



## Elektrolyse

### Status Quo: Technik, Kosten und Herausforderungen

Leon Berks

04.03.2022

# Inhaltsverzeichnis

Einleitung .....	3
Die verschiedenen Elektrolysetechnologien .....	4
Vor- und Nachteile der Elektrolysetechnologien .....	5
Investitions-und Betriebskosten .....	6
Wirkungsgrade .....	7
Der Markthochlauf der Elektrolyse .....	8
Zusammenfassung und Ausblick .....	11
Literaturverzeichnis .....	13

## Einleitung

Die Fachliteratur berichtet übereinstimmend darüber, dass der nationale wie auch internationale Bedarf an Wasserstoff in den kommenden Jahren stark zunehmen müssen, wenn etwa die Ziele des Pariser Klimaabkommens erreicht werden sollen. Weltweit liegt der heutige Verbrauch bei ca. 90 MT, bis 2030 dann bei 140 MT und 2050 laut IEA bei 660 MT.<sup>1 2</sup> Derzeit wird Wasserstoff nur in geringem Umfang CO<sub>2</sub>-arm<sup>3</sup> produziert, sondern überwiegend über die Dampfreformierung mit Erdgas bzw. Methan (grauer Wasserstoff). Auf diese Weise verursacht die Wasserstoff-Produktion weltweit jährlich **900 MT CO<sub>2</sub>-Emissionen bei 90 MT produziertem grauen Wasserstoff (Stand 2020)**.

Würde auch zukünftig größtenteils auf diese Weise Wasserstoff hergestellt, könnten zwar einzelne Industrien ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Verwendung von grauem Wasserstoffs statt beispielsweise Kohle reduzieren. *Klimaneutralität* würde aber bei der Etablierung dieser Produktionskette nicht erreicht. Eine Möglichkeit, wie auch die Produktion von Wasserstoff aus Methan CO<sub>2</sub>-arm erreicht werden kann, ist der Einsatz sog. Carbon Capture and Usage/Storage-Verfahren (oft bezeichnet als „blauer Wasserstoff“) oder Methanpyrolyse („türkiser Wasserstoff“). Dennoch, auf dem Weg zur Begrenzung der globalen Erderwärmung, die global betrachtet die verstärkte Verwendung von CO<sub>2</sub>-armem H<sub>2</sub> voraussetzt, spielt die Elektrolyse eine **essenzielle Rolle**. Denn durch dieses Verfahren kann langfristig eine defossilisierte Wasserstoffproduktion etabliert werden, die durch die Nutzung erneuerbaren Stroms nachhaltig gestaltet werden kann.

(Wasser-) Elektrolyse als elektrochemischer Prozess kann zur Herstellung von Wasserstoff auf der Basis erneuerbaren Stroms genutzt werden. Dabei werden in einem Elektrolyseur Wassermoleküle (H<sub>2</sub>O) unter Einsatz von

---

<sup>1</sup> Hydrogen Council und McKinsey & Company, „Hydrogen for Net-Zero“.

<sup>2</sup> Prognosen zum globalen Wasserstoffbedarf der Zukunft sind von den Annahmen abhängig, in welchen Sektoren sich Wasserstoff gegen die Konkurrenz weiterer CO<sub>2</sub>-armer Energieträger durchsetzen wird. Die hier zitierte Prognose bezieht sich auf die Rechnung von Hydrogen Council & McKinsey, die annimmt, dass CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff vor allem in den Industrien zum Einsatz kommt, die sich nicht oder nicht wirtschaftlich elektrifizieren lassen.

<sup>3</sup> „CO<sub>2</sub>-arm“ bedeutet in diesem Kontext, dass der so produzierte Wasserstoff einen möglichst geringen CO<sub>2</sub>-Emissions-Fußabdruck aufweist.

elektrischer Energie (Strom) zu Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) aufgespalten. Vereinfacht formuliert wird durch die Elektrolyse also elektrische Energie in chemische Energie ( $H_2$ ) umgewandelt. Der Prozess der Elektrolyse folgt folgendem Schema: Der Elektrolyseur enthält zwei Elektroden (negativ geladen=Kathode; positiv geladen=Anode), die in Wasser eingehängt werden. Zwischen den beiden Elektroden wird eine elektrische Spannung angelegt, sodass Strom fließt. Die elektrische Leitfähigkeit des Wassers wird erhöht, indem bestimmte Säuren oder Basen beigegeben werden (Elektrolyte). An den beiden Elektroden spaltet sich dann das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff (Wasserstoff entsteht an der Kathode und Sauerstoff an der Anode). Um zu vermeiden, dass die Elektroden in der sauren Lösung zu schnell altern und Elektrodenmaterial in die Lösung übergeht, sind sie meist aus (Halb-) Edelmetallen beziehungsweise Buntmetallen (z.B. Nickel, Gold, Platin oder Iridium) oder Graphit gefertigt. Der so produzierte Wasserstoff ist dann „ $CO_2$ -arm“, wenn die verwendete elektrische Energie aus erneuerbaren Stromquellen (z.B. aus Solarzellen) stammt und somit der sog. „ $CO_2$ -Fußabdruck“ reduziert wird.

## Die verschiedenen Elektrolysetechnologien

Bei der Elektrolyse wird momentan zwischen vier Haupttechnologien unterschieden: die Alkali Elektrolyse (AEL), die Proton Exchange Membrane-Elektrolyse (PEMEL), die Hochtemperatur Elektrolyse (HTEL) und die Anion Exchange Membrane Elektrolyse (AEMEL).

Die am längsten kommerziell eingesetzte Elektrolysetechnologie ist die AEL. Hierbei werden zwei metallische Elektroden (i.d.R. aus Nickel) in eine alkalisch-wässrige Lösung, das sog. Elektrolyt, eingetaucht, welches elektrisch leitfähig ist. Durch das Anlegen einer Gleichspannung setzt dann die elektrolytische Wasserspaltung ein und an der Kathode (negativ geladen) entstehen als Reaktionsprodukte Wasserstoff und Hydroxid-Ionen.

Die in den letzten Jahren verstärkt genutzte und weiterentwickelte PEMEL verwendet im Gegensatz zur Alkali-Elektrolyse kein Flüssigelektrolyt, sondern setzt eine protonleitfähige, gasdichte Membran ein, die gleichzeitig den Elektrolyten darstellt. Die Elektroden mit den Katalysatorpartikeln sind unmittelbar auf der Membran angebracht und bilden die Membran-Elektroden-Einheit. Des Weiteren arbeitet die PEMEL anders als die AEL im sauren Milieu,

da die Protonenleitfähigkeit durch die Zumischung von Ionomer in die Elektrodenschicht erreicht wird.<sup>4</sup> Deshalb wird für die Elektroden der Einsatz von Edelmetallen notwendig, um Korrosion zu verhindern.<sup>5</sup>

Die HTEL hat mittlerweile den Schritt vom Forschungsstadium zu ersten Demonstrations-Anlagen gemacht. Die auch Dampfelektrolyse genannte Technologie verwendet ein keramisches Festelektrolyt (festes Oxid) zur Trennung der Halbzellen, das bei sehr hohen Temperaturen ( $> 800^{\circ}\text{C}$ ) für Sauerstoff-Ionen leitfähig wird. Sauerstoff-Ionen diffundieren somit von der Kathodenkammer zu der Anodenkammer. Bei der HTEL kann ein Teil der für die Wasserspaltung erforderlichen Energie, statt durch elektrische Energie durch Wärmeenergie zugeführt werden. Somit könnte wertvoller erneuerbarer Strom eingespart werden.

Die AEMEL kombiniert die Vorteile der AEL und der PEMEL: Die Bauweise der AEM-Zelle entspricht der einer PEM-Zelle, denn auch hier liegen die Elektroden direkt auf einer Membran aus ionenleitendem Polymer. Somit kann die AEMEL unter Druck und mit hoher elektrischer Leistung betrieben werden. Anders als die PEMEL arbeitet die AEMEL aber nicht im sauren, sondern wie die AEL im alkalischen Milieu. Deshalb können für diese Technologie weniger seltene und auch günstigere edelmetallfreie Materialien wie Nickel verwendet werden. AEM-Elektrolyseure im Gigawattbereich könnten nach Meinung von Experten jedoch noch zehn Jahre von der Realisierung entfernt sein.

## Vor- und Nachteile der Elektrolysetechnologien

Diese Schilderungen deuten bereits an, dass jede Elektrolyse-Technologie ihre eigenen Vor- und Nachteile mit sich bringt, was sich auch auf die Kosten der betreffender Anlagen auswirkt. Aufgrund der technologischen Marktreife wird die AEM aus den folgenden Beobachtungen ausgeschlossen.

---

<sup>4</sup> Höherer Anteil an Wasserstoffionen – je mehr Wasserstoffionen in einer Lösung enthalten sind, desto saurer ist sie –  $\text{pH} < 7$ .

<sup>5</sup> Die Rohstoffknappheit von Edelmetallen und insbesondere Iridium könnte den Hochlauf der PEM-Elektrolyse massiv beeinträchtigen, wenn nicht zukünftig das Recycling gefördert wird und durch Innovation eine reduzierte Abhängigkeit von diesem Rohstoff erzielt werden kann.

## Investitions- und Betriebskosten

Der größte Vorteil der Alkali-Elektrolyse sind die heute schon vergleichsweise günstigen Investitionskosten (CAPEX), die sich durch die Marktreife und die günstigeren Materialkosten erklären lassen. Im Jahr 2020 lagen die CAPEX einer Alkali-Elektrolyseanlage laut Recherche von Prognos **bei 879 EUR/kW (bzw. bei 439 EUR/kW Stackkosten<sup>6 7)</sup><sup>8 9</sup>**, und könnten bis 2030 noch weiter sinken (**716 EUR/kW bzw. 358 EUR/kW**). Anders bei der PEM-Elektrolyse; hier steht die Kommerzialisierung großer Systeme im Megawatt-Bereich noch am Anfang, was zur Folge hat, dass Skaleneffekte noch nicht realisiert werden konnten.<sup>10</sup> Die CAPEX der PEM lagen demzufolge laut Prognos im Jahr 2020 **bei 1610 EUR/kW (bzw. bei 805 EUR Stackkosten)**. Die Fachliteratur sieht hier jedoch in der Zukunft noch erhebliche Kostensenkungspotentiale. Demnach könnten die CAPEX der PEM-Anlagen bis 2050 **auf 793 EUR/kW fallen (bzw. 396 EUR/kW Stackkosten)**. Langfristig betrachtet stellen Smolinka et al. fest, dass die CAPEX der PEM-Elektrolyse zukünftig unter denen der Alkali-Elektrolyse liegen könnten: Die Elektrolysezellen einer PEM-Anlage werden deutlich kompakter gebaut, als die der AEL (3m<sup>2</sup>/Zelle AEL vs. < 1m<sup>2</sup>/Zelle PEM). Die Gesamtkosten (CAPEX+OPEX) einer HTEL-Anlage sind zum heutigen Zeitpunkt schwer einzuschätzen, da es noch keine marktreifen Komplettsysteme gibt. Laut Prognos liegen die CAPEX 2020 deshalb erwartungsgemäß am höchsten, **1999 EUR/kW Elektrolyseleistung**. Die befragten Teilnehmer einer Studie der NOW-GmbH (NOW) aus Industrie und Wirtschaft schreiben dieser Technologie jedoch potentiell disruptive Eigenschaften zu, die vor allem durch die für die Industrie günstigen Eigenschaften der Nutzung von Abwärme die Nachfrage in die

---

<sup>6</sup> Der sog. „Stack“ bildet das Kernstück des Elektrolyseurs, welcher aus in Reihe geschalteten Elektrolysezellen besteht (je mehr Stacks, desto mehr Leistung der Elektrolyseanlage).

<sup>7</sup> Neben den Kosten für den Stack einer Elektrolyseanlage fallen Investitionskosten für weitere Komponenten wie Stromversorgung, Gasreinigung und Anlagenperipherie (BoP) an, die hier mit dem Faktor 2 der Stackkosten bewerten wurden.

<sup>8</sup> Kreidelmeyer u. a., „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“.

<sup>9</sup> Prognos berechnet die Kostensenkungspotentiale der einzelnen Technologien unter Einbezug der Faktoren Skaleneffekte, höheren Produktionsvolumina, Lieferkettenentwicklung, erhöhter Automatisierungsgrad im Herstellungsprozess sowie weitere technologische Innovationen.

<sup>10</sup> Smolinka u. a., „Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“.

Höhe treiben könnten.<sup>11</sup> Auch hier werden die Systemkosten noch sinken, wenn auch (voraussichtlich) bis 2030 nicht auf das Niveau der AEL und PEM (**2030: 1477 EUR/kW ; 2050: 905 EUR/kW Systemkosten**).

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die prognostizierten CAPEX je nach Quelle erheblich voneinander abweichen und die Zahlen von **Prognos** als **eher konservativ** einzuschätzen sind. So rechnen beispielsweise Hydrogen Council & McKinsey damit, dass bis 2030 Investitionskosten auf der System-Ebene von 200-250 USD/kW (also 176-221 EUR/kW) erzielt werden könnten, nennt aber nicht die verwendete Technologie.<sup>12</sup> Aufgrund der Marktreife ist davon auszugehen, dass die AEL gemeint ist.

## Wirkungsgrade

Trotz zukünftiger Kostensenkungspotentiale bei den CAPEX der Wasserstoffelektrolyseanlagen durch Skaleneffekte, muss in Betracht gezogen werden, dass mit wachsendem Auslastungsfaktor des Elektrolyseurs die Strombezugskosten den größten Anteil der Produktionskosten für Wasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms ausmachen. Je mehr Stunden eine Elektrolyseanlage pro Jahr betrieben wird (load factor), desto mehr Wasserstoff wird produziert und die CAPEX, also die anfänglichen Kosten für die Installation der Anlage, verteilen sich auf mehr Einheiten Wasserstoff. Ein wichtiger Aspekt in dieser Hinsicht ist der Wirkungsgrad der jeweiligen Wasserelektrolysetechnologie, also des Verhältnisses von aufzuwendender (elektrischer) Energie zu erzeugter (chemischer) Energie (Wasserstoff). Je niedriger der Wirkungsgrad, desto höher die Verlustleistung und desto größer das Missverhältnis zwischen Aufwand und Ergebnis, was vereinfacht ausgedrückt **hohe Stromkosten für eine bestimmte Menge erzeugten Wasserstoff durch Elektrolyse bedeutet**. Im Vergleich haben Alkali-Elektrolysesysteme den niedrigsten mittleren Wirkungsgrad (bezogen auf den Brennwert <sup>13</sup>, **68%**

---

<sup>11</sup> Smolinka u. a.

<sup>12</sup> Hydrogen Council und McKinsey & Company, „Hydrogen Insights“.

<sup>13</sup> Der berechnete Wirkungsgrad hängt davon ab, wie man den Energiegehalt des Wasserstoffs bewertet. Denn der Wirkungsgrad ist das Verhältnis zwischen **eingesetzter Energie** zu **nutzbarer Energie**, also des Brennwert o. Heizwert des Produktes. Der Brennwert von Wasserstoff beträgt 39,4 kWh/kg, während der Heizwert „nur“ 33,3 kWh/kg misst. Diese Diskrepanz rührt daher, dass beim Brennwert die zusätzliche Wärme, die bei der Kondensation des Wasserdampfs entstehend durch die Verbrennung des Wasserstoffs frei wird, mit in die Bilanzierung des Energiegehalts aufgenommen wird.

<sup>14</sup>). Für ein Kilogramm Wasserstoff, mit AEL erzeugt, werden also **57,9 kWh Strom** benötigt. Bei der PEM-Elektrolyse liegt dieser höher (**71% - für einen Kilogramm H<sub>2</sub> werden somit 55,5 kWh Strom benötigt**) und bei der Hochtemperaturelektrolyse am **höchsten mit 73% (53,97 kWh Strom/kg Wasserstoff)**, da diese Technologie ja auch zusätzlich Prozessabwärme aus der Industrie nutzen kann. Projiziert auf 2050 und unter Annahme weiteren technologischen Fortschritts geht das Institut davon aus, dass der Wirkungsgrad der Technologien weiter gesteigert werden kann (71%, 75%, 79%). Zukünftig wird es somit möglich sein, aus **50 kWh Strom 1 kg Wasserstoff** herzustellen (Wirkungsgrad 79% in 2050)<sup>15</sup>. Sollte es gelingen, die CAPEX der PEMEL und HTEL auf das Niveau der AEL zu reduzieren (etwa durch Skaleneffekte und die Verwendung günstigerer Herstellungsmaterialien), könnten diese beiden Technologien durch die höheren Wirkungsgrade und die oben beschriebenen niedrigeren OPEX die günstigeren Elektrolysesysteme darstellen. Doch auch für die Alkali-Elektrolyse werden Verbesserungen des Wirkungsgrades prognostiziert, was definitive Vorhersagen der zukünftig günstigsten Technologie erschwert. Realistisch betrachtet wird sich wohl **keine Monokultur der Elektrolysetechnologien** am Markt ergeben, vielmehr werden je nach Kontext und Anwendungsbereich die passenden Systeme angewandt.

## Der Markthochlauf der Elektrolyse

Heute werden Wasserelektrolyseanlagen noch **nahezu vollständig im Manufakturbetrieb** hergestellt.<sup>16</sup> Zur Einordnung: Aus der aktuellen Datenbank der IEA zu weltweiten Elektrolyseprojekten ergibt sich eine kumulierte installierte und operative Elektrolyseleistung von **0,363 GW (363 MW)**.<sup>17</sup> Wenn

---

<sup>14</sup> Die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf das Gesamtsystem und nicht auf den Wirkungsgrad des Stacks. Das heißt hier wurde der zusätzliche Energieverbrauch der Nebenaggregate wie Kompression, Kühlung, Aufreinigung, Steuerung der Anlage mitberücksichtigt. Der Wirkungsgrad des Stacks ist also höher als der des Gesamtsystems.

<sup>15</sup> Die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf den Nennlastbetrieb, unter Teillast können die Wirkungsgrade abweichen.

<sup>16</sup> Smolinka u. a., „Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“.

<sup>17</sup> IEA, „Hydrogen Projects Database“.



angenommen wird, dass die weltweite Fertigungskapazität von Elektrolysewasserstoff etwa zweimal so hoch ist wie in Europa, also ca. **82 t pro Tag** und wenn man diese Zahl mit der Menge an täglich durch Dampfreformierung erzeugtem Wasserstoff vergleicht, die **2019 bei ca. 69 MT im Jahr, also etwa 189.041,1 t pro Tag lag**<sup>18</sup>, wird deutlich, wie verschwindend gering der Anteil an Elektrolysewasserstoff am Weltmarkt noch ist. Die Literatur ist sich deshalb einig: Um das Angebot an CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff zu erhöhen, muss sich die Elektrolyseindustrie zu einer **global vernetzten Gigawatt-Industrie entwickeln**.

Die untenstehende Tabelle zeigt verschiedene Bedarfsniveaus für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff und die benötigte installierte Leistung zur Produktion des Anteils von Elektrolysewasserstoff auf. Hier wird deutlich, **dass Prognosen der benötigten installierten Leistung von Elektrolyseanlagen davon abhängen, welchen Anteil Elektrolysewasserstoff auf Basis erneuerbarer Energieträger am weltweiten Gesamtwasserstoffbedarf ausmachen soll**.

Quelle	Datum	2030	2040	2050
IEA	2021	230 MT ca. 850 GW installierte Leistung		500 MT 3,6 TW in- stallierte Leistung
Hydrogen Council und McKinsey	2021	75 MT ca. 200-250 GW instal- lierte Elektro- lyseleistung		660 MT 3-4 TW in- stallierte Leistung
IRENA	2021			614 MT 5 TW in- stallierte Leistung

Tabelle 1: Überblick über die verschiedenen Wasserstoffbedarfsszenarien aus der Literatur

Die Autoren der NOW-GmbH, aber auch Hydrogen Council und McKinsey und andere, halten die Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien, also AEL und PEM, für einen Markthochlauf für ausgereift und argumentieren, dass

<sup>18</sup> Hohmann, „Statistiken zu Wasserstoff“.

weitere Optimierungen und Kostenreduktionen durch Skalierung (Senkung der CAPEX) sowie den Ausbau erneuerbarer Energien (um den Strompreis aus Erneuerbaren zu senken) erreicht werden können.<sup>19</sup> Hierbei ist jedoch Folgendes von Bedeutung: Die Hochskalierung von Elektrolysesystemen verringert in erster Linie die CAPEX der Anlagen. CAPEX-Verringerung beeinflussen den Produktionspreis von Wasserstoff am stärksten, wenn die Auslastung bzw. die Volllaststunden des Systems (im Folgenden load factor) unter 50% liegen, das heißt die Anlage ca. 4380 Stunden im Jahr Wasserstoff produziert. Wenn die Systeme stärker ausgelastet würden, verminderte sich bei einer reinen Verringerung der CAPEX der Produktionspreis nicht weiter signifikant. Zwar lässt sich somit eine erhebliche Produktionskostenreduktion erzielen, jedoch kein Preis der auf dem Niveau des *Marktpreises*<sup>20</sup> des grauen Wasserstoffs liegt (1-2 EUR/Kilogramm bzw. 1,12 \$ - 2,24 \$/kg). Dies ist dadurch zu begründen, dass sich die CAPEX mit steigender Produktion auf immer mehr Einheiten Wasserstoff verteilen und somit einen geringeren Anteil an den Gesamtproduktionskosten ausmachen. *De facto* fallen die Strombezugskosten mit steigender Auslastung schwerer ins Gewicht. Um einen kompetitiven Produktionspreis für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff aus Elektrolyse zu erreichen, müssen also zusätzlich zu den CAPEX, die Strombezugskosten gesenkt und gleichzeitig ein ausreichender load factor erzielt werden.

In der Realität bestehen jedoch unterschiedliche *bottlenecks*, die den Markthochlauf von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff durch Elektrolyse (**noch**) behindern, von denen zwei hier genannt werden sollen: Erstens werden die CAPEX für Elektrolyseanlagen bis 2030 wohl nicht so weit fallen wie von McKinsey und Hydrogen Council angenommen. Realistischer sind laut Fraunhofer ISE und wie oben erwähnt Prognos Anlagenkosten von **ca. 500-700 \$/kW**, was den benötigten load factor um einen kompetitiven Produktionspreis zu erzielen, noch einmal erhöht. Zweitens sind Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien für 0,02 \$/kWh vor dem Hintergrund steigender Preise für PV-

---

<sup>19</sup> Smolinka u. a., „Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“.

<sup>20</sup> Wichtig ist zwischen Marktpreis und Produktionspreis zu unterscheiden. Der Marktpreis liegt in der Regel über dem Produktionspreis von Wasserstoff, da er das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage spiegelt sowie weitere Kosten wie etwa Transportkosten inkludiert.

Module<sup>21</sup> und Windkraftanlagen wohl auch in der sonnenreichen MENA-Regionen für den benötigten Auslastungsfaktor von mind. 50% oder mehr bis auf Weiteres nicht flächendeckend realisierbar. Zusammenfassend gilt es, für einen erfolgreichen Markthochlauf der Elektrolyse die verschiedenen *bottlenecks* (vor allem CAPEX und Stromgestehungskosten) *gleichzeitig* zu adressieren. **Denn die ausschließliche Senkung einer dieser Faktoren führt nicht dazu, dass sich CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff am Markt gegen konventionellen grauen Wasserstoff durchsetzen kann.**

## Zusammenfassung und Ausblick

Auf der einen Seite sind AEL und PEM technologisch ausgereift und zahlreiche Wasserstoffprojekte werden derzeit initiiert (allein zwischen Februar und August 2021 stieg die Zahl angekündigter Projekte um 100%). Auf der anderen Seite gilt es zahlreiche *bottlenecks* zu überwinden, die dem Hochlauf im Weg stehen: Hohe Investitionskosten, hohe Strompreise, zu niedrige Auslastungsfaktoren beim ausschließlichen Betrieb mit erneuerbaren Energien und noch nicht ausreichende Subventionen und staatliche Regulierungen.<sup>22</sup> Für die Entwicklungszusammenarbeit, die für Global Energy Solutions e.V. wichtig ist, kommt hinzu: Staaten auf dem afrikanischen Kontinent weisen ein großes Potential zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom auf. Probleme bei der Infrastruktur und der Investitionssicherheit halten jedoch Investoren aus der Privatwirtschaft davon ab, Elektrolyseprojekte in Ländern wie Libyen, Algerien, Mauretanien oder Ägypten zu realisieren. Gleichzeitig haben diese Staaten oft keine Mittel, eigene Wasserstoffstrategien zu fördern, auch weil Technologien wie die PEM-Elektrolyse noch mit hohen Kosten verbunden sind. Dabei sind die Chancen, die sich aus einer funktionierenden, weltweiten Wasserstoffwirtschaft für low-income wie auch für high-income countries ergeben, hoch. So könnten sogenannte „green cluster“ in denen Elektrolysewasserstoff hergestellt wird, dazu

---

21 Theurer, „Der große Mangel“.

22 Weitere Bottlenecks, die in diesem Text nicht näher beleuchtet werden, umfassen die Rohstoffknappheit von Iridium beim Hochlauf der PEM-Elektrolyse, die Thematik der Wasserverfügbarkeit in bestimmten Regionen, den hohen Stromverbrauch der Elektrolyseanlagen, sowie die ggf. hohen Importkosten für Wasserstoff aus weit entfernten Produzentenländern.

führen, dass nachhaltige Industrieentwicklung durch positive „spill-over“-Effekte in bisher nur wenig erschlossenen Regionen gefördert wird. Im Sinne der SDGs 8 (Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum) und 9 (Industrie, Innovation und Infrastruktur) bietet dieser Technologietransfer die Möglichkeit für die Produktion und Verteilung von Alternativen zu fossilen Brennstoffen und sollte durch Zuschüsse und Kredite für die lokale Infrastruktur sowie politische Anreize flankiert werden.

## Literaturverzeichnis

- Hohmann, M. „Statistiken zu Wasserstoff“, 24. März 2021. <https://bit.ly/2YLUhWS>.
- Hydrogen Council und McKinsey & Company. „Hydrogen for Net-Zero“, November 2021. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero/>.
- . „Hydrogen Insights“. Brüssel, Februar 2021. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>.
- IEA. „Hydrogen Projects Database“, Oktober 2021. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>.
- Kreidelmeyer, Sven, Dambeck Hans, Kirchner Almut, und Wünsch Marco. „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“. Studie. Berlin: Prognos, Mai 2020.
- Smolinka, Tom, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele, und Andreas Palzer. „Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“. Studie. Berlin: NOW GmbH, 2018.
- Theurer, Marcus. „Der große Mangel“. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 2021. <https://zeitung.faz.net/fas/wirtschaft/2021-11-14/e7c264adce8805234aaee08094dc8a22/?GEPC=s5>.