

Schöne neue Klimawelt - Wie der grüne Wasserstoffhochlauf gelingen kann

Dr. Axel Müller

Wesentlich für den erfolgreichen Start in die Wasserstoffwirtschaft mit Blick auf das angestrebte Ziel der Klimaneutralität ist das passgenaue Ineinandergreifen der verfügbaren Elektrolysetechnik für die Wasserstoffherstellung, der Verfügbarkeit und dem Preis des benötigten Grünstroms für die Elektrolyse und den regulatorischen Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Grünstrom. Für die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffelektrolyse gibt es einen engen Zusammenhang zwischen der Verfügbarkeit von Grünstrom und den damit verbunden jährlichen Betriebsstunden des Elektrolyseurs. Dieser Zusammenhang ist in bisherigen Analysen mittels pauschaler Annahmen über Betriebsweise und Betriebsstunden der Elektrolyseure dargestellt worden.¹⁾ In dieser Studie werden stattdessen die realen Verfügbarkeitsstunden von hohen Anteilen grünen Stroms im Stromnetz zugrunde gelegt. Um zu möglichst realistischen Annahmen über Grünstromverfügbarkeit und Strompreis zu kommen, liegt ein Rechenmodell zugrunde, das mit den aktuellen Stundenwerten²⁾ im Stromnetz der Jahresperiode Juli 2023-Juni 2024 arbeitet und damit außerhalb der Störungen des Strommarktes in der Nachfolge von Ukrainekrieg und Gas-krise liegt. Davon ausgehend kann gezeigt werden, dass die Elektrolyse von grünem Wasserstoff wirtschaftlich betrieben werden kann. Konkrete Vorschläge für die hierfür notwendigen Rahmenbedingungen werden gemacht.

Anspruchsvolle Ziele - Holpriger Start

H2-Ready schallt es allenthalben: Gaskraftwerke, Wärmekraftwerke, Flüssiggasterminals, Gas-Brennwerthermen, Gasnetz, industrielle Wärmeerzeuger u.a.m. sollen für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft fit gemacht werden. Zugleich wartet man auf den Wasserstoff, um das labile Stromnetz zu stabilisieren. In Überschusszeiten regenerativer Stromerzeugung soll Solar- und Windstrom per Elektrolyse Wasserstoff erzeugen, um in Zeiten mangelnden Grünstroms (Stichwort Dunkelflauten) per wasserstoffbetriebener GuD-Kraftwerke und Brennstoffzellen ins Stromnetz zurück gespeist zu werden.

Im Kontext ihrer Strategie für die Klimaneutralität im Jahr 2050 hat sich die EU für den Start in die Wasserstoffwirtschaft konkrete und anspruchsvolle Ziele gesetzt. So soll gemäß den Vorgaben der Erneuerbaren Energien Direktive (RED III)³⁾ bis zum Jahr 2030 42 % des in der Industrie stofflich und energetisch verwendeten Wasserstoffs aus erneuerbaren Quellen kommen, also als 'grüner' Wasserstoff durch regenerativen Strom erzeugt werden. 2035 sollen es bereits 60 % sein. Bisher wird dieser Wasserstoff vorrangig als 'grauer' Wasserstoff per Dampfreformierung ganz konventionell aus Erdgas erzeugt. Derzeit werden in Deutschland jährlich etwa 1,1 Millionen t H₂ in der Industrie verwendet. Dies bedeutet, dass bis 2030 ca. 450.000 t Wasserstoff aus Grünstrom erzeugt werden müssten. Aktuell ist weniger als 1 % des verwendeten Wasserstoffs erneuerbar. Zugleich sollen für den Verkehrssektor bis 2030 1% der eingesetzten Kraftstoffe als synthetische Kraftstoffe verfügbar sein⁴⁾, die per Fischer-Tropsch-Synthese aus Wasserstoff und abgeschiedenem CO₂ erzeugt werden.

Aber der Start ist holprig und stockt: “Europe’s hydrogen market is beginning to take shape..but is not yet taking off.”⁵⁾ Was sich auf dem Papier so gut anhört, ist in der Realität außerordentlich komplex. Es müssen mehrere relevante Faktoren der Wasserstofferzeugung erfolgreich miteinander verzahnt werden. Auf diese Faktoren wird im Weiteren einzugehen sein.

Elektrolyse-Technik – Stand und Perspektive

Bei der Wasserstoffelektrolyse wird in den Zellen/Stacks eines Elektrolyseurs Wasser als Elektrolyt durch einen zwischen Anode und Kathode fließenden elektrischen Strom in seine beiden Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Es gibt verschiedene Verfahren der Elektrolyse.⁶⁾ Die alkalische Elektrolyse (AEL) ist erprobt, etabliert und großtechnisch verfügbar. Ihr Nachteil liegt in der Verwendung hoch alkalischer Kalilauge als Elektrolyt und insbesondere der schlechten Reagibilität auf das schwankende Angebot regenerativen Stroms. Bei der PEM-Elektrolyse wird eine Polymermembran verwendet, die nur für Wasserstoffionen durchlässig ist. Ihr Vorteil liegt in der flexiblen Reagibilität auf ein variierendes erneuerbares Stromangebot. Ihr Nachteil ist der hohe Preis, der wegen des sauren Milieus des Elektrolyten und der deswegen eingesetzten seltenen Edelmetalle (Platin, Iridium, Titan u.a.) kaum nach unten skalierbar erscheint. Deshalb deutet die Entwicklung derzeit in Richtung auf die AEM-Elektrolyse (Anion-Exchange-Membrane), die die jeweiligen Vorteile von PEM und der AEL verknüpft. Die Reaktion erfolgt im Gegensatz zur AEL in nur leicht alkalischem Milieu mit Wasser und 1% Kaliumhydroxid (KOH) als Elektrolyten. Die AEM-Elektrolyseure sind in den ersten Anlagen industriell verfügbar.⁷⁾ Mit AEM steht eine Technik zur Verfügung, die den Ansprüchen an eine durch erneuerbare Energien getragene Wasserstoffwirtschaft genügt. Was fehlt ist die großtechnische Skalierung, weswegen der Preis gegenüber der AEL derzeit noch vergleichsweise hoch ist.

Der Wirkungsgrad der Wasserstoff-Elektrolyse unterscheidet sich nicht wesentlich zwischen den genannten technischen Konzepten und liegt bei aktuell marktverfügbaren Systemen bei ca. 65 %. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades wird angestrebt, kann aber mit Blick auf den hier reflektierten Anlauf der Wasserstoffwirtschaft mit Perspektive auf das Jahr 2030 nicht sicher unterstellt werden. Die Vor- und Nachteile der drei beleuchteten Verfahren nachfolgend im Überblick:

	AEL	PEM	AEM
Reifegrad - Erprobung	hoch	hoch	noch gering
Elektrolyt (Wasser)	hoch alkalisch	sauer	gering alkalisch
Druckbetrieb	begrenzt möglich	möglich	möglich
Stromdichte	gering	hoch	hoch
Dynamischer Betrieb	begrenzt möglich	gut möglich	gut möglich
Kosten	gering	hoch	mittel

Die Hochtemperatur-Elektrolyse HT-EL mittels Festoxid-Elektrolysezellen wird hier nicht näher beleuchtet, weil sie eher auf Dauerbetrieb angelegt ist und deshalb für den Einsatz unter den variierenden Bedingungen der Grünstromverfügbarkeit kaum geeignet erscheint.

Infrastruktur – Erzeugung nahe beim Verbraucher

Die für die großtechnische Anwendung der Wasserstoff-Elektrolyse relevante Infrastruktur hängt eng mit den physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff zusammen. Wasserstoff ist bei Umgebungstemperatur gasförmig und kann zu Transport- und Speicherzwecken auf 350 bzw. 700 bar verdichtet bzw. bei -253° C verflüssigt werden. Gasförmiger Wasserstoff hat einen hohen

gravimetrischen Energiegehalt von 33 kWh/kg und einen niedrigen volumenbezogenen Energiegehalt von etwa 3 kWh/m³.

Der Transport und die Lagerung von Wasserstoff in Drucktanks ist erprobt und technischer Standard. Die physikalischen Eigenschaften bedingen aber, dass der Aufwand für Wasserstofftransport und -lagerung erheblich größer sind als für fossile Energieträger. So müssten für *einen* 40 t Benzin-Tankwagen 12 Wasserstoff-Druckgas-Tankwagen eingesetzt werden, um die gleiche Energiemenge zu transportieren.⁸⁾ Das erscheint bizarr. Auch die noch in der Erprobung befindliche H₂-Speicherung in Eisenoxid-Speichern bringt für den Transport keinen Vorteil, weil die höhere volumetrische Speicherdichte durch das hohe Gewicht kompensiert wird.⁹⁾ Speicherung und Transport von flüssigem Wasserstoff in kryogenen Behältern bei – 253°C erscheinen angesichts der damit verbundenen Wirkungsgradverluste von 30 % bis 40 % und Kosten als unrealistisch.¹⁰⁾

Deshalb wird eine erfolgreiche Wasserstoffwirtschaft im Wesentlichen nur mit einem auf Pipelines beruhenden Wasserstoffnetz funktionieren können, das Wasserstoff-Erzeuger mit Wasserstoff-Verbrauchern verbindet. Die Weichen hierfür sind durch den Beschluss der Bundesregierung zum Ausbau eines Wasserstoff-Kernnetzes mit einer Länge von 9.700 km gestellt.¹¹⁾ Zugleich setzt eine längerfristige bis saisonale H₂-Speicherung den Aufbau von Kavernen-Großspeichern voraus, wie sie für die Erdgas-Infrastruktur Standard sind.¹²⁾ Die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff führen aber zu einer erheblich geringeren volumetrischen Energiedichte von 1/5 von herkömmlichen Gasspeichern.

Der Aufbau der Pipeline- und Speicherinfrastruktur braucht Zeit. Für den Wasserstoff-Hochlauf in den nächsten Jahren kann mit dieser Infrastruktur noch nicht gerechnet werden. Voraussetzung für den kurzfristigen Hochlauf ist deshalb die Platzierung der Wasserstoff-Elektrolyseure direkt bei den H₂-Verbrauchern. Wegen fehlender Speicherkapazität muss zudem auf die enge zeitliche Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch geachtet werden. Das ist wegen der schwankenden Verfügbarkeit von regenerativem Strom nicht einfach und wird wahrscheinlich nur durch einen zumindest vorübergehend parallelen Einsatz von grünem und grauem Wasserstoff möglich sein.

Netzkompatibilität – Wieviel Grünstrom ist im Netz?

Ziel ist die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus regenerativem Strom. Dabei soll die H₂-Elektrolyse zur Netz- und Preisstabilisierung beitragen, indem grüner Überschussstrom durch die Zusatznachfrage der Elektrolyseure abgeschöpft wird. Zugleich ist darauf zu achten, dass in wind- und solarschwachen Zeiten das Stromnetz durch die Elektrolyse nicht zusätzlich belastet wird. Netzkompatibilität bedeutet deshalb einen grünstromgeführten Betrieb der Elektrolyseure. Davon ausgehend können die Elektrolyseure nicht in Volllast sondern nur in Teillast betrieben werden.¹³⁾ Auf der Basis des dieser Studie zugrunde liegenden Rechenmodells für den stündlichen Anteil regenerativen Stroms an der jeweiligen Last für das letzte Jahr (Juli 2023 - Juni 2024) ergeben sich folgende Stundenwerte¹⁴⁾:

Stündlicher Anteil Grünstrom	50 %	60 %	70 %	80 %
Stunden p.a.	5.251	4.051	2.907	1.854

Zum Thema Netzkompatibilität gehört natürlich auch der Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen im Stromnetz, etwa zwischen Erzeugungsspitzen durch Solarstrom im Tagesverlauf und

Nachfragespitzen in den frühen Vormittags- und Abendstunden. Hierfür wird die Wasserstoffelektrolyse keinen sinnvollen Beitrag leisten können, sondern sind die Batterie-Energie-Speicher-Systeme (BESS), die als vorgefertigte Container-Module mit bis zu 5 MW Speicherkapazität zunehmend kostengünstiger verfügbar sind, erheblich besser geeignet. Ein solcher Batteriespeicher arbeitet mit einem Wirkungsgrad für einen Lade-Entlade-Zyklus von ca. 92 %. Ein vergleichbares Elektrolyse-System käme auf einen Gesamtwirkungsgrad von derzeit knapp über 40 % bei deutlich höheren Systemkosten je MW.¹⁵⁾ Wasserstoff kommt erst für die langfristige (saisonale) Speicherung wieder ins Spiel, wofür aber die genannten Infrastrukturvoraussetzungen (Wasserstoffnetz, Kavernenspeicher) erst geschaffen werden müssen.

Regulierung – Was ist grüner Wasserstoff?

Die Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien ist ohne begleitende staatliche Regulierung nicht denkbar. Klassisches Beispiel ist die Förderung von Wind- und Solarstrom, die ohne das EE-Gesetz niemals den bisher erreichten Stand hätten erlangen können. Auch für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist ein Netz der Regulierung geknüpft und wird derzeit weiter verfeinert. Eckpunkte sind dabei vor allem:

Die Delegierte Verordnung der EU-Kommission 2023/1184 (“Wasserstoff-Direktive“) vom 10. Februar 2023 enthält die Regularien zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, worunter auch Wasserstoff fällt. Sie ist in deutsches Recht übernommen durch die 37. BImSchV vom 17.4.2024. Geregelt ist, was als grüner Wasserstoff gilt und entsprechend auf die Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen für die in Verkehr gebrachten Kraftstoffe angerechnet werden kann.¹⁶⁾ Danach gilt als *grüner Wasserstoff*, wenn die H₂-Erzeugung mit Strom aus einer EE-Anlage erfolgt,

die mit dem Elektrolyseur direkt verbunden ist	die mit dem Elektrolyseur über das Netz verbunden ist
	- und entweder den Strom selbst erzeugt oder
	- aus einem Stromabnahmevertrag (PPA) bezieht sowie
	o aus zusätzlicher Stromerzeugung (innerhalb 3 Jahre) stammt
	o im selben Kalendermonat (ab 2030 selbe Stunde) erfolgt
	o hinter selbem Netzanschlusspunkt liegt
	o in derselben Gebotszone liegt
	- oder den Strom zu einem Day-Ahead-Preis von max. € 20.-/MWh bezieht
	- oder der Strom in der Gebotszone im Vorjahr min. 90 % EE-Strom-Anteil hat ¹⁷⁾
	- oder der Strom in der Gebotszone im Vorjahr max. 18 g CO ₂ /MJ THG-Emission hat ¹⁷⁾

Mit Blick auf die Ziele zur THG-Minderung im Sektor Verkehr sind diese Regularien sinnvoll und plausibel, um im Sinne der Technologieoffenheit zwischen Elektro-Mobilität und H₂-Mobilität zumindest ähnliche Rahmenbedingungen sicherzustellen.¹⁸⁾

Die Anwendbarkeit der Regelungen der Wasserstoff-Direktive bzw. der 37. BImSchV über den Verkehrsbereich hinaus auf andere Sektoren (z.B. Industrie) ist rechtlich umstritten, aber noch nicht abschließend geklärt.¹⁹⁾ Sie wäre auf jeden Fall kontraproduktiv. Die strikte Kopplung an eine Anlage zu Grünstromerzeugung würde etwa beim Windstrom wegen der durch das EEG garantierten Marktprämie zu einem Mindestpreis für den für die Elektrolyse bezogenen Strom von derzeit ca. 7,33 ct/kWh²⁰⁾ führen. Bei einem solchen Strombezugspreis würde die Wasserstoff-Elektrolyse unwirtschaftlich (s.u.). Dies gilt auch für die Vorgabe eines zulässigen maximalen stündlichen Day-Ahead-Preises von € 20.-/MWh²¹⁾, bei dem die Wasserstoffelektrolyse wegen der zu geringen jährlichen Betriebsstunden unwirtschaftlich wäre. Für den Verkehrsbereich

selbst ist der hohe Strompreis weniger relevant, weil wegen der Vorgaben zur THG-Reduktion mit der Beimischung von 1% RFNBO bis 20230 eine Verpflichtung besteht und die damit verbundenen Kosten im Kraftstoffpreis quasi untergehen.

Ein anderer Ansatz der Regelung für grünen Wasserstoff deutet sich im Entwurf für das Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes an, das zum Ziel hat, die H2-Projektimplementierung zu vereinfachen. Dort gelten Elektrolyseanlagen als im überragenden öffentlichen Interesse, wenn die elektrische Energie für den Betrieb zu mehr als 80 % aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.²²⁾ Die nachfolgende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird zeigen, dass mit einer solchen Definition von grünem Wasserstoff die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseanlagen in eine erreichbare Nähe rückt, obwohl dringend ein Wert von 70 % (plus eine gleitende Flexibilisierung bei zunehmenden Grünstromanteilen im Netz) empfohlen wird, um den Wasserstoffhochlauf zu unterstützen.

Zu den wesentlichen Regelungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gehören auch die finanziellen Prämissen in Form von Befreiungen, Nachlässen oder Fördermitteln. Natürlich ist für die H2-Elektrolyse der Strompreis ein wesentlicher Faktor. Der Strompreis selbst wird zu einem nicht unerheblichen Anteil durch Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern bestimmt. Das derzeitige Regelwerk für die Wasserstofferzeugung führt zu einer weitgehenden Befreiung von diesen Zahlungen.²³⁾ Im Einzelnen ergibt sich folgendes Bild:

Preisbestandteil	Betrag ct/kwh ²⁴⁾	Befreiung Elektrolyse	Grundlage	
Netzentgelt - Arbeitspreis	5,48	0	§§ 118 EnWG, Nr. 6, Satz 7	bis 2029, für 20 Jahre
Netzentgelt - Leistungspreis	1,73	0		
Messstellenbetrieb	0,04	0,04		
Konzessionsabgabe	0,11	0,11		
KWK-Umlage	0,28	0	§ 25 EnFG	für grünen Wasserstoff
StromNEV-Umlage	0,64	0	§ 118 EnWG , Nr. 6, Satz 9, bis 2029 f. 20 Jahre	
Offshore-Netzumlage	0,66	0	§ 25 EnFG	für grünen Wasserstoff
Stromsteuer	2,05	0	§ 9a StromStG	produzierendes Gewerbe
Summe:	10,98	0,15		

Im Detail ist zu berücksichtigen, dass § 25 EnFG die Befreiung ausschließlich für grünen Wasserstoff vorsieht. Über § 26 EnFG entsteht dann wieder der Bezug zur Definition von grünem Wasserstoff. Insgesamt kann mit Blick auf die nachfolgende Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Elektrolyse festgehalten werden, dass beim derzeitigen Regelungsstand für die Strombezugskosten im Wesentlichen der Börsenstrompreis zugrunde gelegt werden kann.

Wirtschaftlichkeit – Wann lohnt sich grüner Wasserstoff?

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffelektrolyse ist maßgeblich durch folgende Faktoren bestimmt: Kapitalkosten (Capex), Betriebskosten (Opex), Strombezugspreis, Betriebsstunden (verbunden mit Lebensdauer) und natürlich der zu erzielende Erlös des erzeugten Wasserstoffs bzw. bei interner betrieblicher Nutzung der Preis für konkurrierende Energieträger. Kapitalkosten, Stromkosten und Betriebsstunden stehen dabei in einem engen wechselseitigen Verhältnis.²⁵⁾ Im Einzelnen liegen für diese Faktoren am Beispiel einer Anlage im MW-Bereich (Energiegehalt stündliche H2-Erzeugung) folgende Annahmen zugrunde:

Die Investitionskosten für die Elektrolyseanlagen unterscheiden sich entsprechend der jeweils eingesetzten Elektrolyse-Technik, wobei die Werte für die AEM-Elektrolyse im Stadium der Markteinführung noch sehr fließend sind. Die ermittelten Preise beinhalten die komplette Verfahrenstechnik incl. Elektrolyse-Stacks als Kernkomponente, Elektrolytaufbereitung, Gasreinigung, Kompressor, Steuerung, Zwischenspeicher usw.²⁶⁾ Die Preise werden in € bezogen auf die *stündliche H2-Erzeugungskapazität der Anlage umgerechnet in kwh* angegeben. Für die weiteren Investitions- und Planungskosten vor Ort wird ein Zuschlag von 25 % auf die Anlagekosten angenommen.

Elektrolyse-Technik	AEL	PEM	AEM
Anlagekosten je H2-Erzeugungskapazität/Stunde in kwh	750 €	2.000 €	1.750 €

Die Betriebskosten werden primär durch den Strombezugspreis an der Strombörse geprägt. Dieser ist eng mit der Verfügbarkeit von ausreichendem solaren und Windstrom verbunden. Bei hoher EE-Verfügbarkeit im Netz sinken die Preise stundenweise sogar in den negativen Bereich. Für den Betrieb eines regenerativ geführten Elektrolyseurs kommt es einerseits darauf an, möglichst geringe Strombezugskosten zu haben, aber andererseits auf ausreichende Betriebsstunden zu kommen. Auf der Basis des dieser Studie zugrunde liegenden Rechenmodells der Stundenwerte für das zurückliegende Jahr (Juli 2023 bis Juni 2024) ergibt sich für unterschiedliche Grade des stündlichen regenerativen Stromanteils im Netz folgender Zusammenhang:²⁷⁾

Stündlicher Anteil Grünstrom	50 %	60 %	70 %	80 %
Stunden p.a.	5.251	4.051	2.907	1.854
Strompreis Day-Ahead €/MWh	€ 59,04	€ 50,71	€ 38,86	26,37

Für den weiteren Fortgang soll die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffelektrolyse alternativ für die drei Varianten von 60 %, 70 % und 80 % stündlichen Grünstroms im Netz ermittelt werden. Dabei wird von einem Betriebskostenanteil in Höhe von 15 % der jährlichen Erlöse ausgegangen. Zugleich wird von einer wirtschaftlichen Betriebsdauer von 15 Jahren gerechnet, wodurch die lange Lebensdauer der Anlagen von bis zu 80.000 Stunden nur teilweise ausgenutzt wird. Die Verzinsung wird mit 5 % angenommen, der Wirkungsgrad der Elektrolyseure mit 65%.

Neben den Stromgestehungskosten sind für die Wirtschaftlichkeit natürlich die zu erzielenden Erlöse maßgebend. Angesichts eines nicht funktionierenden (besser fehlenden) Marktes für grünen Wasserstoff lassen sich keine validen Erlösprognosen ermitteln. Die häufig genannten € 7.- je kg H2 (entsprechend 21ct/kwh)²⁸⁾ würde jede Wirtschaftlichkeitsberechnung glänzend aussehen lassen. Stattdessen muss man eher fragen, was die H2 nachfragenden Unternehmen bereit wären zu zahlen, um von grauen auf grünen Wasserstoff umzustellen.²⁹⁾ Die Preise für grauen Wasserstoff schwanken in Abhängigkeit von der Entwicklung der Erdgaspreise. Bei einem aktuellen Erdgaspreis von ca. 7,5 ct. (incl. Abgaben, Umlagen etc.) für Gewerbe- und Industriekunden und einem Faktor von 1,6³⁰⁾ als Aufschlag für Wasserstoffdampfpreformierung ergibt sich ein Rechenpreis für grauen Wasserstoff von ca. 12 ct/kwh. Das entspricht einem Preis von etwa € 4.- /kg H2.

Ausgehend von diesen Prämissen ergibt die Wirtschaftlichkeitsberechnung für die drei skizzierten stündlichen Grünstromanteile folgende Ergebnisse:³¹⁾

Kosten Elektrolyseur € 750.-/kwh H2/h			
Preis H2 0,12 € kwh			
Anteil Grünstrom im Netz je Std.	60%	70%	80%
Betriebsstunden p.a.	4.051	2.907	1.854
Strompreis € je MWh	€ 50,71	€ 38,86	26,37 €
Amortisation ³²⁾ nach Jahren	13,4	9,8	10,6
Rendite in %	0,8%	3,6%	2,8%

Das Ergebnis ist positiv, die H2-Elektrolyse trägt sich unter den genannten Prämissen, wenn auch nur knapp. Von den Optionen liegt die mittlere mit einem Grünstromanteil von 70 % im Optimum, und ist u.E. auch unter den Kriterien von Netzkompatibilität und Klimawirkung gut vertretbar. Und sie liegt schon nahe an der Vorgabe des geplanten Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes (§ 4 Abs. (3), Nr. 2) mit 80 % EE-Anteil für grünen Wasserstoff. Angenommen für diese Berechnung ist natürlich ein niedriger Preis für den Elektrolyseur, der derzeit nur von der AEL-Elektrolyse erreicht werden kann.

Deshalb stellt sich die Frage, ab welchem Anlagepreis die Rendite nicht mehr positiv ist. Das Rechenmodell ergibt, dass ab einem Anlagepreis von € 1.050. - je kwh H2/h die Rendite negativ wird. Für unterschiedliche Anlagenpreise errechnen sich folgende Werte für die Variante mit 70 % stündlichem Grünstrom:

Anteil Grünstrom im Netz 70 % je Std.			
Preis H2 0,12 € kwh			
Anlagekosten Elektrolyseur €/kwh H2/h	€ 500.-	€ 750.-	€ 1.000.-
Betriebsstunden p.a.	2.907	2.907	2.907
Strompreis € je MWh	€ 38,86	€ 38,86	€ 38,86
Amortisation ³²⁾ in Jahren	6,0	9,8	14,3
Rendite in %	10,2%	3,6%	0,4%

Daraus ergibt sich, dass sowohl die PEM wie die AEM-Elektrolyse bei den gegenwärtigen Anlagenkosten nicht wirtschaftlich nutzbar sind. Bei PEM wird dies so bleiben, weil wegen des hohen Bedarfs an teuren Edelmetallen die Kostensenkungspotenziale vergleichsweise gering sind. Die AEM-Elektrolyse hat das Potenzial für eine deutliche Kostendegression, doch müssen die Anlagenpreise in Relation zum gegenwärtigen Stand noch um mindestens 1/3 sinken, um sie wirtschaftlich einzusetzen. Die AEL-Elektrolyse ist bereits jetzt wirtschaftlich einsetzbar und hat das Potential für Anlagekosten bis an die untere Grenze von € 500.- je kwh H2/h. Aus den genannten Betriebsbedingungen ist der getaktete Betrieb mit Grünstrom mit der AEL-Elektrolyse zwar möglich, doch ist sie nicht ideal dafür geeignet.

Natürlich spielt auch der unterstellte Vergleichspreis für grauen Wasserstoff eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Bei dem unterstellten Anlagepreis von € 750.-/kwh H2/h ergeben sich aus dem Rechenmodell folgende Werte:

Anteil Grünstrom im Netz 70 % je Std. Kosten Elektrolyseur € 750.-/kwh H2/h			
Preis H2 in € kwh	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,12
Betriebsstunden p.a.	2.907	2.907	2.907
Strompreis € je MWh	€ 38,86	€ 38,86	€ 38,86
Amortisation ³²⁾ nach Jahren	nicht möglich	13,1	9,8
Rendite in %	negativ	1,0%	3,6%

Bei dem hier angenommenen Anlagepreis von € 750.- /kwh H2/h ist bei einem Wasserstoffpreis von € 0,10/kwh die Rendite schon negativ.

Die weiteren mit den bisherigen Überlegungen verbundenen Fragen sind, ob unter der Annahme eines grünen H2-Preises von € 0,12 je kwh H2 bzw. ca. € 4.- je kg H2 eine ausreichende H2-Nachfrage besteht. Hierzu geben sowohl die Fraunhofer/ESA-Studie zur Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage wie das BCG-Whitepaper zum Wasserstoffhochlauf eine positive Antwort.³³⁾ Es gibt nach diesen Einschätzungen ausreichende Nachfrage, insbesondere aus den Bereichen Industrie-Rohstoff und Industrie-Öfen. Für die breitere Abdeckung auch industrieller Wärme ist der Preis voraussichtlich noch zu hoch. Je stärker und kurzfristiger der CO2-Preis steigt, desto stärker wird auch die Bereitschaft steigen, auf grünen Wasserstoff umzusteigen.

Unwägbarkeit – Was sind die Risiken für grünen Wasserstoff?

Die verschiedenen im vorgenannten Abschnitt zugrunde liegenden Annahmen und Varianten machen deutlich, dass eine Investition in grünen Wasserstoff zwar wirtschaftlich erfolgen kann, aber durchaus Risiken zu berücksichtigen sind. Hierzu zählen insbesondere:

Noch ausstehende Kostendegression bei der AEM-Elektrolyse	Höhere Betriebskosten und gewisse Instabilitätsrisiken bei der AEL-Elektrolyse
Fehlende Langzeiterfahrungen im Betrieb der AEM-Elektrolyse	Langzeitigkeit der Investition bei volatilen Marktbedingungen
Unsicherheit über die Preisentwicklung und nutzbaren Betriebsstunden im Strommarkt	Unsicherheit über die Gaspreisentwicklung als Bezugspunkt der Wasserstoffpreise
Unsicherheit über die Entwicklung der regulatorischen Bedingungen	u.a.m.

Zur Risikominimierung wird es sinnvoll sein, erst einmal in kleinere Anlagengrößen zu investieren und Betriebserfahrungen bezogen auf Technik und Kosten zu sammeln. So gibt es von verschiedenen Herstellern quasi anschlussfertige Komplettmodule in Containerbauweise. Damit ließe sich ein (wenn vielleicht auch erst einmal nur kleiner) Teil des H2- oder Erdgas-Bedarfs mit grünem Wasserstoff im Parallelbetrieb mit dem jeweiligen konventionellen Energieträger decken.

Förderung und Regulierung³⁴⁾ – Wie kann grüner Wasserstoff weiter unterstützt werden?

Der Schlüssel zum Erfolg auf dem Weg zur Klimaneutralität liegt in der passgenauen Verzahnung zwischen Technik, Ökonomie und Regulatorik. Der bisher dargestellte Gedankengang dieser Studie hat gezeigt, dass für den grünen Wasserstoffhochlauf die technischen und ökonomischen Bedingungen gegeben sind (AEL-Elektrolyse) bzw. relativ kurzfristig verfügbar sein können (AEM-

Elektrolyse). Entscheidend ist, wie dieser Weg regulatorisch und finanziell abgesichert werden kann. Hier sind u.E. zwei Dinge von wesentlicher Bedeutung:

1) Wichtig ist eine klare Definition für grünen Wasserstoff. Empfehlenswert ist eine Klarstellung, dass die für den Verkehrsbereich entwickelten Regeln in der 37. BImSchV nicht auf andere Sektoren übertragen werden. Für die für die Wasserstoffwirtschaft entscheidenden Sektoren Industrie und Energiewirtschaft könnte zum Beispiel die Regelung an das noch zu verabschiedenden Wasserstoffbeschleunigungsgesetz anknüpfen, wo sie unter § 4 Abs. (3), Nr 2. bereits angelegt ist. Dringend empfohlen wird, den dort genannten 80 % Stromanteil aus erneuerbaren Energien zwecks Abfederung der skizzierten Risiken auf jeden Fall auf 70 % zu reduzieren. Bei dem gegenwärtigen Strommix ist mit 70 % EE-Strom die optimale Kopplung zwischen Betriebsstunden und Strompreis erreicht. Zudem wäre an dieser oder anderer Stelle explizit darauf hinzuweisen, dass es sich dann um *grünen Wasserstoff* handelt. Die Regelung ist bis zum 31.12.2029 befristet. Um den Investoren eine längerfristige Perspektive zu geben, wäre es besser sie zu entfristen und stattdessen eine gleitende Regelung gekoppelt z.B. am Strommix des Vorjahres etwa folgender Art zu schaffen:

EE-Stromanteil an der Last im Stromnetz des Vorjahres	Stündlicher EE-Stromanteil an der Last im Betrieb der H2-Anlage
60,0 – 62,4 %	min. 70 %
62,5 – 64,9 %	min. 72,5 %
65,0 – 67,4 %	min. 75 %
usw.	usw.

Noch einfacher ließe sich dies durch eine Formel abbilden, indem der für grünen Wasserstoff erforderliche Stundenanteil erneuerbaren Stroms mindestens dem 1,15-fachen des gesamten EE-Stromanteils an der Last des jeweiligen vorangegangenen Kalenderjahres entspricht.

2) Die bisherige Untersuchung hat gezeigt, dass der Wasserstoffhochlauf zwar mit der AEL-Elektrolyse wirtschaftlich möglich, aber betriebstechnisch keine ideale Dauerlösung ist. Deshalb erscheint es notwendig, die AEM-Elektrolyse möglichst kurzfristig in ihrem großtechnischen Hochlauf zu unterstützen, um ein Henne-Ei-Problem zu vermeiden. Weil die Stacks zu teuer sind, gibt es keine Nachfrage. Weil es keine Nachfrage gibt, können die Stacks nicht günstiger werden. In Analogie zu Förderprojekten für die innereuropäische Fertigung von Batteriezellen, Computerchips etc. bedarf es eines Projektes zur industriellen Fertigung von AEM-Elektrolysezellen.

Darüber hinaus werden noch folgende Impulse als wichtig angesehen:

Um Kostennachteile für grünen gegenüber grauem Wasserstoff zumindest durch eine klimaneutrale Unternehmenspositionierung kompensieren zu können, empfiehlt sich die Einführung eines Labels "Produziert mit grünem Wasserstoff". Hier müsste auch ein teilweiser Einsatz von grünem Wasserstoff möglich sein, weil vorrausichtlich aus technischen Gründen wegen des schwankenden EE-Stromangebots nur ein Teil des betrieblichen Wasserstoffbedarfs durch einen mit Grünstrom betriebenen Elektrolyseur gedeckt werden kann. Das Label könnte entsprechend im Untertitel mit einem Circa-Prozentanteil ergänzt werden.

In Bezug auf § 26 EnFG ist sicherzustellen, dass die dort angesprochene Rechtsverordnung sich nicht auf die 37. BImSchV bezieht, sondern auf die Definition von grünem Wasserstoff entsprechend den Ausführungen weiter oben unter Ziff. 1).

Die Ziele für RED III mit Blick auf 2030 richten sich primär auf Wirtschaftsbetriebe, die zu stofflichen und energetischen Zwecken Wasserstoff bereits einsetzen und ihren Wasserstoffbedarf schrittweise durch grünen anstelle durch grauen Wasserstoff decken sollen. Analog der Quotenvorgabe von 1% für die RFNBO im Sektor Verkehr wäre es grundsätzlich denkbar, auch eine Quote für den Wasserstoffeinsatz im Sektor Industrie zu definieren.

Anmerkungen:

- 1) Vgl. hierzu z.B.: IfO-Institut: Grüner Wasserstoff: Wie steht es um die Wirtschaftlichkeit und welche Nachfrage lässt sich erwarten?, 2023, Abb. 1, unter: <https://www.ifo.de/publikationen/2023/aufsatz-zeitschrift/gruener-wasserstoff-wirtschaftlichkeit>; Norddeutsches Reallabor: Grüner Wasserstoff für die Energiewende, Teil 5: Erzeugung von grünem Wasserstoff, Juni 2024, S. 23, unter: <https://norddeutsches-reallabor.de/download/potentiale-grenzen-und-prioritaeten-gruener-wasserstoff-fuer-die-energiewende-teil-5-erzeugung-von-gruenem-wasserstoff-2024-06/>
- 2) Datenquelle: Fraunhofer Energy Charts, unter: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE>
- 3) Novellierte Erneuerbare Energien Richtlinie der EU 2023/2413 (Renewable Energy Directive RED III), Art. 22a, Abs. 1, UAbs. 5
- 4) Sog. RFNBO = Renewable Fuels Of Non Biological Origin; Novellierte Erneuerbare Energien Richtlinie der EU 2023/2413 (Renewable Energy Directive RED III), Art. 25, Abs. 1, b)
- 5) BCG White Paper: Turning the European Green Hydrogen Dreams into Reality: A Call to Action, October 2023, unter: <https://media-publications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf>; oder: FAZ: Die Wasserstoff-Lücke, 7.6.2024, unter: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiewende-mit-wasserstoff-benoetigte-mengen-sind-nicht-in-sicht-19770780.html>
- 6) Gut verständliche Erklärung z.B. unter: https://www.fh-muenster.de/egu/fue/fue_gebiete/sectorenkopplung/hymat/FRAGEDES-MONATSDEZ.php; sowie Norddeutsches Reallabor, S. 8 ff – siehe Anm. 33)
- 7) Z.B. Enapter AEM-Nexus-1000, vgl. https://handbook.enapter.com/electrolyser/aem_nexus/downloads/Enapter_Datasheet_AEM-Nexus-1000.pdf
- 8) Urban Transport Magazine: Wasserstoff – aber nicht im Verkehr, 25.5.2024, unter: <https://www.urban-transport-magazine.com/wasserstoff-aber-nicht-im-verkehr/>
- 9) Z.B. GKN Hydrogen, vgl. <https://www.gknhydrogen.com/technology-2/>
- 10) Z.B. Prognos-Studie: Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten, 21.6.2023, S. 22, unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf, sowie: Chemie Technik: Wie sieht das neue Wasserstoff-Netz für Deutschland aus?, unter: <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/plaene-fuer-ein-nationales-wasserstoff-netz-in-deutschland-341.html>
- 11) Vgl. z.B. den Konzeptentwurf der FNB-Gas e.V.: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- 12) EWI): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern, März 2024, unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf; vgl. auch DIW: Heimische Produktion von grünem Wasserstoff kann mit Kavernenspeicherung günstiger werden, 2023, unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.882355.de/publikationen/wochenberichte/2023_41_3/heimische_produktion_von_gruenem_wasserstoff_kann_mit_kavernenspeicherung_guenstiger_werden.html#section2
- 13) Zum strom- bzw. gasseitigen Betriebskonzept vgl. IfO-Institut, Anm. 1), S17f.
- 14) Eigene Berechnungen auf der Basis der Stundenwerte im bundesdeutschen Stromnetz der Fraunhofer Energy Charts, unter: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE
- 15) Angenommen sind auf der deutlich positiven Seite der Abschätzung 70 % Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und 60 % Wirkungsgrad für die Rückverstromung des Wasserstoffs mittels GuD- Kraftwerk oder Brennstoffzelle.
- 16) Die Minderungsziele sind in § 37a Nr. (4) BImSchG geregelt.
- 17) DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1184 vom 10. Februar 2023, Artikel 3 und Artikel 4; zum Vergleich: Der durchschnittliche Grünstromanteil im bundesdeutschen Netz beträgt aktuell etwa 60 % (vgl. Fraunhofer Energy Charts, unter: https://www.energy-charts.info/charts/renewable_share/chart.htm?l=de&c=DE), die CO²-Belastung aus der Stromproduktion 99,3 g CO²/MJ (2020) (vgl. DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1185 vom 10. Februar 2023, Anhang Tabelle A)
- 18) Denn der Wirkungsgrad der H₂-Mobilität mittels Wasserstoff-Elektrolyse und Antrieb per H₂-Brennstoffzelle liegt bei deutlich unter 40 % des ursprünglich eingesetzten Stroms. (vgl. Anm. 15, zzgl. der Speicherverluste für die Druckbetankung). Bezogen auf die Klimarelevanz ist dieser Wert nur gesichert, wenn nahezu 100 % des für die H₂-Erzeugung aufgewendeten Stroms aus EE-Anlagen stammt, was Zweck der o.g. Regularien ist. Selbst dann schneidet das E-Auto mit einem EE-Wirkungsgrad von insgesamt ca. 50 % (bei einem durchschnittlichen derzeitigen EE-Stromanteil von ca. 60 % und einem fahrzeugbezogenen Wirkungsgrad von 85%) deutlich besser ab.
- 19) Stiftung Umweltenergierecht: Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, 19.11.2023, S 43 ff., unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/11/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStu-dien_32_DA_Wasserstoff.pdf
- 20) Bundesnetzagentur: Durchschnittlicher, mengengewichtete Zuschlagswert für die Ausschreibung von Wind an Land im Mail 2024
- 21) 37. BImSchV, § 7 Abs. 3, Nr 1.
- 22) Gesetzentwurf Wasserstoffbeschleunigungsgesetz, § 4 Abs. (3), Nr 2.
- 23) Vgl. z.B. Graf von Westfalen: Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte bei dem Strombezug für die Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren, Februar 2024, unter: <https://www.gvw.com/aktuelles/blog/detail/umlagen-abgaben-steuern-und-entgelte-bei-dem-strombezug-fuer-die-wasserstoffherzeugung-in-elektrolyseuren>

- 24) Die Beträge für den Leistungspreis und den Messstellenbetrieb sind als Circa-Werte auf ct/kwh umgerechnet.
- 25) Vgl. hierzu auch: IfO-Institut: Grüner Wasserstoff: Wie steht es um die Wirtschaftlichkeit und welche Nachfrage lässt sich erwarten?, 2023, Abb. 1, unter: <https://www.ifo.de/publikationen/2023/aufsatz-zeitschrift/gruener-wasserstoff-wirtschaftlichkeit>
- 26) Eigene Marktrecherche, gerundete Durchschnittswerte
- 27) Eigene Berechnungen auf der Basis der Stundenwerte im bundesdeutschen Stromnetz der Fraunhofer Energy Charts, unter: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE
- 28) z.B. EnBW unter: https://www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/5-fragen-zur-wasserstoffherstellung.html?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwkJm0BhBxEiwAwT1AXHNRED7TFn-m67RZDeWqh7-xgtQGUn-TQICgrhZ3XHQRGH9Tg4MbnxyoCEiYQAvD_BwE
- 29) Dies ist auch der Ansatz des BCG White-Papers zum Wasserstoffhochlauf, vgl. Anm. 5)
- 30) Berechnet nach den Angaben bei Leopoldina: Wasserstoff – Welche Bedeutung hat er im Energiesystem der Zukunft?, Februar 2024, S. 7, Fußnote 9, unter: https://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Publikationen/Nationale_Empfehlungen/2024_E-SYS_Kurz_erklaerung_Wasserstoff.pdf
- 31) Zur sehr ähnlichen Ergebnissen kommt folgende aktuelle Studie: Norddeutsches Reallabor: Grüner Wasserstoff für die Energiewende, Teil 5: Erzeugung von grünem Wasserstoff, Juni 2024, S. 23, unter: <https://norddeutsches-reallabor.de/download/potentiale-grenzen-und-prioritaeten-gruener-wasserstoff-fuer-die-energiewende-teil-5-erzeugung-von-gruenem-wasserstoff-2024-06/>
- 32) Die Amortisation ist nach Durchschnittsmethode berechnet.
- 33) Fraunhofer/ESA: Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse, HyPAT Working Paper 01/2023, S. 20, unter: https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf, sowie BCG White Paper: Turning the European Green Hydrogen Dreams into Reality, siehe Anm. 4)
- 34) Weitergehende Überlegungen zur Forcierung des Wasserstoff-Hochlaufs in: EWI-Studie: H2-Förderkompass, Juni 2022, unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/02/220425_EWI_H2_Foerderkompass.pdf; sowie: Frontier-Economics: HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE ZUR UNTER-STÜTZUNG DES MARKTHOCH-LAUFS DER WASSERSTOFF-WIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND, S. 47 ff, unter: <https://www.frontier-economics.com/media/zg0hvx42/frontier-economics-wasserstoffhochlauf-in-deutschland-studie-fuer-eon-hydrogen-2023-11-28-stc.pdf>

Kontaktdaten des Autors:

Dr. Axel Müller
Novaro-Energiesysteme
Dieringhauserstr. 18
51109 Köln
M: info@novaro.de
I: www.novaro.de
T: 0171-8931715