

Bühler, Lauritz; Möst, Dominik; Scharf, Hendrik

Article

Grüner Wasserstoff: Ie steht es um die Wirtschaftlichkeit und welche Nachfrage lässt sich erwarten?

ifo Dresden berichtet

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Bühler, Lauritz; Möst, Dominik; Scharf, Hendrik (2023) : Grüner Wasserstoff: Ie steht es um die Wirtschaftlichkeit und welche Nachfrage lässt sich erwarten?, ifo Dresden berichtet, ISSN 0945-5922, ifo Institut für Wirtschaftsforschung, Niederlassung Dresden, Dresden, Vol. 30, Iss. 4, pp. 16-22

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/280006>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Lauritz Bühler, Dominik Möst und Hendrik Scharf*

Grüner Wasserstoff: Wie steht es um die Wirtschaftlichkeit und welche Nachfrage lässt sich erwarten?

Die Bedeutung von Wasserstoff auf dem Weg hin zur Klimaneutralität wird deutlich ansteigen und es ist von einer enormen Erhöhung des Bedarfs auszugehen. Wasserstoff wird gegenwärtig überwiegend aus fossilen Brennstoffen hergestellt. Deshalb werden Technologien zur kohlenstoffarmen Herstellung wichtiger: Dazu zählt neben dem blauen Wasserstoff vor allem der sogenannte grüne Wasserstoff unter Nutzung erneuerbarer Energien. Perspektivisch soll grüner Wasserstoff den auf Basis von fossilen Quellen hergestellten Wasserstoff ersetzen, dies bedingt allerdings dessen Wettbewerbsfähigkeit bei der Herstellung. Die Herstellungskosten hängen maßgeblich von den Stromkosten bzw. -preisen, der Investition in den Elektrolyseur, dem Elektrolyseurwirkungsgrad sowie den Betriebsstunden des Elektrolyseurs ab. Im Folgenden soll deshalb ein kurzer Überblick über den Stand der Elektrolyseure und die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff gegeben werden. Zudem wird auch skizziert, welche Wasserstoffbedarfe in Deutschland erwartet werden.

EINLEITUNG

Aktuell wird Wasserstoff fast ausschließlich als Rohstoff in der Größenordnung von weltweit rund 94 Megatonnen (Mt) (im Jahr 2021) verwendet, was einem Energiegehalt von grob 3000 TWh entspricht. Hauptabnehmer sind die Chemische Industrie, insbesondere für die Herstellung von Ammoniak (ca. 50% Marktanteil), Raffinerien, insbesondere für Ölreinigung und -veredelung (ca. 40% Marktanteil) und die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen wie Methanol (ca. 10% Marktanteil) sowie die Stahlindustrie (Michaelis 2018). Deutschlands Anteil am weltweiten Verbrauch lag bei etwas unter 2 % (1,65-1,85 Mt). Es wird erwartet, dass die Nachfrage bis 2050 auf 11-21 Mt in Deutschland ansteigen wird (Weltenergieat 2023).

Wasserstoff wird gegenwärtig überwiegend aus fossilen Brennstoffen (vor allem aus Erdgas mit ca. 80%) sowie als Nebenprodukt chemischer Prozesse (ca. 18%), bspw. bei der Reformierung von Naphtha, hergestellt. Nur knapp 0,04% des Wasserstoffs wird weltweit mit Hilfe der Elektrolyse gewonnen. Die International Energy Agency (2022) erwartet, dass die Bedeutung von Wasserstoff auf dem Weg hin zur Klimaneutralität deutlich ansteigen wird. Dabei unterliegt die zukünftige Wasserstoffnachfrage zahlreichen Unsicherheiten und entsprechend unterschiedlich fallen Schätzungen aus. Die International Energy Agency (IEA) geht im Global Hydrogen Review 2021 von einem Bedarf von bis zu 530 Mt H₂ bis zum Jahr 2050 aus, was eine Versechsfachung des heutigen Niveaus bedeuten würde.

Besonders unter dem Gesichtspunkt der erwarteten Bedarfssteigerung sowie der Einhaltung der Klimaziele werden Technologien zur kohlenstoffarmen Herstellung von Wasserstoff an Bedeutung gewinnen: Dazu zählt neben dem blauen Wasserstoff, der im Wesentlichen auf der heutigen Erdgasdampfreformierung mit anschließender CO₂-Abscheidung (und -Speicherung) basiert, vor allem der sogenannte grüne Wasser-

stoff unter Nutzung erneuerbarer Energien. Dabei kann die Gewinnung auf drei Arten geschehen: Thermolyse (thermochemische Spaltung von Wasser), Photolyse (photochemische Spaltung von Wasser) und Elektrolyse (elektrochemische Spaltung von Wasser). Die ersten beiden Arten befinden sich noch in sehr frühen Entwicklungsstadien auf Labormaßstab. Elektrolysetechnologien hingegen sind kommerziell verfügbar und können einen technologischen Reifegrad bis zur höchsten Stufe (9) aufweisen (Horng 2020). Der Energiebedarf zur Herstellung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyseur soll hierbei durch Strom aus erneuerbaren Anlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden. Für den Betrieb der Elektrolyse und Herstellung von 1 kg Wasserstoff wird elektrische Energie in der Größenordnung (je nach Effizienz der Anlage) zwischen 40 und 60 kWh benötigt. Entsprechend würde eine Bereitstellung der gegenwärtig genutzten Wasserstoffmengen in Deutschland (ca. 1,7 Mt) mittels Elektrolyse einen zusätzlichen Strombedarf von 70 bis 90 TWh bedeuten. Zum Vergleich 2022 wurden in Deutschland 233,9 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt (Bundesnetzagentur 2023). Neben elektrischer Energie wird zur Herstellung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyseure auch Wasser benötigt (ca. 9-15 Liter pro Kilogramm Wasserstoff, je nachdem wie viel des Kühlwasserbedarfs zurückgewonnen werden kann). Um die aktuell verbrauchte Menge Wasserstoff bereitzustellen wäre der Wasserbedarf für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse zwischen 14,7 und 25 Mrd. Liter Wasser pro Jahr, was in der Größenordnung des heutigen Bedarfs von ca. 13 Mrd. Liter Wasser für die Kühlung von Produktions- und Stromerzeugungsanlagen in Deutschland läge bzw. ca. 10% des

* Lauritz Bühler ist Stipendiat im 4. Boysen-TUD-Graduiertenkolleg und Doktorand an der Professur für Energiewirtschaft. Prof. Dominik Möst ist Inhaber des Lehrstuhls und Hendrik Scharf ist ebenfalls wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insb. Energiewirtschaft an der Technischen Universität Dresden.

Wasserbedarfs der Tesla Fabrik in Grünheide entspräche (Focuss 2023).

Sowohl die EU als auch Deutschland haben Wasserstoffstrategien entwickelt, um den Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft als einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele zu fördern. So hat Deutschland das Ziel, 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030 in Betrieb zu nehmen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2023). Trotz des geplanten massiven Ausbaus an Elektrolysekapazität von gegenwärtig „nur“ 60 MW (mit einer Produktionskapazität von ca. 9,9 Kilotonnen) wird erwartet, dass die Wasserstoffnachfrage das Angebot zur Erreichung der Klimaschutzziele deutlich übersteigen wird. So geht der Weltenergieatlas Deutschland im Jahre 2030 von einer Importquote von 72-74% aus.¹

Die Herstellungskosten von Wasserstoff mittels der Erdgasdampfreformierung lagen vor der Energiekrise zwischen 25 und 65 €/MWh (0,8 bis 2 €/kg), wobei der Erdgaspreis ein maßgeblicher Einflussfaktor auf die Herstellungskosten ist.² Perspektivisch soll grüner Wasserstoff den auf Basis von fossilen Quellen hergestellten Wasserstoff ersetzen. Dies bedingt allerdings die Wettbewerbsfähigkeit der Herstellung von grünem Wasserstoff. Die Herstellungskosten hängen maßgeblich von den Stromkosten bzw. -preisen, der Investition in den Elektrolyseur, dem Elektrolyseurwirkungsgrad sowie den Betriebsstunden des Elektrolyseurs ab.

Im Folgenden soll deshalb ein kurzer Überblick über den Stand der Elektrolyseure und die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff gegeben werden. Zudem wird auch skizziert, welche Wasserstoffbedarfe in Deutschland erwartet werden. Entsprechend werden der Stand und die erwarteten Entwicklungen bei Elektrolyseuren sowie die jeweiligen Vor- und Nachteile kurz vorgestellt bevor auf die Wasserstofferzeugungskosten der verschiedenen Konzepte im Vergleich eingegangen wird. Der dritte Abschnitt widmet sich dann den erwarteten Wasserstoffbedarfen.

ELEKTROLYSE – TECHNOLOGIEN UND ERWARTETE ENTWICKLUNGEN

Für einen groben Überblick werden die folgenden Elektrolysetechnologien kurz beschrieben: die alkalische Elektrolyse (AEL), die Proton-Austausch-Membranelektrolyse (PEM bzw. PEMEL), die Anion-Austausch-Membranelektrolyse (AEM) und die Festoxidelektrolyse (SOEC).

Die **alkalische Elektrolyse** ist die älteste der Technologien mit ersten kommerziellen Systemen im frühen 20. Jahrhundert und dem größten Marktanteil von 70%. Als Elektrolyt wird eine Lauge genutzt, was den Einsatz von günstigen Materialien für die Elektroden ermöglicht (International Energy Agency 2022). Die **Proton-Austausch-Membranelektrolyse** wurde in den 1960er Jahren durch General Electric entwickelt und hat aktuell einen Marktanteil von ca. 25% (International Energy Agency 2022). Wie die alkalische Elektrolyse wird diese bei niedrigen Temperaturen zwischen 50-80°C betrieben, jedoch laufen die Reaktionen in einer sauren Umgebung ab, wobei die Ladung durch Wasserstoff-Ionen (H⁺) getragen wird (Agyekum et al. 2022; Ayers et al. 2019). Grundlegende Entwicklungsarbeiten zielen darauf ab, die Kosten zu verringern sowie die Lebensdauer zu erhöhen. Beide Herausforderungen resultieren

aus der sauren Umgebung, welche die Verwendung sehr teurer Edelmetalle mit begrenzter Verfügbarkeit notwendig macht (Brinner et al. 2018). Die **Anion-Austausch-Membranelektrolyse** ist die am wenigsten weit entwickelte Elektrolysetechnologie und befindet sich noch im Forschungsstadium. Die Technologie stellt eine Kombination aus der AEL und der PEM dar und arbeitet bei Temperaturen zwischen 40-80°C. Die **Festoxidelektrolyse** unterscheidet sich von den anderen Technologien durch ihre hohen Arbeitstemperaturen (750-1000°C) und ist bis jetzt kaum genutzt (International Energy Agency 2022). Im Gegensatz zu den anderen Technologien wird nicht Wasser, sondern Wasserdampf gespalten. Dabei ist eine externe Wärmequelle nötig, um die gewünschten Temperaturen zu erzeugen (Brinner et al. 2018).

Die ersten drei Technologien (AEL, PEM und AEM) können in die Gruppe der Niedrig-Temperatur-Elektrolysen zusammengefasst werden, da sie alle unter 100°C arbeiten. In dieser Gruppierung ist zu erkennen, dass die alkalische Elektrolyse und die Proton-Austausch-Membranelektrolyse durch gegensätzliche Vor- und Nachteile geprägt sind (vgl. Tab. 1). Während die AEL hohe Lebensdauern aufweist und durch die Nutzung günstigerer Materialien besticht, ist diese bei der Stromdichte restringiert und durch ein schlechtes dynamisches Verhalten sowie einen komplexen Systemaufbau charakterisiert. Entsprechend herausfordernd ist der Einsatz der AEL bei direkter Kopplung mit einer wetterabhängigen erneuerbaren Energiequelle, da diese nur eingeschränkt dynamisch betrieben werden kann.³ Die PEM hingegen ist durch höhere Stromdichten, ein gutes dynamisches Verhalten sowie einen einfachen Systemaufbau charakterisiert. Im Vergleich zur AEL ist sie jedoch durch die benötigten Materialien deutlich teurer und auch die kürzere Lebensdauer stellt eine wesentliche Herausforderung dar. Die Festoxidelektrolyse ist insbesondere bei (ausreichend) vorhandener Abwärme attraktiv, da ein Teil der elektrischen Energie durch thermische Energie ersetzt werden und damit der elektrische Wirkungsgrad deutlich höher ausfallen kann.

Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Technologien ist aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen, in welchen Anwendungsfällen sich welche Technologie durchsetzen wird.

WASSERSTOFFERZEUGUNGSKOSTEN UNTER VERSCHIEDENEN ANNAHMEN

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Wasserstofferzeugungskosten von grünem Wasserstoff sind die Strombezugskosten, die spezifische Investition des Elektrolyseurs, der Elektrolyseurwirkungsgrad sowie die Betriebsstunden des Elektrolyseurs. Die Strombezugskosten sowie die Betriebsstunden hängen maßgeblich vom Einsatzkonzept des Elektrolyseurs ab. Dabei können zwei Einsatzkonzepte der Elektrolyseure grundsätzlich unterschieden werden. Der Einsatz kann einerseits an der Verfügbarkeit preiswerten Stromes oder andererseits an einer hohen Gasausbeute orientiert sein (vgl. Brunner et al. 2015). Diese zwei Einsatzkonzepte werden im Folgenden umrissen, um darauf basierend die Wasserstofferzeugungskosten im Vergleich zu alternativen Verfahren einzuordnen.

Das **stromseitige Einsatzkonzept** nutzt im Stromsystem überschüssigen Strom und trägt damit zur Integration erneuerbarer Energien bei. Der Vorteil des Konzeptes liegt darin, dass

Tab. 1
Vor- und Nachteile der Elektrolyseverfahren

Name	Vorteile	Nachteile
Alkalische Elektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> · Hohe Lebensdauer · Geringe Kosten · Reife Technologie (im Multi-MW-Bereich) 	<ul style="list-style-type: none"> · Geringe Stromdichte · Systemgröße und -komplexität · Geringe Teillastfähigkeit · Längere Kalt-Start-Zeiten
Proton-Austausch-Membranelektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> · Hohe Stromdichte · Kompaktes Design · Gutes dynamisches Verhalten · Druckbetrieb möglich 	<ul style="list-style-type: none"> · Geringe Lebensdauer · Nutzung von Edelmetallen · Relativ hohe Kosten
Anion-Austausch-Membranelektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> · Nutzung günstiger Materialien · Kompaktes Design · Druckbetrieb möglich 	<ul style="list-style-type: none"> · Geringe Lebensdauer · Geringe Systemgröße · Fehlende Markteinführung
Festoxidelektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> · Hohe elektrische Effizienz · Reversibilität der Anlage · Co-Elektrolyse fähig 	<ul style="list-style-type: none"> · Temperaturanforderung · Geringe Lebensdauer · Niedriger Entwicklungsstatus

Quelle: Agyekum et al. (2022), Ayers et al. (2019), Brinner et al. (2018), Holst et al. (2021), Li und Baek (2021), Patonia und Poudineh (2022), Töpfer und Lehmann (2017), Vincent und Bessarabov (2018).

überschüssiger Strom für die Herstellung von Wasserstoff genutzt wird und daher zu günstigen Preisen (ggf. sogar umsonst oder zu negativen Preisen) an der Strombörse zur Verfügung steht. Nachteile sind, dass diese Überschüsse im Gesamtsystem nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, aber perspektivisch mit höherem Anteil erneuerbarer Energien etwas zunehmen werden. Entsprechend lassen sich in diesem Einsatzkonzept nur sehr geringe Betriebsstunden des Elektrolyseurs erreichen. Auch wenn der Börsenpreis in Zeiten von erneuerbarem Überschuss sehr niedrig (ggf. sogar negativ) sein kann, fallen neben dem Börsenstrompreis Letztverbraucherabgaben (bspw. Netzentgelte) an, die den Betrieb von Elektrolyseuren auch in diesen Stunden unattraktiv machen können.⁴

Im **gasseitigen Einsatzkonzept** wird die erneuerbare Anlage direkt zur kostengünstigen Erzeugung von Wasserstoff genutzt. Hierzu wird versucht, das Zusammenspiel von erneuerbarer/n Anlage(n), Elektrolyseur(en) und etwaigen Pufferspeichern zu optimieren. Entsprechend wird der Strom direkt vor Ort aus erneuerbaren Anlagen genutzt, so dass (zumindest teilweise) kein Anschluss ans öffentliche Stromnetz vorgesehen ist. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass höhere Volllaststunden der Elektrolyseure erzielt werden können, was sich auf die Wasserstoffherstellungskosten senkend auswirkt, und dass aufgrund der direkten Herstellung von Wasserstoff keine weiteren Letztverbraucherabgaben auf den genutzten Strom anfallen. Dieser Einsatz ist insbesondere bei Einspeiseprofilen erneuerbarer Anlagen interessant, die zu hohen Volllaststunden führen und wo die Netzanbindung mit hohen Kosten verbunden ist, bspw. bei Offshore-Windenergieanlagen. Die Anlagen dieses Betriebskonzeptes sind zusätzlich zu den für den Strommarkt vorgesehenen Anlagen zu sehen und stehen damit unmittelbar in Konkurrenz um die beschränkten Flächen zur EE-Ausbau-Zielerreichung im Stromsystem.

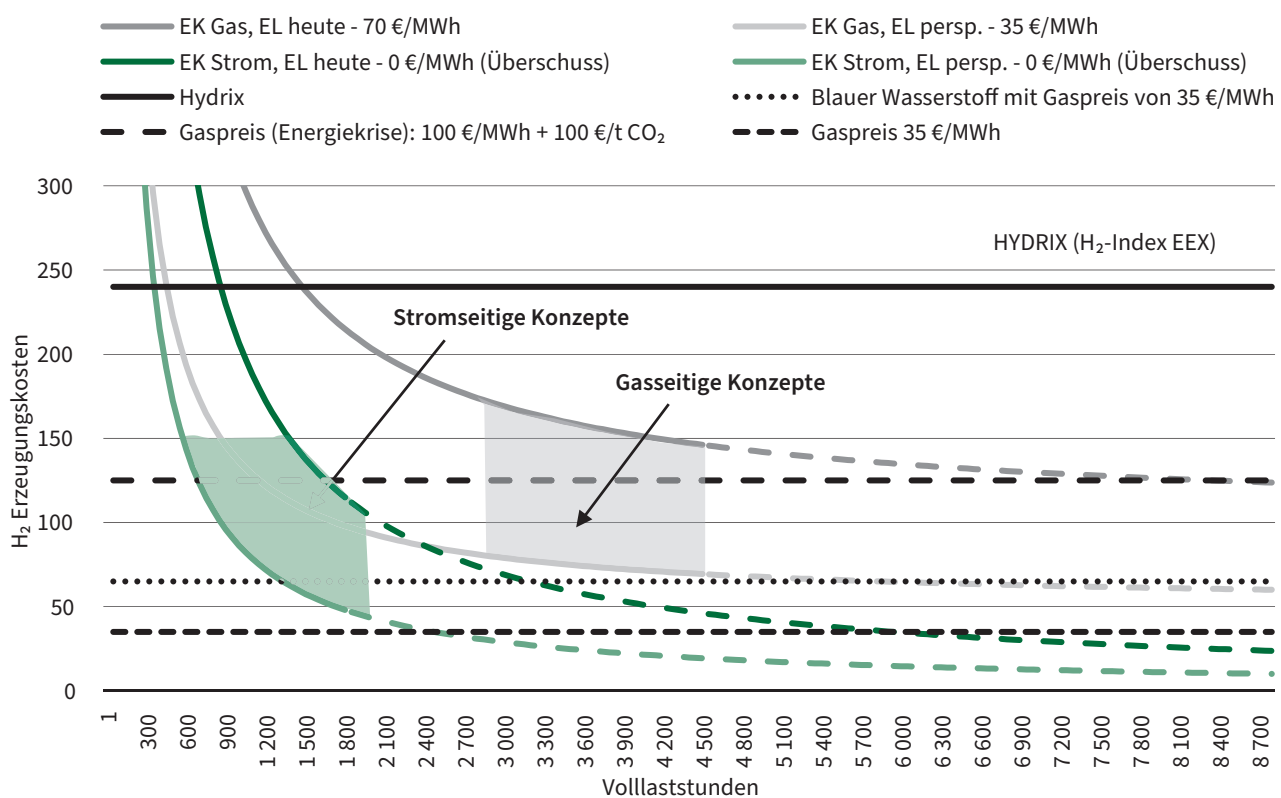
Neben diesen beiden Betriebskonzepten sind auch (bilanzielle und nicht physikalisch gekoppelte) Einsatzkonzepte denkbar, bspw. über erneuerbare Herkunftsnachweise, die dann zu deutlich höheren Betriebsstunden der Elektrolyseure führen und damit eine attraktive Option für den Elektrolysebe-

trieb darstellen. Nachteilig ist allerdings, dass diese Konzepte meist nur Energie im Jahresmittel bilanzieren und damit die physikalische Realität nicht berücksichtigen. In diesem Beitrag werden diese Konzepte im Folgenden nicht berücksichtigt. Zudem werden auch Einsatzkonzepte mit Abwärmenutzung nicht betrachtet, auch wenn diese aufgrund der Abwärme wirtschaftlich attraktiv sein können, da hierfür in der Regel standortspezifische Einflussfaktoren mitberücksichtigt werden müssen und damit eine Einzelfallbetrachtung erforderlich ist.

In Abbildung 1 sind die Wasserstoffherstellungskosten in €/MWh in Abhängigkeit der Betriebsstunden unter der Annahme einer Investition in den Elektrolyseur zwischen 750 und 1800 €/kW⁵ und Strombezugskosten zwischen 35 und 70 €/MWh bzw. im Falle von Überschussstrom mit kostenfrei bezogenem Strom (0 €/MWh) dargestellt. Für die heute notwendige (spezifische) Investition ist eine Investition in Höhe von 1800 €/kW angenommen, während die mit 750 €/kW angenommene Investition die unter weiteren Lernfortschritten bis zum Jahr 2035 erwartete Investition beschreiben soll (vgl. Glenk et al. 2023). Die unterschiedlichen Strombezugskosten sollen grob die Bandbreite heutiger Projekte bei den Stromgestehungskosten in Deutschland illustrieren.

Im gasseitigen Konzept lassen sich unter Nutzung mehrerer (zentraler) Anlagen Betriebsstunden bis 4500 Stunden erwarten; im Offshore-Bereich ggf. sogar noch deutlich darüber. Die schraffierten Flächen in Abbildung 1 zeigen in der Vertikalen für die bei jedem der beiden Konzepte realistischen Einsatzstunden die plausiblen Erzeugungskosten an – grau schraffiert für das gasseitige Konzept, grün schraffiert für das stromseitige Konzept. In Abhängigkeit der obigen Annahmen ergeben sich beim gasseitigen Konzept Wasserstoffherstellungskosten zwischen 80 und 175 €/MWh. Beim stromseitigen Konzept ergeben sich unter der (sehr optimistischen) Annahme von kostenlosem Überschussstrom in 1000 Stunden eines Jahres aufgrund der geringeren Betriebsstunden dennoch etwas höhere Wasserstoffherstellungskosten zwischen 90 und 210 €/MWh. Allerdings setzt diese Kalkulation voraus, dass keine Letztverbraucherabgaben (u. a. Netzentgelte) für den genutzten Strom anfallen, wofür eine An-

Abb. 1
Wasserstofferzeugungskosten



Erläuterung: Dargestellt sind Wasserstofferzeugungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden. Die grauen Kurven zeigen die Bandbreite des gasseitigen Einsatzkonzeptes, einmal unter der Annahme von Investitionen in Höhe von 1800 €/kW und Strombezugskosten von 70 €/MWh (dunkelgrau) und einmal Investitionen in Höhe von 750 €/kW und Strombezugskosten in Höhe von 35 €/MWh (hellgrau). Je nach Standort der erneuerbaren Anlagen sind Volllaststunden bis knapp 5000 h denkbar, so dass die gestrichelte Linie nur die hypothetische Fortführung der Kurve darstellt. Die beiden grünen Kurven sind analog für das stromseitige Einsatzkonzept mit hohen (dunkelgrün) und niedrigen spezifischen Investitionen (hellgrün) dargestellt. Für beide Verläufe ist angenommen, dass Strom in Überschusszeiten kostenlos (0 €/MWh) zur Verfügung steht (und Netzentgelte perspektivisch durch Anpassung der Regulierung nicht anfallen würden). Da dieser Überschuss allerdings (auch perspektivisch) nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt, kann hier nur von deutlich geringeren Volllaststundenzahlen ausgegangen werden. Entsprechend beginnt der mit gestrichelten Linien dargestellte hypothetische Fall hier bei deutlich niedrigeren Volllaststunden. Ergänzend eingetragen als Referenz sind die Gaspreise vor der Krise, deutlich höhere Gaspreise in der Gaskrise in 2021 in Höhe von 100 €/MWh plus ein CO₂-Preisaufschlag von 100 €/t sowie als weitere Referenz die Bereitstellungskosten von blauem Wasserstoff bei einem Gaspreis von 30 €/MWh.

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung.

passung des regulatorischen Rahmens notwendig wäre sowie zugleich eine hohe Anzahl von Stunden mit Strompreisen zu 0 €/MWh aufgrund des Überschussstromes. Zur Einordnung der Erzeugungskosten im Vergleich zu Wasserstoffpreisen kann der Hydrix Referenzwert genommen werden – hier liegt der Preis des Index seit Beginn zwischen 230 und 250 €/MWh (EEX 2023). Diese Größenordnung lässt sich durchaus begründet in die Abbildung einordnen: Einerseits beschreiben die jeweils oberen Kurven die aktuellen spezifischen Investitionen in den Elektrolyseur und liegen damit je nach Volllaststundenzahl in der Größenordnung von 200 €/MWh. Andererseits bildet der Hydrix Wasserstoffpreise ab und keine Wasserstofferzeugungskosten. Entsprechend ist ein Aufschlag auf die reinen Wasserstoffgestehungskosten je nach Verfügbarkeit und Nachfragesituation zu erwarten.

Mit Hilfe des Gaspreises und der Wasserstoffgestehungskosten lässt sich die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff einordnen. Bei den im Jahr 2022 extrem hohen Gaspreisen lagen die Wasserstoffgestehungskosten von grünem Wasserstoff in einer ähnlichen Größenordnung wie die Herstellungs-

kosten von grauem Wasserstoff bei Unterstellung von Gas- und CO₂-Zertifikatspreisen in Höhe von 100 €/MWh Gas und 100 €/t CO₂.⁶ CO₂-Zertifikatspreise sind mit einem (vereinfacht abgerundeten) Faktor von ca. 0,25 (aufgrund des CO₂-Emissionsfaktors von ca. 279 g CO₂/kWhH₂) berücksichtigt, so dass bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 100 €/t ca. 25 €/MWh auf den Gaspreis aufgeschlagen werden. Grüner Wasserstoff wäre damit unter der Annahme von Investitionen in der Höhe von 750 €/kW für Elektrolyseure und den für Strom angenommenen Bezugskosten von 35 €/MWh wettbewerbsfähig. Kritisch ist allerdings anzumerken, dass diese zusätzlichen Anlagen mit Flächen für erneuerbare Energien in Konkurrenz zu Anlagen stehen, die für die Einspeisung ins Stromsystem genutzt werden. Insbesondere lassen sich gegenwärtig (bei höheren Gaspreisen) auch deutlich höhere Strompreise erzielen, so dass die Annahme von Strombezugskosten von 35 €/MWh für den Elektrolyseurbetrieb eher als optimistisch angesehen werden kann. Gegenwärtig befinden sich die Gaspreise in 2023 wieder auf einem deutlich niedrigeren Niveau als in der Gaskrise in 2022. Gaspreise sind gegenwärtig in der Größenordnung von 35 €/

MWh, welche die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff unter den aktuellen Bedingungen entsprechend verringert. Da Wasserstoff gewonnen aus Erdgas allerdings nicht CO₂-frei ist, ist zudem die Herstellung von blauem Wasserstoff als weitere Referenz dargestellt. Blauer Wasserstoff wird ebenso wie grauer Wasserstoff durch Dampfreduzierung aus Erdgas gewonnen. Allerdings wird im Gegensatz zu grauem Wasserstoff das entstehende Kohlendioxid abgeschieden und gespeichert. Auch wenn ein Teil des CO₂ freigesetzt wird, gilt die Herstellung von blauem Wasserstoff als CO₂-arm bzw. fast CO₂-frei. Entsprechend stellt blauer Wasserstoff eine unmittelbare Konkurrenz zu grünem Wasserstoff dar, vor allem in der Transformationsphase in den nächsten Jahrzehnten. Der Vergleich zwischen grünem und blauem Wasserstoff zeigt, dass grüner Wasserstoff unter Annahme der positiven Rahmenannahmen in die Größenordnung des Preises von blauem Wasserstoff kommen und entsprechend unter guten Standortbedingungen (Windeinspeisung/Sonneneinstrahlung) konkurrenzfähig sein kann. Dies setzt allerdings die in der Analyse angenommene Reduktion der Investitionskosten für den Elektrolyseur sowie die niedrigen Strombezugskosten und damit sehr gute Potenzialflächen der erneuerbaren Energien voraus.

ZUKÜNFTIGE WASSERSTOFFNACHFRAGE IN DEUTSCHLAND

Neben der Bereitstellung und den damit verbundenen Erzeugungskosten stellt sich die Frage nach dem Bedarf an Wasserstoff in den nächsten Jahren. In einer Meta-Analyse der Professur für Energiewirtschaft gemeinsam mit dem Energie-

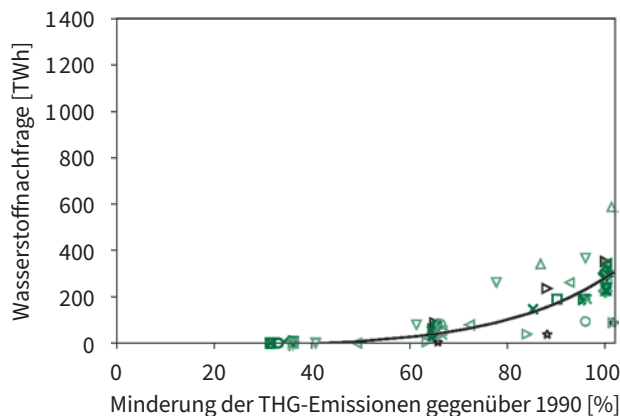
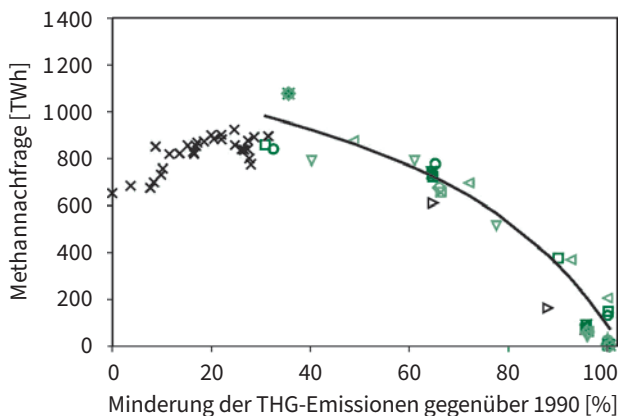
wirtschaftlichen Institut der Universität Köln (vgl. Kopp et al. 2022) wird der erwartete Wasserstoffbedarf in verschiedenen wissenschaftlichen Arbeiten systematisch zusammengefasst. Dieser Arbeit liegen ausschließlich Szenarien zugrunde, die das Ziel Klimaneutralität 2045 in Deutschland erreichen. Laut den Autoren liegt die über die Szenarien gemittelte Wasserstoffnachfrage bei (nur) 40 TWh für das Jahr 2030, während für die Erreichung der Klimaneutralität eine Bandbreite zwischen 200 und 690 TWh bis zum Jahr 2050 in den verschiedenen Szenarien ermittelt wird (vgl. Abb. 2 und vgl. Kopp et al. 2022).

Gegenwärtig wird Wasserstoff vor allem als Reaktant in der Chemischen Industrie sowie für die Verarbeitung von Rohöl eingesetzt (Jugel et al. 2019). Die Herstellung von Ammoniak und Methanol benötigt eine Wasserstoffmenge von rechnerisch rund 29 TWh,⁷ weitere 22,8 TWh entfallen auf die Verarbeitung von Rohöl (Jugel et al. 2019). Dabei findet die Dampfreformierung von Erdgas in der Regel auf dem Gelände des jeweiligen Industriebetriebs statt (DIHK 2020). Künftige wahrscheinliche Anwendungen für Wasserstoff sind im Industriesektor v. a. bei der CO₂-armen Herstellung von Primärstahl auszumachen (Fischedick et al. 2014). Auch die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme mittels Wasserstoff oder dessen Derivaten könnte je nach Energieträger- und CO₂-Preisentwicklungen ökonomisch sinnvoll sein, während bei niedrigen bis mittleren Temperaturniveaus die Wärmepumpe deutliche Effizienzvorteile mit sich bringt. Entsprechend sehen die meisten Energiesystemstudien nur geringe Wasserstoffnachfragen im Gebäudesektor (Ueckerdt et al. 2022, Kopp et al. 2022). Im Mittel ergibt die Auswertung der Studien einen mittleren Wasserstoffeinsatz von 25 TWh im Zieljahr 2045 für den Gebäudesektor (Kopp et al. 2022).

Abb. 2

Methan- und Wasserstoffnachfrage über THG-Emissionsminderung gegenüber 1990

- ✕ Agora (2020) – KN2050
- ✕ Ariadne (2021) – Remind – H₂ DE
- ◀ Fraunhofer ISE (2021) – Referenz100_ Update Kn 2040
- ◻ Agora (2021) – Kn2045
- + Ariadne (2021) – Remind – H₂ Imp.
- ▼ FZJ (2019) – Szenario 95
- ◊ Ariadne (2021) – Hybrid – Elek. DE
- ▼ Ariadne (2021) – Remind – Mix
- ▶ FZJ (2021) – KSG 95
- ▲ Ariadne (2021) – Hybrid – Elek. Imp.
- ▼ Ariadne (2021) – Remod* – Elek. DE
- ☆ Langfristszenarien (2021) – TN-Strom
- ◻ Ariadne (2021) – Hybrid – H₂ DE
- ▼ Ariadne (2021) – Remod* – Elek. Imp.
- ▲ Langfristszenarien (2021) – TN-H₂
- ☆ Ariadne (2021) – Hybrid – H₂ Imp.
- ◊ Ariadne (2021) – Remod* – H₂ Imp.
- ▶ Langfristszenarien (2021) – TN-PtG/PtL
- ▲ Ariadne (2021) – Hybrid Mix
- Ariadne (2021) – ReMod* Mix
- + UBA (2019) – 95%-CH₄
- Ariadne (2021) – Remind – Elek. DE
- ◊ BDI (2021) – KN 2045
- ◀ UBA (2019) – 95%-H₂
- ▶ Ariadne (2021) – Remind – Elek. Imp.
- Dena (2021) – KN100
- ✕ Historische Werte 1990 – 2018



Quelle: Entnommen aus Kopp et al. (2022).

Aufgrund seiner Energiedichte ist Wasserstoff Batteriezellen überlegen, weshalb Wasserstoff oder dessen Derivate trotz gegenüber einer direkten Elektrifizierung geringeren Wirkungsgraden, im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr eine geeignete CO₂-Vermeidungsoption sein kann (Kopp et al. 2022, Ueckerdt et al. 2022). Nach 2030 gehen die Studien daher von einem deutlichen Anstieg bis zum Jahr 2045 des Wasserstoffeinsatzes im Verkehrssektor auf im Mittel 85 TWh im Jahr aus. Nur sehr wenige der betrachteten Studien zeigen einen Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor von mehr als 100 TWh im Jahr 2045 (Kopp et al. 2022).

Auch im Energiesektor kann Wasserstoff v. a. als Langzeitspeicher ein geeignetes Medium sein (Schill 2014, Zöphel und Möst 2017). Zwar haben auch hier Batterien einen höheren Wirkungsgrad, allerdings sind die Investitionen pro Einheit Speicherkapazität bei Wasserstoffspeichern deutlich geringer (vgl. Gils et al. 2017, Schill 2014), was wiederum Wasserstoff als Speichermedium insbesondere für Langzeitspeicherung attraktiv macht. Als Mittel über alle der betrachteten Szenarien ergibt sich eine Menge an rückverstromtem Wasserstoff von 50 TWh (Kopp et al. 2022). Erneut gehen nur sehr wenige Szenarien von mehr als 100 TWh Wasserstoffnutzung im Energiesektor aus.

AUSBLICK

Der Bedarf an Wasserstoff wird voraussichtlich in den nächsten Jahren weiter steigen, da dieser als eine vielversprechende Option zur Dekarbonisierung des Energiesektors und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen angesehen wird. Um allerdings zum Klimaschutz einen Beitrag leisten zu können, muss der heutige nahezu auf Basis konventioneller Energieträger bereitgestellte Wasserstoff durch CO₂-armen bzw. CO₂-freien Wasserstoff ersetzt werden. Dabei können sowohl grüner als auch blauer Wasserstoff einen Beitrag leisten. Inwieweit grüner Wasserstoff eine wirtschaftlich attraktive Option ist, hängt neben den Energie- und CO₂-Preisen nicht zuletzt auch an den Wasserstoffpreisen. Gegenwärtig ist grüner Wasserstoff, bezogen auf den Energiegehalt, um ein Vielfaches teurer als andere genutzte Energieträger. Für die Wirtschaftlichkeit von grünem (und blauem) Wasserstoff wird dem CO₂-Preis eine wesentliche Bedeutung zukommen. Mit einer weiteren Skalierung der Produktion von Elektrolyseuren ist perspektivisch von niedrigeren Investitionen für den Elektrolyseur auszugehen. Diese durch Skalierung erwartete Reduktion der Investition in Kombination mit hohen CO₂-Preisen wird auch erforderlich sein, damit grüner Wasserstoff konkurrenzfähig zu blauem Wasserstoff (und anderen Energieträgern) ist. Neben der Investition spielen auch die Strombezugskosten eine wesentliche Rolle für die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff, die u. a. von den örtlichen Standortbedingungen abhängen. Dabei ist zu beachten, dass einerseits die Flächen für erneuerbare Energien in Deutschland insgesamt beschränkt sind und bereits für die Ziele im Stromsektor eine nahezu Vervielfachung der Ausbautzahlen im Vergleich zum letzten Jahrzehnt für das nächste Jahrzehnt notwendig sein wird. Die Konkurrenz um Flächen, günstigere Kostenpotenziale für erneuerbare Energien in attraktiven Regionen sowie auch der bisherige Bedarf an signifikanten Energieimporten lässt vermuten, dass im Falle eines

höheren Bedarfes an Wasserstoff dieser zu größeren Teilen importiert werden müsste. Entsprechend greifen nationale Konzepte zu kurz. Das nächste Jahrzehnt wird zeigen, inwieweit ein internationaler Markthochlauf von grünem Wasserstoff für die Energiewirtschaft von Bedeutung sein wird.

LITERATUR

- Agyekum, E. B., Nutakor, C., Agwa, A. M. und S. A. Kamel (2022), A Critical Review of Renewable Hydrogen Production Methods: Factors Affecting Their Scale-Up and Its Role in Future Energy Generation, 2022.
- Ayers, K., Danilovic, N., Ouimet, R., Carmo, M., Pivovar, B. und M. Bornstein (2019), Perspectives on Low-Temperature Electrolysis and Potential for Renewable Hydrogen at Scale, Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering.
- Brinner, A., Schmidt, M., Schwarz, S., Wagener, L. und U. Zuberbühler (2018), Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojektes TF_Energiewende.
- Brunner, C., Michaelis, J. und D. Möst (2015), Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems, Zeitschrift für Energiewirtschaft.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hrsg.) (2022), Fortschrittsbericht zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hrsg.) (2023), Die Nationale Wasserstoffstrategie, Download unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html>, abgerufen am 5. Juli 2023.
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2023), Pressemitteilung Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2022.
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK) (Hrsg.) (2023), Wasserstoff DIHK Faktenpapier, Download unter <https://www.dihk.de/resource/blob/24872/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf>, abgerufen am 5. Juli 2023.
- EEX (Hrsg.) (2023), Hydrix, Download unter <https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany>, abgerufen am 1. Juli 2023.
- Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P. und M. Weigel, (2014), „Techno-economic Evaluation of Innovative Steel Production Technologies“, Journal of Cleaner Production 84, S. 563-580.
- Focus (Hrsg.) (2023), „Tesla bekommt Wasser für 30.000 Menschen dafür sollen die Anwohner sparen“, 13. Februar 2023.
- Geres, R., Kohn, A., Lenz, S., Ausfelder, F., Bazzanella, A. M. und A. Möller (2023), Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland, Download unter <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgas-neutralitaet.pdf>, abgerufen am 5. Juli 2023.
- Gils, H. C., Scholz, Y., Pregger, T., de Tena, D. L. und D. Heide (2017), „Integrated Modelling of Variable Renewable Energy-based Power Supply in Europe“, Energy 123, S. 173-188.
- Glenk, G., Holler, P. und S. Reichelstein (2023), Advances in Power-to-Gas Technologies: Cost and Conversion Efficiency.
- Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C. und G. Grimm (2012), Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems: A Cost Analysis Study on behalf of Clean Air Task Force.
- Horng, P. und M. Kalis (2020), Wasserstoff - Farbenlehre: Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie.
- International Energy Agency (IEA) (Hrsg.) (2021), Global Hydrogen Review 2021.
- International Energy Agency (IEA) (Hrsg.) (2022), Global Hydrogen Review 2022.
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (Hrsg.) (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal.
- Jugel, C., Bamberg, C., Edel, M., Gründig, D., Massow, G., Müller, M., Schenkluhn, M., Siegemund, S., Seidl, H., Uhlig, J., Hobohm, J., Lübbers, S., Seefeldt, F. und N. Thamling (2019), Dialogprozess Gas 2030 Hintergrundpapier, Download unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Hintergrundpapier_Dialogprozess_Gas_2030.pdf, abgerufen am 5. Juli 2023.

Kopp, H., Moritz, M., Scharf, H. und J. Schmidt (2022), „Strukturwandel in der Gaswirtschaft – Was bedeutet die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage für die zukünftige Infrastruktur?“, Zeitschrift für Energiewirtschaft 46, S. 255-266.

Li, C. und J.-B. Baek (2021), The Promise of Hydrogen Production from Alkaline Anion Exchange Membrane Electrolyzers.

Mandal, M. (2021), Recent Advancement on Anion Exchange Membranes for Fuel Cell and Water Electrolysis.

Marini, S., Salvi, P., Nelli, P., Pesenti, R., Villa, M. Berrettoni, M., Zangari, G. und Y. Kiros (2012), Advanced Alkaline Water Electrolysis.

Michaelis, J. (2018), Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

Patonia, A. und R. Poudineh (2022), Cost-competitive Green Hydrogen: How to Lower the Cost of Electrolyzers?, The Oxford Institute for Energy Studies (OIES).

Schill, W. P. (2014), „Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany“. Energy Policy 73, S. 65-79.

Töpler, J. und J. Lehmann (2017), Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven, 2. Auflage.

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R. und G. Luderer (2021), „Potential and Risks of Hydrogen-based E-fuels in Climate Change Mitigation“, Nature Climate Change 11, S. 384-393.

Vincent, I. und D. Bessarabov (2018), Low Cost Hydrogen Production by Anion Exchange Membrane Electrolysis: A Review.

Weltenergieat Deutschland (Hrsg.) (2023), Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2023.

Zöphel, M. und D. Möst (2017), „The Value of Energy Storages under Uncertain CO₂-Prices and Renewable Shares“, 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), 14, S. 1-5.

- 1 Um dem Bedarf gerecht zu werden, setzt Deutschland unter anderem auf bilaterale Partnerschaften mit verschiedenen Ländern u. a. in der MENA-Region sowie Kanada und Brasilien sowie auf die Etablierung eines internationalen Wasserstoffmarktes (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022, Weltenergieat 2023).
- 2 Entsprechend sind die Wasserstoffherstellungskosten in der Energiekrise im Jahre 2022 aufgrund der sprunghaft gestiegenen Gaspreise massiv auf 135-225 €/MWh angestiegen (International Energy Agency 2022).
- 3 Um diese Herausforderungen zu adressieren, können Speichertechnologien (z. B. Batteriesysteme) als Puffer zwischengeschaltet werden, um konstant Strom an die Elektrolysezelle weiterzuleiten (Patonia und Poudineh 2022). Darüber hinaus ist eine modulare Bauweise möglich, wobei einzelne Module komplett ab- bzw. zugeschaltet werden können und somit die Flexibilität bezogen auf die Gesamtsystemleistung erhöht werden kann.
- 4 Durch die bevorstehende Anpassung des § 14a EnWG im Rahmen des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes (SteuVerG) ist ein Wegfall der Netzentgelte für solche Betriebskonzepte möglich. Bei der folgenden wirtschaftlichen Einordnung wird dieser (möglichen) Änderung vorweggegriffen und davon ausgegangen, dass Netzentgelte in diesem Einsatzkonzept nicht anfallen und damit die Anlagen nicht mit Netzentgelten belastet werden.
- 5 Für die Berechnung der Wasserstoffherstellungskosten sind ferner eine Laufzeit des Elektrolyseurs von 20 Jahren, ein Zinssatz von 5% sowie ein Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 70% unterstellt.
- 6 Fixkosten der Erdgasdampfpreformierung sowie variable Kosten, insbesondere bedingt durch den Anlagenwirkungsgrad, sind in dieser Betrachtung der Einfachheit wegen vernachlässigt.
- 7 Dieser Wasserstoffeinsatz fließt statistisch in die Angaben zu den verwendeten Primärenergieträgern ein. Der genannte Wert ergibt sich ausgehend von einer durchschnittlichen Ammoniakproduktion von 2,63 Gigatonnen und einer durchschnittlichen Methanolproduktion von 1,23 Gigatonnen (vgl. Verband der chemischen Industrie 2022) und einem spezifischen Wasserstoffbedarf von 7,7 MWh pro Tonne Ammoniak (Matzen et al. 2015) sowie 6,9 MWh pro Tonne Methanol (Sollai et al. 2023).