

Herausforderungen und Instrumente zur Unterstützung des Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

Eine Studie im Auftrag von E.ON Hydrogen GmbH

Management Summary

30. November 2023

Wasserstoff ist essenziell für eine sichere klimaneutrale Energieversorgung

Deutschland hat sich ambitionierte Energie- und Klimaziele gesetzt. Bis zum Jahr 2045 soll Treibhausgasneutralität erreicht werden. Hierzu ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz, unter anderem durch die direkte Nutzung von Strom z.B. in Form von Elektromobilität und Wärmepumpen, sowie ein starker und beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien unabdingbar. Zusätzlich werden **erneuerbarer und emissionsarmer Wasserstoff** bzw. dessen Derivate eine essenzielle Rolle übernehmen müssen:

- Zur **Dekarbonisierung** von Sektoren, also z.B. als klimaneutraler Industrierohstoff, als Energieträger für schwer zu elektrifizierende Endanwendungen wie Schwerlastverkehr oder industrielle Prozesswärme sowie als Brennstoff für Wasserstoffkraftwerke.
- Als **Speichermedium**, um das volatile Energieangebot aus Wind und Sonne mit dem – bei der Wärmenachfrage stark saisonal geprägten – Energiebedarf zeitlich zusammenzubringen.
- Als **Transportmedium**, um globale Importe erneuerbarer Energie und die Verbindung von Produktions- und Verbrauchsstätten europäisch, national und regional zu ermöglichen.

Deutschland hat sich entsprechend ambitionierte Ziele für den Wasserstoffhochlauf gesetzt

Folgerichtig hat sich Deutschland in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS“) ambitionierte Ziele für den Wasserstoffhochlauf gesetzt: Im Jahr **2030** soll die installierte **heimische Elektrolysekapazität** für die Herstellung von grünem Wasserstoff **10 GW_{el}** betragen. Zusätzlich soll grüner und blauer Wasserstoff importiert werden, um den prognostizierten Bedarf von **95 bis 130 TWh** an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten im Jahr **2030** zu decken. Um Klimaneutralität im Jahr **2045** zu ermöglichen, gehen die Langfristszenarien des BMWK von einem Wasserstoffbedarf von **bis zu 700 TWh** (im Szenario T45-H2) aus.

Zur Erreichung der Ziele bedarf es wegen des Henne-Ei-Problems vor allem bei Produktion und Nachfrage staatlicher Interventionen

Die Wasserstoffwirtschaft befindet sich noch in den Kinderschuhen, viele Bestandteile der Wertschöpfungskette sind bisher nicht in industriellem Maßstab vorhanden oder erprobt. Insbesondere sind die **Herstellungskosten von erneuerbarem Wasserstoff derzeit noch deutlich höher** als die Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit der potenziellen Nutzer: Die Vollkosten der Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse auf Basis von Wind an Land liegen beispielsweise noch bei über 180€/MWh (entspricht etwa 6 €/kg).¹ Zum Vergleich: Der Großhandelspreis für fossiles Erdgas (inklusive des aktuellen Preises für CO₂-Zertifikate) liegt derzeit bei etwa 50 – 60 €/MWh. Durch industrielle Skalierung und entsprechende Lernkurveneffekte ist zukünftig von erheblichen Kostendegressionen bei der Wasserstoffherstellung auszugehen. Von diesen Kostendegressionen können die ersten Investoren jedoch nicht mehr profitieren („**first mover disadvantage**“), die gemachten Erfahrungen stehen zudem der gesamten Branche zur Verfügung („**learning spillovers**“). Entsprechend werden Investitionsentscheidungen zurückgehalten („Investitionsattentismus“).

Hinzu kommen erhebliche technische, kommerzielle und infrastrukturelle Risiken für Investoren in Produktionsanlagen aufgrund von regulatorischen Unsicherheiten, einer unsicheren Nachfrageentwicklung sowie bisher fehlender Transport- und Speicherinfrastruktur. Umgekehrt sind potenzielle Wasserstoffabnehmer z.B. in der Industrie mit großer Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit bezahlbaren Wasserstoffs und erforderlicher Infrastruktur konfrontiert. Analog tragen potenzielle Wasserstofftransport- und -Speicherbetreiber erhebliche Risiken bezüglich des zukünftigen Infrastrukturbedarfs. Zudem ist bei den Netzen gerade am Anfang des Hochlaufs mit sehr geringer Auslastung zu rechnen. **Im Ergebnis besteht ein fundamentales „Henne-Ei-Problem“ entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette. Zu dessen Auflösung bedarf es einer substantiellen staatlichen Koordination und Unterstützung.**

Die bereits beschlossenen politischen Maßnahmen reichen bei Weitem nicht aus, um die Ziele zu erreichen

Die Politik hat diese Herausforderung im Grundsatz erkannt. Entsprechend wurden bereits eine ganze Reihe von Maßnahmen auf europäischer sowie auf nationaler Ebene initiiert. Die aktuelle Förderlandschaft ist jedoch insgesamt zu komplex, kleinteilig und zersplittert und reicht absehbar nicht aus, um die selbst gesteckten deutschen Wasserstoffhochlaufziele von 95 bis 130 TWh in 2030 zu erreichen. Exemplarisch seien genannt:

- **RED III – Transportquote:** Die EU-Quotenregelung der Erneuerbaren Energien Direktive („RED III“) für den Transportsektor induziert – über die Subquote für Wasserstoff bzw.

¹ Vgl. Hydrex Plus Green, <https://www.energate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preise/231165/hydexplus-green>, abgerufen am 14.11.2023.

Wasserstoffderivate („RFNBO“) – voraussichtlich einen Wasserstoffbedarf von **3 – 5 TWh** im Jahr 2030 in Deutschland.

- Der von der EU geforderte Anteil von **42% RFNBO beim Wasserstoffeinsatz in der Industrie** bis zum Jahr 2030 ergibt einen geschätzten H₂-Bedarf von **etwa 23 TWh** pro Jahr, auf Basis der aktuellen grauen Wasserstoffverwendung in Deutschland.
- **H2Global:** Dem viel beachteten, vom BMWK initiierten Instrument H2Global stehen im ursprünglichen Förderfenster 900 Millionen Euro zur Verfügung. Damit sollen Importe der Wasserstoffderivate Kerosin, Ammoniak und Methanol über einen Lieferzeitraum von bis zu 10 Jahren gefördert werden, so dass je Produkt die jährliche Fördersumme nur etwa 30 Millionen Euro beträgt. Die daraus resultierenden Importmengen sind gering. Im Fall von Ammoniak könnten damit **Importe von 0,2 – 0,5 TWh** pro Jahr (entspricht etwa 3 – 9 % der aktuellen jährlichen Ammoniakproduktion in Deutschland) gefördert werden.²

Entsprechend zeichnet sich eine Zielerreichung noch nicht ab. Das wird auch mit Blick auf konkrete Elektrolyse-Projekte deutlich: Dem deutschen Ziel einer Elektrolysekapazität von 10 GW in 2030 stehen derzeit 0,2 – 0,3 GW bereits installierter und im Bau befindlicher Leistung, sowie Projekte mit finaler Investitionsentscheidung („FID“) mit einer Gesamtkapazität von 1,8 GW entgegen.³ In Summe sind derzeit zwar 8,7 GW in Planung, aber **nur Elektrolysekapazitäten in Höhe von 20% des Ziels** unmittelbar absehbar.

Die Ziele des Wasserstoffhochlaufs können noch erreicht werden, den damit verbundenen Kosten steht auch ein langfristiger Nutzen entgegen

Um die selbst gesteckten Ziele des Wasserstoffhochlaufs bis 2030 doch noch zu erreichen, bedarf es daher entsprechender staatlicher Intervention. Dabei sollte allen Akteuren bewusst sein, dass dies – selbst bei Implementierung eines effizienten Anreizinstruments – mit Mehrkosten gegenüber den bestehenden und erwarteten Preissignalen aus dem Europäischen Emissionshandel einhergeht. Den größten Kostenblock stellen absehbar die Herstellungskosten für erneuerbaren Wasserstoff dar. Um das Ziel von 95 bis 130 TWh im Jahr 2030 zu erreichen, muss mit **Mehrkosten** gegenüber einer rein fossilen Alternative (mit Erdgas bzw. fossilem Wasserstoff) von **3 bis 12 Mrd. € im Jahr 2030** gerechnet werden. Diese Kosten müssen letztlich entweder durch Steuerzahler oder Energieverbraucher getragen werden. Sollten die Kosten durch Gasverbraucher getragen werden, entspräche dies einem Anstieg der Gaspreise um **0,6 bis 2,4 ct/kWh**. Umgerechnet auf einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt bedeutete dies Mehrkosten von ungefähr **90 bis 410 € pro Jahr**.

² BET (2023), Impulspapier im Auftrag von E.ON Hydrogen GmbH zur Weiterentwicklung des H2Global Fördermechanismus, S. 5, https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/BET_Impulspapier_Weiterentwicklung_H2Global.pdf.

³ Vgl. EWI (2023), E.ON H₂-Bilanz 2023 2. HJ, Acatech und Dechema (2023), Elektrolyse-Monitor, <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>, abgerufen am 08.11.2023.

Im Gegenzug zur Kostenbelastung wird die Transformation zu einer sicheren und klimaneutralen Energieversorgung ermöglicht und die langfristigen Wasserstoffkosten werden gesenkt, was Grundlage für die Entscheidung zur Nationalen Wasserstoffstrategie war. Zudem besteht die Chance, durch einen zeitnahen Wasserstoffhochlauf eine Technologieführerschaft („grüner Leitmarkt“) in einer wichtigen Zukunftstechnologie zu übernehmen.

Verschiedene Instrumente stehen zur Verfügung – mit unterschiedlichen Stärken und Schwächen

Um die geschilderte Henne-Ei-Problematik von Angebot und Nachfrage zu lösen, stehen mehrere potenzielle Instrumente zur Verfügung, welche mit verschiedenen Vor- und Nachteilen verbunden sind. Diese können sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite ansetzen.

Auf der **Angebotsseite** sind insbesondere die Produktionsprämien sowie gezielte steuerliche Anreize oder beschleunigte Abschreibungen mögliche Instrumente:

- **Produktionsprämien:** Wasserstoffhersteller könnten sich in Ausschreibungen um Prämien je erzeugter Einheit Wasserstoff (z.B. in €/kg) bewerben. Vorteil eines solchen Mechanismus ist, dass er unmittelbar an der Erlöslücke („revenue gap“) der Produktion ansetzt und so entsprechende Investitionsanreize für die Wasserstoffherstellung erzeugt. Die Prämien sind z.B. über den öffentlichen Haushalt oder über Umlagen auf Energieverbraucher zu finanzieren. Grundsätzlich bestehen zwei Varianten:
 - Feste Prämien: Dabei werden zum Ausschreibungszeitpunkt fixierte Prämien ausbezahlt, wie z.B. von der Europäischen Wasserstoffbank (EHB) vorgesehen oder kürzlich in Dänemark durchgeführt. Hierdurch lassen sich die staatlichen Ausgaben besser planen und ein Teil der marktlichen Erlösrissen verbleibt bei den Produzenten. Um einen wesentlichen Beitrag zum Wasserstoffhochlauf zu liefern, müssten die Volumina gegenüber den aktuellen EHB-Plänen allerdings deutlich erhöht werden.
 - Variable Prämien: Dabei variiert die Höhe der Prämie in Abhängigkeit des Wasserstoffmarktwertes, wie z.B. im Rahmen eines Differenzkontraktmodells (*Contract for Differences*, CfD) oder im Rahmen eines Doppelauktionsmodells wie bei H2Global. Hierdurch erhalten Produzenten maximale Erlössicherheit, die Erlösrissen liegen damit vollständig beim Staat. Da jedoch davon auszugehen ist, dass der Marktwert von Wasserstoff während der Vertragslaufzeit steigen wird, werden die zu zahlenden Differenzkosten sinken. Um einen wesentlichen Beitrag zum Wasserstoffhochlauf zu erzielen, müssten die Volumina deutlich erhöht werden. Zudem kann es sich anbieten, im Fall des H2Global-Modells auch längere Vertragslaufzeiten auf der Verkaufsseite („Hydrogen Sales Agreement“, HSA) zu ermöglichen. Dies ermöglicht Wasserstoffnutzern die für anlagenseitige Investitionen erforderliche Sicherheit über die Wasserstoffbezugskosten. Auch Detailregelungen

zu Ersatzlieferungen und Pönalen spielen eine wichtige Rolle, damit potenzielle Wasserstoffverwender ausreichend Planungssicherheit haben.

- **Steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen:** Wasserstoffhersteller können auch indirekt über steuerliche Vergünstigungen oder großzügige Abschreibungsregelungen gefördert werden. Diese Instrumente reduzieren je nach Ausgestaltung die Investitionsrisiken oder die laufenden Betriebskosten von Wasserstoffproduzenten und tragen somit zur Schließung der Erlöslücke auf Angebotsseite bei. Bei der Ausgestaltung bestehen folgende zwei Möglichkeiten:
 - Senkung von Steuern und Umlagen oder Steuergutschriften: Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit können die anfallenden Steuern und Umlagen bei der grünen Wasserstoffherzeugung gesenkt oder auch vollständig aufgehoben werden. Alternativ zur Senkung der Steuern können auch direkte Steuergutschriften (in ct/kWh) die Erzeugung von grünem H₂ fördern.
 - Beschleunigte Abschreibungen: Die Möglichkeit einer beschleunigten Abschreibung von Investitionen in H₂-Erzeugungsanlagen wirken ähnlich wie die zuvor beschriebenen direkten Steuergutschriften, indem sie Steuerlast der Produzenten senken.

Auch auf der **Nachfrageseite** stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung, um die Henne-Ei-Problematik anzugehen:

- **Carbon Contracts for Difference (CCfDs):** Bei den CCfDs handelt es sich um eine nachfrageseitige Förderung durch einen Differenzvertrag zwischen Staat und investierendem Unternehmen. Dabei wird der Ausgleich der Differenz zwischen dem vereinbarten Vertragspreis und dem CO₂-Marktpreis garantiert und die „funding gap“ zwischen der Zahlungsbereitschaft der Industrie und den Produktionskosten für den Wasserstoff unmittelbar geschlossen. Bei einer technologieoffenen Ausgestaltung kann im Rahmen der Ausschreibungen außerdem Wettbewerb zwischen alternativen Dekarbonisierungsoptionen geschaffen werden. Allerdings sind CCfDs meist mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden und bedürfen dem Einsatz von öffentlichen Mitteln.

Als **neues nachfrageseitiges Instrument** wurde insbesondere in der politischen Diskussion der letzten Monate die Einführung einer **Grüngasquote** ins Spiel gebracht. Daher hat sich die Studie besonders mit dem möglichen Design dieses Instruments beschäftigt:

- Eine **Grüngasquote** hat zum Ziel, den Hochlauf von H₂ und anderen grünen Gasen über die Festlegung von verbindlichen, im Zeitverlauf zunehmenden Zielvorgaben anzureizen. Als verpflichtete Unternehmen kommen dabei letztlich nur Gasvertriebe in Frage, die dazu verpflichtet würden, einen im Zeitverlauf zunehmenden Anteil ihres Gasabsatzes durch Grünes Gas zu decken. Eine solche Grüngasquote setzt ein konkretes politisches Signal für die Zukunft grüner Gase für alle Marktakteure und ermöglicht so einen verlässlicheren Markthochlauf. Sie sollte keine Beimischungsverpflichtung, sondern eine bilanzielle Zuordnung von eingespeisten Wasserstoffmengen (über Zertifikate) ermöglichen. Wesentlicher Pluspunkt ist, dass sie in Zeiten eines knappen Bundeshaushalts ohne den

Einsatz von direkten öffentlichen Mitteln umgesetzt werden kann; im Gegenzug erhöht sie allerdings die Endverbraucherpreise für Erdgas. Bei technologieoffener Gestaltung sowie dem Einsatz von Banking und Borrowing von Zertifikaten ist die Quote zudem vergleichsweise kosteneffizient. Auf der anderen Seite ist die Quote lediglich relativ zum Gasabsatz definiert, das heißt ein exakt definierter Mengenhochlauf wird nicht gewährleistet. Um die Verlässlichkeit des Hochlaufs von Wasserstoff (in Abgrenzung zu Biomethan; welches bei einer technologieoffenen Quote voraussichtlich primär verwendet würde), zu erhöhen, könnte eine Wasserstoff-Subquote eingesetzt werden.

Alle Instrumente sollten möglichst technologieoffen und sektorübergreifend ausgestaltet werden, sowie pragmatisch und unkompliziert sein.

Essenziell ist neben einem Instrument zur Deckung der heutigen Erlöslücke zudem, Investoren entlang der gesamten Wertschöpfungskette in „neue Technologien“ ein **langfristiges Commitment und Aussichten auf einen wachsenden Markt** zu gewähren. Kleine, segmentierte Märkte bergen für die Entwicklung hohe Risiken und zeigen schnell hohe Preisvolatilitäten, wenn neue Marktteilnehmer auf den Markt eintreten oder diesen verlassen. Daher helfen „Champagnerdiskussion“ mit dem politischen Ziel, den Einsatz von Wasserstoff zu minimieren bzw. nur bestimmte Anwendungsfelder ex ante vorzugeben, und damit verbundenes sektorales Denken nicht weiter..

Außerdem ist eine Koordinierung der künftigen Gas- und Wasserstoffnetzinfrastrukturen nötig

Da Grüngase wie Biomethan oder Wasserstoff auch zukünftig eine Rolle spielen werden, bedarf es zumindest regional entsprechender Netzinfrastrukturen. Der aktuelle Aufbau des Wasserstoffkernnetzes mit entsprechender (teilweiser) Risikoübernahme durch den Staat ist ein gutes Beispiel für eine langfristige Orientierung für potenzielle Netznutzer, und kann für einige Akteure als „Tor zur Welt“ für den Zugang zum internationalen Wasserstoffmarkt dienen. Mit dem Kernnetz werden allerdings zunächst nur industrielle Großabnehmer erreicht. **Viele zukünftige Wasserstoffnutzer, insbesondere in Industrie- und Gewerbe, sind jedoch über die heutigen Gasverteilnetze angeschlossen, d.h. es wird in vielen Regionen weiterhin einen Bedarf an (H₂-) und Gasnetzen in der Fläche geben.** Auch hier gibt es Koordinationsbedarf und Transparenzerfordernisse, so dass mögliche Endanwender von Wasserstoff mit einem Mindestmaß an Verlässlichkeit ihre Dekarbonisierungsoptionen vor Ort planen können. Ebenso benötigen dezentrale Wasserstoffherzeuger oder Biomethananlagen auch erzeugungsseitig Klarheit über den Zugang zu (regionalen) Netzen, die Erzeuger und Verbraucher verbinden. Hierbei ist auf eine angemessene Kostenträgerschaft bei den Netzkosten auch für diese Erzeuger zu achten, insbesondere bei der Biogaseinspeisung. Die passenden Regulierungsregeln und der Planungsprozess (Zuständigkeiten, Risikotragung etc.) müssen hierbei ebenfalls frühzeitig definiert werden. Neben der Verzahnung der Gas- und Wasserstoffnetzplanung auf Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)-Ebene sind auch die „vertikalen“ Abhängigkeiten (Kernnetz und Verteilnetze) mitzudenken.

Fazit: Um den Markthochlauf von Wasserstoff zu sichern sind zeitnah Entscheidungen über substanzielle Maßnahmen zu treffen

Die von der Politik selbst gesteckten Ziele für einen Wasserstoffhochlauf drohen verfehlt zu werden. Dadurch ist die Transformation zu einer sicheren und klimaneutralen Energieversorgung gefährdet. Mit einer gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik und Marktakteuren können die Ziele allerdings noch erreicht werden. Dazu braucht es ein Commitment der Politik, das dazu führt, hinreichende Instrumente zu implementieren, um Investoren die erforderliche Sicherheit in eine neue Technologie zu geben. Bei einer **sinnvollen Ausgestaltung, die Kriterien wie Technologieoffenheit, wettbewerbliche Verfahren, sektorübergreifende Gestaltung und ausreichende Fördervolumen** berücksichtigt, können die betrachteten Instrumente einen wichtigen Beitrag zum Hochlauf des Wasserstoffmarktes leisten. Entscheidend für die konkrete Instrumentenauswahl sind die Prämissen und Ziele der Politik. Wenn Kostenneutralität für den Bundeshaushalt angestrebt wird, könnte eine sektorübergreifende und technologieoffene Grüngasquote ein geeignetes, neues Instrument sein, das langfristig eine breite Anwendung von H₂ ermöglicht. Neben den Förderinstrumenten sollten begleitende Maßnahmen auf der Infrastrukturseite implementiert werden, um so die Herausforderungen auf den verschiedenen Stufen der H₂-Wertschöpfungskette gesamtheitlich zu adressieren. Wichtig ist, mit einem pragmatischen und schnell umsetzbaren Ansatz das Henne-Ei-Problem anzugehen.