts verstärkt darüber hinaus den Anreiz, große Verbraucher im Norden anzusiedeln.

Seit Antragstellung im Februar 2021 haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland massiv verschlechtert: die Strompreise für Stromlieferverträge sind heute höher als in den Wirtschaftlichkeitskalkulationen für die Projekte in 2019/2020 unterstellt wurde. Auch Material-, Engineering- und Personalkosten sind sehr deutlich gestiegen. Gemäß einer im März 2024 von der Agentur Bloomberg veröffentlichten Studie sind die Preise für den Bau von Alkali-Elektrolysesystemen gegenüber einer Vergleichsuntersuchung 2022 um 46-65 % gestiegen, entsprechend sind von 2022 bis 2024 die Investitionskosten für ein 100 MW Elektrolyseur-System etwa 50 Prozent höher, statt wie prognostiziert deutlich zu sinken. Dies führt dazu, dass anstehende finale Investitionsentscheidungen (FID) tendenziell verzögert werden, da potenzielle Wasserstoff-Groß-Abnehmer (Stahl, Chemie, Raffinerien) wegen der aufgrund der Kostensteigerungen geforderten höheren Wasserstoff-Preise mit Unterschriften unter langfristige Wasserstoff-Abnahmeverträge zögern.

Ein weiterer Grund für die Zurückhaltung bei den Abnehmern liegt an unklaren regulatorischen Rahmenbedingungen für den Anreiz von grünem Wasserstoff bzw. nur zeitlich befristete Regulierung wie die RED II (gilt nur bis Ende 2030). Das verzögert bzw. gefährdet FID-Entscheidungen für neue Elektrolyseur-Projekte trotz zugesagter öffentlicher Förderung. Ohne FIDs werden in der Regel keine langjährigen Wasserstoff-Transportverträge mit garantierten Transportvolumina unterschrieben, was wiederum die Voraussetzung für die Ferngasnetzbetreiber (FNB) für ihre Entscheidungen für Umrüstung bzw. Neubau von Wasserstoff Kernnetz-Abschnitten ist. Die massive Lücke zwischen früheren Kalkulationen und heutiger Realität schürt zudem Unsicherheiten bei einigen Kunden, die befürchten, aufgrund zu früher Festlegung auf den Transformationspfad auf Basis von grünem Wasserstoff später als „First Mover“ wirtschaftliche Nachteile zu bekommen.

Unterstellt man, dass die aktuell in Bau befindlichen kleineren Elektrolyseur-Anlagen sowie die geplante Erzeugungskapazität mit bewilligter öffentlicher Förderung (IPCEI und andere nationale Programme) letztlich in Betrieb gehen, werden etwa 2 GW Kapazität

bis 2027 und bestenfalls weitere 1 - 2 GW Kapazität bis 2030 erwartet. Die Nationale Wasserstoff-Strategie hat als Ziel für inländische Wasserstoff-Kapazität in Betrieb bis 2030 die Marke von 10 GW gesetzt. Dieses Ziel erscheint aus heutiger Sicht (2024) nicht erreichbar.

Das Ziel von 10 GW erfordert Anlageninvestitionen in Elektrolyseanlagen von größenordnungsmäßig 25 Mrd. €. Bei einer Anlagenlaufzeit von 5.000 Std. p.a. ergäbe sich damit eine Produktionsmenge von 1 Mio. Tonnen grünem Wasserstoff jährlich. Die Einschätzung, dass 2030 wahrscheinlich nur 3 - 4 GW Elektrolyseleistung in Betrieb sein werden bedeutet, dass dann nur etwa 0,35 Mio. t grüner Wasserstoff in Deutschland erzeugt werden. Damit ist die Nachfrage alleine aus den Bereichen Stahl-, Raffinerie-, Prozess-Industrien und für die geplanten „Wasserstoff-ready“-Kraftwerke zur Stromerzeugung bei weitem nicht zu erfüllen mit der Konsequenz, dass ein erheblicher Importbedarf an Wasserstoff über den in der NWS angestrebten Rahmen von 50 - 70 % hinaus bestehen wird.

### 3. Zur Entwicklung der erforderlichen Infrastruktur

#### 3.1 Wasserstoff-Kern-Transportnetz

Technisch ist Wasserstoff-Transport per Pipeline seit Jahrzehnten in den USA, den Niederlanden und auch in Deutschland gelebte Praxis; die Umstellung bestehender Erdgas-Pipelines auf Rein-Wasserstoff-Transport ist technisch mit Anpassungen möglich und demonstriert worden (u.a. in den Pilot-Projekten TransHyde, Bad Lauchstädt).

Das erste nationale Wasserstoff-Kernpipelinenetz (mit 9.700 km Länge) ist seitens der FNBs aus den Marktbedürfnissen abgeleitet und vom BMWK im Nov 2023 vorgestellt worden (und Teil des abgestimmten European Hydrogen Backbone-Netzes; es sieht Übergangspunkte zu den Netzen in NL, BL, F, DK, CZ, AUS und CH vor). Die Annahme des formellen FNB-Antrages zum Kernnetz muss noch durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bis Juli 2024 erfolgen. Das Kernnetz wird zu 60 % durch Umrüstung bestehender freiwerdender Erdgas-Fernnetzleitungen entstehen, der Rest der Leitungen ist Neubau (geschätzter Aufwand für das Wasserstoff-Kernnetz: ca. 20 Mrd.€ bis 2032). Inzwischen wurde das Zieldatum

für die vollständige Inbetriebnahme des Wasserstoff-Kernnetzes auf 2037 gestreckt, um Rücksicht auf noch unsichere Bedarfe zu nehmen.

Kritische Aspekte der geplanten privatwirtschaftlichen Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes sind aktuell noch in Klärung: Für das geplante „Amortisationskonto mit finanzieller Garantie“ ist eine beihilferechtliche Genehmigung der EU erforderlich. Das Konto soll dazu dienen, Transportentgelte für anfängliche Nutzer zu deckeln und anfängliche Unterdeckungen durch langfristig erwartete Erlöse zu kompensieren. Die gedachte Regelung ist geeignet, First Mover-Nachteile zu reduzieren. Die gesetzliche Grundlage dazu wird aktuell vorbereitet. Die Verträge zur geplanten Beteiligung der FNBs am Risiko – d.h. vor allem: Was passiert bei langfristiger Unterdeckung der Finanzierung? – müssen noch entwickelt und geschlossen werden. In Summe: Die angestrebte „kapitalmarktfähige“ Finanzierungslösung ist noch in Arbeit.

Sinnvoll ist die angedachte gesamtheitliche Entwicklung des Ausbaus von Erdgas- und Wasserstoff-Netzen über den bestehenden Erdgas-Netzentwicklungsplan-Prozess der BNetzA. Perspektivisch wird in diesen Prozess auch die Entwicklung eines CO<sub>2</sub>-Transport-Netzes hinzukommen. Zudem wurde am 11. April 2024 vom EU-Parlament die Revision der EU-Gasmarkt-Richtlinie beschlossen, wonach Gasnetzbetreiber auch gleichzeitig Wasserstoffnetzbetreiber werden dürfen. Dieser Beschluss vereinfacht die Umwidmung von Teilen der bestehenden Erdgasnetze.

Aus Anwendersicht ist die Frage der Reinheit bei Ausspeisung von Wasserstoff aus dem Netz wirtschaftlich und technisch wichtig und noch nicht final geklärt. Eine Reinheitsspezifikation sollte möglichst europaweit gültig sein, um hochreinen Wasserstoff, wie er aus der Elektrolyse kommt, auch durch Europa transportieren zu können. Hierzu laufen noch Abstimmungen zwischen den Anwendern und den Pipeline- und Speicher-Betreibern in Europa. Letztlich müssen die Anwender wissen, ob sie nach der Ausspeisung aus dem Wasserstoff-Netz eine weitere kostenträchtige Aufreinigung einkalkulieren müssen, bevor der Wasserstoff Einsatz möglich ist.

Zum Beispiel erfordern die Anwendung in Mobilität (Brennstoffzellen) und bei katalytischen Prozessen in Chemie- und Raffinerie-Anlagen

eine sehr hohe Reinheit, typischerweise 99,97 %. Dagegen hat die Stahlindustrie keine Probleme mit möglichen Spuren von Verunreinigungen (wie Methan, Ethan, Schwefel etc.). Der direkte Anschluss von Anlagen zur Produktion von blauem Wasserstoff, der von großem Interesse für die Stahlindustrie ist, führt aber ohne zusätzliche kostspielige Aufreinigung vor der Einspeisung zum Eintrag von Methan-Verunreinigungen in das Wasserstoff-Netz.

### 3.2 Import-Terminals für Wasserstoff und Derivate (wie Ammoniak, Methanol)

Für die Deckung des Wasserstoff-Bedarfs in Deutschland sind Importe essenziell, die NWS sieht etwa 50 - 70 % Importanteil zur Abdeckung des Bedarfes vor.

Der Transport kann bis etwa 1.000 km am wirtschaftlichsten per Pipeline erfolgen, darüber hinaus per Schiff. Pipelines werden geplant nach Norwegen (blauer Wasserstoff) und zur iberischen Halbinsel und nach Nordafrika (grüner Wasserstoff). Schiffsversorgung mit grünem Wasserstoff bzw. Derivaten ist z.B. aus dem Mittleren Osten, Namibia, Kanada, Australien und Südamerika vorgesehen.

Die speziellen regulatorischen Anforderungen an grünen Wasserstoff macht die EU als Importmarkt herausfordernd.

Die langfristigen Kundenbedarfe sind wegen offener regulatorischer und wirtschaftlicher Fragen noch in der Schwebe. Daher gibt es noch wenig Bereitschaft der Anwender, langfristige Nutzungsverträge für neue Wasserstoff-Import-Kapazitäten zu unterschreiben. Für FID-Entscheidungen müssten langfristige Durchsatzverträge mit Importeuren bzw. Abnehmern geschlossen werden. Mindestens fünf Importterminal-Projekte sind in Deutschland aktuell in der Entwicklung: WHV (NWO/BP), WHV (Uniper), WHV (TES), Brunsbüttel (RWE, andere) und in Stade. Ferner werden sehr große Importkapazitäten mehrerer Logistikanbieter in Rotterdam und Antwerpen geplant, die Importterminals dort würden an das jeweilige nationale Wasserstoffkernnetz angeschlossen mit Übergangsstellen nach Deutschland. Auch eine großvolumige neue Wasserstoffpipeline von Rotterdam nach NRW ist in fortgeschrittener Planung (DELTA-Rhine-Korridor, Inbetriebnahme 2030). Darüber



hinaus werden Kapazitäten für Methanol-Import geplant, z.B. in Seehäfen wie Hamburg.

### 3.3 Speicherung in Kavernen mit Wasserstoff-Kern- Transportnetzanschluss

Technische Erfahrungen zur Speicherung in Kavernen wurden in ersten Pilot-Projekten erfolgreich gewonnen. Aktuell befinden sich mehrere Großprojekte in Entwicklung bzw. Bau (GET H<sub>2</sub>- Epe (RWE Gas Storage West); H<sub>2</sub>Cast – STORAG in Etzel; Huntorf (EWE); Bad Lauchstädt (VNG/Uniper/ONTRAS), Uniper (Krummhörn), Reallabor Energiepark). Noch offene FID-Entscheidungen bei Groß-Anlagen werden vom Abschluss von langfristigen Speicherverträgen mit Abnehmern und Importeuren abhängen. Parallel werden auch in den Niederlanden Großspeicher geplant. Leider ist auch die EU-Regulierung zu Betreibern von Wasserstoff-Speichern noch offen.

Wasserstoff-Speicher haben eine essenzielle Bedeutung: Sie sind für die kontinuierliche Versorgung der Kunden aus der Prozessindustrie und der Stromversorgung unerlässlich: Die Produktionsschwankungen der Wasserstoff-Elektrolyseure aufgrund der Volatilität und des saisonal ungleichmäßig anfallenden eingesetzten erneuerbaren Stroms müssen über große Kavernen-Speicher, wie sie bspw. in Norddeutschland existieren, ausgeglichen werden.

## 4. Zur Situation der Anwendungen

### 4.1 Einsatz in der Stahlherstellung

Die Stahlerzeugung mittels Koks-Kohle ist besonders CO<sub>2</sub>-intensiv: pro Tonne Stahl werden 26 Tonnen CO<sub>2</sub> freigesetzt. Die Stahlerzeugung steht für etwa ein Drittel aller CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie in Deutschland. Die Dekarbonisierung der Stahlerzeugung mittels des Direkt-Reduktions-Verfahrens erzeugt einen riesigen Substitutions-Bedarf der bisher eingesetzten Koks-Kohle. Übergangsweise soll dies durch Erdgas erfolgen, langfristig durch Wasserstoff. Aktuell läuft zum Beispiel die globale Ausschreibung von thyssenkrupp für den Wasserstoff-Bedarf der neuen, in Bau befindlichen Direktreduktionsanlage in Duisburg, die 2027 den Betrieb aufnehmen und ab 2028 in Teilen auch mit Wasserstoff betrieben werden soll.

Hieran kann man die Herausforderungen für Anbieter und Abnehmer beim aktuellen Hochlauf der Wasserstoff-Wirtschaft gut sehen.

Potenzielle Anbieter stehen vor einer Reihe offener Fragen.:

Welche Stromkosten plant man für grünen Wasserstoff (RED II Kriterium der „Additionalität“ erfordert Strombezug aus etwa zeitgleich neu in den Markt gebrachter Stromerzeugung). Strom-Lieferverträge für Neu-Anlagen mit Start 2028 sind heute schwer kalkulierbar. Kann man genügend H<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten bekommen, zur „Pufferung“ der schwankenden Mengen, die aus volatiler Erzeugung kommen, im Hinblick auf die geforderten gleichmäßigen Wasserstoff-Lieferungen? Wie kann man den Transport sehr großer Mengen nach Duisburg kalkulieren und garantieren? Welche Wasserstoff-Spezifikation gilt für Pipeline-Transport in den Niederlanden und Deutschland?

Aber auch für die Stahlhersteller wie thyssenkrupp gibt es eine Reihe essenzieller offener Punkte: Die Mehrkosten von grünem Wasserstoff gegenüber Erdgas-Einsatz erfordern eine öffentliche Förderung via CCfD (Carbon Contracts for Difference), diese sind essenziell für die Wirtschaftlichkeit, sollen aber erst im Herbst 2024 national ausgeschrieben werden. Auch der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) als Schutz gegen billige hoch-CO<sub>2</sub>-haltige Stahl-Importe fehlt und die Finanzierung des CBAM (aus EU ETS-Einnahmen?) ist unregelt.

Der Einsatz von Wasserstoff in der Stahlproduktion erscheint als ein von der Politik präferierter Weg – weniger aber vom Steuerzahler, der bisher einen Zuschuss von ca. 6 Mrd. € für Bauprojekte von Direktreduktionsanlagen in den großen Stahlwerken leisten muss – als Beitrag zur ersten Umstellungsphase. Allein thyssenkrupp rechnet langfristig mit einem Bedarf von 600.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr, die noch nicht gesichert sind.

Ähnliche Konstellationen weisen die entsprechenden Projekte bei Salzgitter, Accelor und Dillinger Hütte aus. Es ist absehbar, dass die hohen Kosten für grünen Wasserstoff zu einer Kostensteigerung der erzeugten Stahlprodukte führen, die auf dem Markt nicht erzielbar sein dürften. Wie hoch der Subventionsbedarf langfristig sein wird, ist noch offen: Neben Baukostenzuschüssen sind die in den nächsten

Jahrzehnten zu erwartenden Ausgleichszahlungen über die CCfD und die CBAM heute noch nicht zu kalkulieren.

Damit liegt auch nahe, dass wegen der Kostensensitivität der Stahlproduktion dort vor allem blauer Wasserstoff zum Einsatz kommen sollte, bspw. aus Norwegen.

Angenommen, blauer Wasserstoff könnte langfristig nicht hinreichend kostengünstig dargestellt werden, käme eine Fragestellung zur Diskussion, die GES bereits im Frühjahr 2021 aufgeworfen hat: das Betreiben der Direktreduktion auf Basis Erdgas mit CCS, wie es seit 2017 bei Emirates Steel erfolgreich praktiziert wird.

Sicher ist, dass die Herstellkosten von Stahl in Europa steigen werden, wie stark ist angesichts der zahlreichen staatlichen Eingriffe bei der inländischen Herstellungs- als auch auf der Marktseite bei den Importen (durch CCfD und CBAM) schwer zu prognostizieren.

#### 4.2 Einsatz in Raffinerien

Aufgrund des strukturellen hohen Wasserstoff-Bedarfes bei gleichzeitiger Puffer-möglichkeit spielen Raffinerien eine wichtige Rolle beim Hochlauf der Wasserstoff-Produktion. Diese konnte aber bisher wenig genutzt werden: Die essenzielle Anpassung der 37.BImSchV (zur nationalen Umsetzung der RED II Art 27: Anrechnung von in Raffinerien eingesetztem grünem Wasserstoff auf die THG -quote) wurde im Februar 2024 zwar endlich verabschiedet, aber die entscheidende Ausführungsverordnung fehlt noch: Wie genau wird in der Raffinerie eingesetzter grüner Wasserstoff auf die THG-Quote angerechnet? Ohne diese Klarheit ist die Bepreisung von bezogenem Wasserstoff nicht möglich, entsprechend ist der Abschluss langfristiger Abnahme-Verträge in der Schwebe.

Durch die im November 2023 in der EU in Kraft getretene Fortschreibung der RED II, umgänglich als RED III bezeichnet, werden die Ziele für den Einsatz erneuerbarer Energien im Transportbereich deutlich ambitionierter gesetzt. Auch der Anteil sogenannter RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, dazu gehört auch grüner Wasserstoff) in Kraftstoffen soll bis 2030 deutlich steigen. Die RED III-Ziele stärken die Anreize zur

Substitution von heute eingesetztem grauem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff, entsprechend wird die regulatorische Klarheit zur Kalkulation der Anrechenbarkeit umso dringlicher benötigt.

#### 4.3 Einsatz in der Stromerzeugung

Die Eckpunkte der nationalen Kraftwerksstrategie wurden im Februar 2024 seitens des BMWK endlich vorgestellt, aber die Konkretisierung vieler essenzieller Punkte soll frühestens im Herbst 2024 und später erfolgen. Die notwendigen Anpassungen im Strommarkt-Design sind noch in Entwicklung, der neu geplante „Kapazitätsmarkt“ soll erst 2028 operativ sein. Wann genau die erste Ausschreibungsrunde (10 GW Kapazität) wirklich starten kann, ist unklar, u.a. da die beihilferechtliche Klärung mit der EU erst im Sommer 2024 beginnen soll.

Der heutige Stand macht es den Stromerzeugern nicht möglich, konkrete Bedarfe an Wasserstoff-Mengen zu planen und zu kontrahieren. Offen ist ebenfalls die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von grünem gegenüber blauem Wasserstoff gegenüber Erdgas mit CCS in Gas-Kraftwerken. Frühestens nach Abschluss der Planung neuer Kraftwerke ist mit der festen Vergabe der Wasserstofflieferverträge zu rechnen, d.h. frühestens 2028. Der Wasserstoffbedarf in der Stromerzeugung wird alleine bei den zunächst ausgeschriebenen 10 GW erheblich sein und nur durch riesige Importmengen abgedeckt werden können. Man darf bei den angedachten etwa 800 Stunden Kraftwerksbetrieb pro Jahr und einem Wirkungsgrad der Wasserstoffverstromung von etwa 50 % mit jährlich mindestens 400.000 t Wasserstoff rechnen.

#### 4.4 Einsatz in der Chemie sowie in der Hochtemperatur- Prozesswärme (Glas, Metall, Keramik-industrie u.a.)

Es gibt es aktuell keine planbare Wirtschaftlichkeit für den Einsatz von grünem Wasserstoff, da die Förderinstrumente CCfD und CBAM noch fehlen.

#### 4.5 Einsatz in der Schwerlast-Mobilität

Die Wasserstoff-Einführung in der Schwerlast-Mobilität macht Fortschritte. Die im Februar 2024 (in der 37.BImSchV)

verabschiedete Dreifach-Anrechnung von grünem Wasserstoff auf die THG-Quote hilft der Wirtschaftlichkeit des Einsatzes in der Mobilität stark. Die ersten Wasserstoff-Betankungsanlagen für LKW und Sonderfahrzeuge (z.B. Busse, Müllfahrzeuge) sind bereits entstanden. Diese ersten Projekte sind vor allem kommunale Anlagen, die den Wasserstoff aus lokaler Erzeugung (MVAs, lokale Kleinelektrolysen) beziehen.

Für den erwarteten Aufbau von öffentlichen Tankstellen für LKWs entlang der großen transnationalen europäischen Transport-Routen (sog. TEN-Routen) werden vor allem Standorte in Frage kommen, die zumindest mittelfristig per Pipeline versorgt werden können (Anschluss ans Wasserstoffkernnetz), da eine Versorgung per Trailer sehr kostenaufwendig ist. Es gibt aber noch Unklarheit zur Form der Antriebstechnologie (350 bar gasförmig versus 700 bar gasförmig versus gekühlten flüssigen Wasserstoff (minus 260 Grad Celsius) – verschiedene Hersteller bieten verschiedene Fahrzeug-Technologien an. Leider wurde im März 2024 die laufende öffentliche Förderung von neuen Wasserstoff-Betankungsanlagen für LKW durch das BMV gestoppt, der Zeitpunkt einer Wiederaufnahme ist unklar.

Darüber hinaus gibt es erste Wasserstoff-Tankstellen für Lokomotiven bzw. Triebzüge, die den Diesel-Betrieb an nicht-elektrifizierten Strecken ablösen sollen.

#### 4.6 Einsatz im Wärmesektor

Technisch ist die Umrüstung von bestehenden Verteilnetzabschnitten von Erdgas auf Wasserstoff geklärt und wird in Pilotprojekten demonstriert. Die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von reinem grünem Wasserstoff für Heizzwecke ist zumindest mittelfristig (gegenüber Erdgas) aufgrund des zu erwartenden hohen Preises für grünen Wasserstoff aber nicht gegeben, daher wird kaum Nachfrage aus diesem Sektor erwartet.

Eine Beimischung von bis zu 20 % Wasserstoff ins bestehende Gas-Verteilnetz ist technisch möglich, wobei das Verteilnetz ggf. punktuell nachgerüstet werden muss, und die Brenneranlagen der Kunden würden eine Neueinstellung erfordern. Dies hat aber ebenfalls eine geringe Wirtschaftlichkeit.

Einige regulatorische Fragestellungen zum Betrieb eines Verteilnetzes für Wasserstoff sind allerdings noch offen.

## 5. Fazit

Low-carbon Wasserstoff wird global als ein Baustein zum Erreichen der Ziele von Netto Null benötigt. Insofern sind die Anstrengungen zum beschleunigten Hochskalieren und zum Gewinnen von Betriebserfahrungen erster kommerzieller Elektrolyseanlagen unterschiedlicher Technologien, die Entwicklung und der Betrieb sehr großer H<sub>2</sub>-Kavernenspeicher sowie der Aufbau des Wasserstoff-Kerntransportnetzes sinnvoll und „no regret“.

Deutschland hat zwei spezifische Vorteile für die Nutzung von low-carbon Wasserstoff:

- ein aktuell freiwerdendes Erdgas-pipeline Netz in Westen des Landes (NDS, Teile von NRW) aus dem Wegfall des niederländischen Groningen-Gases (dieses nutzte ein eigenständiges Gas-Netz) – dieses ist sofort verfügbar und kann zum Transport von H<sub>2</sub> umgerüstet werden, was deutlich günstiger ist als Neubau, und
- geologisch eine Vielzahl großer potenzieller H<sub>2</sub>-Kavernenspeicher

Auf der anderen Seite ist Deutschland geographisch kein kostengünstiger Standort für die Erzeugung von erneuerbarem Strom aus Wind und Sonne. Grüner Wasserstoff erfordert sehr günstige Stromgestehungskosten: Da Strom in Deutschland aufgrund der fehlenden kostengünstigen Grundlastkraftwerke und der Systemkosten der Volatilität von PV- und Windanlagen teuer bleiben wird, wird damit in Deutschland hergestellter grüner Wasserstoff teurer, als in den bisherigen Planungen unterstellt. Demzufolge sind aktuell kaum Preise von in Deutschland hergestelltem grünem Wasserstoff unter 9 € pro kg zu erwarten.

Das begünstigt den Import von grünem und blauem Wasserstoff, evtl. auch die Nutzung von in Deutschland erzeugtem blauem Wasserstoff. Aufgrund der bleibend hohen Kosten von grünem

Wasserstoff ist der Einsatz von blauem Wasserstoff auch in Deutschland diskriminierungsfrei zu unterstützen.

Regulatorischen Hemmnisse für die Nutzung von grünem Wasserstoff müssen zudem beseitigt werden:

- Multiplikatoren für die Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff schaffen positive Anreize und sollten verstetigt werden.
- Von den kostentreibenden RED-II Kriterien für einzusetzenden Strom muss die „Additionalität“ gestrichen sowie die „Gleichzeitigkeit“ großzügiger gefasst werden.
- Noch fehlende nationale Gesetze und Verordnungen, die entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben, sind pragmatisch anzulegen und schnellstmöglich zu verabschieden.
- Die Gültigkeitshorizonte der regulatorischen Rahmenbedingungen sind an der typischen Abschreibungszeit der Investitionen auszurichten, d.h. mindestens bis 2035, wenn nicht bis 2040.

Die Anwendungssektoren für Wasserstoff sollten wie folgt priorisiert werden:

- Grüner Wasserstoff bevorzugt für die Schwerlastmobilität, die Herstellung von Synthetischen Aviation Fuels (SAF) und die stoffliche Nutzung in der Chemie/Raffinerie.
- Die potenziell sehr großen Wasserstoff-Bedarfe der Stahlindustrie sowie für Hochtemperatur-Prozesswärme sollten auf importierten blauen Wasserstoff ausgerichtet werden.
- Für neu zu errichtende disponible Kraftwerksleistung im Stromsektor kann ebenfalls nur blauer Wasserstoff eine Option sein, der Einsatz von grünem Wasserstoff dort ist zu teuer (und potenziell doppelt zu subventionieren: erst bei der Herstellung und anschließend bei der Verbrennung im

Kraftwerk – jeweils um den Kostennachteil gegenüber Erdgas bzw. blauem H<sub>2</sub> auszugleichen).

Das Wasserstoffkernnetz ist gemäß der tatsächlichen Bedarfsentwicklung aufzubauen: Die mögliche Streckung des Endausbaues von 2032 nach 2037 ist zu begrüßen, die gesetzlichen und beihilferechtlichen Grundlagen sind schnellstmöglich fertigzustellen.

Punktuell ist eine begrenzte Umstellung einzelner Leitungen des Erdgas-Verteilnetzes auf Rein-Wasserstoff sinnvoll, wenn die Versorgung für abnahmestarke regionale Cluster dies erfordert. Eine Beimischung von low-carbon Wasserstoff in weiterhin für Erdgas genutzte Erdgasnetze ist unwirtschaftlich und sollte entsprechend entfallen.

Insgesamt besteht der Eindruck, dass der Aufbau der Kapazitäten zur inländischen Erzeugung von grünem Wasserstoff vor allem aufgrund der sehr hohen Strompreise in Deutschland den hochgesteckten Zielen der Politik bei weitem nicht folgen kann.

Grüner Wasserstoff ist auf jeden Fall erheblich teurer als heute eingesetzte Energiearten und wird die Herstellkosten der Anwender erhöhen. Es ist nicht zu erwarten, dass der Staat nach den geförderten Erstanlagen zur Demonstration auch weitere Anlagen subventioniert. Somit ist die NWS zeitnah entsprechend anzupassen, das heißt, blauem Wasserstoff eine gleichberechtigte Rolle einzuräumen und stärker auf den Import blauer Wasserstoffmengen zu setzen.

CCS kann in dieser Situation eine wichtige Komponente sein, blauen Wasserstoff in größerer Menge klimafreundlich zu erzeugen und die Kostensteigerungen somit zu begrenzen.

Die fatalen Folgen einer langjährigen Vernachlässigung des Aspektes der „Wirtschaftlichkeit“ im energiepolitischen Zieldreieck „Versorgungssicherheit- Klimaschutz- Wirtschaftlichkeit“ in Deutschland haben zu Strompreisen geführt, die eine Nutzung von grünem Wasserstoff nur in wenigen Sektoren und im Wesentlichen auf Basis von Importen realistisch erscheinen lassen

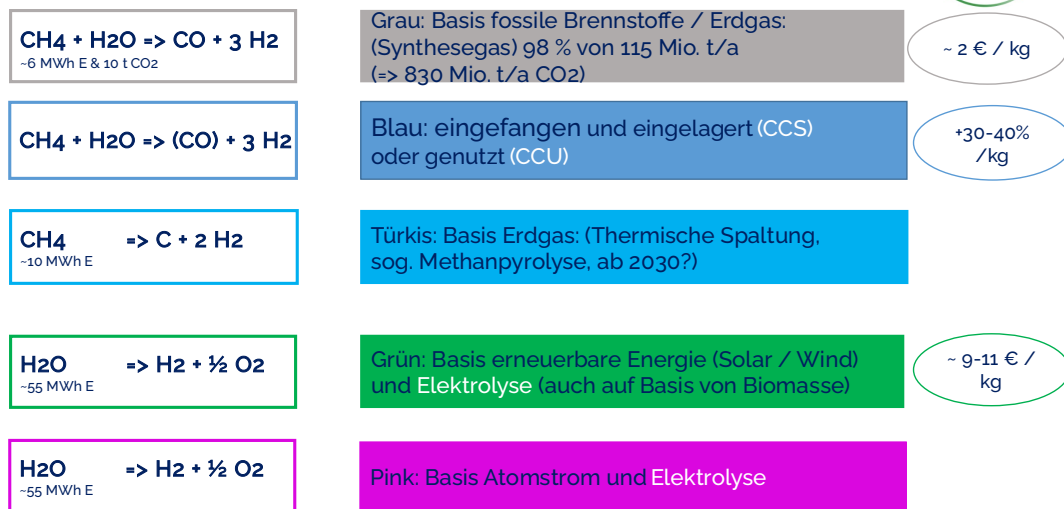


Angesichts dieser Entwicklungen müssen die NWS und in Folge auch die Zielsetzungen für den Ausbau des Stromsystems in Deutschland zur klimaneutralen Stromerzeugung und -Verteilung grundlegend angepasst werden.

## 6. Fakten zu Wasserstoff

- Wasserstoff ist ein „sauberer“ und „klimafreundlicher“ Energieträger, bei dessen Verbrennung nur Wasser entsteht und der vor allem die heutige Anwendung von Erdgas und anderer fossiler Energieträger ersetzen kann.
- Wasserstoff hat eine geringere Energiedichte als die gängigen Treib- und Brennstoffe. Ein Nm<sup>3</sup> Wasserstoff enthält so viel Energie wie 0,34 Liter Benzin oder 0,34 Nm<sup>3</sup> Erdgas (unterer Heizwert).

### Die Farbenlehre des Wasserstoffs



- ⇒ Entscheidend ist die tatsächliche CO<sub>2</sub>-Bilanz
- ⇒ Eine Zertifizierung könnte die Handelbarkeit erleichtern
- ⇒ Preisschätzungen für Deutschland 2024

- „Grüner Wasserstoff“ ist definiert als auf Basis erneuerbar erzeugten Stromes und aufbereiteten Wassers über Elektrolyseanlagen CO<sub>2</sub>-frei produzierter Wasserstoff.
- Der Bedarf der Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff beträgt ca. 50 kWh an elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und 10 Liter aufbereitetes Wasser pro erzeugtem kg Wasserstoff. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse beträgt ca. 70 %, d.h. von 100 % eingesetzter elektrischer Energie gehen 30 % verfahrensbedingt verloren (bzw. können nur als Abwärme genutzt werden).

- Die aktuell installierte elektrische Leistung an Wasserstoff-Elektrolyse- anlagen in Deutschland liegt bei ca. 80 MW. Bei einer angenommenen jährlichen Anlagenlaufleistung von 5.000 Stunden – begrenzt durch die Verfügbarkeit von Strom aus Wind und Photovoltaik – liegt der Stromverbrauch aller heute vorhandenen Elektrolyseanlagen bei ca. 400 GWh p.a., also nur im Promillebereich des derzeitigen deutschen Energieverbrauchs. Mit diesen Anlagen können derzeit 8.000 Tonnen an grünem Wasserstoff elektrolytisch erzeugt werden.