

Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten versus heimische Erzeugung – Teil 1

Kostenunterschiede, Realisierungsunsicherheiten und Reboundeffekte in Lieferländern

Frank Merten und Alexander Scholz

Die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung beinhaltet zentrale Zielkonflikte: Stärkung der deutschen Wirtschaft versus hohe Importquote, günstigere Produktionskosten im Ausland versus höhere Wertschöpfung durch Produktion im Inland. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Beitrag diskutiert, wie groß die Kostenunterschiede ausfallen, welche Bedeutung die Transportkosten haben und welche Reboundeffekte bei Importen aus Nordafrika zu beachten sind.

Nationale Wasserstoffstrategie ist importorientiert

Die „Nationale Wasserstoffstrategie“ (NWS) der Bundesregierung zielt u.a. darauf ab, grünen Wasserstoff (H_2) als alternativen Energieträger zu etablieren und einen Heimatmarkt für H_2 -Technologien in Deutschland zu entwickeln. In diesem Rahmen wird bis zum Jahr 2030 ein jährlicher H_2 -Bedarf in Deutschland von 90 bis 110 TWh_{H₂} erwartet, während für die heimische Erzeugung via Wasserelektrolyse nur eine Produktionskapazität von 5 GW_{el} für umgerechnet etwa 14 TWh_{H₂} (aus offshore-Windstrom mit 4.000 h/a) angestrebt wird [1].

Daraus folgt mittelfristig eine H_2 -Importquote von 83 % bis 88 %. Langfristig kann die H_2 -Nachfrage in Deutschland nach einschlägigen Szenarien auf bis zu 400 TWh/a (und mehr) im Jahr 2050 ansteigen [2], während die NWS bis zum Jahr 2040 nur eine Verdoppelung der Elektrolyseleistung vorsieht und danach zunächst keine weiteren Ausbauziele nennt. In Abhängigkeit der heimischen Nachfrage würde die H_2 -Importquote langfristig auf bis zu 93 % ansteigen. Dieser aktuelle Vorrang für eine deutsche Import-Strategie wird hauptsächlich mit günstigeren H_2 -Kosten und größeren Erzeugungspotenzialen in sonnen- bzw. windreichen Ländern wie z.B. Marokko, Chile und Australien begründet.

H_2 -Importkosten nicht zwingend günstiger

Zur Klärung der Frage, ob und wieviel die Kosten für grüne H_2 -Importe aus Ländern mit günstigeren erneuerbaren Erzeugungspoten-

zialen wie in Nordafrika unter den Produktionskosten in Deutschland liegen, werden aktuelle ambitionierte Klimaschutzstudien für Deutschland ausgewertet [3, 4, 5, 6, 7]. Diese setzen alle mehr oder weniger umfangreich auf Wasserstoff, welcher besonders wichtig für die „Dekarbonisierung“ der Stahl- und Chemieindustrie in Deutschland ist.

Die Studienergebnisse weisen aufgrund der zum Teil sehr unterschiedlichen Annahmen eine große Bandbreite für die zukünftig erwarteten Kosten von grünem Wasserstoff aus Nordafrika auf. Sie reichen von ca. 8 bis 19,6 ct/kWh_{H₂} im Jahr 2030 und von 4,5 bis 13,8 ct/kWh_{H₂} im Jahr 2050 [8 S. 24 ff]. Dabei ist zu beachten, dass nicht in allen Fällen nachvollziehbar ist, in welchem Umfang Transportkosten mit enthalten sind. Die H_2 -Produktionskosten in Deutschland werden dagegen im Jahr 2030 bei ca. 12 und 12,5 ct/kWh_{H₂} [7, 4] oder sogar nur bei ca. 8 ct/kWh_{H₂} [6] und im Jahr 2050 respektive bei 8, 10 und nur 5,5 ct/kWh_{H₂} verortet.

Auch wenn die Ergebnisse der Studien-Metanalyse nur bedingt miteinander vergleichbar sind, lässt sich daraus schlussfolgern, dass es noch große Unsicherheiten bezogen auf zukünftige H_2 -Kosten und deren Transportkosten gibt sowie, dass eine heimische H_2 -Produktion mitunter günstiger als der Import aus Nordafrika sein kann. Daher sind weitere Betrachtungen unter Berücksichtigung von Bandbreiten und Unsicherheiten angezeigt.

Hierzu werden zunächst für die beiden besonders wichtigen Kostenfaktoren, die spezifischen Investitionen in neue Anlagen

(Fokus Polymermembran-Elektrolyse, PEMEL) und die anzulegenden Stromkosten, die neben Wirkungsgrad und Volllaststunden maßgeblich über die Höhe der spezifischen H_2 -Produktionskosten entscheiden, Kostenbandbreiten aus den betrachteten Studien sowie ergänzender Fachliteratur abgeleitet. Günstige Annahmen und resultierende Kosten werden als „progressiv“, entsprechend ungünstige Annahmen und Kostenergebnisse als „konservativ“ bezeichnet. Für die Investitionen in neue PEMEL wird folgende Entwicklung von global geltenden Bandbreiten unterstellt: Senkung der spezifischen Investitionen von heute 1.100-1.400 €/kW_{el} auf 700-1.000 €/kW_{el} in 2030 und weiter bis auf 300-700 €/kW_{el} in 2050.

Dadurch, dass diese und weitere anlagenspezifische Kostenfaktoren bis auf die Unterteilung in progressiv und konservativ als überall gleich angenommen werden, unterscheiden sich die spezifischen H_2 -Produktionskosten von verschiedenen Lieferländern im Wesentlichen durch unterschiedliche erneuerbare Stromgestehungskosten, ihre je nach Stromquelle verschieden hohen Volllaststunden sowie letztlich abweichende Zinssätze für die Finanzierung [9].

Da die Annahmen zu den EE-Stromkosten für eine grüne H_2 -Produktion in Deutschland in den betrachteten Studien stark streuen, werden hier für die Jahre 2020 und 2030 die Ergebnisse der einschlägigen Kostenanalyse aus [10] übernommen und für die Kosten in 2050 pauschal angenommen, dass sie jeweils um 10 % niedriger als in 2030 liegen, weil die größte Kostensenkung bis 2030 stattgefunden hat. Demnach könnte grüner Wasserstoff

in Deutschland am günstigsten aus onshore-Windstrom erzeugt werden, zu Kosten von heute zwischen rd. 15 und 23 ct/kWh_{H₂}, 2030 zwischen rd. 11 und 19 ct/kWh_{H₂} und in 2050 zwischen rd. 7 und 15 ct/kWh_{H₂}. Wenn der Wasserstoff dagegen zu gleichen Teilen aus onshore- und offshore-Wind-Strom erzeugt würde, dann lägen die deutschen Erzeugungskosten im Mittel in 2030 bei ca. 16 ct/kWh_{H₂} und könnten bis auf 12 ct/kWh_{H₂} in 2050 gesenkt werden.

In Marokko beispielsweise – als potenziell sehr interessantes Lieferland für Deutschland – kann grüner Wasserstoff zum Vergleich im Jahr 2030 zu Kosten von rd. 8 bis 16 ct/kWh_{H₂} aus hybriden PV- und Windstromanlagen in Küstennähe und damit um ca. 3 ct/kWh_{H₂} günstiger als in Deutschland erzeugt werden. Die marokkanischen Erzeugungskosten könnten dann bis 2050 auf etwa rd. 5 bis 12 ct/kWh_{H₂} gesenkt werden, so dass rein produktionsseitig langfristig noch ein Kostenvorteil zwischen 3 und 4 ct/kWh_{H₂} gegenüber Deutschland bestehen würde, allerdings ohne Berücksichtigung der notwendigen Transportkosten.

Der Produktionskostenvorteil nivelliert sich jedoch bzw. kann sogar ganz kompensiert werden, selbst wenn nur die progressiven Transportkosten in Höhe von 2,8 ct/kWh_{H₂} (vgl. unten) für den Export nach Deutschland mitberücksichtigt werden (siehe Abb. 1). Die

resultierenden progressiven H₂-Importkosten aus Marokko können bereits dann mit ca. 7,6 ct/kWh_{H₂} in 2050 leicht höher liegen als jene aus onshore Windstrom in Deutschland mit ca. 7,1 ct/kWh_{H₂} (siehe untere gestrichelte Linie in Abb. 1). Abb. 1 illustriert im Fall von Deutschland (linke Seite) auch, wie groß die Kostenunterschiede zwischen progressiven und konservativen Annahmen bzw. zwischen verschiedenen Stromquellen sein können. Sie zeigt zudem, wie sehr sich die Importkosten aus Marokko durch Variation der progressiven Parameter in 10 %-Schritten hin zu konservativen Annahmen den Produktionskosten in Deutschland annähern können.

Eine Erhöhung der unterstellten Zinssätze von 7,8 % auf 11,7 % sowie eine Verringerung der Volllaststunden von 5.400 h/a auf nur noch 2.700 h/a führt nur zu einem vernachlässigbaren bzw. leichten Anstieg der Importkosten aus Marokko um ca. 0,3 bzw. 0,8 ct/kWh_{H₂}. Bei einer analogen Erhöhung der Transportkosten von 3 auf 4,2 ct/kWh_{H₂} oder einer Einführung und Steigerung von Gewinnaufschlägen auf den Gesteungskosten von 0,5 auf 2,4 ct/kWh_{H₂} führt dagegen zu signifikanten Kostensteigerungen um 1,4 bis 2,4 ct/kWh_{H₂}. Die Importkosten im Jahr 2050 würden in diesen beiden Fällen dann nur noch um 2 bis 3 ct/kWh_{H₂} unter den mittleren H₂-Produktionskosten aus einem Windstrommix in Deutschland liegen. Wenn sich alle vier Para-

meter zugleich um 40 % verschlechtern würden, dann wären die Importkosten gleichauf bis teurer als eine heimische H₂-Erzeugung aus einem künftigen Windstrommix.

H₂-Transportkosten schränken Lieferregionen ein

Die in Studien und Fachliteratur [6, 11, 12, 13] ermittelten Transportkosten für Wasserstoff weisen ebenfalls erhebliche Unsicherheiten auf und dürften zumindest in der Anfangsphase einer entstehenden H₂-Wirtschaft und für den Aufbau der ersten Infrastrukturen höher liegen als zuvor unterstellt. Für den Ferntransport kommen nur die zwei Optionen Pipeline und Schiff in Frage. Im Unterschied zu Pipelines mit weltweit rund 5.000 km Leitungen gibt es noch keine (großen) kommerzielle H₂-Schiffe und es fehlt damit an Erfahrungen [11].

Schiffe hätten den Vorteil, dass sie besser skaliert und ihre Transportkapazitäten damit optimaler an die erst noch entstehenden H₂-Mengen angepasst werden könnten und dass ihre Kosten weniger stark mit der Entfernung zunehmen. Für den Transport muss der Wasserstoff aufgrund seiner geringen volumetrischen Energiedichte jedoch erst verflüssigt werden. Dieser energie- und kostenintensive zusätzliche Umwandlungsschritt führt jedoch dazu, dass Schiffe voraussichtlich erst ab einer Entfernung von 4.000 km günstigere Transportkosten aufweisen als H₂-Pipelines (vgl. Abb. 2), da allein die Verflüssigung mit Zusatzkosten in Höhe von 2,5 bis 3,8 ct/kWh_{H₂} zu Buche schlägt. Dies macht den Schifftransport im Vergleich zur Pipeline teurer, obwohl die mittleren spezifischen Transportkosten mit ca. 0,025 €/ (MWh • km) sonst etwa gleichauf zur Pipeline mit 0,02 €/ (MWh • km) liegen. Zudem sind die Kostenunsicherheiten bei Schiffen deutlich höher als bei Pipelines (siehe Abb. 2).

Pipelines haben im Vergleich zu Schiffen den Vorteil, dass sie Wasserstoff mit viel größeren Kapazitäten sowie mit deutlich weniger Energieverlusten und Betriebskosten über große Strecken transportieren können. Da es wesentlich günstiger ist, direkt große Rohrdurchmesser zu verbauen als sukzessive kleine, sind jedoch für neue Leitungen große

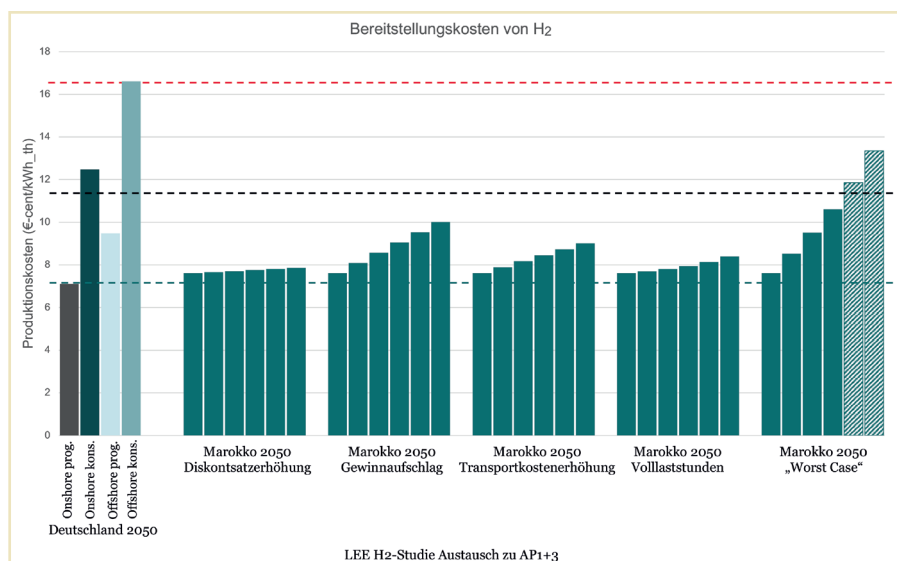


Abb. 1 Veränderung der H₂-Importkosten aus Marokko in 2050 durch Variation der progressiven in Richtung konservative Parameter im Vergleich zur heimischen H₂-Erzeugung aus Windstrom im Jahr 2050 (schwarze gestrichelte Linie: Mittelwert der vier Kostenszenarien für Deutschland; rote bzw. grüne gestrichelte Linie: konservative bzw. progressive Kostenniveaus von H₂ aus Windstrom)

Investitionen zu stemmen, die zu Beginn eher überdimensioniert sein werden.

Es gibt allerdings diesbezüglich noch einen weiteren klaren Vorteil gegenüber Schiffen, da in der Regel zunächst auch die bestehenden Erdgasleitungen verwendet werden können, sei es für eine Beimischung oder für eine Umwidmung auf Wasserstoff. In diesem Fall können die nötigen Investitionen deutlich sinken. Pipelines werden daher aufgrund niedriger Kosten und relativ schneller Verfügbarkeit als vorteilhafte Transportvariante für H₂-Importe angesehen. Dadurch wird sich der Kreis der in Frage kommenden Lieferländer auf einen Radius von bis zu etwa 4.000 km einschränken und diejenigen Länder mit bereits bestehenden Erdgasleitungen nach Europa, wie z.B. Marokko, profitieren.

Die Transportkosten für H₂-Importe aus Marokko via Pipeline nach Deutschland werden bei einer Entfernung von ca. 2.900 km zwischen 3 ct/kWh_{H₂} im progressiven Fall und 10 ct/kWh_{H₂} im konservativen Fall liegen und die Produktionskostenvorteile von Marokko dadurch wahrscheinlich kompensieren. Die Importkosten werden nur dann geringer als die Produktionskosten in Deutschland bleiben können, wenn die bestehenden Erdgasleitungen verwendet werden. Ein Transport per Schiff würde auch wegen des längeren Weges mit Kosten zwischen 4 und 17 ct/kWh_{H₂} zu Buche schlagen. Die hohen Transportkosten für Wasserstoff sind einer der wesentlichen Gründe, warum viele der betrachteten Studien auf den Transport von Power-to-X-Produkten via konventionelle Infrastrukturen setzen.

Reboundeffekte und Abhängigkeiten bei Importen aus Nordafrika beachten

Eine im öffentlichen Diskurs wie auch in Studien häufig betrachtete Region für potenzielle zukünftige Wasserstoffbezüge ist Nordafrika. Grund hierfür sind vorteilhafte Standortfaktoren für Sonnen- und Windstrom, welche eine günstige Stromgestehung sowie eine hohe Auslastung der Elektrolyseanlagen ermöglichen und so die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff verringern. Zudem geht man von großen verfügbaren Flächenpotenzialen aus [13] und die Transportdistanzen nach Deutsch-

land sind – in globalen Maßstäben gemessen – vergleichsweise gering.

Dabei darf jedoch nicht vernachlässigt werden, dass alle nordafrikanischen Länder derzeit selbst noch stark abhängig von fossilen Energieträgern sind. **Marokko** beispielsweise, mit welchem Deutschland im vergangenen Jahr eine Wasserstoffallianz vereinbarte und als Vorreiter für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Region gilt, hat in den letzten Jahren stark in Solar- und Windanlagen investiert und verfolgt ambitionierte Ziele für den weiteren EE-Ausbau. Dennoch machen fossile Energieträger aktuell rund 90 % des Primärenergiemix aus und werden auch im Jahr 2030 noch tragende Rollen einnehmen [14]. Bis dahin möchte das nordafrikanische Land den Anteil von Solar- und Windstromanlagen an der installierten Leistung von derzeit 30 % auf 52 % erhöhen, doch auch dann wird rund die Hälfte der Stromproduktion auf Kohle- und Erdgas entfallen [15, 13].

Dabei dürfte die Fähigkeit, ein langfristiges Wachstum der EE-Kapazitäten aufrechtzuerhalten eine weitaus größere Restriktion darstellen als das absolute technische Potenzial. So werden laut [14] zur Erreichung der marokkanischen Klimaziele bis 2030 rund 10 GW_{el} zusätzliche erneuerbare Kapazität benötigt,

was nach [13] jährlichen Wachstumsraten von 16 % bei der Windkraft und 26 % bei der Solarenergie entspricht. Ein derartiger Ausbau wurde zwar in der Vergangenheit verzeichnet – nach [16] lag die jährliche Wachstumsrate der Windkraft in Marokko von 2010 bis 2017 durchschnittlich bei 20 % und für Solar bei 26 % – es verdeutlicht aber das Ambitionsniveau, insbesondere wenn zusätzliche Kapazitäten für Exporte bereitgestellt werden sollen.

Auch **Tunesien** ist noch extrem abhängig von fossilen Energien und erzeugt seinen Strom derzeit zu 97 % aus Erdgas. Das Land plant, bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von derzeit 3 % auf 30 % auszuweiten, doch dafür muss die installierte EE-Leistung von den heute wenigen Einzelanlagen um ca. 4 GW_{el} ausgebaut werden [17].

In solchen Regionen birgt eine stark exportorientierte Wasserstoffwirtschaft das Risiko, die Energiewende vor Ort zu verschleppen und so Rebound-Effekte auszulösen, da Ausbaukapazitäten und Arbeitskräfte gebunden werden. So würden für einen Export von 20 TWh Wasserstoff, was etwa 20 % des von der Bundesregierung prognostizierten Bedarfs in 2030 entspricht, zusätzliche Erzeugungskapazitäten in Höhe von ca. 7 GW benötigt [1, 18]. Dies allein würde Marokkos Ausbauziele um mehr als die Hälfte erhöhen. Im schlechtesten Fall

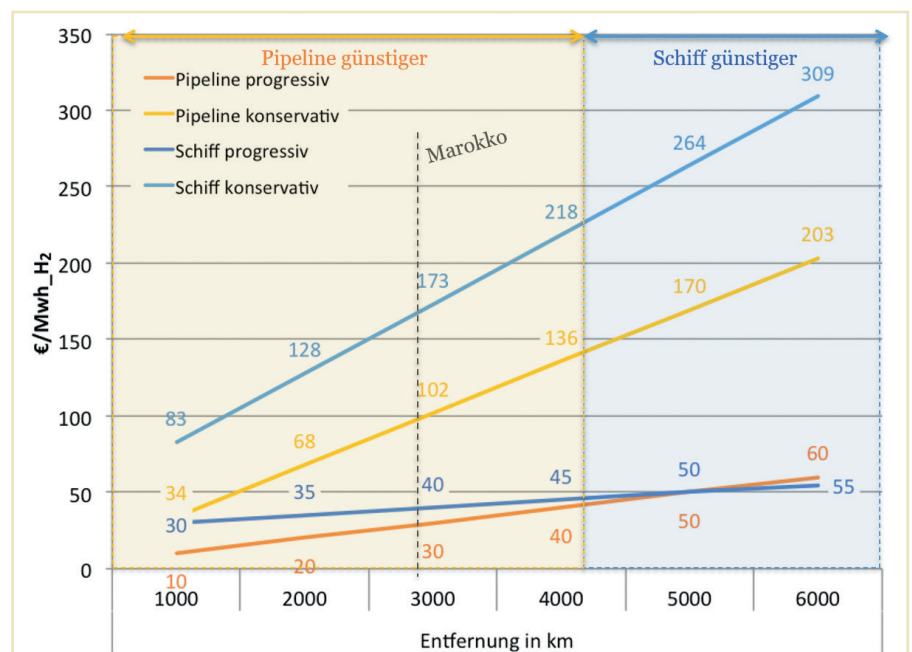


Abb. 2 Spezifische Transportkosten für Wasserstoff via Pipeline und Schiff in Abhängigkeit der Entfernung
Quelle: eigene Darstellung

begünstigen hohe Margen im Wasserstoffhandel den Weiterbetrieb fossiler Strukturen in den Exportländern. Zudem ergeben sich für die Importnation Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Herkunft (Farbe) des Wasserstoffs (grün, blau, grau, mix), wenn nicht ausschließlich erneuerbare Inselformen für die Stromversorgung der Elektrolyseure zum Einsatz kommen oder mehrere Produktionsrouten für Wasserstoff im Land bestehen und diese vermengt werden.

Einen weiteren – besonders für aride Wüstenstaaten relevanten – Faktor stellt der Wasserbedarf der Elektrolyse dar. Um hier die Versorgung der Bevölkerung nicht zu gefährden, muss dieses zwingend aus Meerwasser gewonnen werden. Da zumindest gegenwärtige Elektrolyseure mit reinem Wasser arbeiten, sind hierfür Entsalzungsanlagen notwendig. Diese sind zwar kommerzieller Stand der Technik, ihr Betrieb basiert derzeit aber größtenteils auf fossilen Energien und muss für die Produktion von grünem Wasserstoff ebenfalls auf eine erneuerbare Basis umgestellt werden. Wenngleich die Kosten dafür nur einen sehr geringen Anteil in der Kostenstruktur von grünem Wasserstoff darstellen (etwa 0,023 €/kWh_{H₂} [19]) müssen hierfür zusätzliche erneuerbare Erzeugungs- und ggf. Transportstrukturen bereitgestellt werden. Außerdem dürfen keine Flächen- bzw. Nutzungskonkurrenzen mit der Trinkwasserbereitstellung entstehen, da Entsalzungsanlagen zunehmend auch hierfür eingesetzt werden.

Die NWS der Bundesregierung sieht vor, dass H₂-Importe weder zulasten der Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien gehen, noch die nachhaltige Wasserversorgung der jeweiligen Partnerländer gefährden dürfen. Beide Aspekte sind für Nordafrika von besonderer Relevanz und müssen im Falle von zukünftigen H₂-Handelsbeziehungen Beachtung finden.

Unabhängig davon steigert eine stark importorientierte Wasserstoffstrategie die Versorgungsabhängigkeit Deutschlands von anderen Ländern und deren Transformationsfolgen. Auch ist der zeitliche Aufwand für die Sicherstellung einer adäquaten, internationalen Erzeugungs- und Transportinfrastruktur über weite Distanzen nicht zu unterschätzen, sei es über die Anpassung beste-

hender Erdgasinfrastrukturen oder über den Aufbau neuer Kapazitäten. Diese Faktoren bergen das Risiko, dass die benötigten Mengen an grünem Wasserstoff insbesondere für die hiesige Schwerindustrie nicht rechtzeitig geliefert werden können und Deutschland seine Klimaschutz- und Wasserstoffziele verfehlt.

Schlussfolgerungen

Die oben erläuterten Analysen, die auf unserer Studie [8] beruhen, zeigen, dass

- die Aussagen über künftige Kosten noch sehr unsicher sind und sich unter dem Strich (besonders bei Berücksichtigung von Transportkosten) keine eindeutigen und überzeugenden Kostenvorteile von H₂-Importen gegenüber einer heimischen H₂-Produktion belegen lassen;
- zudem eine hohe Unsicherheit besteht, dass Importe rechtzeitig und in ausreichenden Mengen für die heimische Nachfrage besonders durch die Industrie erfolgen und
- die Ausgangssituation und mittelfristige Entwicklung in vielversprechenden Lieferländern wie Marokko zunächst noch ungünstig sind, so dass mit Reboundeffekten gerechnet werden muss.

Daher sollte die Bundesregierung zumindest in der Anfangsphase viel stärker als bisher geplant auf eine nationale H₂-Produktion setzen, um für eine sichere und planbare Versorgung insbesondere der schwer zu dekarbonisierenden Industrie (wie der Stahlproduktion) mit grünem Wasserstoff zu sorgen.

Dies wird zugleich die deutsche Wirtschaft stärken, vor allem in den Bereichen Anlagenentwicklung und -bau sowie Systemintegration und -dienstleistungen von (flexiblen) Elektrolyseuren in einem erneuerbaren Energiesystem. Überdies ermöglicht eine solche Strategie deutlich mehr Wertschöpfung und Beschäftigung in den Bereichen rund um die Elektrolyse in Deutschland und bessere Chancen auf dem entstehenden Weltmarkt als im Falle von hohen H₂-Importquoten. Dieser blinde Fleck in der NWS, die heimischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale, wird ebenfalls in unserer Studie [8] beleuchtet sowie quantifiziert und die Ergebnisse im nächsten Heft („et“ 3/2021) vorgestellt.

Quellen und Anmerkungen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie. 2020. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html
- [2] Forschungszentrum Jülich (Hrsg.): Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. 2020. www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf?__blob=publicationFile
- [3] Prognos: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger – Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. 2020. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationSpfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile
- [4] LBST: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. 2019. www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf
- [5] Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin 2018.
- [6] Schindler, J.: Gestehungskosten von PtX-Produkten Im Vergleich zwischen Deutschland und Nordafrika. 13. EA. Paper. EnergieAgentur.NRW, 2019. www.energieagentur.nrw/content/anlagen/EA_paper_17_final.pdf
- [7] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018. www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3_Publikationen/2018/Maerz/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [8] Wuppertal Institut und DIW Econ: Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung; Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE-NRW). Wuppertal/Berlin, 3. Nov. 2020.
- [9] Die Zinssätze können aufgrund ungleicher Rahmenbedingungen durchaus um mehrere Prozentpunkte voneinander abweichen, sie tragen jedoch im Vergleich zu den anderen Faktoren nur moderat zum Produktionskostenniveau bei. In der Markteinführungsphase, mit noch hohen Investitionen für neue Anlagen, könnten sie allerdings auch eine wichtige Rolle für Standortentscheidungen (Auswahl von Lieferländern) spielen. Daher werden diesbezüglich auch Bandbreiten für das Fallbeispiel Marokko angenommen.
- [10] Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. 2018. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/

de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

[11] IEA: The Future of Hydrogen: 203. <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>. IEA: The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex. 2019. ed. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>

[12] Singh, S.; Shikha, J., Venkateswaran; P., et al.: Hydrogen: A Sustainable Fuel for Future of the Transport Sector. Renewable and Sustainable Energy Reviews 51 (2015), 623-633.

[13] Fraunhofer ISI: Study on the opportunities of "power-to-x" in Morocco. 10 hypotheses for discussion. 2019.

[14] IEA: Energy Politics Beyond IEA Countries. Morocco 2019.

[15] Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Christoph Hoffmann, Alexander Graf Lambsdorff, Olaf in der Beek, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP, Drucksache 19/23026, 2020. Deutsch-afrikanische Wasserstoffpartnerschaften.

[16] Fraunhofer IEE: Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme.2020.

[17] GIZ: Projets d'énergie renouvelable en Tunisie. Guide détaillé. 2019.

[18] Unter Annahme von 4.000 Volllaststunden und eines Elektrolyse-Wirkungsgrads von 70 %.

[19] Eigene Berechnung auf Basis der Kostenbandbreite von [20] für solare Umkehrosmose sowie eines Wasserbedarfs von 9l H₂O/kg H₂ gemäß [21].

[20] Palenzuela, Alarcón-Padilla, Zaragoza und Blanco: Between CSP+MED and CSP+RO in Mediterranean Area and MENA Region: Techno-economic Analysis.2015.

[21] Clean Energy Partnership: Wasserstoffproduktion und Speicherung 2020. [online, letzter Abruf 02.10.2020].

F. Merten und A. Scholz, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Wuppertal
frank.merten@wupperinst.org
alexander.scholz@wupperinst.org