

Politische und ökonomische Rahmenbedingungen für eine neue Wasserstoff-Ära

Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien ist als Energieträger und Rohstoff der Zukunft in der angewandten Energieforschung schon länger ein Thema. Die Auswirkungen der Ölkrisen Ende der 1970er bzw. Anfang der 1980er Jahre und die hierdurch deutlich gewordene Vulnerabilität des Wirtschaftssystems mit Blick auf Preisschwankungen und Versorgungsengpässe im Energiemarkt, aber auch das Reaktorunglück von Tschernobyl 1986 führten zu einer ersten Hochphase für Wasserstoff.

Im selben Jahr startete das Projekt HYSolar, eine deutsch-saudi-arabische Kooperation zur Technologieentwicklung für solaren Wasserstoff.

Etwa 10 Jahre später kündigte der Automobilkonzern Daimler öffentlichkeitswirksam das erste Brennstoffzellenfahrzeug in Serie für das Jahr 2002 an, was eine neuerliche Boom-Phase auslöste. Bestand hatte auch dieser zweite Boom nicht, da die Umsetzung der Ankündigung ausblieb.

Wiederum etwa 10 Jahre später startete die Bundesregierung im Jahr 2007 mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie eine hochbudgetierte Forschungs- und Entwicklungsinitiative, um die mit einer Wasserstoffindustrie für Deutschland verbundenen Chancen erschließbar zu machen. Im Rahmen dieses Programms konnten viele Entwicklungslücken geschlossen werden, so dass Deutschland aus Sicht der Technologieentwicklung, auf die in der im Juni 2020 verabschiedeten Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehenen Industrialisierungsschritte vorbereitet sein dürfte. [1]

Warum dürfen wir erwarten, dass sich die aktuelle Hochphase für Wasserstoff diesmal verstetigt? Warum handelt es sich um eine neue Wasserstoff-Ära?

1. Es besteht ein breiter gesellschaftlicher und politischer Konsens für mehr Klimaschutz.

Mit dem Klimaschutzabkommen von Paris hat die Weltgemeinschaft im Jahr 2015 beschlossen, die globale Erwärmung auf möglichst unter 1,5 °C seit Beginn der Industrialisierung zu begrenzen. Aufgrund mangelnder Fortschritte hinsichtlich der Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen, der spürbar zunehmenden Bedrohung durch den Klimawandel und des wachsenden öffentlichen Drucks, stärkere Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen hat die EU-Kommission im Herbst 2019 als neues Leitbild für Europa das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 formuliert, verbunden mit der ehrgeizigen Zielsetzung, weltweit der erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Im April 2021 fand auf Einladung des amerikanischen Präsidenten Joe Biden ein virtueller Klimagipfel zur Vorbereitung der COP26 in Glasgow statt. Neben der EU verkündeten mehrere führende Industrienationen, darunter der Gastgeber USA, verstärkte Anstrengungen zum Klimaschutz und damit höhere Minderungsziele bis 2030 und stellten ein Erreichen der Klimaneutralität bis Mitte des Jahrhunderts in Aussicht. Die Erwartungen bezüglich weiterer verbindlicher Zusagen anlässlich des G20 Gipfels am 30./31. Oktober 2021 in Rom waren hoch, konnten aber nicht vollständig erfüllt werden. So konnte man sich auf kein verbindliches Datum für das Erreichen der Klimaneutralität verständigen, sondern blieb mit der Formulierung „bis zur Mitte des Jahrhunderts“ relativ vage [2]. Entsprechend deutlich fielen die Auftaktreden zur COP26 aus. So betonte Alok Sharma, der britische Präsident der COP „Das Fenster, das 1,5-Grad-Ziel zu erreichen, schließt sich. Glasgow muss halten, was Paris versprochen hat. Diese internationale Konferenz muss liefern.“ [3] und Patricia Espinosa, Chefin des UN-Klimasekretariats verdeutlichte: „We either choose to recognize that business as usual isn't worth the devastating price we're paying and make the necessary transition to a more sustainable future — or we accept that we're investing in our own extinction.“ (...) [4]



ZSW

Maike Schmidt
maike.schmidt@zsw-bw.de

DLR

Dr. Thomas Vogt
t.vogt@dlr.de

Die Notwendigkeit des Klimaschutzes wird auch auf nationaler Ebene stark wahrgenommen. Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts im April 2021 musste die Bundesregierung ihre Klimaschutzvorgaben verbindlicher ausgestalten und zog mit der Novellierung des Klimaschutzgesetzes das Zieljahr für das Erreichen der Klimaneutralität für Deutschland auf das Jahr 2045 vor [5]. Mehrere Bundesländer sahen noch ambitioniertere Ziele vor. Baden-Württemberg schrieb das Zieljahr 2040 nicht nur in seinem Koalitionsvertrag [6] fest, sondern verankerte es auch im Rahmen der Novelle des Klimaschutzgesetzes im Rechtsrahmen. [7]

2. Klimaneutralität im Sinne des Green Deal ist nur mit Wasserstoff zu erreichen.

Die Klimaschutzgesetze auf europäischer und nationaler Ebene sowie auf Ebene der Bundesländer und die entsprechenden Maßnahmenpakete wie der europäische Green Deal und die teilweise noch ausstehenden Konzepte auf nationaler und regionaler Ebene stellen dabei die ersten Schritte zur Umsetzung des Pfads zur Klimaneutralität 2050, 2045 oder 2040 dar.

Bisher gingen die europäischen ebenso wie die nationalen Szenarien zwar von einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um –80% bis –95% gegenüber 1990 aus, aber sowohl die Maßnahmen wie auch die formulierten Zwischenziele zielten jeweils nur auf eine Minderung von –80%.

Doch jetzt hebt der Green Deal auf europäischer Ebene klar die Handlungsfelder hervor und verdeutlicht, dass mit der neuen Anforderung der Klimaneutralität nun auch diejenigen Sektoren in den Fokus rücken, die bei einer –80%-Strategie außer den üblichen Effizienzanstrebungen noch keine größeren strukturellen Änderungen erfahren hätten. Dies betrifft neben der energieintensiven Grundstoffindustrie (Stahlindustrie, Chemieindustrie, Mineralölwirtschaft, Zementindustrie) auch einen großen Teil des Verkehrssektors, da nunmehr auch der Luftverkehr, die internationale Seeschifffahrt und die nicht elektrifizierbaren Teile des Güterverkehrs adressiert werden müssen.

Somit werden die Klimaziele im Verkehrssektor ebenso wie das Ziel der klimaneutralen Produktion in der Industrie nur mit grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukte wie synthetischen Kraftstoffen erreichbar sein. Zudem kann grüner Wasserstoff als Speicher eine Beschleunigung der Transformation im Stromsektor unterstützen (vgl. auch [1]).

3. Erneuerbare Energien sind weltweit vielfach wettbewerbsfähig zur fossilen und nuklearen Stromerzeugung

Die rasante Entwicklung und Verbreitung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, insbesondere der Photovoltaik und der Windenergie an Land, haben es ermöglicht, dass heute Strom aus erneuerbaren Energien gerade im internationalen Kontext häufig die kostengünstigste Option der Stromerzeugung darstellt. Nach [8] waren im Jahr 2020 erneuerbare Energien bereits die billigste Stromerzeugungsquelle in Ländern, die nahezu 3/4 des globalen Bruttoinlandsprodukts erwirtschaften. Mit Stromerzeugungskosten für Windenergie zwischen 30 US\$ pro MWh (Brasilien) und 50 US\$ pro MWh (Deutschland) und für Photovoltaik zwischen 33 US\$ pro MWh (Indien) und 50 US/\$ pro MWh (Südafrika) ist bereits eine solide Basis für eine zukünftig auch zu fossilem Wasserstoff auf Erdgasbasis konkurrenzfähige Wasserstoffproduktion vorhanden.

4. Die Schlüsseltechnologien für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff sind reif für den Markthochlauf

Die Zielsetzungen sowohl aus der nationalen als auch aus der europäischen Wasserstoffstrategie sind ambitioniert. So soll ausgehend von einer kumulierten Elektrolysekapazität von 50 MW in Deutschland eine Elektrolysekapazität von 5.000 MW im Jahr 2030 erreicht werden. Inzwischen wurde dieses Ziel mit dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung sogar auf 10.000 MW erhöht. Auch auf europäischer Ebene sollen ausgehend von einem sehr niedrigen dreistelligen MW-Niveau 40.000 MW in 2030 erreicht werden. Die Elektrolysetechnologie ist hinreichend erprobt und hat ihre Funktionsfähigkeit in zahlreichen PtX-Pilotprojekten unter Beweis gestellt. Auch die Angebotsbasis erscheint mit weltweit etwa zehn Anbietern von Elektrolyseanlagen im MW-Bereich zwar schmal aber durchaus in der Lage, eine dynamische Marktentwicklung zu bedienen.

Die größten Herausforderungen liegen nunmehr in der Technologieskalierung hinzu höheren Leistungen pro Elektrolyseblock, größeren Stückzahlen und damit letztlich im Übergang von der Manufaktur zur Serienfertigung der Elektrolyseanlagen. Diese Herausforderung kann von den Herstellern jedoch nur angenommen werden, wenn auch die erforderlichen Kapitalmittel einerseits für ihre eigenen Investitionen zur Verfügung stehen und andererseits der Markthochlauf der Elektrolysekapazität auch über das notwendige Kapital abgesichert ist.

5. Große Kapitalmengen stehen auch seitens institutioneller Investoren zur Verfügung.

Letzteres scheint gesichert. Auf Seiten der öffentlichen Kapitalgeber hat sich nicht nur die Bundesregierung in ihrer Wasserstoffstrategie zu Investitionen in Höhe von 9 Mrd. EUR bekannt. Die Europäische Union geht in ihrer Wasserstoffstrategie von notwendigen Investitionen in Höhe von 24 bis 42 Mrd. EUR bis zum Jahr 2030 aus. [9] Um die Finanzierung abzusichern unterzeichneten 22 EU-Staaten und Norwegen im Dezember 2020 ein Manifest, um eine saubere Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu ermöglichen und die Einführung von 'Important Projects of Common European Interest' (IPCEIs) im Wasserstoffbereich festzulegen. Das IPCEI Wasserstoff ist das größte europäische Projekt dieser Art und wird allein in Deutschland 62 Großvorhaben unterstützen, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur ausgewählt haben. Die Vorhaben sollen mit über acht Milliarden Euro an Bundes- und Landesmitteln gefördert werden. Insgesamt sollen allein in Deutschland Investitionen in Höhe von 33 Milliarden Euro ausgelöst werden.

Hinzu kommt, dass zunehmend auch institutionelle Anleger auf der Suche nach zukunftssicheren Investitionsmöglichkeiten den Bereich der erneuerbaren Energietechnologien, zu denen auch grüner Wasserstoff zählt, entdecken, so dass ausreichend Kapital auch für den Einstieg in eine grüne Wasserstoffwirtschaft vorhanden sein dürfte [10], sofern die politischen Rahmensetzungen dies entsprechend unterstützen, was neben den Klimaschutzanforderungen ein zweites gewichtiges Argument für ein dauerhaftes Interesse an Wasserstofftechnologien ist.

Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens: Renewable Energy Directive II

Gerade die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens ist jedoch aktuell die zentrale Herausforderung für Europa, denn sie wird über den Erfolg oder Misserfolg beim Markthochlauf von grünem Wasserstoff entscheiden. Aktuell steht die Ausgestaltung des Delegierten Rechtsakts zur Definition von grünem Wasserstoff gemäß Artikel 27 (3) der RED II [11] im Fokus der Diskussion. Es gilt das Grundprinzip, dass flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs als vollständig erneuerbar gelten, wenn die Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Hierfür soll der delegierte Rechtsakt die einzuhaltende Methodik

bzw. die Detailregelungen für den Nachweis des Regenerativstromeinsatzes zur Produktion von grünem Wasserstoff in Elektrolyse-Anlagen festlegen. Er ist in den Mitgliedsstaaten unmittelbar anzuwenden und gilt zunächst im Kontext der Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten auf die Erfüllung der Erneuerbare-Energien-Quoten im Rahmen der RED II. Es wird jedoch erwartet, dass er auch auf andere Anwendungen wie die Produktion von grünem Stahl in der Industrie übertragen werden könnte. Da bislang kein offizieller Entwurf des delegierten Rechtsakts vorliegt, sind die folgenden Ausführungen an den Formulierungen der RED II orientiert. Je nach Akzentuierung der Ausgestaltung des delegierten Rechtsakts können sich hiervon Abweichungen ergeben.

Der Definition des Begriffs **Zusätzlichkeit** bzw. dessen Auslegung in der Praxis kommt eine sehr hohe Bedeutung für den zukünftigen Markthochlauf von grünem Wasserstoff in Europa zu. Zunächst besagt er, dass Wasserstoff bzw. seine synthetischen Folgeprodukte nur auf die Zielsetzung der RED II angerechnet werden können, wenn der zur Wasserstoffproduktion genutzte Strom aus zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen stammt.

Dies könnte sowohl durch den Strombezug aus Neuanlagen, als auch durch den Bezug aus Altanlagen nach deren Förderende erfüllt werden, sofern diese nicht explizit ausgeschlossen werden. Bei Altanlagen würde mit dem Strombezug für die Wasserstoffproduktion die Weiterbetriebsphase finanziert. Entsprechende Stromlieferverträge oder Power Purchase Agreements (PPA) würden für gesicherte Einnahmen sorgen. Sofern Altanlagen ohne diese Power Purchase Agreements stillgelegt würden, kann hier von Zusätzlichkeit im Sinne eines zusätzlichen Beitrags zur Nutzung erneuerbarer Energien gesprochen werden. Eine gewisse Unsicherheit bleibt jedoch bestehen, da der Weiterbetrieb bei einer entsprechenden Preisentwicklung am Strommarkt auch ohne den Abschluss von Power Purchase Agreements gesichert sein könnte. In den kommenden Jahren wird dies in Deutschland vor allem auf die Stromerzeugung aus alten Windkraftanlagen an Land zutreffen.

Etwas anders verhält sich die Situation bei der Wasserkraft. Das Potenzial für neue Wasserkraftwerke ist in Deutschland sehr gering. Bei bestehenden Anlagen ist das Kriterium der Zusätzlichkeit zudem schwer begründbar, da diese überwiegend außerhalb jeglicher Förderung am Strommarkt agieren.

Für Elektrolyseanlagen entscheidet die Definition der Zusätzlichkeit über den möglichen Anlagenpool, aus dem Strom bezogen werden kann. Bei Neuanlagen stehen in Deutschland nur Photovoltaikfreiflächen-

anlagen und Offshore-Windenergie-Anlagen zur Verfügung. Werden Altanlagen nach Förderende ebenfalls zugelassen, erweitert sich das Portfolio um Windenergieanlagen an Land. Der nutzbare Strommix entscheidet über die mögliche Betriebsweise der Elektrolyseanlage, ihre maximale jährliche Betriebsdauer und damit unmittelbar über die Höhe der Wasserstoffherstellungskosten.

Gäbe es das Zusätzlichkeitskriterium nicht und könnte neben Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore-Wind auch Strom aus Wasserkraft genutzt werden, würde die Elektrolyseanlage immer so betrieben, dass sich ein Optimum für die Wasserstoffherstellungskosten ergibt, die sich aus den Investitionskosten (CAPEX), dem Strompreis sowie den Wartungs- und Betriebskosten (OPEX) zusammensetzen. Weil die fixen Kostenbestandteile mit jeder weiteren Betriebsstunde abnehmen, die variablen Betriebskosten entweder gleichbleiben oder für längere Jahreslaufzeiten leicht steigen, wird durch die Betreiber gerade in der Markthochlaufphase wegen des noch sehr hohen CAPEX eine möglichst hohe Jahresvolllaststundenzahl – idealerweise 8.000 Stunden im Jahr – angestrebt.

Wird Wasserkraft aufgrund des Zusätzlichkeitskriteriums nicht als Stromquelle zugelassen, ist bei Anwendung des zweiten Kriteriums, der **Gleichzeitigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung und der Wasserstoffproduktion**, kein Betrieb an 8.000 h im Jahr möglich, da ohne Wasserkraft die Lieferung eines Grundlastprofils aus erneuerbaren Energien an 8.000 h im Jahr ausgeschlossen ist.

Das dritte Kriterium, dass **kein Netzengpass zwischen Stromerzeugungsanlage und Wasserstoffherzeugung bestehen darf**, könnte zu einer vergleichsweise starken regionalen Einschränkung der erneuerbaren Stromerzeugungs-Anlagen führen, aus denen eine Belieferung möglich ist. Gemäß Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943 wäre ein Strombezug nur innerhalb der Gebotszone Deutschland-Luxemburg möglich.

Die regulatorischen Anforderungen an den Strombezug für die Produktion von grünem Wasserstoff bestimmen die Gestaltungsspielräume der Strombelieferung. Sie wirken sich unmittelbar auf die Nutzbarkeit unterschiedlicher Stromquellen, auf den einsetzbaren Strommix und auf den zu erwartenden Strombezugspreis aus.

Darüber hinaus bestimmt der einsetzbare Strommix die Höhe der Jahresvolllaststunden der Anlage. Strombezugspreis und Jahresvolllaststunden wiederum beeinflussen maßgeblich die Wasserstoffherstellungskosten.

Damit bestimmt die Definition der Kriterien Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit und Vermeidung von Netzengpässen maßgeblich über die Wettbewerbsfähigkeit dieser Produkte im internationalen Kontext und damit über Erfolg oder Misserfolg der Wasserstoffwirtschaft in Europa.

Literatur

- [1] Schmidt et al. (2021): Grüner Wasserstoff als Schlüsseltechnologie für die europäische Energiewende, FVEE-Themen 2020 „Forschung für den European Green Deal“, Berlin, Juni 2021, ISSN - 0939-7582
- [2] Amann, M.; Hornig, F. (2021): G20-Beschlüsse zu Klima und Pandemie – Wolkig geblieben, Rom, 01.11.2021; Spiegel Ausland, online unter <https://www.spiegel.de/ausland/g20-gipfel-in-rom-ehrgeizige-ziele-fuer-klimaschutz-und-corona-bekaempfung-a-36e087e7-71cd-4c98-8df3-887105a74a5e>
- [3] Sharma, A. (2021) Opening remarks at COP 26, Glasgow, 31.10.2021, online unter <https://www.gov.uk/government/speeches/cop26-president-alok-sharmas-opening-speech-at-cop26>
- [4] Espinosa, P. (2021) Opening remarks at COP26, Glasgow, 31.10.2021, online unter <https://unfccc.int/news/remarks-by-unfccc-executive-secretary-patricia-espinosa-to-open-cop26>
- [5] Bundesregierung (2021); Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021; Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 59, ausgegeben zu Bonn am 30. August 2021.
- [6] BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN BADEN-WÜRTTEMBERG, CDU BADEN-WÜRTTEMBERG (2021), Jetzt für morgen – der Erneuerungsvertrag für Baden-Württemberg. Stuttgart, 08.05.2021. online unter https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/210506_Koalitionsvertrag_2021-2026.pdf
- [7] Landtag von Baden-Württemberg (2021), Gesetzesbeschluss des Landtags, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/943, Gesetz zur Änderung des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg. Stuttgart. 06.10.2021. online unter https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/0000/17_0943_D.pdf
- [8] BloombergNEF (2020). Online unter <https://www.nsenergybusiness.com/features/coronavirus-clean-energy-fossil-fuels/attachment/bloombergnef-lcoe-calculations-2020/#>
- [9] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- [10] IIGCC (2019): The Institutional Investors Group on Climate Change; Open letter to EU leaders, 6th December 2019.
- [11] Renewable Energy Directive 2018/2001/EU; online unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC